

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

2024



Инновации –
наша работа!

Научно-технический
сборник

№ 2 (58) / 2024

Издается

ISSN

Учредитель

«Вести газовой науки»

с 2010 г.

2306-8949

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

ПИ № ФС77-56652

от 26.12.2013 г.

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В.А. Истомина, д.х.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

Л.В. Эдер, д.э.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.ф.-м.н. М.А. Анисимов, профессор, Институт физической науки и техники, Университет Мэриленда, США

д.ф.-м.н. Н.А. Бузников, Институт теоретической и прикладной электродинамики РАН

д.т.н., профессор В.М. Булейко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Р.К. Вагапов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. М.М.-Р. Гайдаров, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. А.Г. Гречко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., доцент Е.Б. Григорьев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.г.-м.н. А.Н. Дмитриевский, ИПНГ РАН

д.т.н., профессор Н.А. Забелин, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

д.т.н., профессор Бейджан Ибрагимовлу (Фарзалиев), президент Образовательного фонда

«Плазменные технологии», Турция

д.т.н. Д.Н. Крылов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор А.С. Кузьбожев, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Т.И. Лаптева, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. А.М. Лихущин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор М.Н. Мансуров, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

к.т.н. С.В. Нефедов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.г.-м.н. Е.Е. Поляков, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор А.Г. Потапов

д.ф.-м.н. М.В. Пятахин, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

к.т.н. И.В. Ряховских, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. Н.В. Самсоненко, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор М.М. Сафаров, Таджикский технический университет

им. акад. М.С. Осими, Таджикистан

д.г.-м.н., профессор В.А. Скоробогатов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор В.С. Сафонов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор Б.А. Сулейманов, Азербайджанская государственная нефтяная академия

д.т.н., профессор А.Л. Терехов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н. О.В. Трифионов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

д.т.н., профессор Г.А. Фокин, ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

д.т.н., профессор В.В. Харюновский

д.т.н. В.П. Черный, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Научные редакторы

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор

В.С. Сафонов, д.т.н., профессор

Рецензент

д.т.н. М.Н. Мансуров

Над номером работали

Ответственный редактор

Т.Г. Осияненко

Редактор

А.Я. Стефанова

Корректор

М.В. Бурова

Редактор перевода

А.Я. Стефанова

Верстка

Н.А. Владимиров

Дизайн

И.Ю. Белов

Адрес редакции

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 23.09.2024 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта,
Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2024

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Содержание

Термогидродинамика пластовых систем месторождений углеводородов

- 3 **Аливердиев А.А., Алиев Р.М., Амирова А.А., Бейбалаев В.Д., Григорьев Б.А., Заричняк Ю.П., Эфендиева М.Р.**
Об оптимизации выбора расчетных параметров и границах приближения степенной модели в расчетах эффективной теплопроводности горных пород

Ресурсное обеспечение газодобывающих районов России

- 10 **Скоробогатов В.А.**
Главные итоги изучения и освоения углеводородного потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции (1953–2023 гг.)
- 31 **Гудымов А.В.**
Множественный характер рисков при реализации нефтегазовых проектов, учет влияния экономических рисков
- 35 **Извеков И.Б., Скоробогатова Е.В.**
Сравнительная оценка перспектив газонефтеносности Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов арктической части Западно-Сибирской мегапровинции с целью прогноза новых открытий до 2040 г.

Разработка и эксплуатация месторождений и подземных хранилищ газа

- 47 **Николаев О.В., Бондарев Е.В., Плосков А.А., Стоноженко И.В., Шулепин С.А., Лохов М.С.**
Определение водогазового фактора обводненных скважин
- 55 **Попович А.П., Михайловский А.А., Ломоносова О.В.**
Моделирование работы объекта подземного хранения газа на базе газового месторождения в низкопроницаемом трещиноватом коллекторе вулканического типа
- 65 **Лихушин А.М., Лихушин И.А.**
К вопросу моделирования нагрузки на крюке в процессе цементирования направления морских скважин с использованием теории плавучести
- 73 **Ротов А.А., Истомин В.А., Чельцова Т.В.**
Апробация методик гидродинамического расчета газожидкостных потоков в промысловых трубопроводах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения
- 82 **Виноградов В.Г.**
Оптимальный выбор поверхностно-активных веществ и их концентрации в растворах для интенсификации добычи нефти

Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов

- 88 **Ямкин А.В., Маслов А.С.**
Применение акустической системы обнаружения утечек для выявления механических воздействий на грунт в охранной зоне газопровода
- 95 **Ряховских И.В., Недзвецкий М.Ю., Погуляев С.И., Кашковский Р.В., Нищик А.В.**
Моделирование коррозионного растрескивания под напряжением высокопрочных газопроводных труб. Часть 2. Натурные гидравлические испытания труб

Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности

- 109 **Гамера Ю.В., Петрова Ю.Ю., Дурум А.А., Вольнец И.Г., Докутович А.Б., Лобанов А.В.**
Моделирование опасных факторов на поверхности моря при фонтанировании подводной скважины
- 119 **Семенова И.П., Федоров В.Н., Голуб В.П., Мельников И.И., Поляков А.В.**
Прогнозирование ресурса и ремонтпригодности рабочих лопаток газоперекачивающих агрегатов по структурной деградации сплава с применением математического аппарата искусственных нейронных сетей
- 126 **Сафонов В.С., Гречко А.Г.**
О необходимости проведения сценарного анализа условий возникновения и развития аварий при нормировании размещения теплоизолированных бездренажных резервуаров сжиженного природного газа
- 147 **Вогман Л.П., Болодьян И.А., Ильичев А.В., Вагенлейтнер Е.В.**
Анализ научно-технических и экспериментальных исследований параметров водяного орошения и водяных завес для учета при совершенствовании нормативной базы
- 160 **Затырко В.А., Панкратьев Д.П., Эдер Л.В., Денисевич Е.В., Микляева Е.С., Ткачева Е.В., Кулапов С.М., Семенова В.А., Ухова Ю.А.**
Создание системы автоматизированных измерений и дистанционной передачи данных для геотехнического мониторинга объектов добычи газа ПАО «Газпром» на месторождениях Крайнего Севера

Энергетическая безопасность

- 172 **Лисанов М.В., Жуков И.С.**
Топ-10 ключевых проблем развития
риск-ориентированного подхода
к обеспечению промышленной безопасности
на опасных производственных объектах
нефтегазового комплекса
- 179 **Недзвецкий М.Ю., Сафонов В.С., Ремизов А.Е.,
Барабанова С.М.**
Технологическое прогнозирование
как инструмент минимизации инновационных
рисков

Экология

- 210 **Неретин Д.А., Терехнев А.В., Унанян К.Л.,
Ильякова Е.Е., Томская Л.А., Алабян А.М.,
Краснов С.Ф., Шибряева Л.С.**
Предотвращение опасных проявлений
водно-эрозионных процессов
с использованием полимеров-
структурообразователей
- 216 **Сведения об авторах**
- 220 **Information about the authors**

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – № 2 (58). – 225 с. – ISSN 2306-8949.

Представленные в сборнике статьи охватывают широкий круг актуальных вопросов нефтегазовой отрасли: методики расчета параметров углеводородных смесей, теплопроводности горных пород, газо-жидкостных потоков в промысловых трубопроводах, коррозионного растрескивания газопроводных труб и др.; геологический мониторинг сырьевой базы добычи газа; моделирование объектов обустройства месторождений и ПХГ; ключевые вопросы энергетической и экологической безопасности. Материалы систематизированы по тематике и разбиты на соответствующие рубрики.

Сборник предназначен для ученых, инженеров и учащихся, занимающихся вопросами поиска, разведки, освоения и разработки углеводородных месторождений, а также созданием программного и аппаратного обеспечения этих процессов.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2024, no. 2(58), 225 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

The articles in this collected book embrace topical questions of gas science, namely: calculating critical thermal parameters of hydrocarbon mixtures, of rocks, of the gas-liquid flows within the field pipelines, of pipe stress corrosion etc.; geological monitoring of gas resources; simulating operation of the field and UGS facilities; provision of energy and environmental security. All papers are arranged in the correspondent subject headings. Revealed information could be interesting to specialists occupied with searching, prospecting, exploration, development and operation of the hydrocarbon fields or with creation of the corresponding domestic software and hardware.

ТЕРМОГИДРОДИНАМИКА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 536.21:592:621

Об оптимизации выбора расчетных параметров и границах приближения степенной модели в расчетах эффективной теплопроводности горных пород

**А.А. Аливердиев^{1,2,3*}, Р.М. Алиев^{1,4}, А.А. Амирова³, В.Д. Бейбалаев^{1,2},
Б.А. Григорьев^{5,6}, Ю.П. Заричняк⁷, М.Р. Эфендиева²**

¹ Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН в г. Махачкале, Российская Федерация, 367030, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. М. Ярагского, д. 75

² Дагестанский государственный университет, Российская Федерация, 367000, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. Гаджиева, д. 43-а

³ Институт физики им. Х.И. Амирханова Дагестанского федерального исследовательского центра Российской академии наук, Российская Федерация, 367015, Республика Дагестан, г. Махачкала, ул. М. Ярагского, д. 94

⁴ Дагестанский государственный технический университет, Российская Федерация, 367015, Республика Дагестан, г. Махачкала, пр. Шамиля, д. 70

⁵ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

⁶ Институт проблем нефти и газа РАН, Российская Федерация, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

⁷ Национальный исследовательский Университет информационных технологий, механики и оптики, Санкт-Петербург, Россия

* E-mail: aliverdi@mail.ru

Тезисы. Приводится анализ температурно-барической зависимости эффективной теплопроводности горных пород, что имеет ключевое значение при описании процессов теплопереноса в призабойной зоне скважин. В отношении предложенного ранее малопараметрического описания исследуются вопросы оптимального выбора входящих параметров, их физического смысла, а также границы применимости предложенного подхода как в температурно-барическом диапазоне, так и относительно состава и структурной упорядоченности минералов. Недавно опубликованные экспериментальные температурно-барические зависимости эклогитов дают основания предположить усиление волнового механизма теплопереноса в породах с ростом давления выше нескольких сотен мегапаскалей, в то время как до некоторого предела (порядка 300 МПа) идет его ослабление с одновременным ростом количественного значения эффективной теплопроводности. В целом этот вопрос требует дополнительного изучения и может оказаться важным как в фундаментальных, так и в прикладных аспектах.

Ключевые слова: горные породы, высокие давления, эффективная теплопроводность.

Мониторинг и расчеты температурного поля в земной коре имеют большое значение при изучении и освоении земных недр [1–4]. Это, в свою очередь, требует глубокого понимания тепловых свойств горных пород в целом и их эффективной теплопроводности в частности. С другой стороны, описание температурно-барического поведения теплофизических свойств комплексных соединений, построение обобщающих моделей, позволяющих проводить прогнозирование и расчет эффективной теплопроводности в зависимости от структурной упорядоченности, имеют фундаментальное значение для физики конденсированного состояния.

Ранее [5–7] авторами показано, что температурная зависимость эффективной теплопроводности большого круга веществ в достаточно широком температурно-барическом диапазоне хорошо описывается степенным законом:

$$\lambda(T, P) = \lambda_0 (1 + \delta_{T_0}(P)) \left(\frac{T}{T_0} \right)^{n_0(1-\nu(P))}, \quad (1)$$

где температурно-барическая зависимость эффективной теплопроводности $\lambda(T, P)$ определяется ее значением λ_0 при одной фиксированной температуре T_0 и атмосферном давлении (в нашем случае $P \cong 0$), значениями степенного показателя температурной зависимости n_0 при атмосферном давлении, а также малых безразмерных барических функций $\delta_{T_0}(P)$ и $\nu(P)$:

$$\delta_{T_0}(P) = \frac{\lambda(T, P)}{\lambda(T_0, P)} - 1 \quad (2)$$

и

$$\nu(P) = \frac{n(P)}{n_0} - 1, \quad (3)$$

где $n(P)$ – степенной коэффициент температурной зависимости при давлении P .

В самом деле, теплоперенос в кристаллах имеет преимущественно волновую природу,

температурную зависимость $\lambda \sim \frac{1}{T}$ и описы-

вается моделями Эйкена [8] и Дебая [9]. С другой стороны, в аморфных телах теплоперенос осуществляется в результате передачи тепла от атома к атому, что приводит к температурной зависимости $\lambda \sim \sqrt{T}$. Нарушение упорядоченности структуры минералов и сплавов, наличие границ блоков, дефектов и дислокаций приводят к значительному ослаблению процессов рассеяния тепловых волн и, как следствие, к изменению температурной зависимости эффективной теплопроводности. Многочисленные экспериментальные данные показали, что имеют место следующие соответствия: $n \cong -1$ для упорядоченных минералов и сплавов; $n \cong -0,5$ для частично упорядоченных минералов и сплавов; $n = 0$ для случая, когда степень разупорядоченности минералов и сплавов $\varepsilon = 36,4\%$ [10]; $n \cong 0,5$ для аморфных структур [11].

Степенная зависимость не является единственной используемой аппроксимацией температурной зависимости эффективной теплопроводности горных пород (см., например, [1]). Тем не менее простота и адекватность степенного закона в достаточно широком диапазоне температур, в том числе при воздействии дополнительных факторов (давления, флюидонасыщения), делает его предпочтительным по меньшей мере в исследованном температурном

диапазоне от 273 до 523 К [5–7], а зачастую и для несколько более высокой температуры.

Вопросы оптимального выбора T_0 , анализ входящих в барические функции $\delta_{T_0}(P)$ и $\nu(P)$ параметров, их физический смысл, а также границы применимости предложенного подхода как в температурно-барическом диапазоне, так и относительно состава и структурной упорядоченности минералов на основании экспериментальных и расчетных зависимостей являются предметом настоящей работы.

Зависимости $\delta_{T_0}(P)$ и $\nu(P)$, по меньшей мере в диапазоне давлений от атмосферного до порядка 300 МПа, для большинства горных пород оказываются сильно коррелированными, и, как правило, возможно их взаимное представление в виде

$$\nu(P) \cong C_{T_0} \delta_{T_0}(P), \quad (4)$$

где C_{T_0} – константа, зависящая от выбора T_0 . В ряде случаев возможен выбор такой T_0 , при которой $C_{T_0} = 1$ [12].

Важно отметить, что исходя из уравнения (1) давление не только оказывает влияние на эффективную теплопроводность, но и меняет характер ее температурной зависимости. Как правило, с повышением давления температурная зависимость эффективной теплопроводности горных пород (как с отрицательным, так и с положительным значением n_0) ослабляется. Тем не менее, как показали предыдущие исследования авторов, для монокристаллов возможно усиление температурной зависимости эффективной теплопроводности. В частности, такое поведение наблюдалось для монокристаллического антимонида галлия [6]. Аналогичное поведение наблюдалось и для аморфного селенида мышьяка [7], хотя для последнего ввиду очень малых значений $\nu(P)$ эффект практически не выражен.

Быстрый нелинейный рост эффективной теплопроводности (сопровождающийся ослаблением температурной зависимости) у горных пород и поликристаллических соединений наблюдается в начальном диапазоне давлений (от 0,1 МПа до примерно 100 МПа). Вероятно, основным фактором здесь является уменьшение внутренних тепловых сопротивлений между зернами, что косвенно подтверждается отсутствием данного эффекта у измеренных на том же оборудовании монокристаллов и аморфных тел [6, 7]. Сильно нелинейное

поведение подтверждается в работах разных авторов (см., например, [13, 14]). Таким образом, при исследовании процессов в земной коре при глубинах до нескольких десятков километров данную нелинейность следует принимать во внимание.

Выбор вида аппроксимационной зависимости $\delta_{T_0}(P)$ (как и $\nu(P)$) остается дискуссионным. Ранее обычно авторы использовали двухпараметрические выражения вида

$$\delta_{T_0}(P) = \beta \left(\frac{P}{P_0} \right)^\alpha, \quad (5)$$

где показатель степени α определяет нелинейность, а β – относительное увеличение эффективной теплопроводности при произвольном фиксированном давлении P_0 для $\delta_{T_0}(P)$ и $\nu(P)$, либо вида

$$\delta_{T_0}(P) = \gamma \frac{\frac{P}{P_0^*}}{1 + \frac{P}{P_0^*}}, \quad (6)$$

где величина γ имеет физический смысл предельного относительного приращения значений $\delta_{T_0}(P)$ при высоком давлении, а P_0^* – константа, имеющая размерность давления и определяющая нелинейность на начальном этапе.

Выражение (6) можно также представить в виде:

$$\delta_{T_0}(P) = \beta \frac{(1 + \xi) \left(\frac{P}{P_0} \right)}{1 + \xi \left(\frac{P}{P_0} \right)}, \quad (7)$$

где β см. в экспликации к выражению (5), а ξ – безразмерная константа, определяющая нелинейность. Такое представление может быть удобнее, чем использованное ранее выражение (6), потому что оценка константы β весьма наглядна исходя из барической зависимости эффективной теплопроводности для любого (произвольного) фиксированного P_0 .

Выбор аппроксимации осуществлялся в зависимости от экспериментальных данных. Коэффициенты как для температурной (первый этап), так и для барической (второй этап) зависимостей определялись методом наименьших квадратов. Для большей части исследованных ранее образцов экспериментальные температурно-барические зависимости эффективной теплопроводности оказывались лежащими в приемлемых пределах при выборе как

выражения (5), так и выражения (6) (или (7)). Тем не менее следует отметить, что если для искусственных поликристаллических соединений предпочтительней оказывалось выражение (5), то для большинства горных пород – выражения (6) или (7).

Точность определения $\delta_{T_0}(P)$ с использованием первичных экспериментальных данных существенно превышает точность определения $\nu(P)$. Действительно, даже существенная неопределенность степенного коэффициента $n \cong -0,5$ в пределах $\pm 10\%$ при выборе фиксированной температуры T_0 в формуле (1) в пределах 400...450 К приводит к максимальному отклонению вычисленного значения от исходного в диапазоне 250...850 К, не превышающему стандартную экспериментальную погрешность ($\sim 3\%$). Индекс детерминации при этом на данном участке составляет 0,995. Поэтому выражение (4) дает хорошее количественное соответствие даже при достаточно сильном отличии хода у вычисленных методом наименьших квадратов $\delta_{T_0}(P)$ и $\nu(P)$, в том числе при наличии существенного разброса значений $\nu(P)$. Рис. 1 иллюстрирует это положение для случая $\lambda_0 = 2 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$.

В работах, посвященных изучению поведения теплопроводности при более высоких давлениях, часто не приводятся результаты измерений при атмосферном давлении (см., например, недавние работы Б. Чжанга

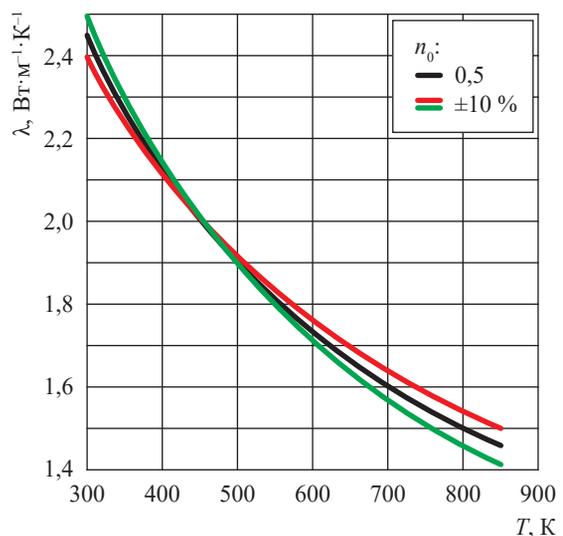


Рис. 1. Температурная зависимость эффективной теплопроводности при $T_0 = 450 \text{ К}$, $\lambda_0 = \lambda(T_0) = 2 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}$ при атмосферном давлении ($\delta_{T_0} = \nu \cong 0$)

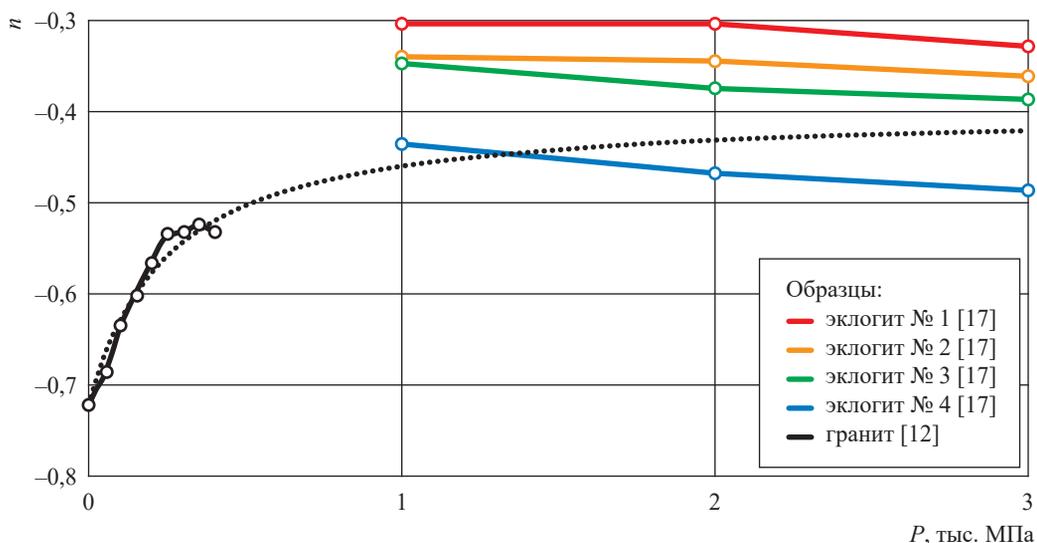


Рис. 2. Барическая зависимость n от давления для четырех образцов эклогитов [17] и образца гранита [12]

и др. [15–17]), что затрудняет использование приведенных там данных во всем диапазоне и оценку эффективности нашего подхода (см. формулы (1)...(3)). Тем не менее, как это было показано (см. например [18]), возможно проведение не прямых сравнений, а также установление границ применимости тех или иных приближений.

Как показывают результаты Б. Чжанга и др. [17], при высоких давлениях (превышающих 1 ГПа) абсолютное значение показателя степени n в температурной зависимости эффективной теплопроводности эклогитов растет с давлением по меньшей мере на участке от 1 до 3 ГПа.

На рис. 2 представлены значения n , полученные методом наименьших квадратов для давлений 1; 2 и 3 ГПа для каждого из четырех образцов 1...4, температурно-барические зависимости эффективной теплопроводности приведены в работе Б. Чжанга и др. [17]. При этом сама степенная зависимость эффективной теплопроводности от температуры для всех четырех образцов очень хорошо выполняется в диапазоне температур от 300 до 873 К [17].

На рис. 2 приведена также экспериментальная барическая зависимость показателя n для одного из гранитов [12], температурная зависимость эффективной теплопроводности которого демонстрировала поведение, близкое к зависимостям эффективной теплопроводности образцов эклогитов 1...4. Символами \circ показаны значения,

найденные методом наименьших квадратов для ряда давлений от 0,1 до 400 МПа. В диапазоне от 0,1 до 400 МПа расчеты, выполненные с помощью данной аппроксимации для гранита, описывают первичные экспериментальные данные с погрешностью, не превышающей экспериментальную [12], поэтому небольшое увеличение абсолютного значения n от 350 до 400 МПа может быть оценено в пределах погрешности. Пунктирная линия найдена как экстраполяция аппроксимации в предположении выполнения выражения (4) и для более высоких давлений. Однако данные Б. Чжанга и др. [17] могут свидетельствовать о недостаточной надежности экстраполяции на более высокие давления.

К сожалению, Б. Чжанг с соавторами [17] не проводят результаты измерений при атмосферном давлении. Поэтому нельзя сделать вывод о поведении $\nu(P_0)$ в барической области 0,1...300 МПа (да и вообще вычислить функцию $\nu(P)$ без дополнительных допущений). Тем не менее это позволяет предположить усиление волнового механизма теплопереноса в породах с ростом давления выше нескольких сотен мегапаскалей, в то время как до некоторого предела (порядка нескольких сотен мегапаскалей) идет его ослабление с одновременным ростом количественного значения эффективной теплопроводности. Данный факт требует дополнительного изучения и может оказаться важным как в фундаментальных, так и в прикладных аспектах.

Другим важным результатом выполненного анализа является уточнение независимых величин, позволяющих с использованием выражений (1)...(4), (7) проводить расчеты температурно-барической зависимости эффективной теплопроводности множества горных пород в барическом диапазоне 0,1...400 МПа для температур порядка нескольких сотен кельвинов. При выборе T_0 в пределах 400...450 К и $P_0 \sim 400$ МПа для этого требуется знание эффективной теплопроводности λ_0 при температуре T_0 и атмосферном давлении, показателя степени температурной зависимости n_0 при атмосферном давлении, а также трех зависящих от T_0 констант: β , ξ и C_{T_0} .

Для некоторых горных пород возможно также выявление дополнительных корреляционных зависимостей между обозначенными величинами. Так, авторами представлен способ выбора P_0 и T_0 , позволяющий для гранитов в температурно-барическом диапазоне 273...600 К, 0,1...400 МПа с достаточной точностью ограничиться одной независимой константой (значением эффективной теплопроводности при атмосферном давлении и любой фиксированной температуре из выбранного диапазона) [18]. С повышением давления, вероятно, следует уточнить соотношение между зависимостями $\delta_{T_0}(P)$ и $\nu(P)$.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Список литературы

1. Norden B. Temperature and pressure corrections applied to rock thermal conductivity: impact on subsurface temperature prognosis and heat-flow determination in geothermal exploration / B. Norden, A. Förster, H.-J. Förste, et al. // *Geothermal Energy*. – 2020. – Т. 8(1). – С. 1–19. – DOI: 10.1186/s40517-020-0157-0.
2. Kämmllein M. Pore-fluid-dependent controls of matrix and bulk thermal conductivity of mineralogically heterogeneous sandstones / M. Kämmllein // *Geotherm Energy*. – 2019. – Т. 7. – № 13. – DOI: 10.1186/s40517-019-0129-4. – <https://geothermal-energy-journal.springeropen.com/articles/10.1186/s40517-019-0129-4>.
3. Miranda M.M. A numerical approach to infer terrestrial heat flux from shallow temperature profiles in remote northern regions / M.M. Miranda, M.I.V. Márquez, J. Raymond et al. // *Geothermics*. – 2021. – Т. 93. – № 102064. – DOI: 10.1016/j.geothermics.2021.102064.
4. Sun Qiang. Analyses of the factors influencing sandstone thermal conductivity / Sun Qiang, Chen Shen-en, Gao Qiao et al. // *Acta Geodynamica et Geomaterialia*. – 2017. – Т. 14. – № 2 (186). – С. 173–180. – DOI: 10.13168/AGG.2017.0001.
5. Emirov S.N. Studies of the effective thermal conductivity of sandstone under high pressure and temperature / S.N. Emirov, A.A. Aliverdiev, Y.P. Zarichnyak et al. // *Rock Mech. Rock Eng.* – 2021. – Т. 54. – С. 3165–3174. – DOI: 10.1007/s00603-020-02353-3.
6. Алиев Р.М. О влиянии давления на температурную зависимость эффективной теплопроводности антимонида галлия с разной степенью упорядочения / Р.М. Алиев, А.А. Аливердиев, Ю.П. Заричняк и др. // *Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования*. – 2022. – № 6. – С. 23–28. – DOI: 10.31857/S1028096022060048.
7. Эмиров С.Н. О влиянии давления на температурную зависимость теплопроводности халькогенида мышьяка разной упорядоченности / С.Н. Эмиров, А.А. Аливердиев, В.Д. Бейбалаев и др. // *Известия Российской академии наук. Серия физическая*. – 2021. – Т. 85. – № 9. – С. 1273–1277.
8. Eucken A. Heat transfer in ceramic refractory materials: Calculation from thermal conductivities of constituents / A. Eucken // *Fortchg. Gebiete Ingenieurw., B3, Forschungsheft*. – 1932. – Т. 16. – С. 353–360.
9. Debye P. Vorträge über die kinetische theorie der materie und elektruzität / P. Debye; red. B.G. Teubner. – Leipzig; Berlin: Gottinger Wolfskehlvortrage, 1914.
10. Садовский М.А. Насущные задачи геофизики в комплексе наук о Земле / М.А. Садовский // *Вестник АН СССР*. – 1968. – № 1. – С. 60–63.

11. Эмиров С.Н. Влияние упорядочения структуры, температуры и давления на процессы переноса тепла в минералах и сплавах / С.Н. Эмиров, А.А. Аливердиев, Р.М. Алиев и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 2 (47): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 107–111.
12. Emirov S.N. On the temperature and pressure dependences of the effective thermal conductivity of granites / S.N. Emirov, A.A. Aliverdiev, V.D. Beybalaev, et al. // *Thermal Science*. – 2021. – Т. 25. – № 4А. – С. 2493–2501. – DOI: 10.2298/TSCI200408176E.
13. Horai K. The effect of pressure on thermal conductivity of silicate rocks up 12 Kbar / K. Horai, J. Susaki // *Physics of Earth and Planetary Interiors*. – 1989. – Т. 55. – С. 292–305.
14. Seipold U. Temperature dependence of thermal transport properties of crystalline rocks – a general law / U. Seipold // *Tectonophysics*. – 1998. – Т. 291. – С. 161–71.
15. Fu H. Thermal diffusivity and thermal conductivity of granitoids at 283–988 K and 0.3–1.5 GPa / H. Fu, B. Zhang, J. Ge et al. // *American Mineralogist*. – 2019. – Т. 104. – С. 1533–1545. – DOI: 10.2138/am-2019-7099.
16. Xiong Z.L. Thermal diffusivity and thermal conductivity of alkali feldspar at 0.8–3 GPa and 300–873 K / Z.L. Xiong, B.H. Zhang, J.H. Ge et al. // *Contrib. Mineral. Petrol.* – 2021. – Т. 176. – Ст. № 42. – DOI: 10.1007/s00410-021-01797-2.
17. Zhang B. Crustal melting in orogenic belts revealed by eclogite thermal properties / B. Zhang, H. Fei, J. Ge et al. // *Nature Communications*. – 2022. – Т. 13. – С. 4673. – DOI: 10.1038/s41467-022-32484-w.
18. Аливердиев А.А. К описанию температурно-барической зависимости эффективной теплопроводности гранитов / А.А. Аливердиев, Р.М. Алиев, А.А. Аморова и др. // *Вестник НовГУ*. – 2023. – № 3(132). – С. 426–437. – DOI: 10.34680/2076-8052.2023.3(132).426-437.

On optimized selection of design parameters and approximation limits for a power-law model when calculating the effective thermal conductivity of rocks

A.A. Aliverdiev^{1,2,3*}, R.M. Aliev^{2,4}, A.A. Amirova³, V.D. Beybalaev^{1,2}, B.A. Grigoriev^{5,6},
Yu.P. Zarichnyak⁷, M.R. Efendieva²

¹ Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, Bld. 75, M. Yaragskogo street, Makhachkala, Republic of Dagestan, 367030, Russian Federation

² Dagestan State University, Bld. 43-a, Gadzhiev street, Makhachkala, the Republic of Dagestan, 367000, Russian Federation

³ Dagestan Institute of Physics after Kh.I. Amirkhanov affiliated with Dagestan Federal Research center of RAS, Bld. 94, M. Yaragskogo street, Makhachkala, The Republic of Dagestan, 367015, Russian Federation

⁴ Dagestan State Technical University, Bld. 70, prospect Shamilya, Makhachkala, the Republic of Dagestan, 367015, Russian Federation

⁵ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

⁶ Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences, Bld. 3, Gubkina street, Moscow, 119333, Russian Federation

⁷ ITMO University, Bld. 49, Kronverkskiy avenue, St. Petersburg, 197101, Russian Federation

* E-mail: aliverdi@mail.ru

Abstract. An analysis of the temperature-pressure dependence of the effective thermal conductivity of rocks is presented, which is of key importance in describing the processes of heat and mass transfer in the bottomhole zone of wells. The issues of optimal choice of parameters included in the previously suggested low-parameter description, their physical meaning, as well as the limits of applicability of the suggested approach both in the temperature-pressure range and in relation to the composition and structural order of minerals are investigated. Recently published experimental temperature-pressure dependences for the eclogites give reason to assume an increase in the wave mechanism of heat transfer in rocks with increasing pressure above several hundred megapascals, while up to a certain limit (about 300 MPa) it weakens with simultaneous increase in the value of effective thermal conductivity. Overall, this requires further study and may be important in both fundamental and applied aspects.

Keywords: rocks, high pressures, effective thermal conductivity.

References

1. NORDEN, B., A. FÖRSTER, H.-J. FÖRSTE, et al. Temperature and pressure corrections applied to rock thermal conductivity: impact on subsurface temperature prognosis and heat-flow determination in geothermal exploration. *Geothermal Energy*, 2020, vol. 8(1), pp. 1–19, ISSN 2195-9706. DOI: 10.1186/s40517-020-0157-0.
2. KÄMMLEIN, M. Pore-fluid-dependent controls of matrix and bulk thermal conductivity of mineralogically heterogeneous sandstones. *Geothermal Energy*, 2019, vol. 7, no. 13, ISSN 2195-9706. DOI: 10.1186/s40517-019-0129-4. Available from: <https://geothermal-energy-journal.springeropen.com/articles/10.1186/s40517-019-0129-4>.
3. MIRANDA, M.M., M.I.V. MÁRQUEZ, J. RAYMOND et al. A numerical approach to infer terrestrial heat flux from shallow temperature profiles in remote northern regions. *Geothermics*, 2021, vol. 93, no. 102064, ISSN 0375-6505. – DOI: 10.1016/j.geothermics.2021.102064.
4. SUN Qiang, CHEN Shen-en, GAO Qiao et al. Analyses of the factors influencing sandstone thermal conductivity. *Acta Geodynamica et Geomaterialia*, 2017, vol. 14, no. 2(186), pp. 173–180, ISSN 1214-9705. DOI: 10.13168/AGG.2017.0001.
5. EMIROV, S.N., A.A. ALIVERDIEV, Y.P. ZARICHNYAK et al. Studies of the effective thermal conductivity of sandstone under high pressure and temperature. *Rock Mech. Rock Eng.*, 2021, vol. 54, pp. 3165–3174, ISSN 0723-2632. DOI: 10.1007/s00603-020-02353-3.
6. ALIYEV, R.M., A.A. ALIVERDIYEV, Yu.P. ZARICHNYAK et al. On the effect of pressure on the temperature dependence of the effective thermal conductivity of gallium antimonide with different degrees of ordering [O vliyaniy davleniya na temperaturumuyu zavisimost effektivnoy teploprovodnosti antimonida galliya s raznoy stepenyu uporyadocheniya]. *Peverkhnost. Rentgenovskiy, Sinkhrotronnyy i Neytronnyy Issledovaniya*, 2022, no. 6, pp. 23–28, ISSN 1028-0960. DOI: 10.31857/S1028096022060048. (Russ.).
7. EMIROV, S.N., A.A. ALIVERDIYEV, V.D. BEYBALAYEV et al. Effect of pressure on the temperature dependence of the thermal conductivity of arsenic chalcogenide with different ordering [O vliyaniy davleniya na temperaturumuyu zavisimost teploprovodnosti khalkogenida myshyaka raznoy uporyadochennosti]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk. Seriya Fizicheskaya*, 2021, vol. 85, no. 9, pp. 1273–1277, ISSN 0367-6765. (Russ.).
8. EUCKEN, A. Heat transfer in ceramic refractory materials: Calculation from thermal conductivities of constituents. In: *Fortchg. Gebiete Ingenieurw., B3, Forschungsheft*, 1932, vol. 16, pp. 353–360.
9. DEBYE, P. *Voträge über die kinetische theorie der materie und elektrizität*. Edited by B.G. TEUBNER. Leipzig; Berlin: Gottinger Wolfskehlvortrage, 1914. (Germ.).
10. SADOVSKIY, M.A. Urgent tasks of geophysics within the Earth sciences [Nasushchnyye zadachi geofiziki v komplekse nauk o Zemle]. *Vestnik AN SSSR*, 1968, no. 1, pp. 60–63, ISSN 0002-3442. (Russ.).
11. EMIROV, S.N., A.A. ALIVERDIYEV, R.M. ALIYEV, et al. Influence of structure ordering, temperature and pressure on heat transfer processes in minerals and alloys [Vliyaniye uporyadocheniya struktury, temperatury i davleniya na protsessy perenosa tepla v mineralakh i splavakh]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 2(47): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 107–111. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. EMIROV, S.N., A.A. ALIVERDIEV, V.D. BEYBALAEV et al. On the temperature and pressure dependences of the effective thermal conductivity of granites. *Thermal Science*, 2021, vol. 25, no. 4A, pp. 2493–2501, ISSN 0354-9836. DOI: 10.2298/TSCI200408176E.
13. HORAI, K., J. SUSAKI. The effect of pressure on thermal conductivity of silicate rocks up 12 Kbar. *Physics of Earth and Planetary Interiors*, 1989, vol. 55, pp. 292–305, ISSN 0031-9201.
14. SEIPOLD, U. Temperature dependence of thermal transport properties of crystalline rocks – a general law. *Tectonophysics*, 1998, vol. 291, pp. 161–71, ISSN 0040-1951.
15. FU, H., B. ZHANG, J. GE et al. Thermal diffusivity and thermal conductivity of granitoids at 283–988 K and 0.3–1.5 GPa. *American Mineralogist*, 2019, vol. 104, pp. 1533–1545, ISSN 0003-004X. DOI: 10.2138/am-2019-7099.
16. XIONG, Z.L., B.H. ZHANG, J.H. GE et al. Thermal diffusivity and thermal conductivity of alkali feldspar at 0.8–3 GPa and 300–873 K. *Contrib. Mineral. Petrol.*, 2021, 176, art. no. 42, ISSN 0010-7999. DOI: 10.1007/s00410-021-01797-2.
17. ZHANG, B., H. FEI, J. GE et al. Crustal melting in orogenic belts revealed by eclogite thermal properties. *Nature Communications*, 2022, vol. 13, pp. 4673, ISSN 2041-1723. DOI: 10.1038/s41467-022-32484-w.
18. ALIVERDIYEV, A.A., R.M. ALIYEV, A.A. AMIROVA et al. On the description of the temperature-baric dependence of the effective thermal conductivity of granites [K opisaniyu temperaturno-baricheskoy zavisimosti effektivnoy teploprovodnosti granitov]. *Vestnik Novgorodskogo Gosudarstvennogo Universiteta*, 2023, no. 3(132), pp. 426–437, ISSN 2076-8052. DOI: 10.34680/2076-8052.2023.3(132).426-437.

РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ РОССИИ

УДК 553.98 (571.1)

Главные итоги изучения и освоения углеводородного потенциала недр Западно-Сибирской мегапровинции (1953–2023 гг.)

В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

Западная Сибирь, мегабассейн, мегапровинция, месторождение, залежь, газ, нефть, поиски, разведка, запасы, ресурсы, прогноз, прирост, добыча.

Тезисы. В работе приведены результаты многолетних исследований автора в области геологии и нефтегазоносности крупнейшей в мире Западно-Сибирской мегапровинции, новейшая геостатистика по поискам и открытиям месторождений, запасам, ресурсам и добыче углеводородов. Предложена авторская концепция проведения дальнейших работ, оценены вероятные приросты разведанных запасов и динамика добычи газа и нефти в первой половине XXI в.

Весной 2023 г. в Тюмени отмечалось знаковое событие: 75 лет с начала геологического изучения и освоения недр Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ). В сентябре 2023 г. исполнилось 70 лет со дня открытия величайшей в мире Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), уникальной по запасам и ресурсам газа (традиционного и нетрадиционного) и крупнейшей по нефти, в том числе сланцевой. По отношению к Западной Сибири: нельзя сказать все обо всем, но многое о многом – можно. Хотя бы кратко. Можно предложить авторское видение проблем Западной Сибири, ее историографии и достижений, коснуться генетических причин уникальности.

В первые годы геологических исследований (1948–1953 гг.) в Западно-Сибирской низменности (мегавпадине, окруженной горноскладчатыми сооружениями и с востока – древней Сибирской платформой) бурили опорные и поисковые скважины по ее периферии (окраинным зонам), но безуспешно (вода или «сухо» при испытаниях). За семь десятилетий (1953–2023 гг. включительно) после открытия первого в Западной Сибири, кстати, чисто газового (бесконденсатного), месторождения – Березовского, мелкого по начальным запасам (4,3 млрд м³), ЗСМП, приуроченная к одноименному осадочному мегабассейну, т.е. ЗСМБ, и тектонически к одноименной молодой эпигерцинской плите (ЗСП), стала лидирующей в мире по запасам и потенциальным ресурсам свободного газа (СГ) и одной из двух по запасам и ресурсам нефти (Н) вместе с Арабо-Персидской мегапровинцией.

С момента прочтения первой научной монографии, кстати, по фундаменту плиты (В.П. Маркевича), летом 1968 г. и до настоящего времени (лето 2024 г.) автор – «московский сибиряк», как его называли «на северах», пристально следит за всем, что происходило и происходит в нефтегазовой сфере Западной Сибири, – за открытиями, разведкой и освоением практически всех сколько-нибудь крупных нефте- и газодержащих месторождений, и не только крупных... многих средних и даже мелких, сам участвовал в разведке сеноманских газовых залежей Уренгойского и Северо-Уренгойского месторождений (1970–1973 гг.). Геологические материалы, знания,

собственные идеи и разработки автора составили основу его дипломного проекта (поиски углеводородов в неокоме Уренгоя, 1971 г.), кандидатской диссертации (юра всей мегапровинции от Омска до о. Белый, защищена осенью 1979 г.), докторской, посвященной сероцветным континентальным толщам всего мира с упором на молодые плиты Северной Евразии (СЕА), включая ЗСМП (1992 г.), поэтому автор имеет полное моральное право на подобную публикацию-обобщение.

В целом результатам изучения и обобщения материалов о геологическом строении осадочного чехла (юра – кайнозой), переходного комплекса (триас – развит эпизодически на юге и плащеобразно на севере) и доюрского палеозойского фундамента посвящено большое число работ: многие тысячи статей, многие сотни только серьезных монографий [1–37 и мн. др.], в том числе 250 статей и 10 монографий автора. Если собрать все, то библиография по ЗСМП заняла бы объем солидной книги (до 50...55 условных печатных листов). А все и не надо: много повторов, особенно у самых плодovitых «прозаиков». Их фамилии известны.

Особо отметим, что многие положения теоретической нефтегазовой геологии (НГГ) России и мира, методы и практика прогнозирования, поисков и открытий месторождений углеводородов (МУВ) формировались в 1960–1980-х гг.¹ именно на материалах уникальной мегалаборатории, каковой является ЗСМП благодаря простоте строения и очевидности процессов онтогенеза в ее недрах.

Итак – Западная Сибирь: суша и шельф южной части Карского моря (ЮКО).

В середине-конце 1960-х гг. были созданы целые научные школы в области НГГ Западной Сибири, которые успешно действовали до начала 1990-х гг.: ВНИГРИ (Ленинград, сегодня – Санкт-Петербург), ВНИИГАЗ и частично ИГИРГИ (Москва), ЗапСибНИГНИ (Тюмень), СНИИГГиМС (Новосибирск). Во многом они соревновались, конкурировали, противодействовали друг другу. Тогда развивалась настоящая наука, именно в противостоянии, спорах, на практике...

¹ Как и во всей России, тридцатилетие 1961–1990 гг. по праву должно именоваться «золотым»... по открытию гигантских и уникальных месторождений, успешности проведения поисково-разведочных работ (ПРР), приростам запасов и др.

Поиски и открытия МУВ

По данным А.М. Брехунцова и др. [3], геостатистика открытий МУВ в ЗСМП до начала кризиса в России (1991 г.) такова: 1953–1970 гг. – 122 ед.; 1971–1980 гг. – 120 ед.; 1981–1990 гг. – 291 ед. Всего за период активных поисков и открытий (28 лет) обнаружены 533 месторождения (в среднем по 19 ежегодно). К примеру, приведем² результаты деятельности за последний предкризисный 1990 г. в области ПРР такого мощного геологического предприятия, как «Главтюмень геология» – единственного оператора по развитию минерально-сырьевой базы (МСБ) нефтегазодобычи в Тюменской области (6 крупных производственных геологических объединений (ПГО) типа «Ямалнефтегазгеологии» в Салехарде, «Мегионнефтегазгеологии» в г. Мегионе, «Хантымансийскнефтегазгеологии» в Ханты-Мансийске и др., в которые входили 20 нефтегазоразведочных экспедиций (НГРЭ): Карская на Ямале, Уренгойская в Надым-Пур-Тазовском регионе (НПТР), Правдинская на юго-западе Среднего Приобья, Сургутская в центре и др.).

Работы в течение 1990 г. проводились на 318 перспективных площадях, включая уже открытые МУВ (на их средние и глубокие – не вскрытые – горизонты), в том числе впервые были введены 72 структуры. Были открыты 23 месторождения – 17 типа Н и 6 типа нефтегазоконденсатных (НГК) и газоконденсатных (ГК) – при проходке 1870 тыс. погонных метров, в том числе трети от общего объема метража (624 тыс. погонных метра) в ходе геологоразведочных работ. Были испытаны 622 поисковые и разведочные скважины, в том числе 47 % из них дали продукт – Н, СГ. Прирост разведанных запасов кат. А+В+С₁: Н – 695 млн т, СГ – 1,3/1,1 трлн м³ (геол./извл.). Вот это были масштабы! Поиски и разведка углеводородных скоплений производились и в южных областях (Томской и др.) и на северо-востоке – в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (ЕХО) Красноярского края. Уже с 1991 г. все показатели ПРР стали снижаться и в целом по области достигли минимума в 1995–1999 гг. Отметим, что в дальнейшем (после кризиса 1990-х гг.) эти рекордные суммарные показатели уже не достигались с учетом интегральных

² Данные из доклада главного геолога «Главтюмень геологии» А.М. Брехунцова 27 февраля 1991 г. в Мингео СССР.

показателей по всем компаниям-операторам: нефтяным компаниям (НК) «Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Роснефть» и др., газодобывающим – ПАО «Газпром», «Новатэк» и др.

В последующие 33 года (1991–2022 г.) были обнаружены еще 420 МУВ, преимущественно небольших и мелких на суше (на шельфе пошли открытия гигантов) со средними темпами 12...14 МУВ в год. В последние годы (2016–2022 гг.) темпы открытий снизились до четырех-пяти, редко восьми-деяти МУВ в год. Например, за 2018 г. открыты всего пять месторождений, в том числе два типа ГК – Северо-Обское (274 млрд м³ по кат. C₁+C₂ в Обской губе) и Ближневопортовское на Ямале – и три типа Н, в том числе среднее по извлекаемым запасам (21,4 млн т) Иртышское.

За все годы проведения ПРР в пределах провинции в глубокое бурение были введены до 2000 перспективных площадей, пробурены 22 тыс. глубоких опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин, причем для открытия одного МУВ необходимо было построить (пробурить и испытать) от одной-трех до пяти и более поисковых скважин [3], а для полноценной разведки всех обнаруженных залежей – уже десятки разведочных скважин. На многие гигантские по запасам углеводородов «многоэтажные» месторождения «уходило» уже по 70...120 скважин (Большой Уренгой – не менее 115, Бованенковское – 78 и мн. др.). Рекорд за Новопортовским нефтегазоконденсатным месторождением (НГКМ) – 145 [3]. Причина простая: это суперсложное по строению месторождение, нарушенное сетью разломов со смещением пород, имеет фактически пять этажей газо- и нефтепродуктивности, а следовательно, и поисков (и последующей разведки открытых залежей): I – апсенманский, II – валанжинский с новопортовской толщей, III – среднеюрский, IV – нижнеюрский с нефтегазоносными комплексами зоны контакта (НГЗК) с доюрскими породами, V – палеозойский («коренной» палеозой) на северо-востоке Новопортовского вала с газопродуктивностью карбонатной трещиноватой толщи на 100...700 м глубже подошвы юры.

Безусловно, бурилось много лишних (по сути, необязательных) скважин, особенно разведочных, впрочем, и глубоких – на палеозой – поисковых тоже. Яркий пример – Томская область, где стараниями ряда

прогнозистов пробурены десятки палеозойских скважин, углубившихся от подошвы юры на 300...1000 м и... без успеха! Ни одной промышленной залежи в «коренном» палеозое ниже на 100...150 м от НГЗК юры и доюрских пород нет. Кстати, ученые предупреждали, что не нужно бурить на палеозой – толку не будет (в плане открытия залежей и прироста запасов углеводородов) [21].

Общая геостатистика ЗСП:

1) площадь, млн км²: мегабассейна – 2,8...3,0 (по разным данным); перспективных на газ и нефть земель (суша и шельф) – 2,7; перспективных на юрский комплекс пород (ЮКП) – 2,4 (с учетом шельфа); по меловым комплексам – 2,0;

2) объем осадочного чехла (юра + мел + палеоген), млн км³, – 12 (от 11 до 13 у разных авторов);

3) число открытых МУВ (на 01.01.2024) – 935 (±5), в том числе на шельфе «чисто морских» (ЮКО + Обская и Тазовская губы) – 14. Многие из них слились в единые из двух-трех, например, согласно данным А.М. Брехунцова, И.И. Нестерова и др. [3] открыты 915...917 МУВ. Некоторые, наоборот, разделились. Яркий пример: Русановское шельфовое газовое месторождение «превратилось» в два самостоятельных: Русановское и им. В.А. Динкова. Кроме того, месторождений типа суша/море (численно учтены вместе с сухопутными) – 12.

Наиболее выдающиеся нефтегазовые геологи, участвовавшие в открытии, изучении и освоении ЗСП (1948–2023 гг., авторская версия): В.Х. Ахияров, Ю.А. Барташевич, В.Д. Бованенко, Г.П. Быстров, В.Г. Васильев, Л.Ш. Гиригорн, В.А. Галунский, Ф.Г. Гурари, В.И. Ермаков, Б.В. Заволжский, Л.Д. Косухин, В.И. Муравленко, В.Д. Наливкин, А.Л. Наумов, И.И. Нестеров, Б.В. Никулин, В.Т. Подшибякин, Л.И. Ровнин, Н.Н. Ростовцев, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, Е.А. Тепляков, В.А. Туголуков, А.В. Тян, Ф.З. Хафизов, В.И. Шпильман, Ю.Г. Эрвье, А.Г. Юдин, Ю.Е. Яровой. Их имена – на карте МУВ Западной Сибири: Бованенковское, Косухинское, Наумовское, Ростовцевское, Тяновское, Фахировское, Шпильмановское, Яровое и др. Автор знал многих из них, некоторых – хорошо... Получал много дельных советов... «за чашкой чая...».

Историография изучения геологического строения и освоения углеводородного

потенциала (УВП) недр мегапровинции неоднократно освещалась в работах А.П. Афанасенкова, А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гулари, В.И. Ермакова, М.Я. Зыкина, И.И. Нестерова старшего и младшего, Б.В. Никулина, Н.Н. Ростовцева, В.А. Скоробогатова, В.И. Старосельского, В.С. Суркова и мн. др. исследователей [2, 3, 10, 11, 13, 31].

Еще раз отметим, что поиски скоплений углеводородов (УВС) продвигались от окраинных районов ЗСМП (запад, юг, юго-восток) к центру (в Среднее / Широтное Приобье) и на север, стратиграфически от зоны контакта (в Приуральской нефтегазоносной области) к верхним горизонтам юры, неокому и апту и далее к кровле сеномана, т.е. зеркально тому, как если бы ПРР на нефть и газ начинались с центральных и центрально-северных (НПТР и др.) областей и регионов. Причина – «нерешительность» геологов 1940-х гг., игнорировавших (или не знавших) мировой опыт, а именно принцип центрального размещения месторождений и залежей углеводородов практически во всех нефтегазоносных бассейнах и провинциях Евразии, Северной Америки и др. континентов. И большинство месторождений, в том числе лидеров по запасам, размещаются и открываются во внутренних районах нефтегазоносных территорий, где условия сохранности УВС максимально благоприятные... Конечно, удобнее было бурить вдоль трасс железных дорог, на берегах крупных рек (Иртыш, Обь), чем в тайге...

Всего за период с 1948-го по 2023 г. включительно в пределах ЗСМБ были пробурены до 90 тыс. глубоких поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, опоискованы до 2 тыс. перспективных площадей – преимущественно локальных поднятий, что позволило обнаружить до 940 МУВ, отличающихся по величине запасов и типам (фазовому состоянию). Есть ряд примеров, когда месторождения (и залежи) вроде бы и открывались, а при последующей разведке успешно «закрывались» по разным причинам, часто субъективным («попридержать запасы»). И часто происходили «чудовищные» списания не только запасов кат. C_2 , что неудивительно, но даже и «первоначально» разведанных = промышленных кат. C_1 , особенно нефти.

Современная структурно-буровая изученность осадочного чехла большинства центральных, западных и юго-восточных районов

(Томская адм. область) находится на стадии конца третьего и на четвертом (завершающем) этапе изучения и освоения УВП недр, согласно 4-этапной периодизации изучения и освоения крупных перспективных объектов [30], северных и арктических областей – на стадии третьего, ЮКО – второго этапа (открытие гигантов). Степень изученности литолого-стратиграфических комплексов (нефтегазоносных) снижается от сеномана к нижней юре (на суше), в том числе структурно-буровая изученность (разбуренность) положительных структур – сводов, валов, куполовидных и крупных локальных поднятий. Не стоит разбуривать впадины и прогибы (а ведь бурили же в 1980-х гг. – господствовал «его величество метраж»).

Главные особенности геологического строения и тектонодинамического развития ЗСП обсуждались неоднократно [3, 9, 13, 19, 20 и др.]. Они таковы:

- длительное (конец триаса – олигоцен) масштабное погружение разновозрастного фундамента с компенсирующим осадконакоплением, эпизодически прерывавшееся тектоническими инверсиями в берриасе, конце мелового периода и в неогене (общее неотектоническое воздымание с относительно небольшим размывом пород верхней части осадочного чехла повсеместно (150...250 м) и с очень значительным в восточной половине Енисей-Хатангского мегапрогиба (ЕХМП) – там до средней юры, до 500...700 м и более);
- терригенный состав пород осадочного чехла: глины, в том числе глинисто-кремнистые образования, песчаники, алевролиты и их переходные разности, угли, углистые и битуминозные сланцы (баженовская свита (БС)), занимают более 98 % объема юрско-кайнозойского осадочного чехла, карбонаты – в Приуралье – менее 2 %;
- сероцветный характер пород, а значит, присутствует рассеянное органическое вещество (РОВ);
- сопоставимые объемы накопления морских и континентальных, в том числе угленосных, формаций. Максимально угленасыщены апт и средняя юра: десятки угольных пластов единичной мощностью 0,5...5,0 м, иногда более – в Томской области до 8...10 м (!) [3, 9, 20, 33];
- сравнительно «простое» (спокойное) тектоническое строение и тектонодинамическое развитие в посттриасовое время, без

крупных перестроек структурных планов и размывов, и, как следствие, распространение относительно простых пликативных форм подземного рельефа – структур надпорядковых (антеклиз, синеклиз), I, II и III порядков, часто изометричных (сводов, куполовидных поднятий) или субмеридионально вытянутых (валов и мегавалов) с углами наклона пород $1^\circ \dots 2^\circ$, часто менее;

- конседиментационный и «затухающий» режим развития большинства тектонических структур;

- невысокая активность дизъюнктивной тектоники, широкое распространение мало- и среднеамплитудных разломов (с перемещением пород на 15...25 м, редко более). Интенсивно нарушенных структур немного – до 20, в основном на севере (Русская, Новопортовская и др.);

- классические континентальные сероцветные толщи – свиты: покурская (апт-сеноман), наунакская (келловей – оксфорд на юго-востоке), тюменская (повсеместно, кроме арктических областей – Ямальской, Гыданской, ЕХО, шельфовой ЮКО). Классические морские толщи: мегийонская и низы вартовской (неоком) в Среднем Приобье, фроловская и ахская (берриас – низы апта). Самая знаменитая морская относительно маломощная толща – это БС, глинисто-сапропелевая по составу пород (РОВ сапропелевого типа – порообразующий минерал с содержанием 7...25 % на породе, в среднем около 12...15 %). Заметим, что проблемам БС посвящено максимальное число научных публикаций большого числа исследователей, в том числе автора [2, 7, 17], и просто «любителей научной словесности» – от аспирантов до докторов наук, но даже не геологических. Много таких публикаций.

Размещение месторождений и залежей углеводородов

На рис. 1 показано размещение МУВ в пределах мегапровинции. Максимальная «плотность» месторождений наблюдается в Среднем Приобье – в Сургутском и Нижневартовском нефтегазоносных районах (НГР), которые, вообще говоря, приближаются по площади и значимости к областям нефтегазоаккумуляции (НГО). Здесь до 35...40 % площади занимают месторождения. То же относится и к Фроловской НГО с Краснотенинским районом (зоной нефтенакпления – КЗН).

Достаточно «плотно» расположены и газосодержащие МУВ в НПТР в пределах ЯНАО. Эпицентры (полюсы) нефте- и газонакопления ЗСМП – Уренгой и Самотлор – крупнейшие месторождения Северной Евразии (России и окрестностей...).

Безусловно, самый выдающийся газосодержащий комплекс – мирового значения! – альб-сеноманский. Размещение залежей сухого бесконденсатного газа в кровле данного НГК на севере ЗСМП показано на рис. 2. Начальные запасы газа превысили 30 трлн m^3 , притом что на шельфе он еще недостаточно опробован. Кстати, газ в газалинской пачке (турон – сеноман) в Пур-Тазовской НГО переточный (по разломам) сеноманского генезиса (~1,5 трлн m^3 открытых запасов по кат. C_1+C_2). Это не местный, а «пришлый» – по разломам – газ, как, впрочем, и значительная часть объема самого сеноманского газа: на газонакопление в его кровле «работала» вся толща среднего мела (апт – альб – сеноман, возможно, и верхи неокома в позднемеловое время) [12, 19, 29].

Наименьшую площадь занимают газовые «месторождения» альб-сеноманского НГК (см. рис. 2). Проблемы размещения месторождений и отдельных залежей углеводородов в объеме автономных продуктивных генерационно-аккумуляционных комплексов пород – альб-сеноманского, неоком-аптского и юрского – обсуждаются в ряде работ уже более 50 лет (начиная с 1971–1972 гг., когда стали появляться первые обобщения закономерностей локализации УВС), в том числе в работах последних десятилетий [3, 5, 8, 13, 15, 19, 24].

По мнению автора, существуют следующие основные закономерности размещения и локализации промышленных УВС в объеме осадочного чехла ЗСП (месторождений и залежей):

- в мегапровинции вполне очевидна пространственная и стратиграфическая сегрегация СГ и нефти: центр, запад и юго-восток – нефтеносные земли (СГ очень мало), НПТР и Арктика преимущественно газоносные (нефти мало в запасах). Исключительно нефтеносные области и районы – Каймысовская НГО, Фроловская НГО, Салымский НГР. Вероятно, чисто газоносной окажется ЮКО (нефти пока нет... и не будет?);

- основные запасы газа сосредоточены в чисто газовых пластово-массивных залежах в кровле альб-сеноманского (повсеместно,

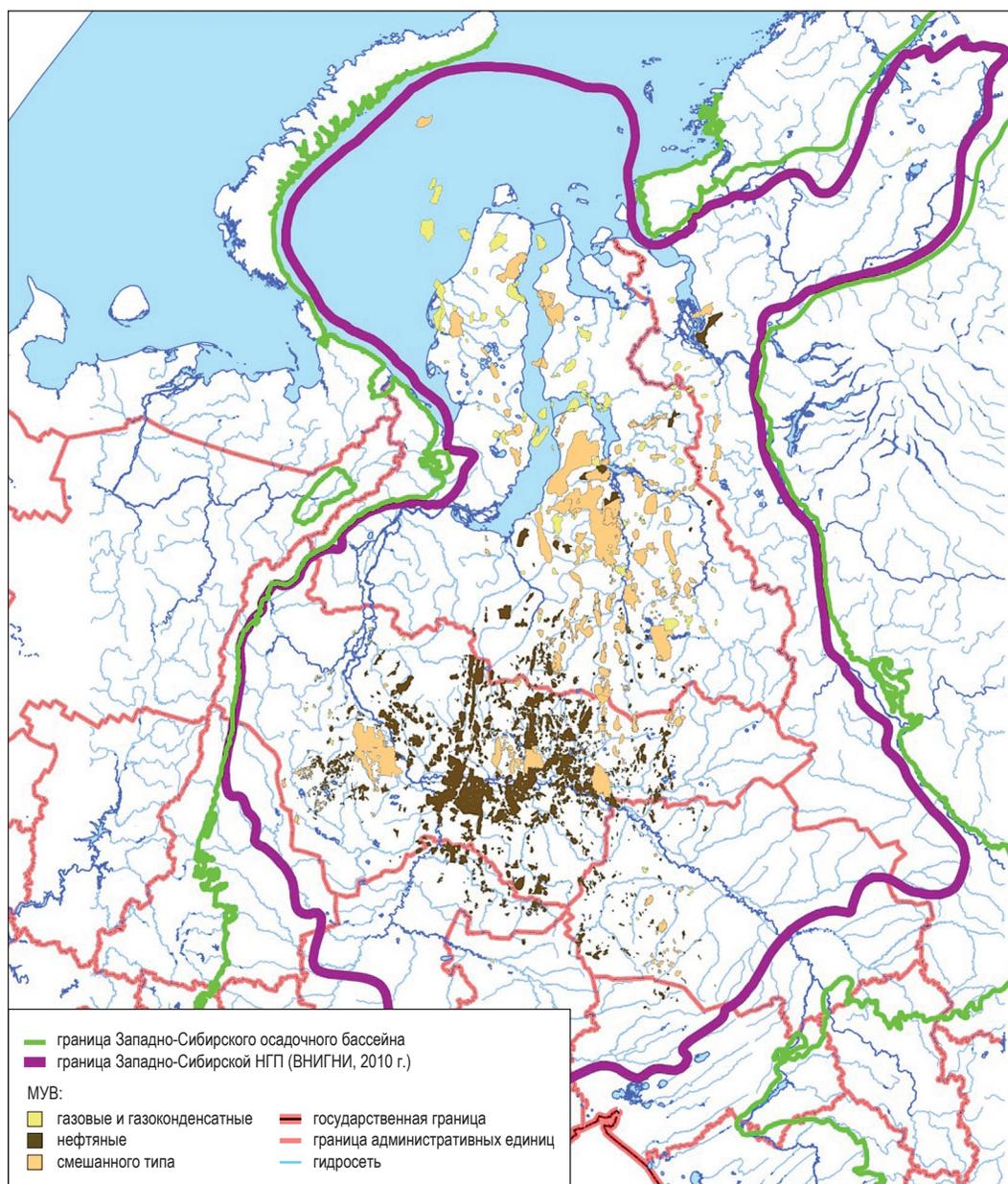


Рис. 1. ЗСМБ /ЗСМП

гор. ПК₁₋₆) и неокм-аптского (на Ямале и Гыдане, гор. ТП₁₋₆) комплексов. Более 80 % начальных разведанных запасов нефти находятся в чисто нефтяных залежах в неокм-аптском комплексе Среднего Приобья и Фроловской НГО (гор. АВ/АС низов апта – верхов готерива, БС₈...БВ₁₀ валанжина);

- в северных и арктических областях и регионах ЗСМП более 90 % запасов нефти сосредоточены в подгазовых залежах валанжина, в меньшей степени – сеномана и альба (на разломных поднятиях – Русском, Тазовском, Северо-Комсомольском, Восточно-Мессояхском и др.);

- в ЮКП УВС обнаружены на большинстве площадей мегапровинции, но подавляющее число относится к мелким, в меньшей степени – средним по запасам (менее 30 млн условных тонн³, извлек.). Крупные и крупнейшие по запасам УВС в породах проницаемой части юры (тюменская и васюганская свиты средней, местами и нижней юры и келловей-оксфорда) открыты и частично разведаны на малом числе перспективных площадей: скопления нефти – в Красноленинском

³ Условная тонна (у.т): принимаем, что 1000 м³ = 1 т, и считаем жидкость и газ вместе.



Рис. 2. Схема размещения залежей УВ в альб-сенонанском комплексе северных районов Западной Сибири

Таблица 1

Необычные МУВ Западной Сибири (уникальные и гигантские по запасам):
авторская версия

1. Большой Уренгой	Газовый уникум: 13 трлн м ³ начальных открытых запасов СГ, промышленная газоносность в интервале от кровли сеномана до средней юры. Огромные геологические ресурсы в плотных коллекторах ниже гор. Ю ₂₋₃ (средняя и нижняя юра, триас, палеозой). Суммарный газовый потенциал – 30 трлн м ³ (традиционные и нетрадиционные ресурсы)
2. Бованенковское	Уникальное по запасам СГ – 4 трлн м ³ , половина запасов в кровле апта (гор. ТП ₁₋₆). Газонасыщен весь проницаемый разрез от сеномана до низов юры (гор. Ю ₁₀₋₁₂)
3. Новопортовское	Наибольший диапазон газо- и нефтепродуктивности: от кровли сеномана до «коренного палеозоя». Интенсивно нарушено среднеамплитудными разломами. Вследствие этого запасов нефти больше, чем СГ
4. Русское	Сеноманская подгазовая нефть: 1,4/0,3 млрд т. Интенсивная разломная тектоника (Ар до 200...250 м)
5. Харасавэйское	Экстремальные термобарические и катагенетические условия. Ресурсов газа в плотных коллекторах юры больше, чем обычных запасов. Есть разломы: апт ниже гор. ТП ₅ водоносен, что не характерно для Ямала
6. Салымское	Нефть в БС: обычная в трещинах и нефтебитумоиды в матрице пород («сланцевая» нефть)
7. Краснотеневская зона нефтенакпления	Самое крупное месторождение «континентальной» – озерной – юрской нефти (в тюменской свите): 3,5 млрд т, геол.

районе (зоне) нефтенакпления, в гор. Ю₂₋₃ Сургутского свода и Новопортовского НГКМ, в гор. Ю₁ Харампурского месторождения; скопления СГ – на Бованенковском, Песцовом и Лугинецком месторождениях;

- в разрезе большинства МУВ крупность залежей экспоненциально снижается от кровли сеномана (апта – на Ямале) к валанжину, далее к средней юре (гор. Ю₂₋₃ в региональном плане) и нижней юре + НГЗК. Наиболее яркие проявления этой закономерности установлены в ареале Большого Уренгоя, на Ямбургском, Заполярном, Геофизическом и Бованенковском месторождениях;

- чем выше степень дизъюнктивной нарушенности осадочного чехла, тем меньше доля СГ в начальных суммарных запасах углеводородов вплоть до локализации остаточных чисто нефтяных залежей – мелких по запасам – при полной дегазации недр (в ареале Васюганского свода в Томской области, на юго-востоке ЗСМП) при трансформации первоначальных скоплений типа газоконденсатных, газоконденсатнонефтяных и нефтегазоконденсатных в нефтяные.

Преимущественно (в Арктике – исключительно) газоносен альб-сеноманский комплекс с газалинской пачкой турона – сенона в Пур-Тазовской области на 80 м выше кровли сеномана (на разломных структурах типа Южно-Русской), нефтеносна БС, в которой запасы

нефти обнаружены уже на 100 месторождениях в центральных и западных областях мегапровинции [12, 17].

В изучении и освоении месторождений и залежей Западной Сибири, закономерностей их размещения, строения, физико-химических свойств геофлюидов, включая углеводороды и пластовую воду, добычных возможностей залежей нефти и газа принимали участие все геологи, геофизики и геохимики, так или иначе имевшие отношение к НГГ мегапровинции – поисковики и ученые. Среди геохимиков выделяются И.В. Гончаров, Г.Н. Гордадзе, Н.В. Лопатин, С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, О.Ф. Стасова и др. [20, 32]. Геолого-геохимическая изученность и ЗСМП в целом, и ее отдельных областей, районов, НГК и МУВ – максимальна по сравнению с многими другими провинциями СЕА. Данные о самых выдающихся, необычных, МУВ приведены в табл. 1.

К весьма необычным следует отнести также Мыльджинское газоконденсатнефтяное (Томская обл.), Мессояхское газовое, Ванкорское нефтегазоконденсатное (Красноярский край) месторождения.

Состав и свойства нефтей и газов в залежах

Проблема формирования геохимического облика углеводородов в скоплениях промышленного значения и их изменений в пространстве (и времени! – геологическом...) имеет

большое генетическое, прогностическое и практическое значение [3, 11, 19, 25, 33]. Вертикально-катагенетические ряды залежей ряда крупнейших месторождений ЗСМП сконструированные автором, приводятся в таблицах (см. ниже). Составы газа разновозрастных залежей [3, 13, 20, 22, 33] приведены в табл. 2, составы и свойства наиболее характерных нефтей с их онтогенетической интерпретацией – в табл. 3. С глубиной в СГ по залежам снижается доля метана (от 97...99 % в сеномане до 83...85 % в неокоме и юре) и растет содержание тяжелых углеводородных газов и конденсата, в нефтях снижаются плотность, сернистость и содержание смол. В ЗСМП распространены морские и озерные «сапропелые» (Среднее Приобье и запад), лейптинитогумусовые и континентальные «гумусовые» (на севере) нефти [2, 8, 19, 33].

Величина и структура запасов углеводородов

Всего в пределах ЗСМП открыты 273 газосодержащих месторождения типа газовых (Г), ГК (газоконденсатных), ГKN (газоконденсатонефтяных), нефтегазоконденсатных (НГК) с начальными открытыми запасами СГ более 63 трлн м³. Показатели нефтеносности в ЗСМП существенно уступают показателям газоносности. Кстати, проблемам нефти ЗСМП посвящены некоторые статьи, опубликованные в 2018–2022 гг. [2, 3, 27].

Начальные запасы нефти мегапровинции – 33 млрд т. По начальным запасам газа ЗСМП существенно превосходит Арабо-Персидскую мегапровинцию (см. формулу газового баланса ниже), по жидким углеводородам – существенно уступает, что предопределено генетическими причинами [2, 19].

Данные о нефтегазонности мегапровинции на 01.01.2022 приведены в табл. 4. Величина и детальная структура запасов углеводородов Ямало-Ненецкого АО приведены в табл. 5.

К 2024 г. интегральные запасы и их структура изменились незначительно. Увеличилась только НД по газу до 21 трлн м³, что

естественно. По начальным запасам газосодержащие месторождения (с залежами СГ) существенно превосходят нефтесодержащие, а также по геологическим и тем более по извлекаемым запасам, что однозначно указывает на «фазовую» промышленную значимость ЗСМП, более высокую по газу, чем по жидким углеводородам. Это сказывается и на производстве – объемах и массах добычи газа и нефти. Корректнее ЗСМП было бы именовать «газонефтеносной мегапровинцией» – ЗСГН/МП (газа больше, чем нефти).

Онтогенез углеводородов: формирование месторождений и залежей газа и нефти. Причины уникальности ЗСМП

Главное в науке НГГ – восстановить, объяснить как можно более правдоподобно условия формирования УВС во всех продуктивных комплексах мегапровинции.

Из результатов геолого-геохимических исследований в рамках НГГ России и мира известно, что газообразование и накопление СГ в залежах предвдывает, сопровождает и завершает процессы битумогенерации (в материнских, преимущественно глинистых, толщах и углях) и нефтенакопления в коллекторах: газ повсюден в земных недрах, нефть ограничена геохронотермобарическими и катагенетическими рамками – условиями в земных недрах – в объеме осадочного чехла тех или иных седиментационных (осадочных) бассейнов и провинций [3, 11, 25, 19 и мн. др.].

Вопросы онтогенеза углеводородов в меловых и юрских толщах ЗСМБ обсуждаются уже более шестидесяти лет начиная с середины 1960-х гг. [8–10, 19, 32, 33 и мн. др.] после открытия уникальных и гигантских месторождений в Среднем Приобье и НППР. Исследователи различных геолого-геохимических школ России разделились на два непримиримых лагеря: «генетических юристов» и сторонников сингенетического образования УВС, т.е. залегания и газа, и менее подвижной нефти в тех же толщах, где они и были генерированы (к настоящему времени). Сторонники первой концепции происхождения *всех* меловых нефтей и даже газов (УВГ)

Формула газового баланса Уральского федерального округа (суша) – Тюменская обл. + ХМАО + ЯНАО (2023 г.), трлн м³:

Всего МУВ	Накопленная добыча (НД)	кат. A + B ₁ + C ₁	кат. B ₂ + C ₂	Сумма
215	21,8	23,4	10,6	55,8

Таблица 2
Состав СГ наиболее крупных газосодержащих залежей месторождений севера Западной Сибири: R° – отражательная способность витринита

Месторождение	Регион	Залежь горизонта	Глубина, км	Современная температура, °С	R°, %	Содержание компоненты, %				Среднее содержание конденсата, г/м³
						CH ₄	C ₂	C ₃₋₄	CO ₂ +N ₂	
Уренгой	НПТР	ПК ₁₋₆ (сеноман)	1,1	30	0,42	98	0,3	0,1	1,6	0,2
Бованенковское	Ямал	ТП ₁₋₆ (апг)	1,2	43	0,43	95	2,5	0,5	2,0	0,6
Уренгой	НПТР	БУ ₁₀₋₁₁ (валанжин)	2,8	80	0,60	87	5,90	3,5	4,5	200
Уренгой	НПТР	Ачимовская толща	3,6	95	0,93	83	8,0	6,5	2,5	300
Бованенковское	Ямал	Ю ₂₋₃ (ср. юра)	2,75	98	0,80	88,0	7,0	2,5	2,5	120
		Ю ₁₂ (н. юра)	3,1	114	1,0	91	5,5	1,5	2,0	180
Новопортовское	Ямал	Палеозой	2,7	90	н/д	90	5,0	1,5	3,5	<30

Таблица 3

Состав и свойства классических нефтей ЗСМШ (по крупнейшим месторождениям и залежам):

СМ – сапропелево-морская нефть; ГК – гумусовая континентальная нефть; ЛГ – лейптинито-гумусовое органическое вещество (ОВ) («материнское»); ЛГС – смешанное гумусово-сапропелевое ОВ; ТД – термодегрированная нефть

Месторождение	Округ, область	Залежь горизонта / ее тип	Возраст	Глубина, км	R°, %	Плотность, г/см³	Состав / содержание, %			П/Ф*	Шифр генотипа
							S	П	СМ + Асф		
Русское	ЯНАО	ПК _{1,2} / НГ	Сеноман	0,9	0,43	0,943	1,1	11,2	-	ГК (незрелая)	
Самотлор	ХМАО	БВ ₈₍₁₋₂₎ / Н	Валанжин	2,1	0,51	0,843	4,8	6,0	1,1	СМ	
Уренгойское	ЯНАО	БУ ₁₀₋₁₁ / НГК	Валанжин	2,85	0,55	0,838	14,0	2,6	2,3	ГК	
		НП _{2,4} / НГК	Берриас	1,9	0,50	0,845	6,7	2,8	2,1	ГК/Д	
Лугинское	Томская обл.	Ю ₁ / ГКН	В. юра	2,5	0,53	0,834	4,5	5,6	1,6	ГС/СГ (смешан.)	
Кыское	ЯНАО	Ю ₁ / НГК	В. юра	2,9	0,60	0,836	11,5	1,6	-	ЛГ	
Сальмское (среднепротретые зоны: скв. 139 – 100 °С; скв. 141 – 140 °С)	ХМАО	БС (Ю ₀) / Н (баженовская)	В. юра	2,85	1,25	0,799	3,0	1,2	-	СМ(ТД)	
			Ср. юра	2,4	0,75	0,845	2,9	4,5	-	ГС/О	
Ем-Егловское	ЯНАО	Ю ₂₋₄ / Н	Ср. юра	3,3	1,10	0,815	6,0	1,9	-	ГК(ТД)	
Лензитское		Ю ₂₋₃ / Н	Ср. юра	3,3	1,10	0,815	6,0	1,9	-	ГК(ТД)	

* П/Ф – отношение пристана к фитану. Геохимический показатель (более 2,0...2,2 – неморское ОВ).

Таблица 4

Величина и структура начальных запасов газа и нефти ЗСМП (на 01.01.2022)

Федеральный округ	Регион	СГ, трлн м ³			Н, млрд т				
		НД	кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	Всего	НД	кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	Всего
Уральский	Всего по округу, в том числе:	21,3	24,2	12,2*	57,7	13,0	10,8	6,1	29,9
	ЯНАО	20,7	23,7	12,2*	56,6	1,0	2,5	2,0	5,5
	ХМАО	0,6	0,5	0,0	1,1	11,9	8,0	3,8	23,7
Сибирский	Всего в границах ЗСМП, в том числе:	0,2	0,9	0,7	1,8	0,5	0,7	1,0	2,2
	Красноярский край	0,1	0,7	–	1,5	0,1	0,4	0,9	1,4
	Томская обл.	0,1	0,2	0,0	0,3	0,4	0,3	0,1	0,8
Кареский шельф, включая губы и заливы		0,4	4,2	4,2	8,8	–	0,0	0,3	0,3
	Всего	21,9	29,3	17,1	68,3	13,5	11,5	7,4	32,4

* Предварительно оцененные запасы стараниями некоторых геологов (А.А. Нежданова, В.А. Огибенина и др.) спекулятивно завышены как минимум на 4 трлн м³ (гора Ямала).

Таблица 5

Величина и структура запасов углеводородов ЯНАО (суша) на 01.01.2020, трлн м³

	СГ				Конденсат				Нефть					
	НД и потери с начала освоения	кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	кат. В ₂ +С ₂	всего	НД и потери с начала освоения	кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	кат. В ₂ +С ₂	НД с начала освоения	кат. А+В ₁ +С ₁	кат. В ₂ +С ₂	кат. В ₂ +С ₂	всего
Ямало-Ненецкий АО	19,53	28,06	12,86	60,44	60,44	0,26	1,26	1,23	1,23	1,02	2,52	1,98	1,98	5,53
в т.ч.														
Ямал	0,54	10,26	6,47	17,27	17,27	0,00	0,29	0,56	0,56	0,02	0,24	0,09	0,09	0,35
Гыдан	0,00	1,12	1,86	2,98	2,98	0,00	0,02	0,13	0,13		0,01	0,01	0,01	0,01
НПТР	18,98	16,67	4,54	40,19	40,19	0,26	0,94	0,55	0,55	1,00	2,27	1,89	1,89	5,16
в т.ч.														
надсенюман	0,00	1,21	0,25	1,46	1,46									
сенюман	16,69	9,98	0,27	26,94	26,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,85	0,16	0,16	1,02
альб	0,05	1,30	0,17	1,51	1,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,03	0,04
апг	0,58	5,57	1,84	7,99	7,99	0,00	0,10	0,06	0,06	0,08	0,14	0,11	0,11	0,34
неоком	1,96	5,90	2,22	10,07	10,07	0,19	0,50	0,20	0,20	0,82	1,02	0,58	0,58	2,41
ачим. толща	0,23	2,97	1,84	5,04	5,04	0,06	0,52	0,30	0,30	0,00	0,16	0,82	0,82	0,98
в. юра	0,02	0,16	0,12	0,30	0,30	0,01	0,03	0,02	0,02	0,09	0,17	0,12	0,12	0,39
ср. юра	0,01	0,93	6,08	7,02	7,02	0,00	0,11	0,65	0,65	0,02	0,17	0,16	0,16	0,35
н. юра	0,00	0,02	0,05	0,06	0,06		0,00	0,01	0,01		0,00	0,00	0,00	0,00
палеозой		0,03	0,03	0,05	0,05		0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00

связывают с юрской генерационной толщей (тюменской, васюганской и баженовской свитами – продуктивными толщами – ТС, ВС и БС). Это школы ВНИГРИ, СНИИГТиМС. Вторые вслед за Дж. Хантом и рядом других зарубежных исследователей, учитывающих мировой опыт [36], считают, что углеводороды обычно недалеко уходят от мест генерации к местам «рождения» их в виде гомогенных скоплений – месторождениям и залежам, причем в ходе ближней латеральной миграции СГ и Н по коллекторским горизонтам. Это школы ВНИГНИ (для всех молодых плит СЕА), ВНИИГАЗа, ЗапСибНИГНИ и др. Не вдаваясь в полемику, которая происходила активно в 1970–1980-х гг., автор в целом придерживается второй точки зрения, однако принимаем во внимание все же то, что некоторая часть (весьма малая) объемов и масс углеводородов в современных залежах имеет частично юрское происхождение (ремиграция по средне- и высокоамплитудным разломам), в частности, все нижнемеловые нефти и газы юго-востока и юга мегапровинции (Мыльджинское, Ю.-Мыльджинское и др. МУВ), а газ и особенно нефть сеномана – альба-аптское (и частично барремское...) из аптской песчано-глинистой толщи НПТР [9, 19]. Такие внутрикомплексные, реже – межкомплексные, субвертикальные перетоки углеводородных флюидов имели место и на некоторых северных месторождениях – Новопортовском, Нейтинском, Зап.- и Вост.-Мессояхском, Русском и др. – в ходе мощной дегазации недр ряда месторождений по долгоживущим высокоамплитудным разломам (30...50 м и более). Некоторые разломы с амплитудой перемещения пород 20...120 м запросто «прошибают» (мгновенно, во время подвижек по ним даже в первые миллиметры) региональные покрывки мощностью в 100...250 м [3, 8]. Необходимо отметить, что современная картина размещения УВС в объеме осадочного чехла ЗСП практически в точности соответствует генерационной зональности во всех областях, районах и продуктивных комплексах пород мегабассейна. Об этом свидетельствуют условия локализации, состав и свойства углеводородов в залежах [5, 20, 33]. Никаких существенных перетоков и смещения разнотетических (и разновозрастных) углеводородов в их современных скоплениях...

Исключение составляет апт-альб-сеноманский существенно песчаный надкомплекс

НПТР, в котором были реальные субвертикальные перетоки из апта и альба в сеноман до региональной покрывки (300...400 м и более). Один сеноман не мог дать много газа и обеспечить масштабную газоаккумуляцию вследствие максимальной песчаности разреза (до 70...75 % от общей толщины), малого содержания органического углеводорода (РОВ) в песчаниках-алевролитах (0,3...0,8 %) и невысокой угленосности, в отличие от аптской толщи – максимально угленасыщенной [3]. Но даже в этом надкомплексе значительная часть объема газа в залежах имеет все же «местное» происхождение (90...100 % в апте, 70...90 % в альбе, 50...60 % в сеноманской толще).

Детальный «разбор» проблемы онтогенеза углеводородов в недрах мегабассейна выходит далеко за объемные рамки статейного варианта работы. Более подробно эти вопросы обсуждаются в монографиях и других публикациях В.И. Ермакова, В.А. Скоробогатова, Н.Н. Соловьева, Л.В. Строганова и др. представителей научной школы ВНИИГАЗа [10, 33].

Отметим главное. ЗСП – уникальная мегалаборатория по изучению всех аспектов и проблем онтогенеза углеводородов в осадочных терригенных толщах. Перечислим далее ее основные особенности:

- Во всем объеме осадочного чехла ЗСП произошла мощная газо- и битумогенерация, обусловленная повышенными содержаниями РОВ (2...3 %, в БС от 5 до 20 %) и концентрированного ОВ (угли и углистые глины в альбе, апте, барреме, средней юре).

- Имела место преимущественно ближняя латеральная миграция (в апт-сеноманской толще – горизонтально-субвертикальная миграция углеводородов с перетоками до 300...500 м вверх до региональной покрывки). Генерационные зональности практически полностью трансформировались в аккумуляционные (в каждом из автономных НГК).

- Эффективная аккумуляция и сохранность углеводородов внутри ловушек: коэффициент аккумуляции и сохранности в залежах по отношению к объему генерации $K_{ген/акк}$ для СГ составляет от 1 до 20 % и более (ачимовская толща Уренгоя – максимум), для нефти – от 0,5 до 18 %.

- Невысокие масштабы разрушения УВС. Из всех известных месторождений к «полуразрушенным» (дегазация недр, субвертикальные

перетоки газа и нефти) относятся 10 на севере (Новопортовское, Нейтинское, Северо-Комсомольское и др.) и восемь на юго-востоке (Мыльджинское, Средне-Васюганское и др.) мегапровинции. Полностью разрушенные месторождения неизвестны (возможно, Черемшанская площадь). Формирование большинства месторождений завершилось «недавно» – в неогене, тем более что, по мнению М.Я. Рудкевича, все современные локальные поднятия (структурные ловушки) завершили свое формирование в неогене.

• По величине УВП недр ЗСМП сопоставима с другой уникальной мегапровинцией – Арабо-Персидской, уступая ей по традиционной нефти, но превышая по газу (традиционному в мелу, «плотному» в низкопроницаемых резервуарах юры, триаса и палеозоя) [26].

Главные выводы по условиям формирования УВС в недрах ЗСМБ/ЗСМП:

1) в силу повышенных (2,0...3,0 %) и высоких (3...5 % и более) содержаний РОВ гумусового, сапропелевого и смешанного типов (Г, С, СГ/ГС) в глинах и глинистых алевролитах, а также высокой угленасыщенности тюменской, покурской и танопчинской свит и их аналогов (средняя юра, нижний мел) в объеме осадочного чехла были генерированы просто грандиозные объемы и массы УВГ и битумоидов [3, 9, 21, 22, 25];

2) благоприятные условия для первичной и вторичной (= коллекторской) миграции, а также сопряженных в пространстве-времени процессов аккумуляции и консервации привели к формированию множества УВС в разрезе многочисленных месторождений, площади которых в пределах конкретных НГО занимают от 10...15 до 25...30 % и более (до 80...90 % в объеме ачимовской толщи центральных районов НПТР). Они приобрели в неогеновое время объемно-всеобъемлющий характер, и многие ловушки различных типов оказались заполненными углеводородами практически до замка (фактически от 60...70 до 95...100 % полезного объема). Этому способствовали и благоприятные эволюционные условия нефтегазоносности. Вместе с тем аккумуляционный потенциал меловых и особенно среднеюрских толщ оказался намного ниже генерационных возможностей разновозрастных комплексов пород: коэффициенты аккумуляции ($K_{ак}$) изменяются от первых процентов в ЮКП до 10...12 % в неоком-аптском

комплексе с максимумом (20...25 %) в литологически изолированной ачимовской толще Надым-Тазовского междуречья. Значения $K_{ак}$ в кровле сеномана достигают 10...18 % внутри газосборных площадей, где на «сеноман» работала вся толща покурской свиты (апт-сеноман) мощностью до 700...800 м в НПТР;

3) в конечном итоге общий потенциал газо- и нефтенакопления и сохранности в ЗСМБ/ЗСМП оказался весьма высоким, много выше, чем в других нефтегазоносных бассейнах и провинциях европейской части СЕА и Восточно-Сибирской мегапровинции. Вероятно, самые главные причины – это «серебристый характер» всех пород в объеме осадочного чехла и простота геологического развития в послелюрское время и современного строения недр мегабассейна. И здесь выполняется принцип: чем проще, тем лучше... во всех смыслах и для всех показателей НГГ.

Всю огромную территорию мегапровинции с акваторией Карского моря (к югу от Карского порога – ЮКО) рационально разделить на ряд нефтегазовых провинций:

- Арктическая – газоносная⁴ (суша: Ямал + Гыдан + ЕХО + шельф ЮКО);
- Северная – газонефтеносная (НПТР в пределах ЯНАО);
- Центральная – нефтеносная (Центрально-Западное Приобье);
- Крайние районы – преимущественно газоносные (малые глубины – нефти нет..., битумоиды «не созрели»).

Уместно и новое районирование мегапровинции. Старое (1975 г.) не столько устарело, сколько было принципиально неверным уже сначала... Особенно границы между отдельными областями.

Величина и структура потенциальных ресурсов углеводородов (начальных и текущих): официальные, корпоративные и авторские оценки

Анализ онтогенеза, правдоподобное объяснение современной картины размещения УВС в объеме осадочного чехла мегапровинции позволяют провести качественный прогноз и корректную количественную оценку ресурсов углеводородов. Проблема проблем всей НГГ Западной Сибири, как и любого другого крупного геологического объекта, – количественная

⁴ По М.А. Лобусеву (2022 г.).

оценка величины и структуры начальных потенциальных и неоткрытых (перспективных и прогнозных) традиционных ресурсов – НПР УВ) СГ, нефти и конденсата меловых и юрских комплексов и подкомплексов. Этой проблеме посвящен ряд публикаций, в том числе и автора настоящей работы (вместе с соавторами) [2, 3, 26, 29, 33 и мн. др.]. Официальные пересчеты НПР газа и нефти проводились по состоянию геологических и статистико-ресурсных материалов по ЗСМП на 01.01.1974, 1979, 1984, 1988, 1993, 2002, 2009, 2017 гг. Их результаты опубликованы [3, 4 и др.]. Геологи «Газпрома» проводили корпоративные оценки, которые, как правило, оказывались ниже – часто намного – официально принятых [26]. Некоторые эксперты-специалисты в области ресурсов проводили и авторские оценки, уточняющие коллективные (корпоративные) [23, 29].

Геологические и извлекаемые ресурсы углеводородов. Еще в 1988–1989 гг. В.И. Ермаков, Т.В. Гудымова, В.А. Скоробогатов подсчитали НПР газа всей мегапровинции (без шельфа) тремя независимыми методами. Они составили 80 ± 5 трлн м^3 , в том числе альб-сеноманский комплекс – 36,5 трлн м^3 . Если прибавить шельф (20,0 трлн м^3), то получится 100 трлн м^3 . Эти авторы считали, что оценки ресурсов должны быть интервальными. Они точнее точечных оценок.

Одна из последних официальных оценок ресурсов проведена по состоянию на 01.01.2009 (принята в 2012 г.).

Ресурсы СГ составили, трлн м^3 :

- по Уральскому федеральному округу (Тюменская обл., ХМАО + ЯНАО, суша) – 104;
- по Сибирскому ФО (в пределах Западной Сибири – север Красноярского края, Томская обл.) – 12,5;
- шельф Карского моря – 54,5 (ЮКО + северный шельф – Северо-Карская область);
- всего – 170.

НПР нефти – 65 млрд т.

Безусловно, это существенно завышенные оценки, как минимум на треть. Особенно всех углеводородов по шельфу, и особенно по СГ.

Величина и структура НПР УВ Западной Сибири (оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022 г.) приведены в табл. 6. Это интервальные оценки.

НПР СГ мегапровинции в целом оценены автором в 100...105 трлн м^3 , в том числе, трлн м^3 : суша – 82...85; шельф, включая

губы и заливы, – 18...20; из них в недрах ХМАО + южных областей – 2,0...2,5; ЯНАО – 76,5...78,5; ЕХО и Приенисейский р-н (Красноярский край) – 3,5...4,0. НПР традиционной нефти мегапровинции оцениваются в диапазоне 42...47/45 – млрд т (извлек.), конденсата – 4...5 млрд т, жидких углеводородов в сумме до 46...52 млрд т, в том числе ЮКО и губы – 2,5...3,0 млрд т. Очевидна преимущественная и исключительная (по отдельным районам и комплексам пород) газоносность северных и арктических областей, как, впрочем, и нефтеносность Среднего Приобья, Фроловской и Каймысовской НГО. Вместе с попутным газом общие ресурсы углеводородов в мегапровинции оцениваются автором в 250...260 млрд у.т, в том числе извлекаемых – 138...142 млрд у.т (при коэффициенте извлечения газа 0,80...0,90, нефти – 0,25...0,45 по разным комплексам).

Отметим, что некоторые НГК Западной Сибири в высокой степени уже освоены: из НПР УВ в начальные запасы с учетом НД переведены от 85 до 95 % и более, а прогнозная часть – реальная! – составляет 10...12 %. Прежде всего это относится к газу альб-сеноманского комплекса суши: НД + запасы составляют 31 трлн м^3 , неоткрытые ресурсы, по оценке автора, – 3...4 трлн м^3 (вместе с шельфом).

Точно так же освоенность нефтяного потенциала центральных и западных областей мегапровинции оценивается в 85...88 %, а неоткрытая часть ресурсов нефти «распылена» по множеству мелких (1...3 млн т) и мельчайших (менее 1 млн т) нефтесодержащих месторождений с залежами в ачимовской толще и юре. Отметим, что в неокме маловероятно открытие залежей даже в 5...10 млн т. В юре возможны редкие открытия в диапазоне 5...15 млн т, но преобладать будут мелкие залежи.

Таблица 6

Потенциальные ресурсы углеводородов в ЗСМП (геол.)

Всего, в том числе:	240...250 млрд у.т
• СГ	100...105 трлн м^3
• нефть	120...123 млрд т
• конденсат	6...7 млрд т
• нефтяной газ	14...15 трлн м^3
ЯНАО + ЕХО (суша) + шельф	133...137 млрд у.т
ХМАО + юг (Томская и др. области)	107...113 млрд у.т

Будущие открытия и приросты разведанных запасов углеводородов. Перспективы новых открытий в арктическом ареале суши и шельфа ЗСМП (2023 г.) обсуждаются в ряде работ [1, 3, 5, 14, 16, 23, 27, 35]. Они таковы.

Основные неоткрытые ресурсы СГ сосредоточены в апте, неокоме и средней юре (гор. Ю₂₋₃) арктических областей мегапровинции, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется открытие трех-четырёх сверхгигантских (более 1 трлн м³, открытый шельф), 12...14 крупнейших и гигантских (0,1...1,0 трлн м³), 50...60 крупных (30...100 млрд м³) и сотен средних и мелких месторождений (одно- и многозалежных). Возможно, два-три «сверхгиганта» в море уже открыты, учитывая их недоразведанность по средним и нижним горизонтам [1, 5, 35].

В окраинных районах ЗСМБ (западнее и восточнее НПТР) ожидается открытие преимущественно средних (менее 30 млн у.т. геол.) и малых по геологическим запасам месторождений типа нефтегазоконденсатных и газонефтеконденсатных в Обь-Надымском междуречье и газоконденсатных / газовых (газоконденсатонефтяных) на востоке Пур-Тазовской области (юра, НГЗК, вероятно, доюрский комплекс, но в триасовом и палеозойском комплексах возможны только мелкие, преимущественно газоконденсатные и газовые скопления). Поиски и открытия месторождений в недрах мегапровинции будут продолжаться еще многие годы [1, 3, 18, 23, 27, 34, 37].

Проблемы дальнейшего освоения УВП недр ЗСМП (2024–2040 гг. и далее...) сводятся к следующему.

1. Что делать с юрой (J_{1,2}) в плане добычи углеводородов и дальнейших поисков на севере? Это касается всех компаний-операторов.

2. Каковы запасы и ресурсы в доюрских комплексах, что дальше делать с поисками

УВС в породах триаса, зоны контакта и «коренного палеозоя» в северных и арктических областях мегапровинции? Вопрос остается открытым.

3. Какова реальная нефтеносность Арктики (суша и шельф): много / мало / не будет совсем (практически...)?

4. Проблема проблем Западной Сибири: каковы истинные (реальные = природные) величины начальных потенциальных ресурсов к завершению масштабных ПРР, которое ожидается в десятилетие 2041–2050 гг.:

- газа – 80...90...100...120 трлн м³?
- нефти – 40...45...50 млрд т?

5. Каково будет общее число открытых промышленных по величине запасов и добычным возможностям месторождений: 2000...2500, а может быть, 3000?

Оценка автора: вряд ли откроют более 2,0...2,2 тыс. МУВ (с учетом современных – 940 МУВ...). При этом суммарные запасы СГ по будущим открытиям и приростам составят не более 20...25 % от уже открытых, нефти – до 17...18 % (экспертная оценка): основная часть УВП недр уже переведена в открытые запасы, включая добычу.

Крупные открытия месторождений и залежей СГ предстоят реально в породах апта, неокома и юры арктических областей, прежде всего, в недрах шельфа. Величина и структура прироста запасов СГ до 2040 г. показаны в табл. 7.

Трудно оценить новые приросты в рассматриваемом двадцатилетии жидких углеводородов, особенно нефти. Прирост запасов конденсата оценивается в 1,4 млрд т (неоком, ачимовская толща, юра).

Добывные возможности по газу ЗСМП к 2031 г. в структуре общероссийской газодобычи отражены в табл. 8 (по-видимому, оценка «сверху»), так как принят оптимистический

Таблица 7

Структура прироста* запасов газа по ЗСМП в 2021–2040 г. (текущее двадцатилетие)

Комплекс	ЯНАО			Шельф		Всего
	НПТР	Ямал	Гыдан	губы	прямальский шельф	
Сеноман-турон	0,4	0,2	0,1	0,5	1,2	2,4
Апт	0,2	0,6	0,7	0,3	4,0	5,8
Неоком	0,3	0,8	0,7	0,8	3,5	6,1
Ачимовская толща	1,9	0,1	0,2	0,1	н/о	2,3
Юра + НГЗК	1,0	0,8	0,3	0,2	0,7	3,0
Всего	3,8	2,5	2,0	1,9	9,4	19,6

* Всеми компаниями-операторами.

Таблица 8

**Главные центры и вероятные объемы газодобычи в России к 2035 г.
исходя из текущих запасов (2023 г.)**

Центр	Текущие запасы кат. C ₁ / C ₂ , трлн м ³ (2023 г.)	Потенциальная добыча, млрд м ³ /год
НПТР	12,9 / 2,9	280...300
Ямал (суша)	9,1 / 6,2**	220...240
Гыдан (суша)	1,0 / 1,5*	50...60
ЯНАО (суша, всего)	23,0 / 10,6*	550...600
Карское море с Обской и Тазовской губами	4,2 / 4,2	230...240 (с учетом ПРР)
Восточно-Сибирский	4,6 / 2,5	100...120
Баренцево море	4,2 / 0,6	140...150
Присахалинский шельф	1,3 / 0,2 (0,4 добыто), 1,7 + 0,2 (начальные)	40...50
Всего	37,3 / 15,3	1060...1160 (в среднем около 1,1 трлн м ³ , в том числе ПАО «Газпром» – 0,6...0,7)

* Мало достоверные цифры.

** Оценка.

вариант приростов новых разведанных запасов кат. В₁+С₁, в том числе за счет перевода запасов кат. В₂+С₂ в промышленные категории). Безусловно, это весьма приблизительные оценки.

ЗСМП в XX–XXI вв. (в «текущем столетии»: 1951–2050 гг.) была, есть и будет важнейшим мегарегионом развития газовой и нефтяной отраслей промышленности не только России – Северной Евразии, но и мира в целом. Благодаря уникальности недр ЗСМП «сумерки» и тем более «закат» западносибирской нефти (с учетом сланцевой) и газа (с учетом его ресурсов в плотных газонасыщенных резервуарах) наступят не скоро... Ожидаются после 2040 г. для нефти и после 2050 г. для газа.

Многое в Западной Сибири уже свершилось в области нефти и газа. Многое еще впереди. Особенно на шельфе Карского моря.

Лидерство от суши перейдет к шельфу в плане поисков, открытий и приростов.

«Новая эра» освоения ЗСМП, второй этап доосвоения УВП ее недр на суше, наступит с началом масштабной добычи углеводородов из плотных газо- и нефтенасыщенных коллекторов: газа – на севере, нефти – в центре и на западе, а также баженовской нефти в большом ареале Салымского месторождения (юго-запад Среднего Приобья). Старт ожидается в 2031–2035 гг. и завершение – не ранее 2055–2060 гг. [6, 7, 15, 17, 28, 34, 35]. Это существенно продлит эксплуатационную жизнь мегапровинции – до разумного человеческого уровня в 95–105 лет. А в ЮКО добыча углеводородов из плотных коллекторов юры и триаса будет продолжаться до 2075–2080 гг., но, конечно, в значительно меньших масштабах, чем по всей ЗСМП (суша и шельф), традиционные ресурсы углеводородов которой в значительной степени будут освоены и переведены в накопленную добычу к 2055–2060 гг.

Список литературы

- Астафьев Д.А. Газонефтяная геостатистика недр шельфовых бассейнов Северной Евразии в связи с освоением запасов и ресурсов углеводородов до 2050 г. / Д.А. Астафьев, Е.С. Давыдова, Г.Р. Пятницкая и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 72–80.
- Афанасенков А.П. Нефть Западной Сибири. Прошлое, настоящее, будущее / А. П. Афанасенков, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2022. – № 2 (177). – С. 12–18.
- Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров, В.А. Скоробогатов. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.

4. Варламов А.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
5. Высоцкий В.И. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий / В.И. Высоцкий, В.А. Скоробогатов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – № 1-3. – С. 20–26.
6. Гриценко А.И. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке / А.И. Гриценко, В.А. Пономарев, Н.А. Крылов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 148 с.
7. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
8. Данилов В.Н. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. – М.: Академия горных наук, 1999. – 400 с.
9. Ермаков В.И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных отложениях / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1984. – 205 с.
10. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
11. Зыкин М.Я. Семьдесят пять лет газовой геологии России: достижения, проблемы, перспективы. Будущее / М.Я. Зыкин, Д.А. Астафьев, С.А. Леонов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 5–33.
12. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.
13. Нестеров И.И. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири / И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, К.А. Шпильман. – М.: Недра, 1971. – 464 с.
14. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 45–57.
15. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 86–104.
16. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 3 (35): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 46–57.
17. Скоробогатов В.А. Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 206–221.
18. Скоробогатов В.А. Будущее российского газа и нефти / В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 31–43.
19. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
20. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
21. Скоробогатов В.А. Геология и газонефтеносность юго-востока Западно-Сибирской мегапровинции. Итоги семи десятилетий исследований (1951–2020 гг.). Проблемы и перспективы / В.А. Скоробогатов, В.Н. Ростовцев, М.С. Паровинчак // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 232–251.
22. Скоробогатов В.А. Гыдан. Геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра, 2006. – 261 с.

23. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – № 11 (95). – С. 36–51.
24. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке / В.А. Скоробогатов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2018. – № 10. – С. 126–141.
25. Скоробогатов В.А. Онтогенез газа и нефти в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Газовые ресурсы России в XXI веке: сб. науч. трудов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2003. – С. 43–67.
26. Скоробогатов В.А. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах / В.А. Скоробогатов, Г.Р. Пятницкая, Д.А. Соин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет. – С. 59–65.
27. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4(41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
28. Скоробогатов В.А. Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. / В.А. Скоробогатов, Е.В. Перлова // Геология нефти и газа. – 2014. – № 5. – С. 48–57.
29. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX–XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 6–16.
30. Скоробогатов В.А. Учение об этапности освоения углеводородного потенциала разномасштабных геологических объектов (территорий) в связи с формированием и развитием минерально-сырьевой базы газо- и нефтедобычи / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1(53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 71–81.
31. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России: обзор / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др.; под ред. А.Д. Седых. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
32. Стасова О.В. Типы нефтей и конденсатов в мезозойских отложениях севера Западно-Сибирской плиты / О.В. Стасова, В.Е. Андрусевич // Органическая геохимия мезозойских и палеозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГТИМС, 1981. – С. 29–36. – (Труды СНИИГТИМС. – Вып. 286).
33. Строганов Л.В. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири / Л.В. Строганов, В.А. Скоробогатов. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2004. – 414 с.
34. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4(28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.
35. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.
36. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Дж. Хант. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
37. Черепанов В.В. Российский газ в XXI веке / В.В. Черепанов, С.М. Карнаухова, В.А. Скоробогатов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М.: РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.

Major outcome of studying and developing subsoil hydrocarbon potential of West-Siberian megaprovince (1953–2023)

V.A. Skorobogatov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This paper presents the result of the author's long-term studies referred to geology and oil-and-gas content of the West-Siberian oil-and-gas bearing megaprovince being the biggest one in the world. The article highlights the state-of-art geostatistics on the field searching and discoveries, on reserves, resources and production of hydrocarbons. Author suggests his own concept of the future activities, estimates the potential growth of the proven reserves and the hydrocarbons production during the first half of the 21st century.

Keywords: hydrocarbons, Western Siberia, megabasin, megaprovince, field, deposit, gas, oil, search, geological prospecting, reserves, resources, forecast, growth of reserves, production.

References

1. ASTAFYEV, D.A., Ye.S. DAVYDOVA, G.R. PYATNITSKAYA, et al. In-situ gas-and-oil statistics of the offshore basins in Northern Eurasia in relation to development of hydrocarbon reserves and resources till 2050 [Gazoneftyanaya geostatistika neдр shelfovykh basseynov Severnoy Yevrazii v svyazi s osvoyeniym zapasov i resursov uglevodorodov do 2050 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 72–80. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. AFANASENKOV, A.P., V.A. SKOROBOGATOV. Petroleum at Western Siberia [Nef't Zapadnoy Sibiri]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2022, no. 2, pp. 12–26, ISSN 0869-3188. (Russ.).
3. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Nef'tegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
4. VARLAMOV, A.I., A.P. AFANASENKOV, M.I. LODZHEVSKAYA, et al. Resource potential of hydrocarbons as foundation of evolution for Russian fuel-energy industry [Resursnyy potentsial uglevodorodov – osnova razvitiya toplivno-energeticheskogo kompleksa Rossii]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2016, no. 3, pp. 3–13. ISSN 0016-7894. (Russ.).
5. VYSOTSKIY, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries [Gigantskiye mestorozhdeniya uglevodorodov Rossi i mira. Perspektivy novykh otkrytiy]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2021, no. 1-6, pp. 20–25, ISSN 0869-3188. (Russ.).
6. GRITSENKO, A.I., V.A. PONOMAREV, N.A. KRYLOV et al. *A base of raw materials and production of gas in Russia in XXI century* [Syryevaya baza i dobycha gaza v Rossii v XXI veke]. Moscow: Nedra-Biznessentr, 2000. (Russ.).
7. GULEV, V.L., N.A. GAFAROV, V.I. VYSOTSKIY, et al. *Alternative gas and oil resources* [Nef'traditsionnyye resursy gaza i nef'ti]. Moscow: Nedra, 2014. (Russ.).
8. DANILOV, V.N., N.A. MALYSHEV, V.A. SKOROBOGATOV et al. *Comparative analysis of hydrocarbon ontogenesis in Pechora and other sedimentary basins of the World* [Svravnitelnyy analiz ontogeneza uglevodorodov v Pechorskom i drugikh osadochnykh basseynakh mira]. Moscow: Academy of Mining Sciences, 1999. (Russ.).
9. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Generation of hydrocarbon gases in carboniferous and subcarboniferous sediments* [Obrazovaniye uglevodorodnykh gazov v uglensnykh i subuglensnykh otlozheniyakh]. Moscow: Nedra, 1984. (Russ.).
10. YERMAKOV, V.I., V.A. SKOROBOGATOV. *Thermal field of the young plates in the USSR* [Teplovoye pole molodykh plit SSSR]. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.).
11. ZYKIN, M.Ya., D.A. ASTAFYEV, S.A. LEONOV, et al. 75th anniversary of Russian gas geology: achievements, challenges, outlooks. Future [Semdesyat pyat let gazovoy geologii Rossii: dostizheniya, problem, perspektivy. Budushcheye]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 5–33. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. KARNAUKHOV, S.M., V.A. SKOROBOGATOV, O.G. KANANYKHINA. The age of Cenomanian gas: “From the dawn to the sunset” [Era senomanskogo gaza: “ot rassveta do zakata”]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030* [Problemy resursnogo obespecheniya gazodobyvayushchikh rayonov Rossii do 2030 g.]: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 15–25. (Russ.).
13. NESTEROV, I.I., F.K. SALMANOV, K.A. SHPILMAN. *Oil and gas fields in Western Siberia* [Neftyanyye i gazovyye mestorozhdeniya Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra, 1971. (Russ.).

14. POLYAKOV, Ye. Ye., V.V. RYBALCHENKO, A. Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye gasosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?] *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
15. PYATNITSKAYA, G.R., V.A. SKOROBOGATOV. Studying and developing hydrocarbon potential of Lower-Middle-Jurassic deposits in northern areas of Western Siberia: resume and perspectives [Izucheniya i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala nizhne-sredneyurskoy tolshchi severnykh oblastey Zapadnoy Sibiri: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 86–104. ISSN 2306-9849. (Russ.).
16. RYBALCHENKO, V.V., A. Ye. RYZHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Searching and prospecting of hydrocarbon fields and deposits by the enterprises of the Gazprom PJSC in Russia [Poiski i razvedka mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov predpriyatiyami PAO “Gazprom” v Rossii]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 3(35): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 46–57. ISSN 2306-9849. (Russ.).
17. SKOROBOGATOV, V.A. Bazhenovo oil from Western Siberia: genesis, reserves, resources, prospects for recovery [Bazhenovskaya neft Zapadnoy Sibiri: genesis, zapasy, resursy, pespektivy osvoyeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 206–221. ISSN 2306-8949. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A. Future of Russian gas and oil [Budushcheye rossiyskogo gaza i nefti]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 31–43. ISSN 0016-7894. (Russ.).
19. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftnykh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
20. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2003. (Russ.).
21. SKOROBOGATOV, V.A. Geology and oil & gas presence towards the south-east of West-Siberian Megaprovince. Summarizing seven decades of studies (1951–2020). Challenges and outlooks [Geologiya i gazoneftenosnost yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy megaprovintsii. Itogi semi desyatiletiy issledovaniy (1951–2020 gg.). Problemy i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 232–251. ISSN 2306-8949. (Russ.).
22. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV. *Gydan. Geological structure, hydrocarbon resources, future* [Gydan. Geologicheskoye stroyeniye, resursy uglevodorodov, budushcheye]. Moscow: Nedra, 2006. (Russ.).
23. SKOROBOGATOV, V.A., M.YU. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).
24. SKOROBOGATOV, V.A. The biggest, gigantic and unique sedimentary basins of the World and their impact to development of the gas industry in the XXI century [Krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye osadochnyye basseyny mira i ikh rol v razvitii gazovoy promyshlennosti v XXI veke]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*. 2018, no. 10, pp. 126–141. ISSN 2410-3837. (Russ.).
25. SKOROBOGATOV, V.A. and L.V. STROGANOV. Ontogenesis of gas and oil in sedimentary basins and rocks of different types and ages [Ontogenez gaza i nefti v osadochnykh basseynakh i porodakh razlichnogo tipa i vozrasta]. In: *Gas resources of Russia in XXI century* [Gazovyye resursy Rossii v XXI veke]: collected sci. papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2003, pp. 43–67. (Russ.).
26. SKOROBOGATOV, V.A., G.R. PYATNITSKAYA, D.A. SOIN, et al. Practice of estimation of potential resources of the free gas in sedimentary basins of Russia and their validation during prospecting works [Opyt otsenok potentsialnykh resursov svobodnogo gaza osadochnykh basseynov Rossii i ikh podtverzhdayemost pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 59–65. ISSN 0016-7894. (Russ.).
27. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D. Ya. Khabibullin, et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problem, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
28. SKOROBOGATOV, V.A., Ye.V. PERLOVA. Potential in-situ resources of alternative gas in Russia (onshore and offshore), and outlooks for their industrial development before 2050 [Potentsialnyye resursy netraditsionnogo gaza nedr Rossii (susha i shelf) i perspektivy ikh promyshlennogo osvoyeniya do 2050 g.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2014, no. 5, pp. 48–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).

29. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razvitiy gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).
30. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Doctrine of stage-by-stage development of hydrocarbon potential of different-scale geological objects (territories) in context of synthesis of mineral base for gas and oil production [Ucheniye ob etapnosti osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala raznomasshtabnykh geologicheskikh obyektov (territoriy) v svyazi s formirovaniyem i razvitiyem mineralno-syryevoy bazy geo- i nefte dobychi]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 71–81. ISSN 2306-8949. (Russ.).
31. STAROSELSKIY, V.I., G.F. PANTELEYEV, V.P. STUPAKOV et al. *History and modern state of the Russian gas industry base of mineral and raw materials* [Istoriya razvitiya i sovremennoye sostoyaniye syryevoy bazy gazovoy promyshlennosti Rossii]: sci.-tech. review. Moscow: IRTs Gazprom, 2000. (Russ.).
32. STASOVA, O.V., V.Ye. ANDRUSEVICH. Types of oils and condensates in Mesozoic sediments at north of West-Siberian plate [Tipy neftey i kondensatov v mezozoyskikh otlozheniyakh severa Zapadno-Sibirskoy plity]. *Organicheskaya Geokhimiya Mezozoyskikh i Paleozoyskikh Otlozheniy Sibiri*, Novosibirsk: Siberian Scientific Research Institute for Geology, Geophysics and Mineral Stock, 1981, is. 286, pp. 29–36, ISSN 0583-1822. (Russ.).
33. STROGANOV, L.V., V.A. SKOROBOGATOV. *Western-Siberian gases and oils of earlier generation* [Gazy i nefti ranney generatsii Zapadnoy Sibiri]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. (Russ.).
34. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN, et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).
35. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).
36. HUNT, G.M. *Petroleum geochemistry and geology* [Geokhimiya i geologiya neftey i gaza]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1982. (Russ.).
37. CHEREPANOV, V.V., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in the XXI century [Rossiyskiy gaz v XXI veke]. *Teoreticheskiye Osnovy i Tekhnologii Poiskov i Razvedki Nefti i Gaza*. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (national research university), 2012, no. 1, pp. 20–23. ISSN 2307-9411. (Russ.).

УДК 622.32:004.413.4

Множественный характер рисков при реализации нефтегазовых проектов, учет влияния экономических рисков

А.В. Гудымов

АО «Газпром промгаз», Российская Федерация, 142702, Московская обл., Ленинский район,
г. Видное, ул. Вокзальная, д. 23
E-mail: promgaz@promgaz.gazprom.ru

Тезисы. На основе комплексного подхода с учетом неопределенности и риска система геолого-экономического мониторинга сырьевой базы добычи нефти и газа реализует единый цикл оценки инвестиционной привлекательности освоения территорий с доказанной нефтегазоносностью и позволяет осуществлять управление ресурсами и сопутствующими рисками на различных этапах реализации нефтегазовых проектов. Наиболее высокой степенью неопределенности наряду с экономическими обладают геологические риски, которые определяются природными условиями проведения поисково-разведочных работ и разработки месторождений и во многом зависят как от геологической изученности (разведанности) недр, так и от стадии промышленного освоения месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: нефтегазовые проекты, неопределенность, геолого-экономический мониторинг, управление рисками.

Развитие нефтегазовой отрасли – процесс многогранный, требующий концентрации усилий многих составляющих: поиска и разведки ресурсов, освоения месторождений, транспорта и реализации углеводородного сырья как на внутреннем, так и глобальном рынках и т.п. Все эти процессы нуждаются в привлечении многих смежных отраслей для разработки и реализации новых технологических решений, а также крупных финансовых вливаний, что априори связано со значительными инвестиционными рисками [1]. Также необходимо учитывать постоянно изменяющуюся конъюнктуру рынка, и даже при благоприятной ценовой политике и полной реализации добываемых объемов вероятность экономических рисков не уменьшается. Когда сроки поиска и освоения ресурсов углеводородов растягиваются на десятилетия, то ежеминутная выгода не влияет на вероятность невозврата капитала, сокращает риски только стабильность рынка, а именно долгосрочные контракты на покупку сырья. Кроме этого, в настоящее время постоянно разрабатываются и реализуются проекты замещения углеводородов возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ). Однако, и практика последних лет, и результаты исследований ученых и специалистов Федерального агентства по энергетике США (FERC) показывают, что ВИЭ – это бесполезный политический фетиш: они не могут спасти целые отрасли или обеспечивать людей, так как являются крайне нестабильным поставщиком энергии. Скорее подтверждаются прогнозы российских ученых, которые еще в прошлом веке рассматривали XXI в. как «век газа» [2].

Если определять риск как неопределенность наших финансовых результатов в будущем или как степень неопределенности получения будущих чистых доходов (J.P. Morgan), то любые проекты, связанные с освоением ресурсного потенциала недр сопряжены с большими рисками. Даже если допустить, что геологическая модель известна абсолютно точно (а такого не бывает даже после окончания разработки), только тогда локальный геологический риск равен нулю.

Все риски в нефтегазовом комплексе при подготовке запасов и ресурсов можно свести в три большие группы: экономические, технологические и геологические [3–6]. Экономические риски обусловлены множеством причин [5, 7, 8], среди которых важнейшими являются стабильность и текущее состояние экономики страны, несовершенство экономического законодательства, зависимость от рыночной конъюнктуры, текущая политика во внешнеэкономической деятельности и т.д. (таблица).

Управление ресурсами и сопутствующие риски на различных этапах реализации нефтегазовых проектов

Управленческое решение	Состояние системы в результате принятия решения	Результат принятия решения	Экономическая эффективность реализации решения
1. Выявление зон, оценка перспектив их нефтегазоносности	Прогноз объема и структуры перспективных ресурсов углеводородов (УВ), наличие геологических рисков	Фактический прирост перспективных ресурсов УВ в зоне с учетом всего объема рисков	Прирост перспективных ресурсов УВ на единицу затрат, оценка ожидаемого чистого дисконтированного дохода (ЧДД) на уровне макропоказателей
2. Выявление локальных структур в зоне нефтегазонакопления	Прогноз числа локальных структур и общего объема прогнозных ресурсов УВ, геологические риски	Фактическое число локальных структур и распределение прогнозных ресурсов УВ, учет геологических рисков	Прирост локализованных ресурсов УВ на единицу затрат, оценка ожидаемого ЧДД на уровне макропоказателей
3. Подготовка локальных структур	Объем локализованных структур и прогнозных ресурсов, геологические риски	Фактический объем возможно рентабельных ресурсов на структуре, учет риска успешности проведения геологоразведочных работ	Прирост прогнозных ресурсов на единицу затрат, прогнозная оценка ожидаемого ЧДД
4. Поиски месторождений УВ-сырья	Объем возможно рентабельных прогнозных ресурсов на структуре, фактические геологические риски	Фактический объем предварительно оцененных запасов на месторождении, учет риска подтверждаемости	Прирост предварительно оцененных запасов на единицу затрат, уточненная оценка ожидаемого ЧДД
5. Оценка месторождений УВ-сырья	Объем предварительно оцененных запасов и прогнозных ресурсов категории на месторождении, геолого-технологические риски	Фактический прирост предварительно оцененных и промышленных запасов, учет технологических рисков (возможные дебиты)	Прирост предварительно оцененных и промышленных запасов на единицу затрат, прогнозируемый ЧДД на стадии предпроектных исследований
6. Разведка и пробная эксплуатация месторождений УВ-сырья	Объем промышленных запасов на месторождении, технологические и экономические риски	Фактический прирост промышленных запасов, учет экономических рисков (цена и т.п.)	Прирост промышленных запасов на единицу затрат, планируемый ЧДД проекта разработки

При всесторонней оценке экономических рисков нефтегазовых инвестиционных проектов необходимо учитывать экономическое законодательство (Налоговый кодекс РФ, Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1, Федеральный закон от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» и т.д.), в том числе и его несовершенство, условия инвестирования и использования прибыли, возможность введения ограничений на внешнеэкономическую деятельность (на торговлю, поставки, трансферт и т.д.), колебания рыночной конъюнктуры, цены и таможенные пошлины на нефть, природный газ и продукты нефтепереработки, неопределенность целей, интересов и поведения участников инвестиционного нефтегазового процесса, неполноту и неточность информации о производственно-экономических показателях и финансовом положении участников проекта.

Организационно-экономический механизм реализации нефтегазовых инвестиционных проектов, сопряженных с риском, должен включать специфические элементы, позволяющие снизить риск или связанные с ним неблагоприятные последствия [6–9]. В этих целях могут использоваться разработанные заранее «правила поведения» в определенных непредвиденных ситуациях (например, сценарии, предусматривающие соответствующие действия при тех или иных изменениях условий проекта).

Мера неопределенности условий реализации инвестиционного нефтегазового проекта не задается вероятностным или каким-либо другим образом. По ходу осуществления проекта поступает дополнительная информация об условиях его реализации, и ранее существовавшая неопределенность уменьшается или снимается полностью. С учетом

этого система управления реализацией проекта должна предусматривать возможность обработки информации о меняющихся параметрах (ценах, спросе, условиях кредитования и т.п.) и соответствующей корректировки проекта.

Геологические риски определяются естественными природными условиями проведения поисково-разведочных работ и разработки месторождений и во многом зависят как от геологической изученности (разведанности) недр, так и от стадии промышленного освоения месторождений нефти и газа.

Технологические риски нефтегазовых инвестиционных проектов связываются с состоянием и совершенствованием техники и технологий, используемых при бурении скважин, проведении геофизических работ, добыче, транспортировке и переработке ресурсов УВ-сырья.

Специфические риски реализации инвестиционных проектов, например, при транспортировке нефти и газа включают риск отказов, приводящих к потерям транспортируемого продукта, риск пожаров и компенсации экологических последствий при авариях на магистральных трубопроводах, риск увеличения действующих тарифов и введения дополнительных платежей при удорожании стоимости транспортировки т.д.

В связи с тем что выполнение проектов в добывающих отраслях происходит в постоянно меняющихся экономических условиях, менеджмент компании должен иметь возможность гибкого реагирования на произошедшие изменения путем внесения корректив в процессы управления поиском, разведкой и добычей полезных ископаемых. Например, в случае ухудшения экономической ситуации часто имеет смысл прекратить или приостановить реализацию проекта. При удачном развитии событий, напротив, масштабы проекта следует

расширить для получения больших прибылей. На частичное решение данной задачи направлена система экономического мониторинга [2, 5].

На основе комплексного подхода с учетом неопределенности и риска система экономического мониторинга сырьевой базы добычи нефти и газа реализует единый цикл оценки инвестиционной привлекательности освоения территорий с доказанной нефтегазоносностью, который состоит из геолого-экономической части и экономико-математической модели. В процессе геолого-экономического моделирования осуществляется ранжирование прогнозируемых месторождений нефти и газа по степени экономической предпочтительности для инвесторов, оцениваются геологические риски, для чего автором предложен новый концептуальный подход, заключающийся в проведении двухсторонней оценки стоимости освоения ресурсов УВ: с точки зрения владельца недр (государства) и с точки зрения недропользователя. В рамках экономико-математической модели оцениваются добычные характеристики наиболее экономически предпочтительных прогнозируемых месторождений, возможные капитальные и эксплуатационные затраты, прогнозируются экономические показатели проектов их освоения и с использованием однофакторной системы оценки рисков осуществляется оценка чувствительности проекта.

Для учета факторов неопределенности и риска при экономической оценке эффективности проекта используется вся имеющаяся информация об условиях реализации, в том числе и не выражающаяся в форме каких-либо вероятностных законов распределения. Для уменьшения неопределенности и повышения достоверности проводимых оценок автором использовались имитационное моделирование и вероятностное моделирование методом Монте-Карло [10].

Список литературы

1. Богатырев Е.С. Учет рисков при оценке инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли / Е.С. Богатырев, И.В. Буренина, И.М. Захарова // Науковедение. – 2016. – Т. 8. – № 1. – <http://naukovedenie.ru/PDF/48EVN116.pdf>. – DOI: 10.15862/48EVN116.
2. Люгай Д.В. Российский газ в XXI веке / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Газовая промышленность. – 2018. – № 1 (Приложение). – С. 88–95.
3. Аксенов С.А. Государственное геологическое информационное обеспечение недропользования / С.А. Аксенов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2003. – № 1-2. – С. 60–66.
4. Ампилов Ю.П. Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска / Ю.П. Ампилов. – М.: Геоинформмарк, 2002.

5. Крылов Н.А. Коэффициент удачи / Н.А. Крылов // Нефть России. – 1999. – № 3. – С. 49–52.
6. Карасевич А.М. Оценка месторождений углеводородного сырья как объектов инвестирования и бизнеса / А.М. Карасевич, Е.С. Мелехин. – М.: Страхование ревью, 2008. – 228 с.
7. Симонов К. Газовый рынок Европы / К. Симонов. – Независимая газета. – 13.09.2011. – https://www.ng.ru/energy/2011-09-13/13_europe_market.html.
8. Ставровский Е.Р. Методы обоснования инвестиций в освоение малых газовых месторождений с учетом рисков: обзорная информация / Е.Р. Ставровский, Н.М. Сторонский, Е.Л. Фомин. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – (Экономика, организация и управление производством в газовой промышленности).
9. Пикфорд Дж. Управление рисками / Дж. Пикфорд. – М.: Вершина, 2004.
10. Вентцель Е.С. Теория вероятностей и ее инженерные приложения / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М.: Наука, 1988.

Multiple nature of risks during implementation of oil-gas projects, consideration of the economic risks impact

A.V. Gudymov

Gazprom Promgaz JSC, Bld. 23, Vokzalnaya street, Vidnoye, Leninskiy district, Moscow region, 142702, Russian Federation
E-mail: promgaz@promgaz.gazprom.ru

Abstract. On the background of the complex approach considering uncertainty and risks, a system of geological-economic monitoring of the raw oil and gas feedstocks realizes a united cycle for assessment of the investment appeal to develop the territories with proved presence of oil and gas. This system enables managing resources and the fallout risks at various stages of project implementation. Together with the economic risks, the geological risks demonstrate the highest extent of uncertainty derived from the natural environment of geological prospecting and field development. The named geological risks depend largely on both exploration maturity of subsoil and on the applied technologies of commercial exploitation of the fields.

Keywords: oil-gas projects, uncertainty, geological-economical monitoring, risk management.

References

1. BOGATYREV, Ye.S., I.V. BURENINA, I.M. ZAKHAROVA. The account is risk at an assessment of investment projects in oil and gas branch [Uchet riskov pri otsenke investitsionnykh proyektov v neftegazovoy otrasli]. *Naukovedeniye*, 2016, vol. 8, no. 1, ISSN 2223-5167. Available from: <http://naukovedenie.ru/PDF/48EVN116.pdf>. DOI: 10.15862/48EVN116. (Russ.).
2. LYUGAY, D.V., V.A. SKOROBOGATOV. Russian gas in 21st century [Rossiyskiy gaz v XXI veke]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 1 (supplement), pp. 88–95, ISSN 0016-5581. (Russ.).
3. AKSENOV, S.A. The state geological information support to the mineral resource use [Gosudarstvennoye geologicheskoye informatsionnoye obespecheniye nedropolzovaniya]. *Mineralnyye Resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2003, no. 1-2, pp. 60–66, ISSN 0869-3188. (Russ.).
4. AMPILOV, Yu.P. *Methods for geological-economical modelling of oil and gas reserves and resources with regard to uncertainty and risk* [Metody geologo-ekonomicheskogo modelirovaniya resursov i zapasov nefti i gaza s uchetom neopredelennosti i riska]. Moscow: Geoinformmark, 2002. (Russ.).
5. KRYLOV, N.A. Coefficient of luck [Koeffitsiyent udachi]. *Neft Rossii*, 1999, no. 3, pp. 49–52. (Russ.).
6. KARASEVICH, A.M., Ye.S. MELEKHIN. *Assessment of hydrocarbon fields as the objects of investments and business* [Otsenka mestorozhdeniy uglevodorodnogo syrya kak obyektov investirovaniya i biznesa]. Moscow: Strakhovoye revyu, 2008. (Russ.).
7. SIMONOV, K. European gas market [Gazovyy rynek Yevropy]. *Nezavisimaya Gazeta*, 13 September 2011. ISSN 1560-1005. (Russ.). Available from: https://www.ng.ru/energy/2011-09-13/13_europe_market.html.
8. STAVROVSKIY, Ye.R., N.M. STORONSKIY, Ye.L. FOMIN. Methods of justification of investments into development of small gas fields in regard of risks [Metody obosnovaniya investitsiy v osvoyoeniye malykh gazovykh mestorozhdeniy s uchetom riskov]: review. Series: *Economics, organization and management of production in gas industry* [Ekonomika, organizatsiya i upravleniye proizvodstvom v gazovoy promyshlennosti]. Moscow: IRTs Gazprom, 2005. (Russ.).
9. PICKFORD, J. *Mastering risk* [Upravleniye riskami]. Translated from Engl. Moscow: Verzhina, 2004. (Russ.).
10. VENTSEL, Ye.S., L.A. OVCHAROV. *Theory of probabilities and its engineering applications* [Teoriya veroyatnostey i yeye inzhenernyye prilozheniya]. Moscow: Nauka, 1988. (Russ.).

УДК 553.98

Сравнительная оценка перспектив газонефтеносности Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов арктической части Западно-Сибирской мегапровинции с целью прогноза новых открытий до 2040 г.

И.Б. Извеков¹, Е.В. Скоробогатова^{2*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ЗАО «МиМГО», Российская Федерация, 111123, Москва, ш. Энтузиастов, д. 21

* E-mail: info@mimgo.ru

Тезисы. В статье проанализировано геологическое строение четырех арктических областей Западно-Сибирской мегапровинции – Ямальской, Гыданской, Енисей-Хатангской (суша) и Южно-Карской с Обской губой (шельф). Приведена геостатистика открытий и современных запасов углеводородов (УВ). На основе анализа условий формирования скоплений УВ сделан вывод, что самыми перспективными в плане ресурсов являются две западные области, составляющие Ямало-Карский регион. Здесь предстоят еще крупные открытия газосодержащих месторождений. С запада на восток перспективы газоносности снижаются, нефтеносности – становятся неопределенными, но в целом невысокими.

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП) по состоянию на 01.01.2023 открыты 940 месторождений углеводородов (МУВ) в следующих регионах: Среднеобском, Фроловском, Васюгано-Каймысовском, Юго-Восточном (Томская и Новосибирская административные области), Надым-Пур-Тазовском (НПТР), Обь-Надымском, Таз-Енисейском, Ямало-Карском (ЯКР), в Южно-Карской шельфовой области (ЮКО) и Обской губе (ОГ), Гыдано-Енисейском (Гыданская и Енисей-Хатангская области (ГЕР)). Молодая эпигерцинская Западно-Сибирская плита (ЗСП) имеет разновозрастный гетерогенный фундамент, омоложение которого происходит с востока на запад.

От Среднего Приобья на север снижается степень геологической изученности и освоенности углеводородного потенциала (УВП) недр. Наименее изучены центральные районы ГЕР: нет ни одной поисковой скважины – «белое пятно» в плане буровой изученности. Нет скважин – нет открытий. Наименее изучены юрский комплекс Гыдана, Обской и Тазовской губ, ЮКО, восточной половины ЕХО, где пробурены единичные скважины.

Изучение и освоение шельфовой части ЗСМП только начинается, хотя меловые комплексы в губах опоискованы неплохо: все сколько-нибудь крупные локальные поднятия (структуры) опоискованы глубокими скважинами, на всех открыты месторождения типа газовых (Г) или газоконденсатных (ГК), нефти нет. Размещение МУВ в арктической части мегапровинции показано на рис. 1.

Проблемам геологии и газонефтеносности пород осадочного мезозойско-кайнозойского чехла (триас-палеоген) мегапровинции в целом посвящены многие тысячи публикаций – статей и монографий, проблемам НПТР – уже первые сотни, Западно-Сибирской Арктике (ЗСА) – десятки, в том числе только 10 монографий, шельфу – менее 20 (в том числе три монографии). Очень мало работ опубликовано по Гыдану и собственно по ЮКО (открытый приямальский шельф): соответственно 15 и 10 шт. [1–22 и др.]. Мало фактических материалов – мало мыслей и идей, значит, минимум научных публикаций. Это непреложное правило нефтегазовой геологии (НГГ) России, да и мира в целом. Все впереди, по ходу увеличения

Ключевые слова:

Ямало-Карский регион, Гыдано-Енисейский регион, Арктика, Западная Сибирь, Южно-Карская область, Ямал, Гыдан, Енисей-Хатангская область, газ, нефть, запасы, ресурсы, месторождение, залежь, прирост, добыча.

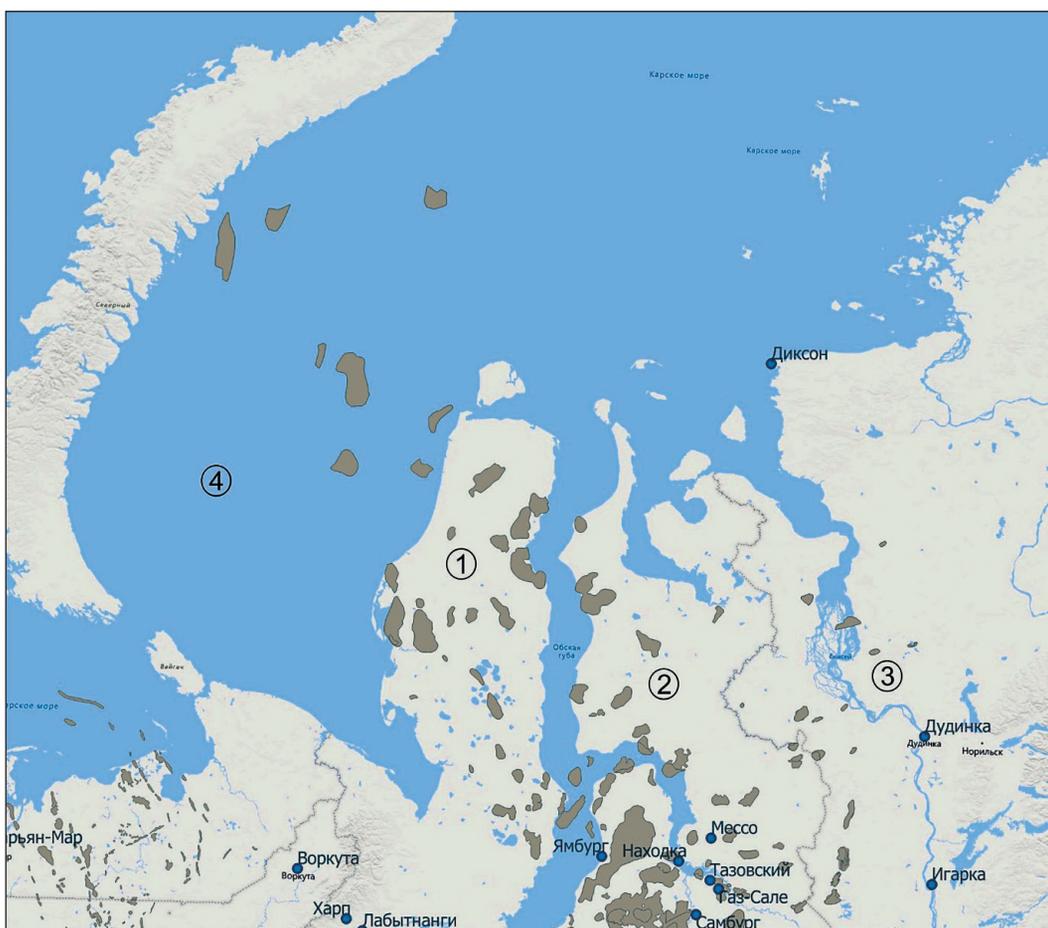


Рис. 1. Схема размещения МУВ в арктической части ЗСМП:
1 – Ямал; 2 – Гыдан; 3 – ЕХО; 4 – ЮКО

поисково-разведочной активности компаний-операторов (крупных государственных гигантов: ПАО «Газпром», НК «Роснефть»; частной компании «Новатэк»). Работа в Арктике, особенно на шельфе, – крайне дорогостоящее и рискованное предприятие, «не по зубам» средним и мелким компаниям.

По мнению исследователей, много лет занимающихся изучением арктических областей ЗСМП, их современная структурно-буровая изученность, %, такова:

- Ямал: нижний мел – 75, юра в целом – 40, низы юры – 15, доюрский комплекс – 5;
- Гыдан: нижний мел – 60, нижняя-средняя юра – 10;
- ЕХО: нижний мел – 70, нижняя-средняя юра – 30, триас – 10;
- губы: мел (сеноман-неоком) – 80, юра не вскрыта;
- ЮКО: мел (сеноман-апт) – 15, юра вскрыта в одной скважине и не испытана.

Наблюдается крайне неравномерная изученность областей и литолого-стратиграфических комплексов пород. Взять, например, Центрально-Ямальский район (Нурминский мегавал): песчано-глинистый мел выше верхнеюрско-готеривской покрывки – 70...75 %, средняя юра – 12...15 % (вскрыта единичными скважинами), низы юры и палеозой – 0 %, а Новопортовский район, наиболее изученный на Ямале, кровля средней юры / палеозой – соответственно 80...25 %.

Основные результаты уже проведенных исследований по проблемам ЗСА приведены в работах [1, 3, 5, 12–14, 16, 20, 21]. Справедливости ради заметим, что вопросы сравнительного анализа перспектив арктических регионов и областей России (суша и шельф) обсуждаются достаточно редко [2, 4, 6, 8, 11, 16, 20].

За шесть десятилетий ведения поисково-разведочных работ (ППР) (с 1962 г.) на Ямале,

Гыдане, в ЕХО и на шельфе в глубокое бурение были введены 119 перспективных площадей, преимущественно локальных поднятий (структур), открыты 69 МУВ (119/69), в том числе по областям: открытый шельф – 8/8, Ямал – 55/27, Обская и Тазовская губы – 8/8, Гыдан – 25/11, ЕХО – 27/17. Коэффициент успеха (удачи) на суше мегапровинции давно уже составляет около 30 %, не более, на шельфе – 100 % (!), в среднем в ЗСА – 55...60 %.

Вопросы литологии, тектоники, геохимии органофлюидоминеральных комплексов пород, геотермии, гидрогеологии, тектодинамики областей и регионов ЗСА достаточно подробно освещены в работах А.М. Брехунцова, Т.А. Верениновой, В.Д. Копеева, И.И. Нестерова, В.А. Скоробогатова, Д.А. Соина, Л.В. Строганова, А.В. Ступаковой и их соавторов [1, 12, 15, 20]. До настоящего времени слабо изученным повсеместно остается юрский комплекс пород (ЮКП), неизученными (практически) – триас (вскрыт семью скважинами) и складчатый палеозой (фундамент – 150 скважин на Ямале и в ЕХО, на Гыдане – в одной параметрической скважине № 130). Всего в пределах четырех областей пробурены чуть более тысячи поисковых и разведочных скважин.

Далее рассмотрим главные геологические особенности осадочного чехла арктических областей.

Ямал (суша): повышенная мористость и глинистость разреза неокома и юры, наличие мощной региональной верхнеюрско-неокомской покрывки (500...600 м); развитие континентальной угленосной формации верхнего баррема – апта мощностью 600...700 м с большим числом пластов углей (40...70) и углистых глин сложного литолого-фациального строения и состава – танопчинской свиты; высокая глинистость ниже-среднеюрской толщи пород (до 70...85 %); наличие областной глинистой покрывки нижнего альба (50...70 м), разделяющей альб-сеноманский и неоком-аптский структурно-литологические нефтегазоносные комплексы (НГК).

Тектонические особенности Ямальской нефтегазоносной области:

1) простое тектоническое строение с развитием ряда валов и куполовидных поднятий – положительных структур / локальных поднятий (ЛП) конседиментационного генезиса, прослеживающихся от подошвы юры до сеномана и сенона, разделенных обширными впадинами

и прогибами, площадь которых превышает 60...65 % от площади области;

2) невысокая дизъюнктивная нарушенность недр среднеамплитудными разломами (15...25 м, редко более): из 55 разбуренных структур разломами затронуты только восемь. Максимально нарушены Новопортовский вал и Нейтинское поднятие, причем часть разломов прослеживается до дневной поверхности. Отметим, что глубоким бурением изучены все крупные и почти все средние по размерам ЛП (до гор. Ю_{2,3}).

Гыдан (суша):

- повышенная песчанность нижнего мела и юры;

- существенно мористый характер разреза осадочного чехла. Континентальная толща танопчинской свиты (баррем-апт) максимально угленасыщенная, но внутриформационные глинистые покрывки утоняются и плохо прослеживаются по латерали: уменьшается число благоприятных для газонакопления пар пластов песчаник / глина (коллектор / покрывка);

- снижение мощности региональной верхнеюрско-неокомской покрывки (до 400...450 м). Утоняется с запада на восток и исчезает из разреза нижеальбская областная покрывка (в центральных и восточных районах области): вся толща песчано-глинистого нижнего мела становится флюидодинамически связанной;

- плотность пликвативных положительных структур невысокая, на северо-востоке имеет место моноклинальное залегание всех пластов, что является негативным фактором для онтогенеза углеводородов, особенно для газа (плохая миграционная сохранность и низкие аккумуляционные возможности);

- разломов в пределах положительных структур немного (на трех поднятиях – месторождениях). Сильно нарушено среднеамплитудными разломами только Геофизическое ЛП (малый вал типа суша/море – западная часть в Обской губе опущена по разлому);

- многие поднятия прослеживаются и в области губ (на шельфе) – Тота-Яхинское, Антипаютинское, северный купол Утреннего поднятия и др.

ЕХО: левобережье и правобережье эстуария р. Енисей, север Красноярского края. Узловая тектоническая структура – мегапрогиб (ЕХМП), расположенный между Сибирской платформой (СП) и Таймыром,

структуру которого составляют сопряженные линейно вытянутые валы и прогибы: Малохетский, Рассохинский и др., а также зоны региональных моноклиналей – Предтаймырской и Южной (к северу от древней СП).

В объеме осадочного чехла большое место занимают нижнемеловые опесчаненные толщи, а именно сверху вниз от кровли сеномана: долганская, яковлевская, малохетская, нижнехетская.

Особенностью области является большая мощность верхнеюрских существенно глинистых пород (до 350...400 м против 80...100 м на Ямале и Гыдане) – яновстанская и др. свиты с редкими пластами песчаников и алевролитов. Нижне-среднеюрская морская толща мощностью 800...1500 м сильно опесчанена. Ниже юры залегает осадочный триас мощностью 1...1,5 км (вскрыт на пяти площадях).

ЛП в ЕХО пологие, просто построенные, изометрической формы. Разломы, даже среднеамплитудные, в пределах поднятий достоверно установлены только на трех структурах, но окраинные глубинные разломы имеют очень большую амплитуду – до 1 км и более, по ним и формировался осадочный суббассейн ЕХМП в юрско-меловое время. Характерными особенностями мегапрогиба являются мощная тектоническая инверсия в неогеновое время и глубокий размыв пород вплоть до сеномана (срезан весь верхний мел в западной части мегапрогиба) и даже до средней юры на крайнем востоке вблизи замыкания мегапрогиба. По сравнению с более западными областями мегапровинции в ЕХО тектонодинамика проявлялась достаточно активно. В геологическом плане область существенно отличается даже от соседней Гыданской, однако в последнее десятилетие рассматривается в составе Западно-Сибирского мегабассейна [1, 18].

ЮКО: эпицентр наиболее мощного осадконакопления в ЗСП (до 8...9 км в Пухучанской

впадине). Здесь пликативная тектоника проявляется с относительно малой интенсивностью: небольшое число конседиментационных ЛП, затухающих в низах верхнего мела – сразу выше кровли сеномана. Разломы в центральных частях области не выявлены. Скорее всего, они осложняют главным образом юру и мало затрагивают меловую толщу. Здесь отмечаются максимальная глинистость и мористость разреза осадочного чехла. Это область непрерывного осадконакопления в послетриасовое время без сколько-нибудь существенных тектонических перестроек.

Геологическое строение *Обской губы* является переходным от ямальского типа к гыданскому со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, в ЗСА с запада на восток увеличиваются песчанность разреза, тектоническая «напряженность» разновозрастных поверхностей – по кровле средней юры, апта, сеномана. В целом ЗСА характеризуется более «спокойным», упорядоченным геологическим строением и тектонодинамическим развитием, чем, например, НПТР, особенно Пур-Газовская область и Западно-Мессояхский мегавал (где множество разломов, дегазация недр).

Газонефтяная геостатистика областей, входящих в два арктических региона, такова. Всего в пределах ЯКР и ГЕР открыты 67 МУВ, причем некоторые из них условно (запасы только по кат. С₂ или без промышленных притоков углеводородов), в том числе 39 в ЯКР, 28 на Гыдане и в ЕХО. Данные по суммарным запасам углеводородов двух сравниваемых регионов приведены в табл. 1.

Обращает внимание весьма малая нефтеносность арктических областей: здесь открыты всего 18 нефтесодержащих месторождений, в том числе три чисто нефтяных – Пайяхское, Западно-Иркинское и Варейское, остальные – типа нефтегазоконденсатных (НГК) / газоконденсатонефтяных (ГКН). Шельф газоносен (за исключением

Таблица 1

Суммарные запасы углеводородов ЯКР и ГЕР

Арктический регион	Газ, трлн м ³	Конденсат, млрд т	Нефть, млрд т	Всего, млрд у.т.*
ЯКР	24,2	1,0	0,5	25,7
ГЕР	4,5	0,1	2,3	6,9
Всего	28,7	1,1	2,8	32,6

* у.т. = условная тонна (1000 м³ газа = 1 т жидких углеводородов).

месторождения «Победа»), на Гыдане известны всего два НГК МУВ (Утреннее и Геофизическое) с весьма малыми запасами нефти – меньше, чем в Ямальской области (там восемь). Наибольшим газовым потенциалом обладает, безусловно, Ямальская область, наименьшим – ЕХО, это связано с условиями формирования месторождений и залежей, а именно, с благоприятным или мало-благоприятным сочетанием генерационных, миграционно-аккумуляционных и консервационно-эволюционных условий газонефтеносности в породах сеномана, нижнего – песчано-глинистого – мела и юры (нижне-среднеюрской глубокопогруженной толщи). Отметим, что в суммарные запасы включены малодостоверные запасы кат. B_2+C_2 , подтверждаемость которых при разведке составляет от нуля (!) при полном списании (неподтверждении) ранее предполагавшихся запасов до 50...60 %, редко более. Не подтверждаются они и по составному Тамбейскому месторождению (фактически их три); вероятно, существенно и по Утреннему. По оценке авторов, от запасов Тамбейского НГК месторождения – 5,5 трлн m^3 (по юре) – хорошо будет, если останутся хотя бы 3,0...3,5 трлн m^3 (переведенных в разведанные запасы кат. V_1+C_1).

Однако крупность МУВ западных областей существенно выше, чем центрально-восточных (ГЕР). Сравните, например, Бованенковское (запасов кат. C_2 мало) и Утреннее месторождения.

Очень важное значение в сравнительном анализе остаточных перспектив газонефтеносности (в поисковом плане при проведении дальнейших ПРП) рассматриваемых регионов имеет соотношение между начальными разведанными запасами, в частности свободного газа, наиболее крупных месторождений в каждой из анализируемых областей. Запасы газа месторождения-лидера на Ямале (Бованенковское НГК) превышают запасы гыданского лидера более чем в два раза, енисейского – в 20 раз! Весьма показательный факт.

На Ямале из трех самых крупных МУВ одно уникальное, два сверхгигантских. На Гыдане – только одно гигантское. В ЕХО газовые гиганты вообще отсутствуют (пока?). Нефтяной гигант Пайяхское месторождение при коррективной доразведке может сильно «похудеть» и превратиться в нефтегазосодержащее – типа НГК. Появятся залежи свободного газа (ну,

куда без них... в преимущественно газоносных областях и районах!).

Давно известно, что месторождение-лидер (или залежь-лидер) во многом определяет характер газоносности области, региона, комплекса пород, является мерилом величины и структуры начальных потенциальных ресурсов газа (НПРГ), в меньшей степени нефти (в преимущественно газоносных / перспективно газоносных областях, районах, автономных генерационно-аккумуляционных комплексах пород). В ЯКР такой лидер – Бованенковское НГК месторождение, формально газоконденсатонефтяное с мельчайшей нефтяной залежью в гор. $ТП_{18}$ (А, может, ее и нет совсем?... Микроскопление нефти – такое часто бывает в газоносных областях). В ГЕР безусловный лидер – Утреннее ГКН месторождение с тонкими, по сути непромышленными, подгазовыми нефтяными оторочками.

Анализу условий формирования и закономерностям размещения разнообразных по величине и фазовому состоянию углеводородных скоплений (УВС) в виде месторождений и залежей в арктической части ЗСМП посвящен ряд работ [1, 5, 11–13, 20] – преимущественно геологов «Газпрома» и НК «Лукойл». Подробно проанализированы генерационные свойства глин, глинистых алевролитов и в меньшей степени песчаников нижнего мела и юры, условия первичной (из глин и углей) и вторичной (коллекторской) миграции, аккумуляции газа и нефти в ловушках, эволюции УВС в кайнозойское время (неоген – период завершения процессов онтогенеза), разрушения в ходе новейшей инверсии тектонических движений (в «последние» 20...22 млн лет частичного и практически полного на отдельных сильно нарушенных структурах). Условия онтогенеза углеводородов наилучшим образом изучены на Ямале, где отбиралось много керн, в том числе углей (для оценки уровня катагенеза органического вещества (ОВ)) [1, 13]. Недостаточно изучены геохимия и катагенез ОВ в Гыданской области и в ЕХО [14], совсем не изучены – на шельфе, в том числе в ОГ, где мало глубоких скважин, бурившихся практически без отбора образцов пород (для ускорения строительства скважин в навигационный период). Однако уместны экстраполяции свойств пород от прибрежных площадей в сторону шельфа. Установлено, что и по геохимическим данным более благоприятные условия онтогенеза существовали

в Ямальской области: на восток к Гыдану и ЕХО снижается содержание органического углерода (рассеянного органического вещества (РОВ)) в глинах от 1,8...3,2 до 1,5...2,2 % и менее при сохранении единого типа (состава) органики, преимущественно гумусовой, с небольшой примесью лейптинитовых микрокомпонентов и сапропелевой части. Смешанное ОВ типа гумусово-сапропелевого (ГС) / сапропелево-гумусового (СГ) отмечается только в глинах верхней юры – неокома, где присутствуют редкие дренирующие коллекторские горизонты – пласты группы БЯ₁₋₁₆ в верхах ахской толщи морского генезиса, а баженовская битумогенерирующая свита – наиболее мощная материнская (для нефти) толща ЗСМП – вообще вырождается (РОВ составляет 2...3 %, редко более).

Аккумуляционные возможности пород осадочного чехла также наиболее благоприятны в пределах Ямальской области (наличие региональных и областных покровов над нефтегазоносным комплексом, развитие пар пластов коллектор/покрышка внутри комплексов и др.). Добавим, что и условия сохранности УВС внутри ловушек были более благоприятны в восточной части ЯКР и менее благоприятны даже в ЮКО, где развита самая мощная в Западной Сибири термоаномалия (Харасавэй-Карская) [1, 13, 18], а высокие геотемпературы не способствуют сохранности коллекторского потенциала песчаников и особенно алевролитов в ЮКП, хотя и не влияют на его ухудшение в нижней части песчано-глинистого неокома (геотемпературы менее 110 °С даже в самых нижних пластах группы БЯ).

Самый богатый газоносный комплекс на Ямале – неоком-аптский (гор. ТП₁...ТП₁₅ апта и верхнего баррема, гор. ТП₁₆...ТП₂₂ – таноппинская свита); на 2-м месте, значительно уступая первому, альб-сеноманский, на 3-м – среднеюрский (гор. Ю₂...Ю₈).

На Гыдане почти в равной степени газоносны аптский и неокомский подкомплексы единого неоком-аптского комплекса. Сеноман и средняя юра обеднены газом вследствие малоблагоприятных генетических условий: пологая тектоника и моноклинали в кровле сеномана, невысокий уровень катагенеза ОВ в верхних горизонтах юры.

В ЕХО лидерство переходит к валанжину вследствие опесчанивания и отсутствия надежных глинистых покровов по всему вышележащему разрезу мела, в том числе и выше

сеномана. В этой связи трудно объяснить сохранность сеноманской газовой залежи на Мессояхском газовом месторождении (ниже сеномана находится вода? Или газогидратная крышка? Не вполне понятно, но весьма возможно). Точно так же трудно объяснить формирование достаточно крупных скоплений нефти в Пайяхской зоне с залежами в нижнехетской свите, однако с малосернистой нефтью (менее 0,4 %), производной от ОВ явно гумусового или смешанного типа ГС/СГ.

Аналогичным образом трудно объяснить максимальную газоносность сеномана в области Обской и Тазовской губ при минимальной продуктивности всего нижнего мела выше региональной глинистой крышки неокома.

Как и на Ямале, на приямальском шельфе максимальная газоносность в объеме осадочного чехла установлена на открытых МУВ и предполагается также в апте (гор. ТП₁...ТП₁₅ таноппинской свиты), а в юре будут развиты «сухие» газонасыщенные коллекторы (термоаномалия), как на Харасавэйском ГК месторождении, поэтому торопиться с опосредованным юры на шельфе пока не стоит (не рекомендуется), по крайней мере, в ближайшее десятилетие бурение и испытание среднеюрских горизонтов не даст должного геолого-экономического эффекта.

Авторы рассмотрели условия онтогенеза всех областей Арктики и провели сравнительную качественную оценку перспектив газоносности по продуктивным комплексам и подкомплексам (табл. 2). Максимальное количество плюсов набрали Ямал (16) и ЮКО (13), минимальное – ЕХО (4). Полуколичественная оценка УВП (в основном газового) представлена на рис. 2. При этом его величина по Ямальской области принята за единицу. Таким образом, сделан вывод, что НПРГ (газовый потенциал) ЮКО составляют около 0,7...0,8 от Ямальского, Гыдана – до 0,3, ЕХО – не более 0,2.

Величину НПРГ недр Ямала авторы экспертно оценивают в 16...17 трлн м³ (при подтверждаемых уже открытых запасах в ходе доразведки всех известных залежей – 13...14 трлн м³), в том числе неоткрытых – перспективных + прогнозных – 2...3 трлн м³. В таком случае ресурсы свободного газа открытого шельфа можно оценить в 12...13 трлн м³, Гыдана – в 5,0...5,2 трлн м³, ЕХО – в 3...3,5 трлн м³, Обской и Тазовской губ – в 2,0...2,5 трлн м³, всех арктических

Таблица 2

**Качественная оценка перспектив газоносности
по продуктивным комплексам (экспертно)**

Литолого-стратиграфический комплекс	Подкомплекс	Область газонефтенакопления				
		ЮКО	Ямал (суша)	Обская и Тазовская губы	Гыдан	ЕХМП (запад)
Альб-сеноманский	сеноман	++	++(+)	+++	+	~
	альб	+++	++	~	++	~
Неоком-аптский	апт	++++	++++	~	++	++
	неоком	++	+++	+++	+++	+++
Ачимовская толща	–	~	++	++	++	~
Юрский	верхнеюрский	–	–	–	–	+ (++)
	среднеюрский	++	++(+)	++	++	++
	нижнеюрский	~	+	~	+	~
Доюрские	триас, палеозой	~	~	–	~	~

* Условия: великопепные (++++); отличные (+++); хорошие (++); посредственные (+); неопределенные (~); неблагоприятные (–).

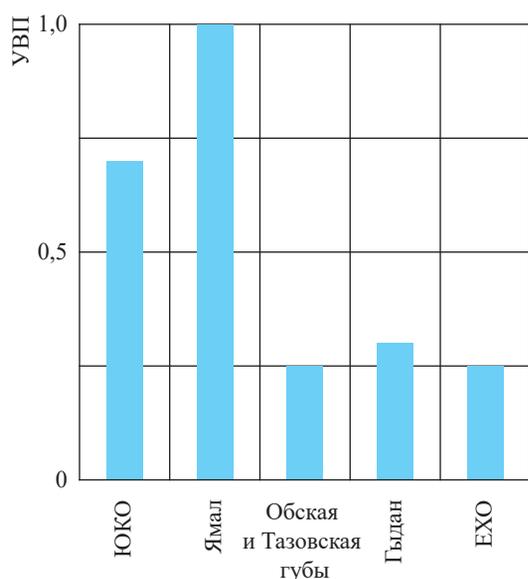


Рис. 2. Сравнительная полуколичественная оценка УВП ЗСА (УВП Ямальной области принят за единицу)

областей – в 39...41 трлн м³ при объеме неоткрытых ресурсов 12...14 трлн м³. Это тот самый резерв ресурсов, который может быть переведен в реальные разведанные запасы в ходе ПРР на суше и особенно на шельфе (после 2030 г.) с учетом неполной подтверждаемости запасов кат. В₂+С₂. Однако будет отлично, если к завершению «большой» разведки недр ЗСА в объеме начальных разведанных запасов «окажется» 36 трлн м³. Это составит мощный резерв газодобычи в 2036–2050 гг. и далее.

Проблема НГГ любой провинции и области сводится к ответу на вопросы: сколько

можно еще открыть новых месторождений дополнительно к уже обнаруженным с минимальными или средними приемлемыми рисками? где искать наиболее крупные (и средние) по запасам из неоткрытых, поскольку искать и разведывать мелкие (менее 3 млрд м³) месторождения еще долго будет нецелесообразно (до 2040–2045 гг.) [10, 11]?

Степень объемной изученности и разбуренности недр Ямала (до низов юры) не позволяет надеяться на открытие крупнейших МУВ (от 150 до 200...250 млрд м³), и мнение о наличии такой возможности [1, 15] неоправданно позитивно... (ошибочно: «места» для крупных валов и куполовидных поднятий, тем более на окраинных моноклиналях, не осталось, а во впадинах и прогибах подобные «газовые звери» не водятся – не те условия для формирования и сохранности...).

По мнению авторов, на Ямале могут быть открыты при «тотальной разведке недр» еще 23...25 МУВ (всего – 50...52 МУВ на суше), однако среди них не более двух-трех крупных (от 30...70 до 120 млрд м³ каждое) и семи-восьми средних (10...30 млрд м³ каждое), остальные небольшие (3...10 млрд м³ каждое). Прирост разведанных запасов за счет «чистых» открытий оценивается в 0,6...0,7 трлн м³. За счет доопроискования глубоких горизонтов на известных месторождениях может быть приращено еще 0,3...0,4 трлн м³.

Таким образом, процесс поисков месторождений на Ямале, весьма успешный в 1971–1985 гг., зашел достаточно далеко, и неожиданных «сюрпризов» в будущем

Список литературы

1. Брехунцов А.М. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики / А.М. Брехунцов, Б.В. Монастырев, И.И. Нестеров и др. – Тюмень: МНП Геодата, 2020. – 464 с.
2. Вовк В.С. О соотношении газа и нефти в недрах морей Северной Евразии / В.С. Вовк, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2010): тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 28–29 октября 2010 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 15–16.
3. Гаврилов В.П. Состояние и перспективы доосвоения газового потенциала недр Западной Сибири / В.П. Гаврилов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 1. – С. 12–16.
4. Извеков И.Б. Современная нефтегазовая геостатистика Ямало-Карского и Гыдано-Енисейского регионов Западной Сибири (в связи с прогнозом новых открытий на суше и шельфе) / И.Б. Извеков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 82–97.
5. Извеков И.Б. Термобарические условия и перспективы газоносности Северо-Тазовской зоны Западной Сибири / И.Б. Извеков, Д.А. Соин // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. ст. / под ред. В.А. Скоробогатова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 158–162. – (Вести газовой науки).
6. Кабалин М.Ю. Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики / М.Ю. Кабалин, В.А. Скоробогатов, И.Б. Извеков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 59–71.
7. Кананыхина О.Г. Нефть и газ севера Западной Сибири (суша и шельф): запасы, ресурсы, структура, прогноз / О.Г. Кананыхина, А.Н. Рыбьяков // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 73–79.
8. Ковалева Е.Д. Западно-Сибирская Арктика: новый взгляд на перспективы освоения углеводородного потенциала недр в XXI веке / Е.Д. Ковалева, О.Г. Кананыхина, В.А. Скоробогатов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3. – С. 3–17.
9. Коваленко В.С. Арктические районы Западной Сибири: запасы и ресурсы углеводородов, проблемы поисков, разведки и освоения месторождений газа и нефти / В.С. Коваленко, В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 1 / под ред. Б.А. Соколова, Э.А. Абля. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 233–237.
10. Поляков Е.Е. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? / Е.Е. Поляков, В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4s: Газпром ВНИИГАЗ – 70 лет.– С. 45–57.
11. Рыбьяков А.Н. Газовое будущее России – Арктика: суша и шельф. Ресурсы и запасы, поиски и открытия, разведка и добыча углеводородов / А.Н. Рыбьяков, В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – № 3 (48): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 41–60.
12. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 8. – С. 8–14.
13. Скоробогатов В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 352 с.
14. Скоробогатов В.А. Гыдан. Геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов. – М.: Недра, 2006. – С. 261.
15. Скоробогатов В.А. Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы / В.А. Скоробогатов, В.В. Рыбальченко, Д.Я. Хабибуллин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 4 (41): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – С. 18–34.
16. Скоробогатов В.А. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. / В.А. Скоробогатов, М.Ю. Кабалин // Деловой журнал «Neftegaz.ru». – 2019. – №11 (95). – С. 36–51.

17. Скоробогатов В.А. Роль сеноманского газа Западной Сибири в становлении и развитии газовой отрасли промышленности России в XX–XXI веках / В.А. Скоробогатов, Д.Я. Хабибуллин // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 2(30). – С. 6–16.
18. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – 2014. – № 3 (19): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 8–26.
19. Скоробогатова Е.В. Роль и значение Ямало-Карского региона в развитии газовой отрасли промышленности Западной Сибири и России до 2060 г. / Е.В. Скоробогатова // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 1 (53): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – С. 337–349.
20. Соин Д.А. Термобарические условия газонефтеносности северных районов Западной Сибири (суша и шельф) / Д.А. Соин, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5 (16): Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – С. 59–65.
21. Ступакова А.В. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 154–166.
22. Толстиков А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85.

Comparative assessment of outlooks for oil and gas presence at Yamal-Kara and Gydan-Yenisey regions in Arctic part of West-Siberian megaprovince to predict new discoveries up to 2040

I.B. Izvekov¹, Ye.V. Skorobogatova^{2*}

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² MiMGO CJSC, Bld. 21, shosse Entuziastov, Moscow, 111123, Russian Federation

* E-mail: info@mimgo.ru

Abstract. Authors analyze the geological structure of four Arctic regions in West-Siberian megaprovince, namely the Yamal, the Gydan, the Yenisey-Khatanga (land) and the South-Kara ones (the last one including the shelf on the Gulf of Ob). There is the geological statistics of the discoveries and the contemporary hydrocarbon reserves. On the grounds of studying conditions which have provoked forming of the hydrocarbon agglomerations, authors conclude that two western regions piecing out the Yamal-Kara region are the most promising in regard to the hydrocarbon resources. Here few big gas-containing fields are going to be discovered. West-to-east, the possibility of gas presence reduces, the possibility of the oil presence becomes uncertain, but quite poor in general.

Keywords: Yamal-Kara region, Gydan-Yenisey region, the Arctic, Western Siberia, South-Kara region, Yamal, Gydan, Yenisey-Khatanga region, gas, oil, reserves, resources, field, deposit, growth of reserves, production.

References

1. BREKHUNTSOV, A.M., B.V. MONASTYREV, I.I. NESTEROV, et al. *Oil-gas geology of West-Siberian Arctic* [Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoy Arktiki]. Tyumen: MNP Geodata, 2020. (Russ.).
2. VOVK, V.S., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV. On oil-gas ratio in the offshore area of North Eurasia [O sootnoshenii gaza i nefi v nedrakh morey Severnoy Yevrazii]. In: *World Gas Resources and Reserves and Advanced Development Technologies (WGRR-2010): thesis of the II International Scientific-practical Conference and Exhibition, 28–29 October 2010 г. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2010, pp. 15–16. (Russ.).*
3. GAVRILOV, V.P., S.M. KARNAUKHOV, V.A. SKOROBOGATOV, et al. Status and prospects for further exploration of subsoil gas potential in Western Siberia [Sostoyaniye i perspektivy doosvoeniya gazovogo potentsiala neдр Zapadnoy Sibiri]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2010, no. 1, pp. 12–16. ISSN 0016-5581. (Russ.).

4. IZVEKOV, I.B. State-of-the-art petroleum-and-gas geostatistics for Yamal-Kara and Gydan-Yenisey regions of Western Siberia (following prediction of new onshore and offshore discoveries) [Sovremennaya neftegazovaya geostatistika Yamalo-Karskogo i Gydano-Yeniseyskogo regionov Zapadnoy Sibiri (v svyazi s prognozom novykh otkrytiy na sushu i shelfe)]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 82–97. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. IZVEKOV, I.B., D.A. SOIN. Temperature and pressure conditions and prospects of oil and gas bearing capacity of the North-Tazov zone of Western Siberia [Termobaricheskiye usloviya i perspektivy gazonosnosti Severo-Tazovskoy zony Zapadnoy Sibiri]. In: *Challenges of supplying resources to gas producing regions of Russia to 2030*: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2011, pp. 158–162. (Russ.).
6. KABALIN, M.Yu., V.A. SKOROBOGATOV, I.B. IZVEKOV. Phase state of hydrocarbon agglomerations in subsoil of Western Arctic seabed [Fazovoye sostoyaniye skopleniy uglevodorodov v nedrakh morey Zapadnoy Arktiki]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 59–71. ISSN 2306-9849. (Russ.).
7. KANANYKHINA, O.G., A.N. RYBYAKOV. Oil and gas from north of Western Siberia (onshore and offshore): reserves, resources, structure, prediction [Neft i gaz severa Zapadnoy Sibiri (susha i shelf): zapasy, resursy, struktura, prognoz]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 73–79. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. KOVALEVA, Ye.D., O.G. KANANYKHINA, V.A. SKOROBOGATOV. The West-Siberian Arctic: new vision of further development of hydrocarbon subsoil potential in 21st century [Zapadno-Sibirskaya Arktika: novyy vzglyad na perspektivy osvoyeniya uglevodorodnogo potentsiala nedr v XXI veke]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 3, pp. 3–17, ISSN 2070-6820. (Russ.).
9. KOVALENKO, V.S., V.A. SKOROBOGATOV, L.V. STROGANOV. Arctic regions of Western Siberia: reserves and resources of hydrocarbons, challenges of searching, prospecting and developing oil and gas fields [Arkticheskiye rayony Zapadnoy Sibiri: zapasy i resursy uglevodorodov, problemy poiskov, razvedki i osvoyeniya mestorozhdeniy gaza i nefti]. In: SOKOLOV, B.A., E.A. ABL (eds.). *Fresh ideas in geology and geochemistry of oil and gas. To creation of a general theory of subsoil oil and gas presence* [Novyye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza. K sozdaniyu obshchey teorii neftegazonosnosti nedr]. Moscow: GEOS, 2002, bk. 1, pp. C. 233–237. (Russ.).
10. POLYAKOV, Ye.Ye., V.V. RYBALCHENKO, A.Ye. RYZHOV, et al. Where must the new the biggest, gigantic and unique gas-bearing fields be looked for in Northern Eurasia? [Gde iskat novyye krupneyshiye, gigantskiye i unikalnyye gazosoderzhashchiye mestorozhdeniya v Severnoy Evrazii?]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4s: The 70th anniversary of the Gazprom VNIIGAZ, pp. 45–57. ISSN 0016-7894. (Russ.).
11. RYBYAKOV, A.N., V.A. SKOROBOGATOV, D.Ya. KHABIBULLIN. Onshore and offshore Arctic as the future of Russian gas. Resources and reserves, search and discoveries, prospecting and production of hydrocarbons [Gazovoye budushcheye Rossii – Arktika: susha i shelf. Resursy, zapasy, poiski i otkrytiya, razvedka i dobycha uglevodorodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2021, no. 3(48): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 41–60. ISSN 2306-8949. (Russ.).
12. SKOROBOGATOV, V.A. Genetic reasons for unique gas and oil presence in Cretaceous and Jurassic sediments of West-Siberian province [Geneticheskiye prichiny unikalnoy gazo- i neftenosnosti melovykh i yurskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy provintsii]. *Geologiya, Geofi zika i Razrabotka Neftyanikh i Gazovykh Mestorozhdeniy*, 2003, no. 8, pp. 8–14, ISSN 2413-5011. (Russ.).
13. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV, V.D. KOPEYEV. *Geological structure and gas-oil-bearing capacity of Yamal* [Geologicheskoye stroyeniye i gazoneftenosnost Yamala]. Moscow: Nedra-Bisnestsentr, 2003. (Russ.).
14. SKOROBOGATOV, V.A., L.V. STROGANOV. *Gydan. Geological structure, hydrocarbon resources, future* [Gydan. Geologicheskoye stroyeniye, resursy uglevodorodov, budushcheye]. Moscow: Nedra, 2006. (Russ.).
15. SKOROBOGATOV, V.A., V.V. RYBALCHENKO, D.Ya. KHABIBULLIN et al. Searching hydrocarbon fields and deposits in sedimentary basins of Northern Eurasia: results, issues and outlooks [Poiski mestorozhdeniy i zalezhey uglevodorodov v osadochnykh basseynakh Severnoy Yevrazii: itogi, problemy, perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2019, no. 4 (41): Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 18–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).
16. SKOROBOGATOV, V.A., M.Yu. KABALIN. West-Arctic shelf of Northern Eurasia – reserves, resources and production of hydrocarbons up to 2040 and 2050 [Zapadno-Arkticheskiy shelf Severnoy Evrazii: zapasy, resursy i dobycha uglevodorodov do 2040 i 2050 gg.]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.ru*, 2019, no. 11, pp. 36–51. ISSN 2410-3837. (Russ.).

17. SKOROBOGATOV, V.A., D.Ya. KHABIBULLIN. Contribution of Cenomanian gas from Western Siberia to rise and evolution of Russian gas industry in XX and XXI centuries [Rol senomanskogo gaza Zapadnoy Sibiri v stanovlenii i razviii gazovoy otrasli promyshlennosti Rossii v XX–XXI vekakh]. *Nauchnyy Zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2021, no. 2(30), pp. 6–16, ISSN 2412-6497. (Russ.).
18. SKOROBOGATOV, V.A. Research and development of the hydrocarbons potential of the soils of the Western Siberian sedimentary megabasin: results and perspectives [Izucheniye i osvoyeniye uglevodorodnogo potentsiala neдр Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyina: itogi i perspektivy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014, no. 3 (19): Resource support problems of Russian oil-producing regions, pp. 8–26. ISSN 2306-8949. (Russ.).
19. SKOROBOGATOVA, Ye.V. Role and significance of Yamal-Kara region in evolution of gas industry in Western Siberia and Russia up to 2060 [Rol i znacheniye Yamalo-Karskogo regiona v razviii gazovoy otrasli promyshlennosti Zapadnoy Sibiri i Rossii do 2060 g.]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 1: Issues for resource provision of gas-extractive regions of Russia, pp. 337–349. ISSN 2306-8949. (Russ.).
20. SOIN, D.A., V.A. SKOROBOGATOV. Pressure and temperature conditions of gas-and-oil occurrence of northern regions of Western Siberia (land and shelf) [Termobaricheskiye usloviya gazoneftnosnosti severnykh rayonov Zapadnoy Sibiri (susha i shelf)]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 5 (16): Resource support problems of Russian oil-producing regions up to 2030, pp. 59–65. ISSN 2306-8949. (Russ.).
21. STUPAKOVA, A.V., A.A. SUSLOVA, R.S. SAUTKIN et al. Outlooks for discovery of new fields within the framework of Arctic continental shelf [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v predelakh arkticheskogo shelfa]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 154–164. ISSN 2306-8949. (Russ.).
22. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, Ya.I. SHTEYN, et al. Reserves and resources of hydrocarbons, outlooks for exploration and commercial development of the seabed subsoil in Russia in 21st century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya neдр morey Rossii v XXI v.]. *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018, no. 4, pp. 73–85. ISSN 0016-7894. (Russ.).

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

УДК 622.279.51

Определение водогазового фактора обводненных скважин

**О.В. Николаев¹, Е.В. Бондарев^{1*}, А.А. Плосков¹, И.В. Стоноженко¹,
С.А. Шулепин¹, М.С. Лохов²**

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² Филиал ООО «Газпром ПХГ» «Краснодарское УПХГ», Российская Федерация, 352450, Краснодарский край, Успенский район, с. Успенское, а/я 14

* E-mail: E_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье представлена новая методика определения водогазового фактора (ВГФ) обводненных скважин. Рассматривается возможность определения ВГФ по результатам наблюдения за процессами установления стационарного режима при проведении газогидродинамических исследований скважин (ГДИ) с выпуском газа в атмосферу через диафрагменный измеритель критического течения. В предлагаемом методическом подходе используется гидродинамическая модель газожидкостных потоков, разработанная в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по результатам широкомасштабных исследований на специализированном стенде, проведенных в 2004–2021 гг.

Новая методика обработки результатов ГДИ обводненных скважин позволяет оценить величину ВГФ и гидравлические характеристики лифтовых колонн. Сравнение расчетных данных с результатами измерений демонстрирует адекватность предложенного подхода и его более высокую точность на фоне традиционных объемных методов. Методика предлагается к использованию для проведения стационарных ГДИ обводненных скважин с высоким ВГФ.

Оперативное управление режимами эксплуатации скважин газовых месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) осуществляется на основе информации, получаемой в ходе регулярных газогидродинамических исследований (ГДИ) скважин. Широкое распространение в силу своей простоты получили исследования с применением диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ) при истечении газа через сужающие устройства со скоростью звука и выпуске его в атмосферу¹. В процессе таких исследований определяются пластовое давление ($p_{пл}$), коэффициенты фильтрационных сопротивлений пласта a и b , гидравлическое сопротивление ствола скважины (λ), водогазовый фактор (ВГФ, W). Последний определяется количеством жидкости, накапливающейся в приустьевом сепараторе. Этот метод определения ВГФ имеет ряд очевидных ограничений, а именно:

- мобильные сепараторы обладают, как правило, малым объемом, что приводит к потере части жидкости при их заполнении;
- любой сепаратор, особенно мобильный, улавливает только часть жидкости, что сказывается на точности измерений;
- сепаратор не всегда имеется в наличии или находится в работоспособном состоянии;

Ключевые слова: газогидродинамические исследования, водогазовый фактор, диафрагменный измеритель критического течения, гидродинамическая модель газожидкостного потока, однофазный поток, газожидкостный поток, гидродинамическая характеристика скважины, обводненные скважины.

¹ См.: Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: Р Газпром 086-2010.

- в сепаратор может попадать избыточная жидкость, накопившаяся на забое в виде жидкостной пробки;

- при малых дебитах жидкость может вообще не выноситься.

Однако в современных условиях при наличии средств телеметрии возникает возможность определять дебиты жидкости по динамике изменения давления в ДИКТе и на забое, а в случае отсутствия замеров на забое – давления в заглубе (в беспакерных скважинах).

В настоящей работе рассматривается возможность определения ВГФ по результатам наблюдения процессов установления стационарного режима при проведении ГДИ с выпуском газа в атмосферу через ДИКТ. В качестве анализируемых данных использованы результаты исследований скважины № 156 Краснодарского ПХГ, проведенных

с 19-го по 21-е декабря 2023 г. В процессе исследований помимо измерителя ДИКТ-100 использовались приустьевой сепаратор СБР-1 достаточно большого объема (650 л) и глубинный манометр. На скважине установлена лифтовая колонна условным диаметром $D = 73$ мм и длиной $L = 990$ м. На момент исследований $p_{пл} = 86,96$ атм. Поскольку расстояние между ДИКТом и устьем скважины достаточно мало, в дальнейшем для простоты будем считать давления в ДИКТе и на устье одинаковыми. Исследования проводились на семи режимах. В таблице представлены диаметры измерительных диафрагм (d), продолжительность измерений (t) и объемы жидкости ($V_{ж}$), накопившийся в сепараторе на каждом режиме. На рис. 1 изображены графики зависимостей давлений на забое ($p_{заб}$) и в ДИКТе ($p_{ДИКТ}$) от времени. К сожалению, в процессе измерений произошли сбои

Исходная информация и результаты ГДИ:

Fr^* – модифицированный параметр Фруда (по газу); i – безразмерные потери давления на трение (суммарные); $i_{ж}$ – составляющая безразмерных потерь давления на трение за счет движения жидкости; $q_{ж}$ – расход жидкой фазы; v – приведенная скорость жидкой фазы

Режим	d , мм	t , мин	Q , тыс. м ³ /сут	Fr^*	i	$i_{ж}$	v , м/с	$q_{ж}$, л/ч	W , см ³ /м ³		$V_{ж}$, л
									расчет	замер	
1	6,35	20	31	0,218	–	–	–	–	–	0	0
2	7,98	69	64	0,536	–	–	–	–	–	0	0
3	9,51	72	84	1,738	–	–	–	–	–	36	150
4	11,11	72	116	3,525	–	–	–	–	–	44	255
5	12,7	105	135	5,345	0,0661	0,0298	0,0189	218	39	63	620
6	9,51	53	89	1,947	0,0291	0,0159	0,0070	85	23	24	80
7	7,98	69	64	0,987	0,0196	0,0129	0,0049	62	23	26	80

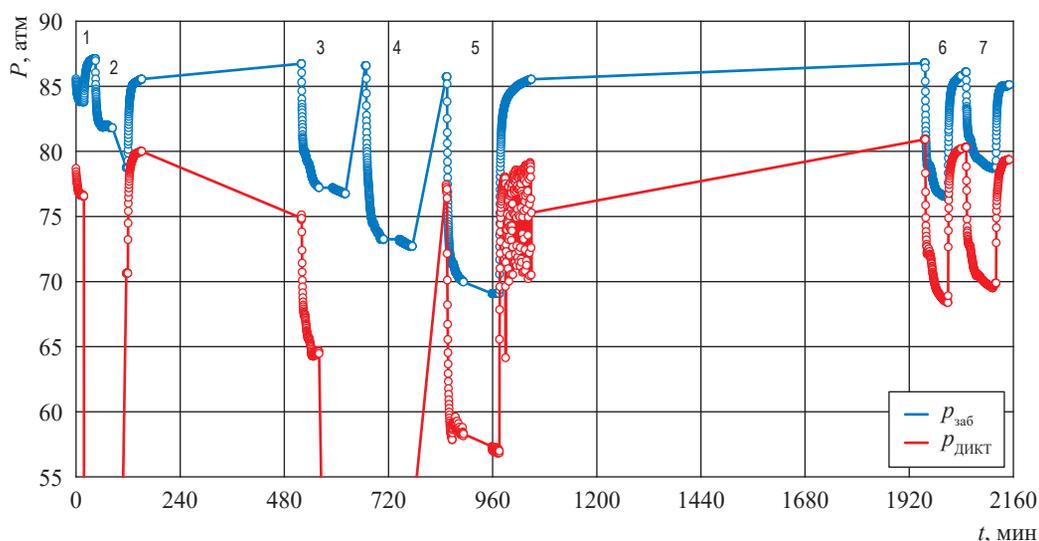


Рис. 1. Результаты измерений давление на забое и на ДИКТе: цифрами показаны порядковые номера режимов

записи давления в ДИКТе на 1-м, 2-м и 4-м режимах, а 3-й режим записан лишь частично. Однако обработка данных 5-го, 6-го и 7-го режимов позволяет получить всю необходимую информацию и продемонстрировать алгоритм и возможности предлагаемой методики определения ВГФ. На режимах 3, 5, 6 и 7 по давлению в ДИКТе стандартным¹ способом определены дебиты (Q).

В предлагаемом методическом подходе используется гидродинамическая модель газожидкостного потока (ГЖП), разработанная в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по результатам широкомасштабных исследований, выполненных на специализированном стенде в 2004–2021 гг. [1–4]. Одним из фундаментальных результатов исследований является вывод о том, что в установившемся ГЖП движущиеся газ и жидкость формируют вклады в суммарные потери давления независимо друг от друга:

$$i = i_{\tau} + i_{ж}, \quad (1)$$

где i_{τ} – составляющая безразмерных потерь давления на трение за счет движения газа.

$$i = \frac{dp}{dL} \cdot \frac{1}{\rho_{ж} g}, \quad (2)$$

$$i_{\tau} = \frac{\lambda}{2} Fr^*, \quad (3)$$

$$\text{где } Fr^* = \frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}} \cdot \frac{u^2}{gD}, \quad (4)$$

$$i_{ж} = 0,00667 Bu - 0,0012, \quad (5)$$

где $Bu = Fr_{ж}^3 Eo^3 \left(\frac{1}{d} \right)^2$ – параметр Бузинова

(здесь $\bar{d} = \frac{D}{D_0}$ – безразмерный диаметр трубы); $Fr_{ж} = \frac{v^2}{gD}$ – параметр Фруда по жидкости;

$Eo = \frac{\rho_{ж} g D^2}{\sigma}$ – параметр Этвеша.

В формулах (1)–(5) и экспликациях к ним используются следующие переменные: u – приведенная скорость газовой фазы; p – давление; ρ – плотность флюида; σ – поверхностное натяжение на границе жидкости и газа; g – ускорение свободного падения; D_0 – характерный размер элементарной структуры турбулентного ГЖП; нижние индексы «ж» и «г»

относят параметр соответственно к жидкости или газу.

В размерном виде потери давления (Δp) в вертикальном ГЖП определяются равенством

$$\Delta p = \left(i + \frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}} \right) g \rho_{ж} dL. \quad (6)$$

Из формулы (5) с учетом выражения для параметра Бузинова можно получить выражение для приведенной скорости жидкости:

$$v = \left[\frac{i_{ж} - 0,0012}{0,00667} \cdot \frac{\sigma^{\frac{2}{3}}}{\rho_{ж}^{\frac{2}{3}} g^{\frac{1}{3}} D_0^2} D \right]^{1,5}. \quad (7)$$

Для случая водогазовых смесей имеем $D_0 = 0,055$ м [4], $\rho_{ж} = 1000$ кг/м³, $\sigma = 0,072$ Н/м. Отсюда для больших расходов жидкости (когда для больших расходов жидкости (когда слагаемым 0,0012 в формуле (5) можно пренебречь):

$$v = 254 D^{1,5} \Delta i^{1,5} \quad (8)$$

и

$$q_{ж} = (\Delta i)^{1,5} D^{3,5} \cdot 7,173 \cdot 10^8 \text{ л/ч}. \quad (9)$$

Используя измеряемые на скважине величины, можно записать приближенное равенство:

$$\Delta i = \frac{P_{заб} e^{-s} - P_{уст}}{\rho_{ж} g L}, \quad (10)$$

где $P_{уст}$ – давление на устье скважины;

$s = 0,03419 \frac{\bar{\rho} L}{(zT)_{cp}}$ – параметр¹, учитывающий

вес столба газа (здесь: z – фактор сжимаемости газа; T – абсолютная температура). В случае если забойные замеры не осуществляются (что часто имеет место), вместо формулы (10) можно использовать соотношение

$$i = \frac{P_{затр} - P_{уст}}{\rho_{ж} g L}, \quad (11)$$

где $P_{затр}$ – давление на устье в затрубном пространстве скважины (для беспакерных скважин). Параметр Fr^* рассчитывается для средних условий в стволе:

$$Fr^* = 1,88 \cdot 10^{-7} \frac{(zT)_{cp} \bar{\rho}_0}{\rho_{ж} D^5} \cdot \frac{Q^2}{P_{заб} + P_{уст}}, \quad (12)$$

где $\bar{\rho}_0$ – относительная плотность газа по воздуху. Выражение (12) легко получить

из выражения (4). В отличие от предыдущих формул, в которых все величины выражены в единицах международной системы СИ (кроме формулы (9)), в формуле (12) использована смешанная система единиц, когда дебит и давление выражены в промысловых единицах, а именно: тысячах метров кубических в сутки и килограмм-силах на сантиметр квадратный соответственно.

Рассмотрим алгоритм расчета ВГФ по данным ГДИ на примере режима 6. На рис. 2 изображена динамика изменения измеряемых параметров на режимах 6 и 7. Отметим, что в процессе ГДИ обводненной скважины в начале каждого режима в лифтовой трубе реализуется нестационарный поток однофазного газа, поскольку в начальный момент времени жидкость в ствол скважины еще не поступила. Скорость звука в стволе скважины составляет около 450 м/с [5], т.е. в рассматриваемом примере волна давления от устья до забоя пробегает ориентировочно за 2 с. Анализ рис. 2 показывает, что характерное время установления режима составляет десятки минут, т.е. существенно больше; это дает основание считать, что в измерениях на каждом режиме первые 2 с неинформативны, а последующие показания приборов с достаточной для практики точностью отражают процесс, который может рассматриваться как «последовательная смена стационарных состояний», что делает правомерным использование соотношения (6).

Динамика дебита и потерь давления на трение на режиме 6 изображена на рис. 3.

После начала поступления в скважину жидкости в стволе возникают нестационарные процессы, сопровождающиеся перераспределением жидкой фазы в потоке. После завершения этих процессов ГЖП в стволе скважины становится стационарным, и составляющая потеря давления за счет движения жидкости может быть рассчитана с помощью соотношения (5).

Потери давления на трение в стволе скважины определяются разностью давлений между забоем и устьем за вычетом веса столба газа:

$$\Delta p_{\text{тр}} = p_{\text{заб}} e^{-s} - p_{\text{уст}}, \quad (13)$$

а когда забойное давление не измеряется, то разностью давлений между затрубьем и устьем:

$$\Delta p_{\text{тр}} = p_{\text{затр}} - p_{\text{уст}}. \quad (14)$$

Зависимость $i(\text{Fr}^*)$ в динамике для режима 6 изображена на рис. 4.

Начальная точка на рис. 4 при $\text{Fr}^* = 2,08$ (полученная на 1967-й минуте исследований) соответствует однофазному газовому потоку. По начальной точке можно определить потери давления для однофазного газа и, соответственно, оценить величину гидродинамического сопротивления лифтовой трубы. Конечная точка после установления режима при $\text{Fr}^* = 1,95$ соответствует развитому ГЖП (в момент времени $t = 2003$ мин). По координатам этой точки, используя соотношения (1)–(9),

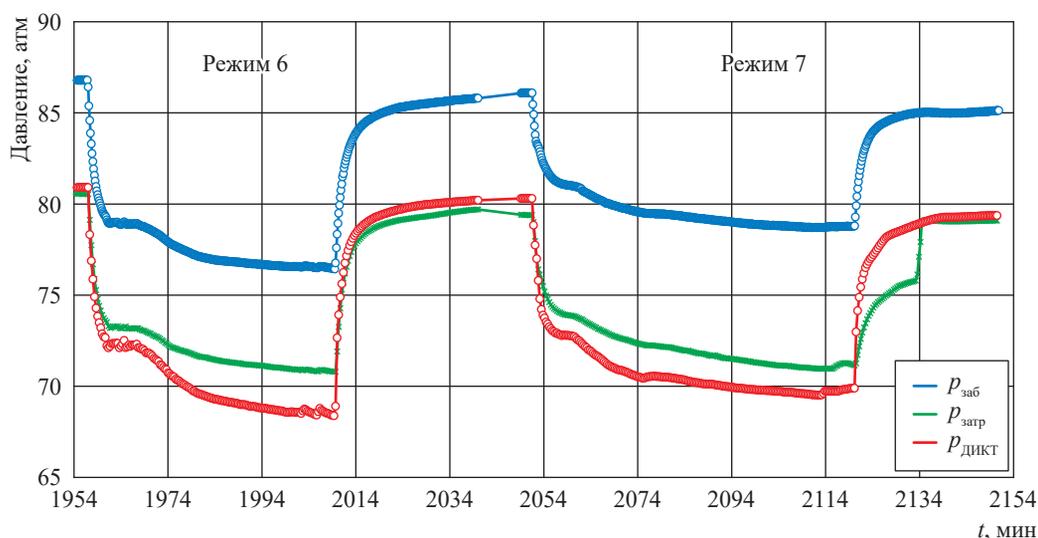


Рис. 2. Динамика давления в затрубье, на забое и в ДИКТе на режимах 6 и 7

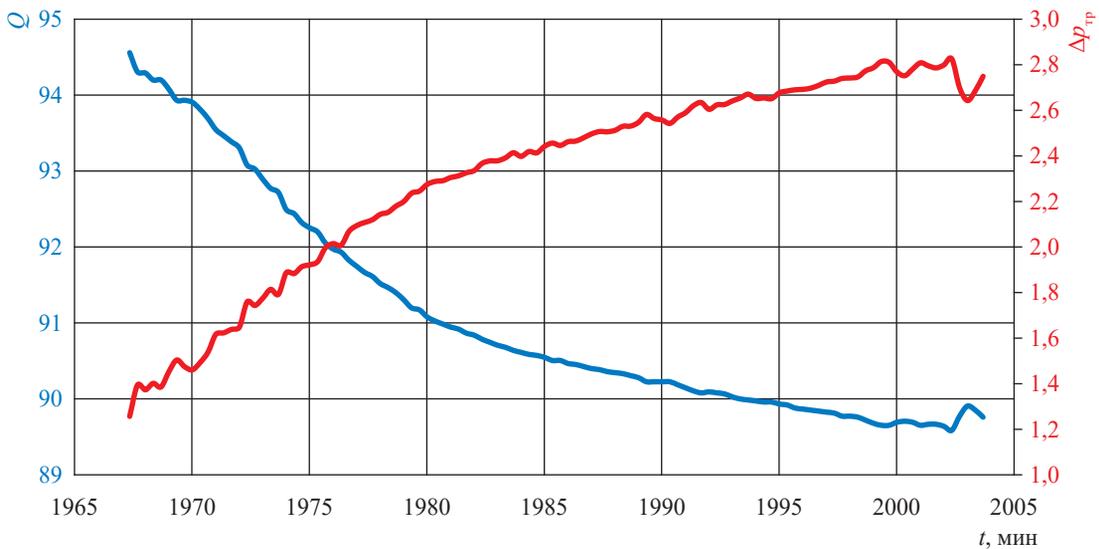


Рис. 3. Динамика дебита и потерь давления на режиме 6

рассчитывают вклад жидкой фазы в формирование потерь давления и, соответственно, ее скорость, дебит и ВГФ.

Зависимости, аналогичные изображенным на рис. 4, могут быть построены для всех актуальных режимов исследований. На рис. 5 изображены зависимости $i(\text{Fr}^*)$ для 3-го, 5-го, 6-го и 7-го режимов. Поток однофазного газа (ОПГ) соответствует прямая черного цвета; начальные параметры всех исследуемых режимов лежат на этой линии. Гидродинамическое сопротивление лифтовой трубы λ , рассчитанное по формуле (3), получилось равным 0,0136. Установившиеся режимы ГЖП выделены точками. Анализ по рис. 5 зависимости $i(\text{Fr}^*)$ для режима 3 подтверждает вывод, следующий из графика на рис. 1, что на этом режиме стабилизации не произошло. Обращает внимание реверсивный характер кривых $i(\text{Fr}^*)$ на режимах 3 и 5: потери давления вначале возрастают, затем снижаются. При этом в конце режима 5 достигнуто гидродинамическое равновесие, на режиме 3 оно не достигнуто. Авторы считают, что резкое возрастание потерь давления связано с выбросом жидкостной пробки, накопившейся на забое. Вся избыточная жидкость вынесена вверх на режиме 5 (при максимальном дебите), поэтому на режимах 6 и 7 жидкостные пробки не образовывались. Таким образом, можно утверждать, что предлагаемый метод определения ВГФ дает более точные результаты, чем замеры на сепараторе, поскольку в сепаратор может поступать избыточная жидкость, накопившаяся на забое скважины,

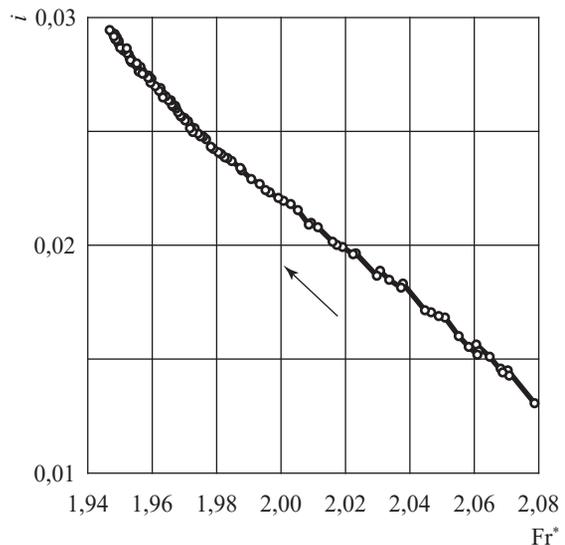


Рис. 4. Зависимость $i(\text{Fr}^*)$ в динамике на режиме 6: стрелка указывает направление процесса

вследствие чего получают завышенные значения ВГФ.

По результатам экспериментов рассчитывались значения v , $q_{ж}$, W . Величина ВГФ рассчитывалась также по объему жидкости $V_{ж}$, накопленной в сепараторе за период действия каждого режима. Результаты обработки данных приведены в табл. 1 (см. ранее). На 5-м режиме традиционный объемный метод дает завышенное значение ВГФ из-за выброса жидкостной пробки. На 6-м и 7-м режимах степень совпадения измеренного и расчетного значений W достаточно высокая.

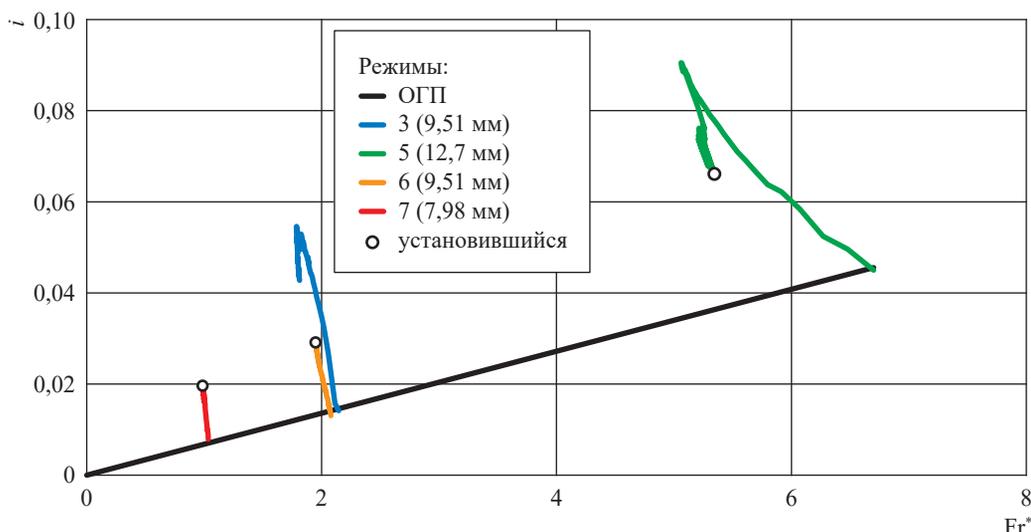


Рис. 5. Итоговая зависимость $i(Fr^*)$ для режимов 3, 5, 6, 7: в круглых скобках указан диаметр диафрагмы ДИКТа

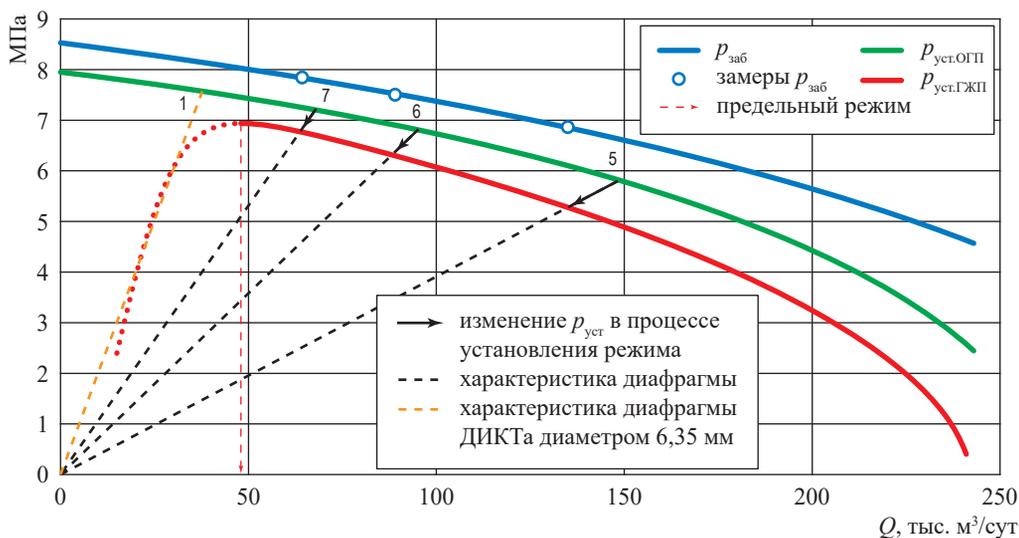


Рис. 6. Гидродинамическая характеристика исследованной скважины

По результатам измерений рассчитаны коэффициенты фильтрационного сопротивления: $a = 16,92 \text{ атм}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})$; $b = 0,0217 \text{ атм}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$. По результатам ГДИ построена гидродинамическая характеристика скважины (рис. 6). На рис. 6 изображены: кривая притока ($p_{\text{заб}}$), характеристика скважины для ОГП ($p_{\text{уст.ОГП}}$), характеристика скважины для газожидкостного потока ($p_{\text{уст.ГЖП}}$), предельный режим работы обводненной скважины, которому соответствует дебит 48 тыс. м³/сут, результаты замеров давления на забое и на устье, графические характеристики используемых диафрагм.

Согласно рис. 6 приемлемые для анализа режимы исследований 5, 6 и 7 находятся

в диапазоне устойчивой эксплуатации скважины, т.е. при дебитах, превышающих предельную величину. Это означает, что диаметры диафрагм на этих режимах выбраны корректно. На рис. 6 изображена также характеристика диафрагмы диаметром 6,35 мм, использованной на 1-м режиме. Согласно рисунку эта линия не имеет общих точек с характеристикой обводненной скважины, т.е. при выпуске газа в атмосферу через такую диафрагму скважина будет постепенно задавливаться и никогда не выйдет на устойчивый режим. Минимальный диаметр диафрагмы, с которым можно проводить полноценное исследование данной скважины, составляет 8,7 мм.

Таким образом, предложена новая методика обработки результатов ГДИ обводненных скважин, позволяющая оценить величину ВГФ и гидравлические характеристики лифтовых колонн. Сравнение результатов расчетов с измерениями демонстрирует

адекватность предложенного подхода и его более высокую точность по сравнению с традиционным объемным методом. Методика предлагается к использованию для проведения стационарных ГДИ обводненных скважин с высоким ВГФ.

Список литературы

1. Николаев О.В. Новая методология гидродинамического моделирования обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – № 4 (40). – С. 42–47.
2. Соколов В.А. Полуэмпирическая модель для расчета потерь давления в стволе вертикальной газовой скважины, работающей с выносом жидкости / В.А. Соколов, О.В. Николаев, И.В. Стоноженко и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 151–158.
3. Кирсанов С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, О.В. Николаев, И.В. Стоноженко // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 50–55.
4. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17 / О.В. Николаев. – М., 2022. – 328 с.
5. Приходько И.В. Прогнозирование скорости звука в смесях природного газа с помощью уравнения состояния CP-PC-SAFT / И.В. Приходько, А.А. Самаров, А.М. Тойкка и др. // Теоретические основы химической технологии. – 2020. – Т. 54. – № 6. – С. 758–767.

Estimating water-gas ratio for wet wells

O.V. Nikolayev¹, Ye.V. Bondarev^{1*}, A.A. Ploskov¹, I.V. Stonozhenko¹, S.A. Shulepin¹, M.S. Likhov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Subsidiary of the Gazprom PKhG LLC – Krasnodarskoye UPKhG, P.O.B. 14, Uspenskoye village settlement, Uspenskiy district, Krasnodar region, 352450, Russian Federation

* E-mail: E_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article presents the new guidelines on evaluating the water-gas ratio for a wet well. Authors examine the possibility to define the water-gas ratio by observing settlement of the steady operating conditions in course of the gas-hydrodynamic testing of wells with gas popping via an orifice meter of critical flow. The suggested approach uses a hydrodynamic model of gas-liquid flows. This model was designed at the Gazprom VNIIGAZ LLC after the wide-scale tests carried out in 2004–2021 by means of a specialized stand.

Thereafter, a new procedure for processing the gas-hydrodynamic logs of wet wells. It enables assessing the water-gas ratio of a well and the hydraulic characteristics of the tubing. Comparison of the calculated and measured data shows adequacy of the suggested procedure and its higher accuracy against a traditional volumetric method. The new procedure is aimed at application during the gas-hydrodynamic testing of the wet wells exhibiting the high water-gas ratio.

Keywords: gas-hydrodynamic testing, water-gas ratio, orifice meter of critical flow, hydrodynamic model of gas-liquid flow, single-phase flow, gas-liquid flow, hydrodynamic record of a well, wet wells.

References

1. NIKOLAYEV, O.V., A.A. PLOSKOV, I.V. STONozHENKO et al. New methodology for hydrodynamic modeling of flooded gas wells [Novaya metodologiya gidrodinamicheskogo modelirovaniya obvodnennykh gazovykh skvazhin]. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo Gazovogo Obshchestva*, 2023, no. № 4 (40), pp. 42–47, ISSN 2412-6497. (Russ.).

2. SOKOLOV, V.A., O.V. NIKOLAYEV, I.V. STONOZHENKO, et al. Semi-empirical model for calculating pressure losses in the trunk of a vertical gas well operating with fluid [Poluempiricheskaya model dlya rascheta poter davleniya v stvole vertikalnoy gazovoy skvazhiny, rabotayushchey s vynosom zhidkosti]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 1(33): Actual issues of gas production, pp. 151–158. ISSN 2306-8949. (Russ.).
3. KIRSANOV, S.A., V.N. GORDEYEV, O.V. NIKOLAYEV et al. Empirical hydrodynamic model of vertical gas-liquid flows in gas wells at a later stage of field development [Empiricheskaya gidrodynamiceskaya model vertikalnykh gazozhidkostnykh potokov v gazovykh skvazhinakh na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2017, no. 4 (751), pp. 50–55, ISSN 0016-5581. (Russ.).
4. NIKOLAYEV, O.V. *Perfecting methods of hydrodynamic simulation of gas production processes on the grounds of experimental testing of gas-liquid flows* [Sovershenstvovaniye metodov gidrodynamiceskogo modelirovaniya protsessov dobychi gaza po rezultatam eksperimentalnykh issledovaniy gazozhidkostnykh potokov]. Doctor's thesis (engineering). Moscow, 2022. (Russ.).
5. PRIKHODKO, I.V., A.A. SAMAROV, A.M. TOYKKA et al. Prediction of sound speed in natural-gas mixtures using the CP-PC-SAFT equation of state [Prognozirovaniye skorosti zvuka v smesyakh prirodnogo gaza s pomoshchyu uravneniya sostoyaniya CP-PC-SAFT]. *Teoreticheskiye Osnovy Khimicheskoy Tekhnologii*, 2020, vol. 54, no. 6, pp. 758–767, ISSN 0040-3571. (Russ.).

УДК 622.691.24

Моделирование работы объекта подземного хранения газа на базе газового месторождения в низкопроницаемом трещиноватом коллекторе вулканического типа

А.П. Попович^{1*}, А.А. Михайловский¹, О.В. Ломоносова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: A_Popovich@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Перед авторами статьи стояла задача исследовать возможность создания подземного хранилища газа (ПХГ) на базе действующего газового месторождения. В ходе работ были проведены многочисленные исследования, эксперименты и рассмотрены различные математические модели пласта. Часть проделанной работы представлена в данной статье. Описывается подход к моделированию трещиноватости, рассматриваются преимущества моделей с двойной пористостью и проницаемостью. Проведено исследование зависимости скорости внедрения воды в пласт от темпов отбора и закачки газа в процессе стабилизации и при дальнейшей стабильной циклической эксплуатации искусственной газовой залежи. Подробно изучен вопрос влияния гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при работе ПХГ в циклическом режиме.

Особенность работы подземных хранилищ газа (ПХГ) заключается в постоянной цикличности отбора и закачки газа [1]. Этот факт необходимо учитывать при моделировании, так как он влечет за собой определенные последствия.

Целью данной работы является оценка возможности создания и эффективно-го использования ПХГ в сложных геологических условиях ввиду отсутствия более благоприятного объекта для хранения газа. Эта задача может быть успешно решена только с учетом особенностей геологического и гидродинамического моделирования трещиноватости, пористости и проницаемости низкопроницаемых пластов вулканического типа.

Месторождение, выбранное для создания ПХГ после частичной выработки, – объект исследования – расположено вдоль маршрута поставок природного газа. Действующие скважины месторождения обладают невысокими продуктивными характеристиками, работают с большими депрессиями на пласт, высокими водными факторами и требуют остановок для восстановления давления и снижения водного фактора.

Стоит отметить, что объект имеет ряд особенностей. Во-первых, он залегает достаточно глубоко (на абсолютной отметке минус 3000 м). Во-вторых, отличается сложным геологическим строением: присутствуют разломные нарушения, а сам коллектор сильно трещиноват и представлен преимущественно нейтральными и кислыми вулканитами. К тому же по результатам исследования керна и интерпретации геофизических исследований установлено, что коллектор имеет низкие показатели пористости и проницаемости. Все эти факторы и особенности необходимо было учесть при построении геологической и гидродинамической моделей для эффективного и достоверного прогноза работы ПХГ.

В данной статье акценты сделаны на такие особенности, как влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для газа и воды, а также изучение внедрения воды в зависимости от темпов отбора при циклических закачке и отборе газа. *Новизна* работы заключается в изучении и учете влияния указанных особенностей при моделировании показателей циклической эксплуатации ПХГ.

Ключевые слова: подземное хранилище газа (ПХГ), цикл закачки-отбора, постоянно действующая гидродинамическая модель, гистерезис, относительная фазовая проницаемость, модель пласта, алгоритм «Ant Tracking» Schlumberger, трещиноватость.

Моделирование трещиноватости. На сегодняшний день нет единой методики моделирования трещин в коллекторах вулканического типа, которая бы с достаточной точностью предсказывала распространение трещин и их свойства во всех коллекторах. Соответственно, изучение каждого объекта требует своего подхода. Использование того или иного метода главным образом зависит от полноты, качества и информативности исходных данных.

После тщательного изучения имеющихся данных авторами статьи создана модель трещин исследуемого месторождения. Главной задачей данной модели является предсказание распространения трещин и их свойств для последующего применения в симуляторе и при пересчете запасов углеводородов. В алгоритме по моделированию трещиноватости были выделены пять основных шагов:

- 1) визуальное исследование трещин по данным кернового материала;
- 2) анализ данных имейджинговых исследований (*англ.* formation micro imaging, FMI);
- 3) обработка трехмерной сейсмической съемки;

4) анализ сейсмического атрибута Ant Tracking (рис. 1);

5) создание тренда плотности трещин.

Модель двойной пористости и проницаемости. Исследования свойств трещиноватых коллекторов, а также их поведения при разработке ведутся уже много лет. Сегодня существуют три основных типа моделей трещин коллекторов:

- 1) модель двойной пористости;
- 2) модель двойной пористости и двойной проницаемости;
- 3) дискретная модель трещин.

Более реалистичной является модель двойной пористости и двойной проницаемости (*англ.* Dual Porosity Dual Permeability, DPDP), в которой параметры пористости и проницаемости задаются отдельно для трещин и для матрицы породы. На рис. 2 схематично представлен необходимый набор данных для построения такой модели.

В первой колонке на рис. 2 приведены основные свойства матрицы породы. Свойство ACTNUM используется в гидродинамических симуляторах (Eclipse Schlumberger

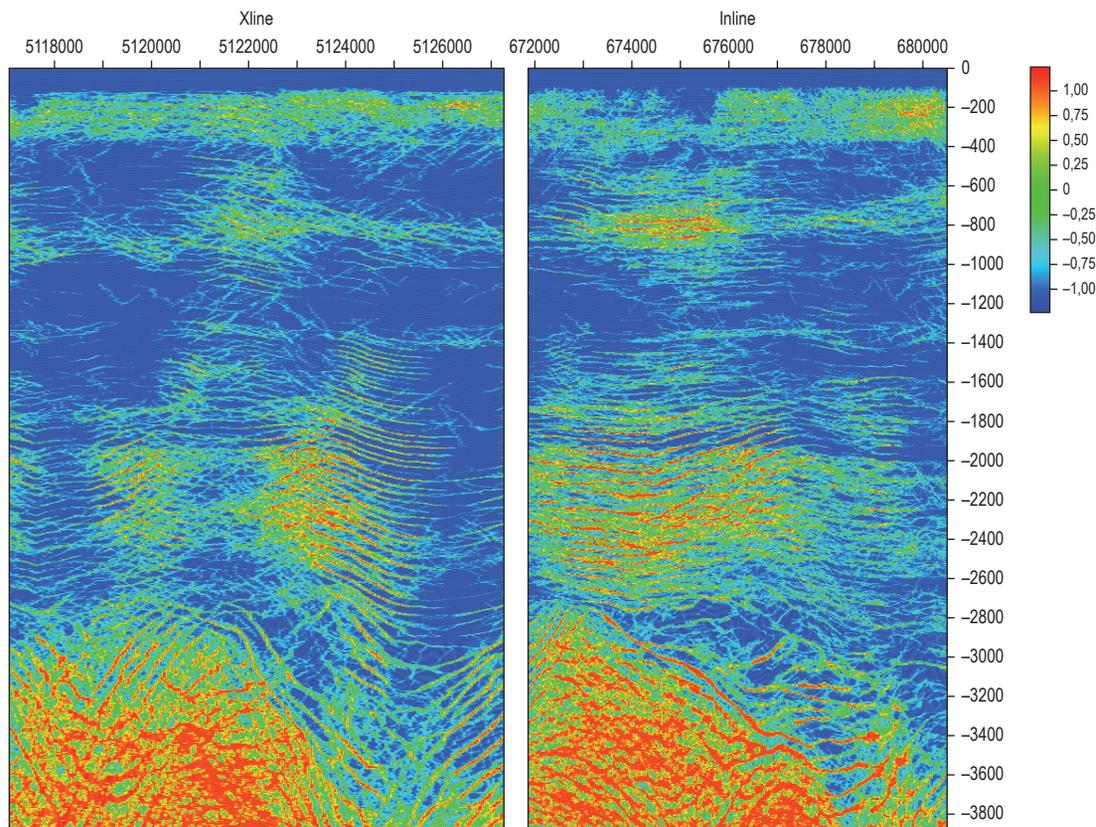


Рис. 1. Атрибут Ant Tracking. Пример развития трещиноватости до дневной поверхности

и «тНавигатор РФД») для спецификации активных и неактивных ячеек. Во второй колонке показан перечень основных свойств системы трещин. Проводимость системы «матрица – трещины» (T_g) вычисляется по формуле [2]:

$$T_g = CDARCY \cdot K \cdot V \cdot \sigma, \tag{1}$$

где $CDARCY$ – константа Дарси; K – проницаемость породы в направлении X ; V – объем матрицы в ячейке породы; σ – сигма-фактор, который связан с расстояниями между трещинами.

В рамках геологического моделирования при использовании результатов определения тренда плотности трещин была создана модель с кубами пористости для матрицы и трещины. На рис. 3 можно ознакомиться с полученным результатом.

На основе построенной геологической модели, данных петрофизических и газогидродинамических исследований, экспериментальных определений ОФП и состава газа выполнены переход и построение гидродинамической модели, которая была проверена на качество

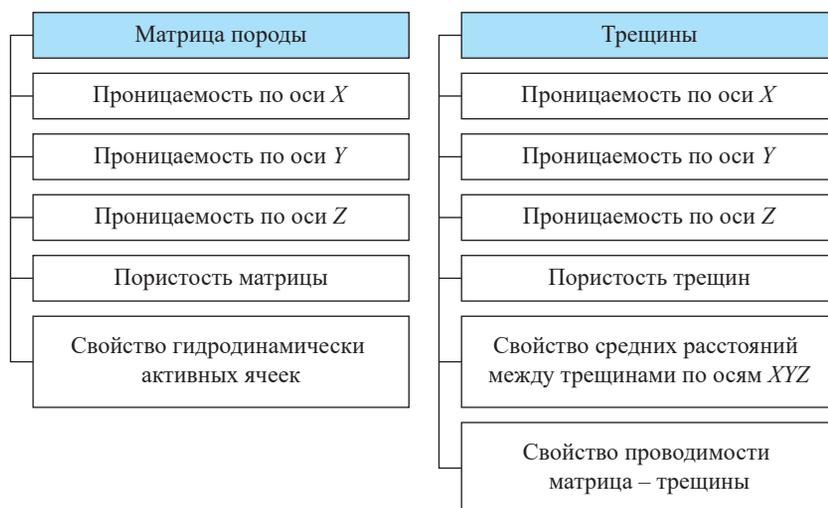


Рис. 2. Список данных, необходимых для построения модели DPDP

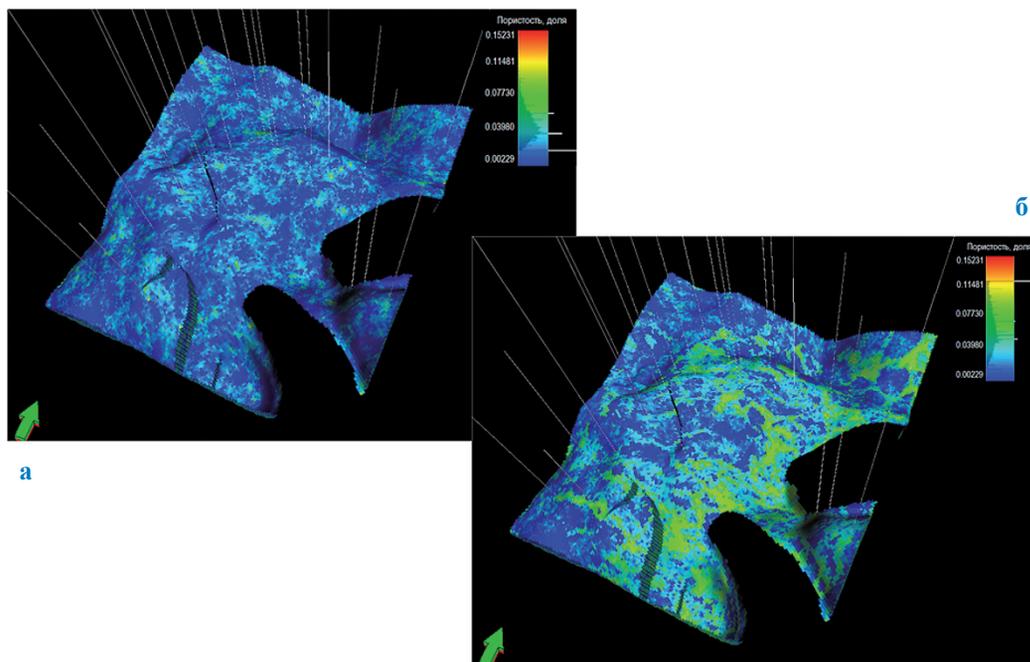


Рис. 3. Кубы свойств пористости, д.ед., для матрицы породы (а) и трещины (б) в геологической модели

адаптации к истории разработки и использования для дальнейших исследований.

Результаты адаптации гидродинамической модели пласта к истории разработки месторождения. На рис. 4 выборочно продемонстрировано качество адаптации модели по скважинам к истории разработки по газу и воде. На рис. 4 видно, что сходимость расчетных и фактических показателей удовлетворительна.

Зависимость скорости внедрения воды от темпа отбора при циклическом процессе отбора и закачки газа. Внедрение воды в газовую залежь определяется работой всей системы эксплуатационных скважин. При эксплуатации скважин в пласте образуются депрессионные воронки. Считается, что поддержание определенного допустимого дебита скважины может привести к образованию стационарного конуса и предотвратить

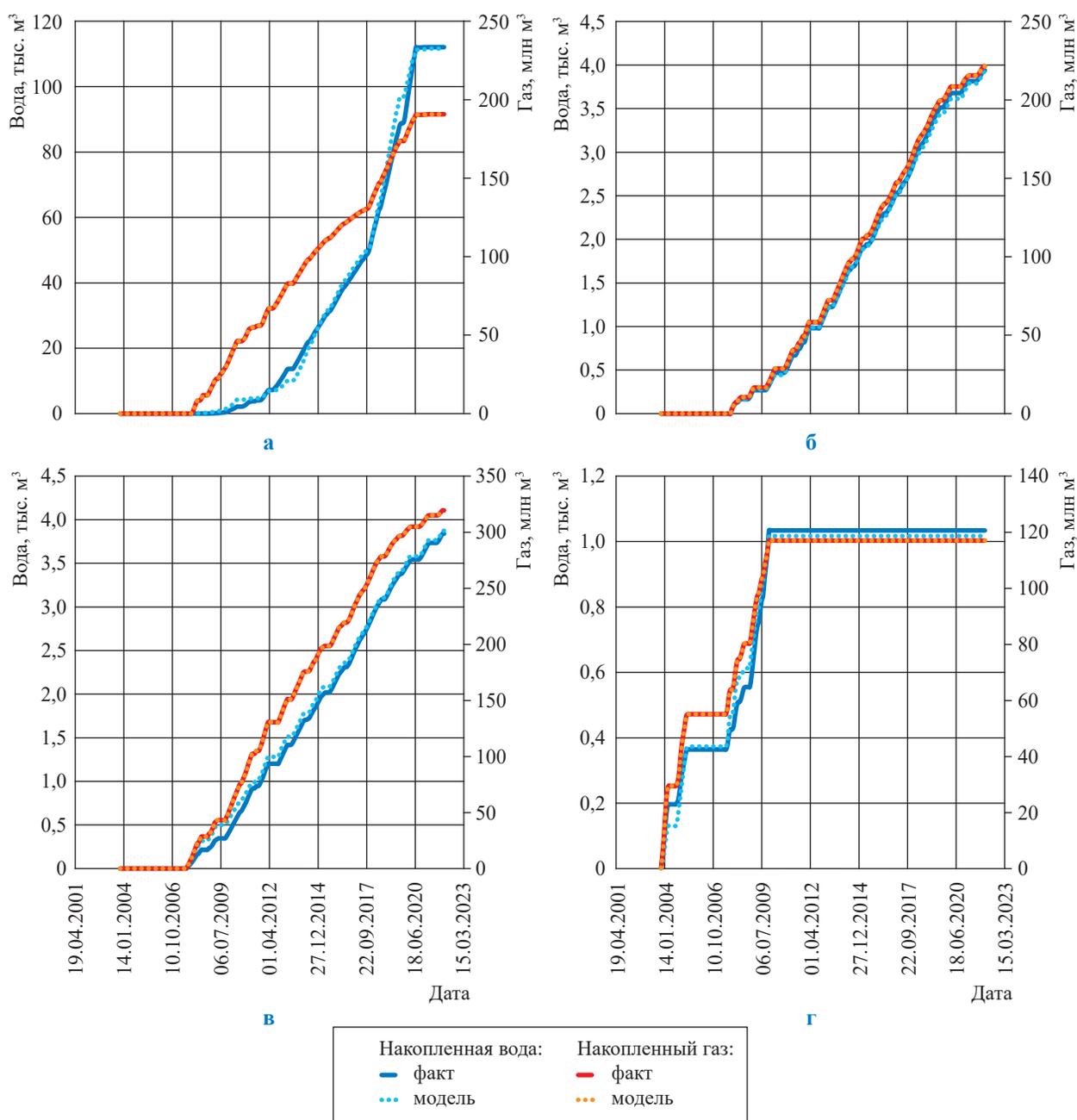


Рис. 4. Сравнение накопленного объема газа и воды по скважинам SS2-6 (а), SS2-25 (б), SS2-19 (в), SS2-1 (г) (факт и расчет)

обводнение скважины за счет конусообразования [3].

Характерной особенностью разработки газовых месторождений на поздних стадиях является проявление водонапорного режима. Внедрение воды в газовую залежь приводит к избирательному обводнению продуктивного пласта и селективному обводнению интервала перфорации. В начале разработки поступающая вместе с газом пластовая вода не скапливается в скважине, так как энергии потока газа еще достаточно для выноса всей газожидкостной смеси на поверхность. По мере снижения пластового давления скорость газожидкостного потока снижается, а количество поступающей в скважину пластовой воды увеличивается. На завершающих стадиях разработки газовых месторождений важно рационально применить методы регулирования естественного обводнения газовых месторождений [4].

Одной из причин уменьшения эффективности разработки газовых месторождений на завершающей стадии и значительного снижения компонентоотдачи является неоднородность продуктивных пластов по проницаемости. Наличие более проницаемых участков в пласте (включая его трещиноватость) приводит к преимущественному вытеснению газа из них и более быстрому прохождению пластовых вод к добывающим скважинам [5].

Для оценки эффекта гистерезиса ОФП на гидродинамической модели спрогнозирован процесс внедрения воды в зависимости от темпов отбора и закачки газа при циклической эксплуатации ПХГ. Были заданы максимальные суммарные расходы газа 18, 20 и 25 млн м³/сут для трех вариантов расчета. На рис. 5 показана динамика внедрения воды по времени в зависимости от максимального месячного расхода газа за цикл. При суммарном расходе газа 18 млн м³/сут наблюдается оттеснение воды, при расходе в 20 млн м³/сут ПХГ находится в равновесии, в случае же увеличения расхода до 25 млн м³/сут происходит обводнение залежи (объем вторгшейся воды растет, а поровый объем газа уменьшается).

Влияние гистерезиса ОФП. Гистерезис фазовых проницаемостей заключается в изменении поведения кривых ОФП в процессах дренирования по сравнению с процессами пропитки [6]. Поставлена задача изучить влияние гистерезиса ОФП на качество адаптации и прогнозирования при моделировании циклической работы ПХГ (закачки и отбора газа) в вулканической (обломочной) структуре коллектора действующего месторождения – объекта исследования.

В рамках настоящей работы используются экспериментальные результаты двух независимых лабораторных исследований.

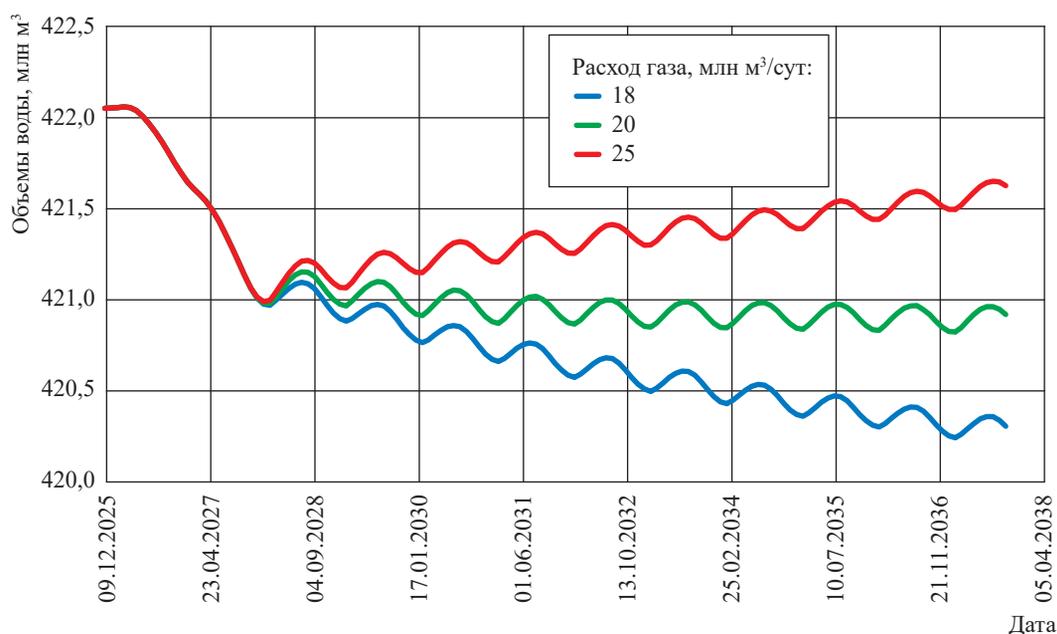


Рис. 5. График внедрения воды при разных темпах отбора газа

В первом исследовании были получены зависимости ОФП без гистерезиса для образцов с различными значениями проницаемости от 0,2 до 8 мД (рис. 6).

Во втором исследовании низкопроницаемый образец использовался в экспериментах по определению ОФП в системе «газ – вода» как до, так и после имитации циклических процессов закачки и отбора газа, моделирующих реальные процессы функционирования ПХГ. Всего в эксперименте проведены пять циклов закачки-отбора газа из кернавой модели пласта. Показано, что в коллекторе присутствует эффект гистерезиса фазовой проницаемости (рис. 7).

Измерение фазовых проницаемостей по воде и газу проводилось после достижения условий стационарной фильтрации. В этом случае перепад давления (ΔP), а также объемные расходы воды (Q_v) и газа (Q_g) на входе и выходе модели пласта стабилизируются ($\Delta P = \text{const}$, $Q_g = \text{const}$, $Q_v = \text{const}$). Расчет фазовых проницаемостей по воде ($K_{\text{вф}}$) и по газу ($K_{\text{гф}}$) производится по формуле Дарси [7, 8]:

$$K_{\text{гф}} = \frac{Q_g \mu_g L}{\Delta P F};$$

$$K_{\text{вф}} = \frac{Q_v \mu_v L}{\Delta P F},$$
(2)

где F – площадь фильтрации (сечение образца); μ_g , μ_v – динамические сдвиговые вязкости

фильтруемого газа и воды соответственно; L – длина образца (модели); .

В табл. 1 и 2 представлены измеренные параметры ОФП по метану (ОФП_г) и воде (ОФП_в) для модели пласта блока вулканической (обломочной) структуры коллектора действующего месторождения при различных пропорциях фильтруемых фаз и разных значениях начальной водонасыщенности ($K_{\text{вн}}$). В первом случае рассматривался режим пропитки, $K_{\text{вн}} = 21,98\%$ (см. табл. 1), во втором случае – режим дренирования, $K_{\text{вн}} = 56,99\%$ (см. табл. 2).

Для оценки влияния гистерезиса при разработке постоянно действующей гидродинамической модели объекта хранения газа построены модели ОФП и проведены гидродинамические расчеты в ПО «tНавигатор» с учетом и без учета гистерезиса. Кроме экспериментально полученной зависимости (см. рис. 6) рассмотрены еще два варианта зависимостей гистерезиса ОФП, искусственно созданных для сравнительного анализа (рис. 8).

По итогам моделирования при всех зафиксированных параметрах, кроме изменяемых моделей ОФП, получена картина, показанная на рис. 9. Для сравнения на график добавлен вариант с традиционным подходом моделирования без гистерезиса.

Таблица 1

Значения ОФП по метану и минерализованной воде при различных пропорциях фильтруемых фаз в режиме пропитки ($K_{\text{вн}} = 21,98\%$)

№ п/п	Доля в потоке, %		S_w , д.е.	ОФП _г , %	ОФП _в , %
	газ	вода			
1	100	0	0,2198	100,00	0
2	90	10	0,4445	16,68	20,48
3	75	25	0,4704	11,76	44,57
4	50	50	0,4934	6,28	70,63
5	0	100	0,5699	0	202,46

Таблица 2

Значения ОФП_г и ОФП_в при различных пропорциях фильтруемых фаз в режиме дренирования ($K_{\text{вн}} = 56,99\%$)

№ п/п	Доля в потоке, %		S_w , д.е.	ОФП _г , %	ОФП _в , %
	газ	вода			
1	0	100	0,5699	0	202,46
2	50	50	0,5357	7,00	78,80
3	75	25	0,5194	12,05	45,68
4	90	10	0,5069	15,82	19,42
5	100	0	0,4776	22,29	0

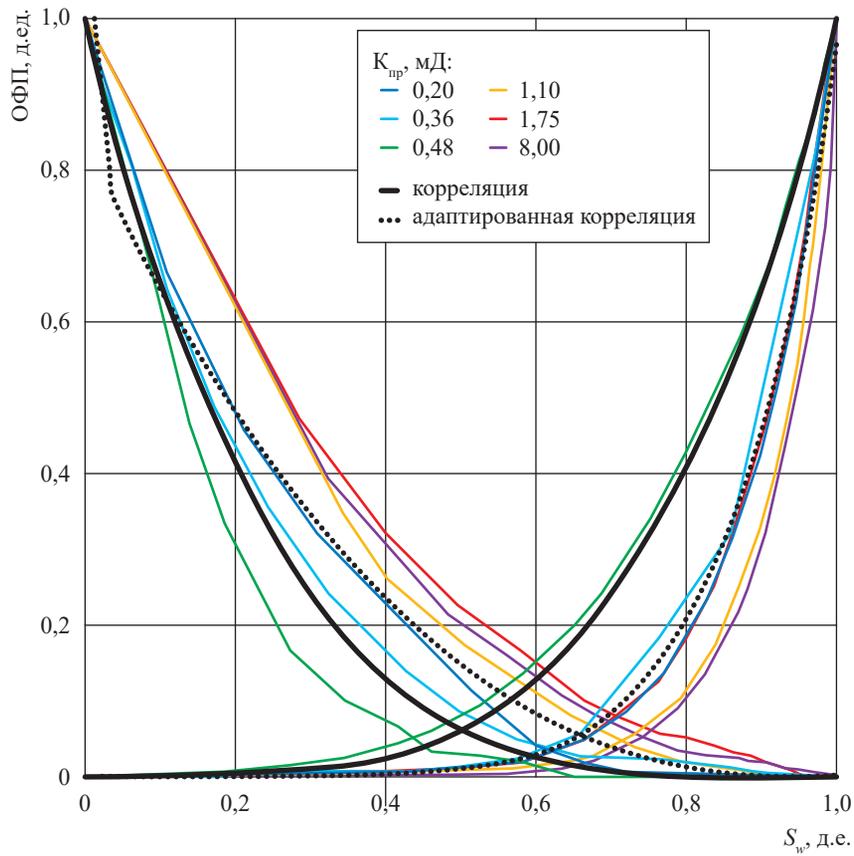


Рис. 6. Зависимость ОФП по газу и воде от водонасыщенности (S_w) для образцов со значениями проницаемости ($K_{пр}$) от 0,2 до 8 мД (нормированная)

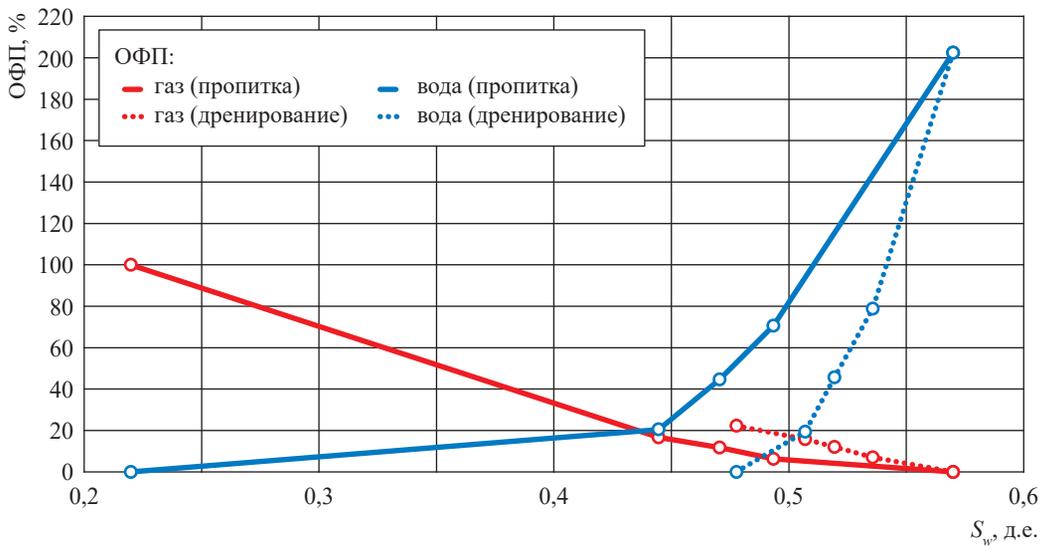


Рис. 7. Зависимость ОФП по газу и воде от водонасыщенности в режиме пропитки и дренирования (вариант 1)

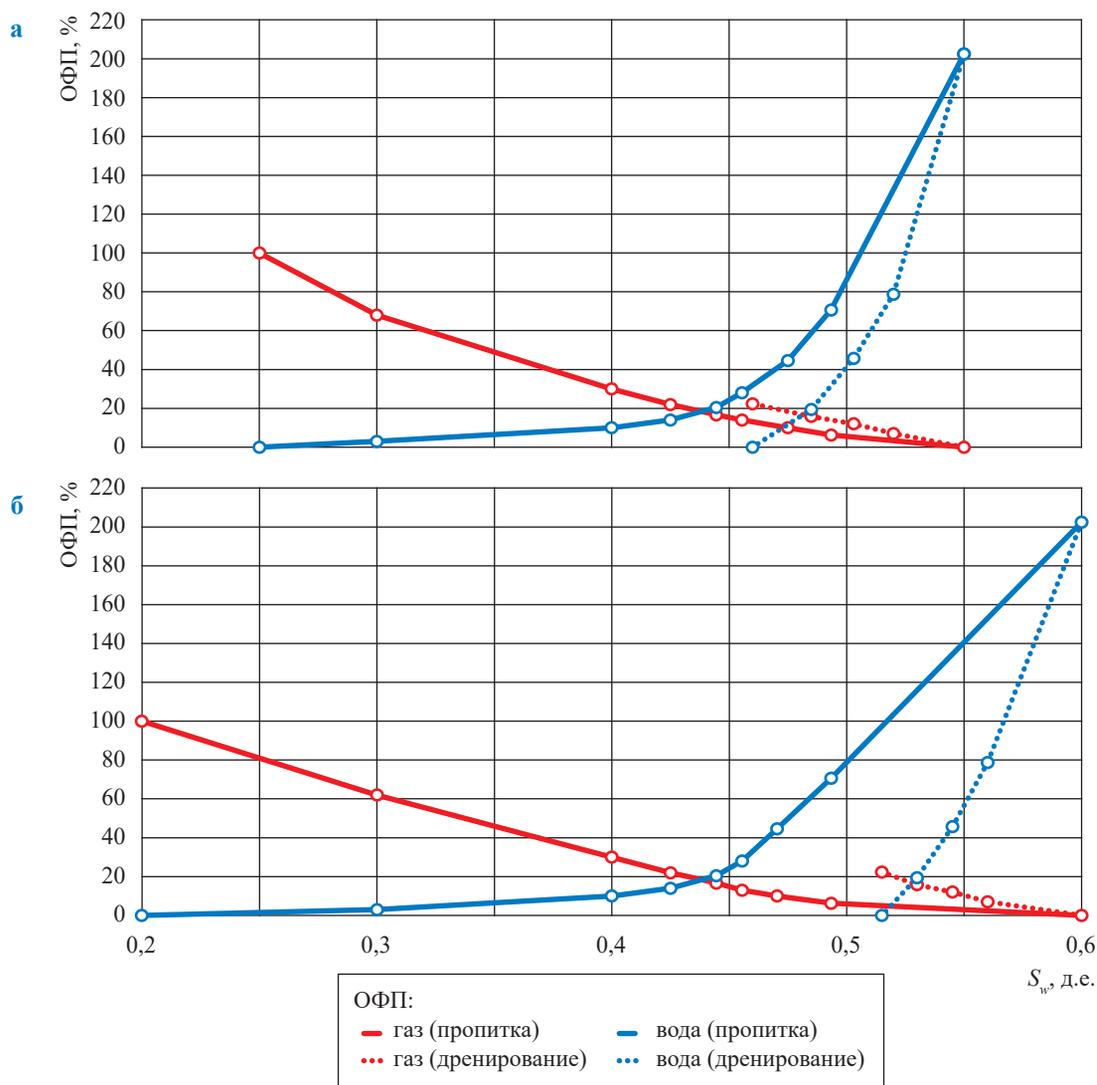


Рис. 8. Искусственно смоделированные зависимости ОФП с гистерезисом:
а – вариант 2; б – вариант 3

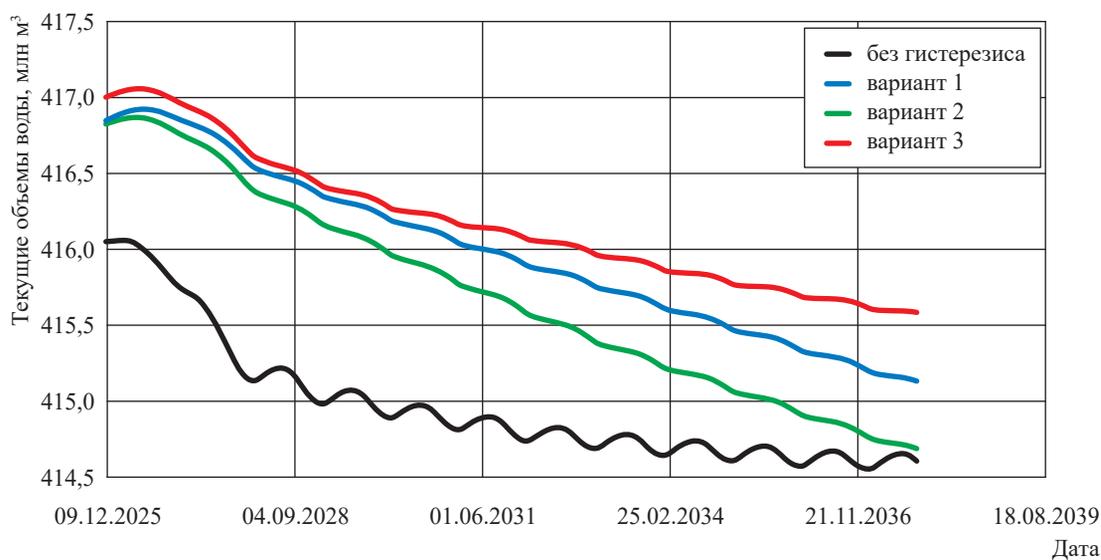


Рис. 9. Результат моделирования обводненности
при использовании разных моделей зависимостей ОФП

После анализа всех полученных результатов сделаны следующие выводы:

1) при моделировании низкопроницаемых трещиноватых коллекторов рекомендуется использовать модели с двойной пористостью и проницаемостью. Преимущество таких моделей заключается в том, что они являются наиболее репрезентативными по отношению к сложным трещиновато-поровым коллекторам, в которых фильтрация флюидов происходит одновременно в нескольких видах пустотных пространств. В данных моделях фильтрация флюида к скважине может происходить как

по трещинам через матрицу, так и напрямую из матрицы в скважину;

2) адаптация модели к истории разработки выполнена с хорошей сходимостью;

3) при выборе проектных показателей работы ПХГ необходимо обоснование темпов отбора и закачки газа. При повышенной подвижности воды высокие темпы приводят к быстрому обводнению;

4) моделирование обводнения с переменными расходами при использовании гистерезиса в функциях насыщения дает результаты, значительно отличающиеся от результатов, получаемых традиционными методами.

Список литературы

1. Троицкий В.М. Физическое моделирование циклов закачки и отбора газа при разработке и эксплуатации ПХГ. Гистерезис фазовых проницаемостей / В.М. Троицкий, Б.А. Григорьев, С.Г. Рассохин и др. // Вести газовой науки: науч.-технический. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 18–28.
2. tNavigator 24.1: техническое руководство. – Rock Flow Dynamics, 2024.
3. Михайловский А.А. Гидродинамическое прокси-моделирование водоносных пластов газовых месторождений и ПХГ / А.А. Михайловский, Я.С. Чудин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. – 118 с.
4. Михайловский А.А. Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ / А.А. Михайловский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 250 с.
5. Кобяшев А.В. Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия / А.В. Кобяшев, А.А. Пятков, А.В. Дубровин и др. // Экспозиция нефть газ. – 2023. – № 1 (94). – С. 41–45.
6. Wei J.Z. Influence of wettability and saturation sequence on relative permeability hysteresis in unconsolidated porous media / J.Z. Wei, O.B. Lile. – <http://www.operetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00025282&societyCode=SPE>
7. Braun E.M. Relative permeability hysteresis: laboratory measurements and a conceptual model / E.M. Braun, R.F. Holland // SPE Reservoir Engineering. – 1995. – Т. 10. – № 3. – С. 222–228.
8. Hawkins J.T. Reservoir-engineering implications of capillary pressure and relative permeability hysteresis / J.T. Hawkins, A.J. Bouchard // SPWLA. Log Analyst. – 1992. – Т. 33. – № 4. – С. 415–420.

Simulation of an underground gas storage facility operation on the grounds of a gas field located in low-permeable fractured volcanic reservoir

A.P. Popovich^{1*}, A.A. Mikhaylovskiy¹, O.V. Lomonosova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: A_Popovich@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Authors were eager to study the possibility to create an underground gas facility (UGS) based in a legacy field. In course of this work lots of studies and tests were executed, various mathematical models of a reservoir were examined. Few acquired results are presented in this article. In particular, authors describe an approach to modelling the fracture porosity, and the advantages of the models with coupled porosity and permeability. Correlations between water influx and gas injection-withdrawal rate are studied both for the stabilization mode and for the subsequent steady cyclic operation of an artificial gas deposit. The effect of the phase permeability hysteresis on the cyclic operation of the UGS is analyzed in detail.

Keywords: underground gas storage (UGS), injection-withdrawal cycle, evergreen hydrodynamic model, hysteresis, relative phase permeability, reservoir model, Ant Tracking Schlumberger, fracture porosity.

References

1. TROITSKIY, V.M., B.A. GRIGORYEV, S.G. RASSOKHIN et al. Physical modelling of gas cycling during development and operation of an underground gas storage. Hysteresis of phase permeability [Fizicheskoye modelirovaniye tsiklov zakachki i otbora gaza pri razrabotke i ekspluatatsii PKhG. Gisterezis fazovykh pronitsayemostey]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 18–28. ISSN 2306-9849. (Russ.).
2. *tNavigator 24.1*. Rock Flow Dynamics, 2024.
3. MIKHAYLOVSKIY, A.A., Ya.S. CHUDIN. *Hydrodynamic proxy modelling of water-bearing beds at gas fields and underground gas storages* [Gidrodinamicheskoye proks-modelirovaniye vodonosnykh plastov gazovykh mestorozhdeniy i PKhG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2021. (Russ.).
4. MIKHAYLOVSKIY, A.A. *Analytic control of gas volumes in reservoirs of underground gas storages* [Analiticheskiy control obyemov gaza v plastakh-kollektorakh PKhG]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013. (Russ.).
5. KOBYASHEV, A.V., A.A. PYATAKOV, A.V. DUBROVIN et al. The influence of the hysteresis relative permeability on the numerical estimate of the effectiveness of water-alternating-gas injection [Vliyaniye gisterezisa odnositelnykh fazovykh pronitsayemostey na chislennuyu otsenku effektivnosti vodogazovogo vozdeystviya]. *Ekspozitsiya Neft Gaz*, 2023, no. 1 (94), pp. 41–45, ISSN 2076-6785. (Russ.).
6. WEI, J.Z., O.B. LILE. *Influence of wettability and saturation sequence on relative permeability hysteresis in unconsolidated porous media* [online]. Available from: <http://www.operetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00025282&societyCode=SPE>.
7. BRAUN, E.M., R.F. HOLLAND. Relative permeability hysteresis: laboratory measurements and a conceptual model. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, vol. 10, no. 3, pp. 222–228, ISSN 0885-9248.
8. HAWKINS, J.T., A.J. BOUCHARD. Reservoir-engineering implications of capillary pressure and relative permeability hysteresis. *SPWLA*, 1992, vol. 33, no. 4, pp. 415–420, ISSN 1529-9074.

УДК 622.279.04

К вопросу моделирования нагрузки на крюке в процессе цементирования направления морских скважин с использованием теории плавучести

А.М. Лихушин^{1*}, И.А. Лихушин²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1

* E-mail: A_Likhushin@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье представлен новый подход к оценке качества цементирования направления морских скважин с подводным расположением устья на основе математического моделирования процесса цементирования в аспекте изменения нагрузки на крюке в зависимости от положения верхней границы цементного раствора. Это позволит контролировать полноту вытеснения бурового раствора цементным и степень его подъема за колонной (высоту подъема цементного раствора).

Ключевые слова:

плавучесть, плотность жидкости, направление, скважина с подводным расположением устья, цементирование, устье скважины.

Качественное крепление первой обсадной колонны (ОК) – направления – морской скважины с подводным расположением устья является необходимым условием дальнейшей безаварийной проводки скважины, а также определяет способность скважины эффективно и продуктивно выполнять свои дальнейшие эксплуатационные функции при соблюдении требований промышленной и экологической безопасности [1]. Осложнения, возникающие при креплении направления, связаны в основном с обеспечением подъема тампонажного раствора до устья и степенью (полнотой) вытеснения им бурового раствора в заколонном пространстве скважины [2]. При этом отсутствует возможность прямого приборного контроля полноты заполнения заколонного пространства тампонажным раствором и высоты его подъема от устья по причине большого диаметра: как правило, более 660,4 мм – предельного размера для работоспособности каротажных приборов. Контролировать косвенно по показаниям станции контроля цементирования (давление) не представляется возможным из-за малых значений давления продавки, которые определяются глубиной спуска направления ниже уровня моря (как правило, это менее 100 м).

Утрату части веса тела на значение архимедовой силы называют в бурении плавучестью. Коэффициент облегчения (β), или плавучести, – это отношение веса тела в жидкости к его весу в воздухе. Пусть G_0 – вес колонны в скважинной жидкости, G_B – ее вес в воздухе, тогда коэффициент облегчения колонны будет определяться как

$$\beta = \frac{G_0}{G_B}.$$

В общем виде для колонн с трубами разного размера в скважине в растворах разной плотности

$$\beta = 1 - \frac{\sum_{k=1}^n l_k (\rho_n R_k^2 - \rho_{вн} r_k^2)}{\rho_m \sum_{k=1}^n l_k (R_k^2 - r_k^2)}, \quad (1)$$

где R_k и r_k – соответственно наружный и внутренний радиусы ОК, м; ρ_n и $\rho_{вн}$ – плотности, кг/м³, жидкости (раствора), находящейся соответственно снаружи или внутри колонны труб; l_k – длины участков труб каждого типоразмера, м; ρ_m – плотность металла труб, кг/м³; n – количество типоразмеров труб [3].

В скважине при бурении, промывке, цементировании всегда есть плавучесть. Вес колонны в скважине численно равен весу колонны в воздухе (для наклонной скважины учитывается вертикальная проекция веса), умноженному на коэффициент облегчения.

Избыточное внутреннее давление не влияет на нагрузку на крюке, но увеличивает осевое напряжение. Избыточное наружное давление не влияет на осевое напряжение, но приводит к уменьшению нагрузки на крюке. В этой связи возникла идея оценить степень заполнения заколонного пространства тампонажным раствором по изменению веса на крюке колонны-направления, поскольку вес в процессе цементирования будет изменяться в зависимости

от положения верхней границы цементного раствора, так как его плотность много больше плотности вытесняемого бурового раствора. С этой целью была разработана математическая модель изменения нагрузки на крюке в процессе цементирования направления морских скважин.

В рассматриваемом варианте цементирования направлений участвует множество элементов и происходит движение жидкостей с различными плотностями. При этом были сделаны следующие допущения:

- жидкости несжимаемы (имеют постоянную плотность);
- потери давления при движении жидкостей не оказывают влияния на изменение нагрузки на крюке;
- движение жидкости стационарно, поток установившийся;
- наличие муфт обсадных труб в расчете не учитывается по причине их незначительного влияния.

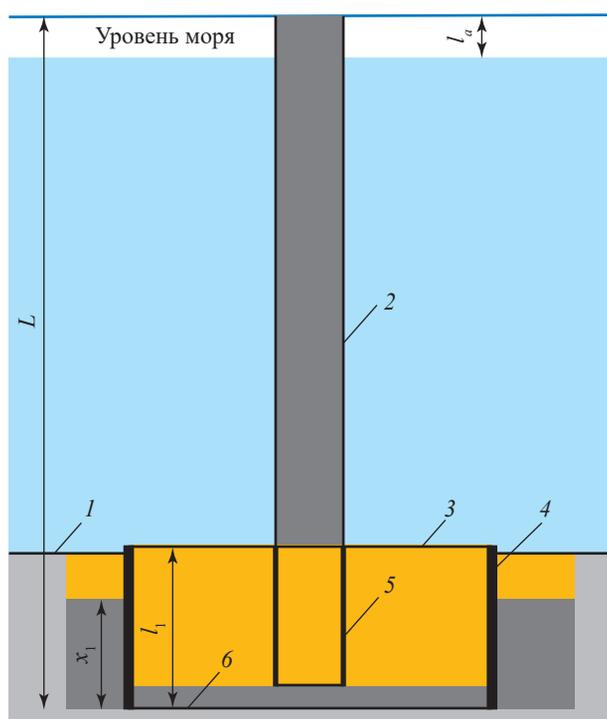
Для корректной оценки достоверности модели при определении веса на крюке будут учтены все колонны и их элементы, а также вес силового верхнего привода со штропами.

Расчетная схема процесса цементирования направления скважины с подводным расположением устья представлена на рис. 1. В башмаке *б* устанавливается обратный клапан, впускной *2* и цементировочной *5* колоннах обратные клапаны отсутствуют.

Для расчета изменения нагрузки на крюке при цементировании направления рассмотрим:

- нагрузку на крюке после спуска компоновки ОК *4* в открытый ствол скважины после закачивания буферной жидкости и остановки циркуляции перед закачиванием тампонажного раствора;
- изменение нагрузки на крюке при закачивании тампонажного раствора в колонны *2*, *4*, *5*;
- изменение нагрузки на крюке при закачивании тампонажного раствора в заколонное пространство (до дна моря);
- изменение нагрузки на крюке при продавке тампонажного раствора:
 - по допускной колонне *2*;
 - цементировочной колонне *5*;
 - ОК *4*.

Общий вес всех элементов в воздухе составляет, кН:



- морская вода
- буровой раствор
- тампонажный (цементный) раствор
- горная порода

Рис. 1. Расчетная схема цементирования направления скважины с подводным расположением устья:

- 1* – дно моря; *2* – допускная колонна; *3* – спусковой инструмент низкого давления системы подводных колонных головок; *4* – ОК (направление); *5* – цементировочная (заливочная) колонна; *6* – башмак ОК *4*; *L* – глубина установки башмака *б*; *l*₁ – рабочая длина компоновки; *x*₁ – расстояние от башмака *б* до верхней границы тампонажного раствора

$$G_{\text{общ}}^{\text{в}} = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5 + G_6 + G_7 + G_8, \quad (2) \quad G_5 = q_5 l_5, \quad (7)$$

где суммируются веса, кН, в воздухе следующих элементов: G_1 – компоновки ОК (без корпуса низкого давления системы подводных колонных головок (СПКГ¹)), спущенной в открытый ствол скважины; G_2 – силового верхнего привода со штропами и элеватором; G_3 – цементировочной свечи; G_4 – допускной колонны; G_5 – цементировочной колонны; G_6 – патрубка корпуса низкого давления СПКГ выше уровня дна моря; G_7 – корпуса низкого давления СПКГ; G_8 – спускового инструмента корпуса низкого давления СПКГ.

$$G_1 = q_1 l_1, \quad (3)$$

где q_1 – средний вес 1 м компоновки ОК (среднее значение для 1 м обсадных труб, патрубка корпуса низкого давления СПКГ, технологической оснастки), спущенной в открытый ствол скважины, кН/м; l_1 – полезная длина компоновки ОК, спущенной в открытый ствол скважины, м. Здесь:

$$q_1 = \frac{q_{1.1} l_{1.1} + q_{1.2} l_{1.2} + q_{1.3} l_{1.3}}{l_1}, \quad (4)$$

где $q_{1.1}$, $q_{1.2}$ и $q_{1.3}$ – средние веса, кН/м, одного метра соответственно обсадной трубы, патрубка корпуса низкого давления СПКГ и технологической оснастки ОК (башмак со сдвоенными обратными клапанами и др. (при наличии)); $l_{1.1}$, $l_{1.2}$ и $l_{1.3}$ – полезная длина, м, соответственно обсадных труб, патрубка корпуса низкого давления СПКГ и технологической оснастки;

$$l_1 = L - l_{\text{м}} - l_{\text{а}} = l_{1.1} + l_{1.2} + l_{1.3}, \quad (5)$$

где L – глубина спуска обсадной колонны от стола ротора, м; $l_{\text{м}}$ – глубина моря, м; $l_{\text{а}}$ – альтитуда стола ротора, м.

$$G_4 = q_4 l_4, \quad (6)$$

где q_4 – вес 1 м допускной колонны, кН/м; l_4 – полезная длина допускной колонны (от уровня стола ротора), м.

где q_5 – вес 1 м цементировочной колонны, кН/м; l_5 – полезная длина цементировочной колонны, м.

$$G_6 = q_{1.2} l_6, \quad (8)$$

где l_6 – рабочая длина патрубка корпуса низкого давления СПКГ выше уровня дна моря, м. Здесь:

$$l_6 = l_{6.1} - l_{6.2}, \quad (9)$$

где $l_{6.1}$ – превышение верхнего торца корпуса низкого давления СПКГ над уровнем дна моря, м; $l_{6.2}$ – полезная длина корпуса низкого давления СПКГ, м.

Общая нагрузка на крюке всех элементов в воздухе (без учета выталкивающей силы) с жидкостями внутри элементов после спуска компоновки ОК в открытый ствол скважины составит, кН:

$$G_{\text{общ.скв}}^{\text{в}} = G_{\text{общ}}^{\text{в}} + M_1 + M_2 + M_3 + M_4, \quad (10)$$

где суммируются веса, кН, следующих жидкостей: M_1 – доливочной в пространстве между цементировочной колонной и ОК (до нижнего торца цементировочной колонны); M_2 – внутри цементировочной колонны; M_3 – в ОК (ниже торца цементировочной колонны); M_4 – в допускной колонне.

$$M_1 = \frac{\rho_1 V_1 g}{1000} = \frac{\pi \rho_1 g}{4 \cdot 1000} \times \left((d_{1.1}^2 - D_2^2)(l_{1.1} + l_{1.3}) + (d_{1.2}^2 - D_2^2)(l_{1.2} + l_{6.1}) \right), \quad (11)$$

где ρ_1 – плотность доливочной жидкости, кг/м³; V_1 – объем доливочной жидкости в пространстве между цементировочной колонной и компоновкой ОК (до нижнего торца цементировочной колонны), м³; $d_{1.1}$ – внутренний диаметр ОК, м; $d_{1.2}$ – внутренний диаметр патрубка корпуса низкого давления СПКГ, м; D_2 – наружный диаметр цементировочной колонны, м; g – ускорение свободного падения, м/с².

$$M_2 = \frac{\rho_{i2} V_2 g}{1000} = \frac{\rho_{i2} g \pi d_2^2 l_5}{4 \cdot 1000}, \quad (12)$$

где ρ_{i2} – средняя плотность жидкости в цементировочной колонне, кг/м³; V_2 – объем

¹ СПКГ представляет собой систему подвесок обсадных колонн с затрубными уплотнениями для герметизации межколонных пространств, создающую контролируемый безопасный доступ в скважину. СПКГ является опорой для оборудования бурения, заканчивания и добычи углеводородов.

доливочной жидкости внутри цементировочной колонны, м³; d_2 – внутренний диаметр цементировочной колонны, м.

$$M_3 = \frac{\rho_{i3} V_3 g}{1000} = \frac{\rho_{i3} g \pi d_{1,2}^2 l_7}{4 \cdot 1000}, \quad (13)$$

где ρ_{i3} – средняя плотность жидкости в ОК (ниже торца цементировочной колонны), кг/м³; V_3 – объем жидкости в ОК (ниже торца цементировочной колонны), м³; l_7 – длина от нижнего торца цементировочной колонны до башмака ОК, м.

$$M_4 = \frac{\rho_{i4} V_4 g}{1000} = \frac{\rho_{i4} g \pi d_3^2 l_4}{4 \cdot 1000}, \quad (14)$$

где ρ_{i4} – средняя плотность жидкости в допускной колонне, кг/м³; V_4 – объем жидкости в допускной колонне, м³; d_3 – внутренний диаметр допускной колонны, м.

В зависимости от плотности его металла для i -го элемента ОК, находящегося в жидкости, выталкивающая сила

$$F_i = \frac{\rho_i V_i g}{1000} = \rho_i \frac{G_i}{\rho_m}, \quad (15)$$

где ρ_i – плотность жидкости снаружи рассматриваемого элемента, кг/м³; V_i – объем жидкости, вытесненный рассматриваемым элементом, м³; G_i – вес рассматриваемого элемента, кН; $\rho_m = \rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³.

Выталкивающая сила F_1 , действующая на все элементы, находящиеся в морской воде выше уровня дна моря, будет рассчитываться по формуле

$$F_1 = (q_4(l_4 - l_a) + G_6 + G_7 + G_8) \frac{\rho_{м.в.}}{\rho_{ст}}, \quad (16)$$

где $\rho_{м.в.}$ – плотность морской воды, кг/м³. Выталкивающая сила F_2 , действующая на цементировочную колонну, вычисляется по формуле

$$F_2 = P_5 \frac{\rho_1}{\rho_{ст}}, \quad (17)$$

а выталкивающая сила F_3 , действующая на компоновку ОК, – по формуле

$$F_3 = \frac{(V_5 \rho_5 + V_6 \rho_{i6}) g}{1000} = \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} x_1 \rho_5 + \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} (l_1 - x_1) \rho_{i6} = \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} (x_1 \rho_5 + (l_1 - x_1) \rho_{i6}), \quad (18)$$

где V_5 – объем ОК, находящийся в тампонажном растворе, м³; D_1 – наружный диаметр ОК, м; ρ_5 – плотность тампонажного раствора, кг/м³; V_6 – объем ОК, находящийся в промывочной и буферной (при наличии) жидкостях, м³; ρ_{i6} – средняя плотность промывочной и буферной (при наличии) жидкостей, кг/м³; x_1 – расстояние от верхней границы тампонажного раствора до башмака ОК, м.

Далее выделим вес части элементов, который будет постоянным в процессе цементирования:

$$G_{const}^B = G_{общ}^B + M_1. \quad (19)$$

Тогда в зависимости от средних плотностей жидкостей (ρ_{i2} , ρ_{i3} , ρ_{i4}) при закачивании тампонажного раствора:

$$\begin{aligned} G_{общ,с.кв}^B &= G_{const}^B + M_2 + M_3 + M_4 = G_{const}^B + \rho_{i2} g \frac{\pi d_2^2 l_5}{4 \cdot 1000} + \rho_{i3} g \frac{\pi d_{1,2}^2 l_7}{4 \cdot 1000} + \rho_{i4} g \frac{\pi d_3^2 l_4}{4 \cdot 1000} = \\ &= G_{const}^B + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_{i2} d_2^2 l_5 + \rho_{i3} d_{1,2}^2 l_7 + \rho_{i4} d_3^2 l_4). \end{aligned} \quad (20)$$

Общая нагрузка на крюке всех элементов при нахождении ОК в открытом стволе скважины с учетом действия выталкивающих сил ($G_{\text{общ}}^{\text{обл}}$), кН:

$$G_{\text{общ}}^{\text{обл}} = G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_{i2} d_2^2 l_5 + \rho_{i3} d_{1.2}^2 l_7 + \rho_{i4} d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - F_3 =$$

$$= G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_{i2} d_2^2 l_5 + \rho_{i3} d_{1.2}^2 l_7 + \rho_{i4} d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} (x_1 \rho_5 + (l_1 - x_1) \rho_{i6}). \quad (21)$$

А. При $x_1 = 0$, $\rho_{i2} = \rho_{i3} = \rho_{i4} = \rho_{i6} = \rho_7$ до закачивания тампонажного раствора (заколонное пространство заполнено промывочной жидкостью):

$$G_{\text{общ1}}^{\text{обл}} = G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_7 d_2^2 l_5 + \rho_7 d_{1.2}^2 l_7 + \rho_7 d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} l_1 \rho_7, \quad (22)$$

где ρ_7 – плотность промывочной жидкости, кг/м³.

Б. При $x_1 = 0$, $\rho_{i2} = \rho_{i3} = \rho_{i4} = \rho_5$ после закачивания тампонажного раствора до башмака ОК (заколонное пространство заполнено промывочной и буферной жидкостями):

$$G_{\text{общ2}}^{\text{обл}} = G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_5 d_2^2 l_5 + \rho_5 d_{1.2}^2 l_7 + \rho_5 d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} l_1 \rho_{i6}. \quad (23)$$

В. При $x_1 = l_1$, $\rho_{i2} = \rho_{i3} = \rho_{i4} = \rho_{i6} = \rho_5$ после завершения закачивания программного объема тампонажного раствора (заколонное пространство заполнено тампонажным раствором):

$$G_{\text{общ3}}^{\text{обл}} = G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_5 d_2^2 l_5 + \rho_5 d_{1.2}^2 l_7 + \rho_5 d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} l_1 \rho_5. \quad (24)$$

Г. При $x_1 = l_1$ в процессе продавки тампонажного раствора:

1) после завершения продавки по допусковой колонне ($\rho_{i2} = \rho_{i3} = \rho_{i6} = \rho_5$; $\rho_{i4} = \rho_8$)

$$G_{\text{общ4}}^{\text{обл}} = G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_5 d_2^2 l_5 + \rho_5 d_{1.2}^2 l_7 + \rho_8 d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} l_1 \rho_5, \quad (25)$$

где ρ_8 – плотность продавочной жидкости, кг/м³;

2) после завершения продавки по цементировочной колонне ($\rho_{i2} = \rho_{i4} = \rho_8$; $\rho_{i3} = \rho_{i6} = \rho_5$)

$$G_{\text{общ5}}^{\text{обл}} = G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_8 d_2^2 l_5 + \rho_5 d_{1.2}^2 l_7 + \rho_8 d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} l_1 \rho_5; \quad (26)$$

3) после завершения продавки в ОК ($\rho_{i2} = \rho_{i3} = \rho_{i4} = \rho_8$; $\rho_{i6} = \rho_5$)

$$G_{\text{общ6}}^{\text{обл}} = G_{\text{const}}^{\text{в}} + \frac{\pi g}{4 \cdot 1000} (\rho_8 d_2^2 (l_5 - l_8) + \rho_8 d_2^2 l_8 + \rho_8 d_{1.2}^2 l_8 + \rho_8 d_3^2 l_4) - F_1 - F_2 - \frac{\pi D_1^2 g}{4 \cdot 1000} l_1 \rho_5, \quad (27)$$

где l_8 – расстояние от верхней границы цементного стакана до башмака ОК, м.

Для корректной проверки достоверности полученного алгоритма промоделируем изменение нагрузки на крюке при цементировании одной из скважин Южно-Кириинского месторождения и сравним с фактическими показателями датчиков. Исходные данные модели:

1) глубина, м:

- спуска ОК диаметром 762 мм от стола ротора (L) – 318,6;
- моря (l_m) – 219,7;

2) альтитуда стола ротора (l_a), м, – 31,1;

3) длина, м:

- компоновки ОК, спущенной в открытый ствол скважины (l_1) – 67,9;
- обсадных труб ($l_{1.1}$) – 56,7;
- патрубка корпуса низкого давления СПКГ ниже уровня дна моря ($l_{1.2}$) – 10,4;
- технологической оснастки ($l_{1.3}$) – 0,85;
- допускового инструмента (от уровня стола ротора), рабочая (l_4) – 248;
- цементировочной колонны (l_5) – 60,5;
- патрубка корпуса низкого давления СПКГ выше уровня дна моря, рабочая (l_6) – 1,6;

- превышения верхнего торца корпуса низкого давления СПКГ над уровнем дна моря ($l_{6,1}$) – 2,6;
- корпуса низкого давления СПКГ, рабочая ($l_{6,2}$) – 1,0;
- 4) плотность, кг/м³:
 - стали ($\rho_{ст}$) – 7850;
 - цементного раствора ($\rho_{ц}$) – 1850;
 - доливочной жидкости (ρ_1) – 1030;
 - жидкости внутри цементировочной колонны (ρ_2) – 1850;
 - жидкости M_3 в ОК ниже цементировочной колонны (ρ_3) – 1850;
 - жидкости M_4 в допускной колонне (инструменте) (ρ_4) – 1850;
 - продавочной жидкости ($\rho_{пр}$) – 1030;
- 5) вес, кН:
 - компоновки ОК, спущенной в открытый ствол скважины, в воздухе (G_1) – 334,2;
 - силового верхнего привода со штропами и элеватором (G_2) – 490,5;
 - цементировочной свечи (от цементировочной линии до стола ротора) (G_3) – 19,62;
 - допускного инструмента в воздухе (G_4) – 81,5;
 - цементировочной колонны в воздухе (G_5) – 20,0;
 - патрубка корпуса низкого давления СПКГ выше уровня дна моря, в воздухе (G_6) – 10,7;
 - корпуса низкого давления СПКГ в воздухе (G_7) – 17,8;
 - спускового инструмента корпуса низкого давления СПКГ в воздухе (G_8) – 14,8;
- 6) диаметр, м:
 - ОК, наружный (D_1) – 0,762;
 - ОК, внутренний ($d_{1,1}$) – 0,119;
 - патрубка СПКГ, внутренний ($d_{1,2}$) – 0,686;
 - цементировочной колонны, наружный (D_2) – 0,140;
 - цементировочной колонны, внутренний (d_2) – 0,119;
 - допускной колонны, наружный (D_3) – 0,140;
 - допускной колонны, внутренний (d_3) – 0,119;
- 7) коэффициент кавернозности – 1,2;
- 8) средняя масса погонного метра в воздухе, кг/м:
 - компоновки ОК, спущенной в открытый ствол скважины (q_1) – 501,9;
 - патрубка корпуса низкого давления СПКГ выше уровня ($q_{1,2}$) – 679,1;
 - технологической оснастки ($q_{1,3}$) – 1083;
 - допускного инструмента (q_4) – 33,6;
 - цементировочной колонны (q_5) – 33,6.

На графике (рис. 2) представлены расчетные и фактические значения нагрузки на крюке. Цементирование проходило без осложнений, поглощений не было. Расхождения значений составили не более 4 %.

Отличия расчетных значений от фактических (см. рис. 2) связаны:

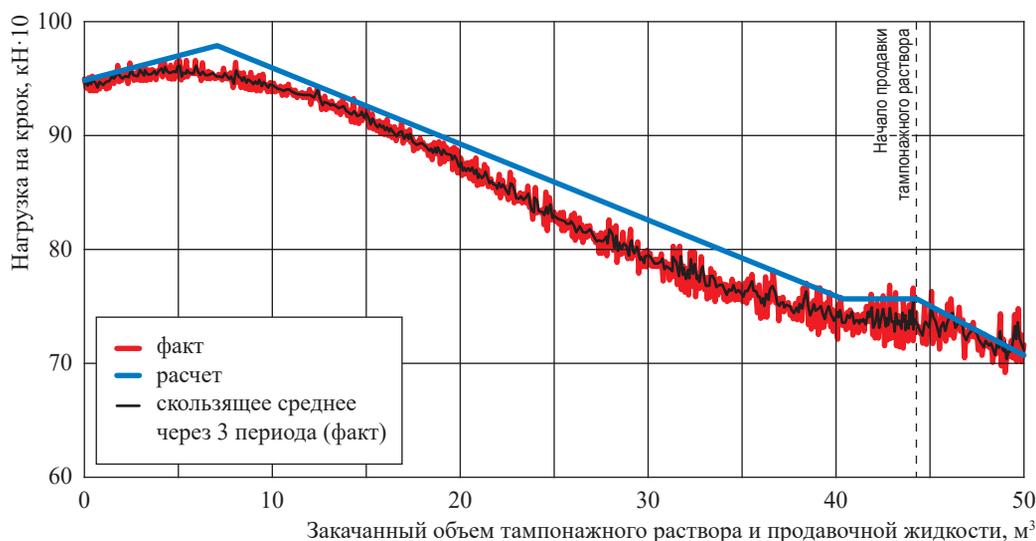


Рис. 2. Пример графика фактических и расчетных значений нагрузки на крюке в процессе цементирования направления в зависимости от закачанного объема тампонажного раствора и продавочной жидкости (без осложнений)

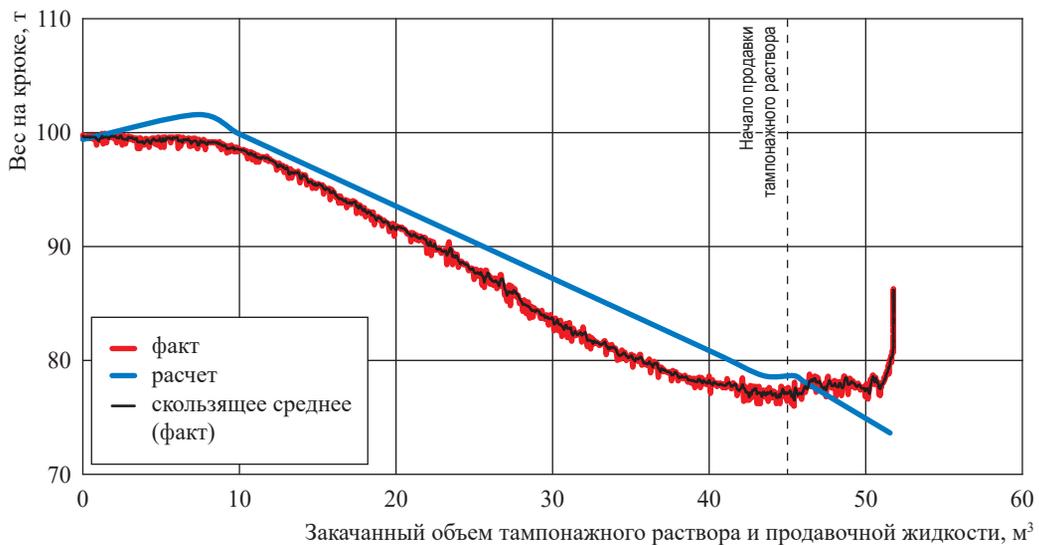


Рис. 3. Пример графика фактических и расчетных значений нагрузки на крюке в процессе цементирования направления в зависимости от закачанного объема тампонажного раствора и продавочной жидкости (с поглощением в процессе продавки)

а) с неполным замещением объема части ОК (от нижней части цементировочной колонны до башмака) буферной жидкостью и тампонажным раствором, что влияет на начальную стадию изменения нагрузки на крюке по фактическим данным (незначительное увеличение нагрузки на крюке при закачивании раствора вовнутрь допускной, цементировочной, обсадной колонн и опережающее расчетные значения уменьшение нагрузки на крюке);

б) значительными колебаниями фактических значений нагрузки на крюке при работе;

в) возможным отличием паспортного веса элементов буровой колонны и бурового оборудования (оснастки талевого системы) в сравнении с фактическими при проведении работ;

с) отличием плотности буферной жидкости от плотности тампонажного раствора до момента ее вытеснения из заколонного пространства, что влияет на уменьшение степени снижения нагрузки на крюке;

д) принятыми при построении модели допущениями (в первую очередь неучетом гидродинамики).

Момент резкого заметного отклонения нагрузки на крюке от расчетных значений позволит оперативно зафиксировать поглощение и рассчитать фактическое положение верхней границы тампонажного раствора для проведения исправительного цементирования.

На графике (рис. 3) представлены расчетные и фактические значения нагрузки на крюке при цементировании с поглощением в процессе продавки. При закачке 2 м³ продавочной жидкости вес на крюке (нагрузка) начал резко расти из-за снижения выталкивающей силы, обусловленного падением уровня жидкости в заколонном пространстве.

Список литературы

1. Жилин С.В. Методические подходы к обеспечению целостности скважин морских месторождений / С.В. Жилин, О.А. Ковалевская, А.М. Лихушин и др. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 4(118). – С. 52–57. – DOI: 10.33285/1999-6934-2020-4(118)-52-57.
2. Петренко В.Е. К вопросу цементирования направлений морских скважин с подводным расположением устья в условиях наличия геолого-технологических осложнений на примере месторождений шельфа о. Сахалин / В.Е. Петренко, Г.С. Оганов, А.М. Лихушин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 7(331). – С. 43–48. – DOI: 10.33285/0130-3872-2020-7(331)-43-48.
3. Лихушин А.М. «Архимед» в скважине / А.М. Лихушин, И.А. Лихушин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 8(356). – С. 58–64. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-8(356)-58-64.

On the issue of modeling the hook load in the process of conductor annulus cementing in offshore wells using the theory of buoyancy

A.M. Likhushin^{1*}, I.A. Likhushin²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² National University of Oil and Gas «Gubkin University», Block 1, Bld. 65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: A_Likhushin@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Based on mathematical modeling of the cementing process in terms of hook load change depending on the upper boundary of cement slurry, the article presents a new approach to assessing the quality of conductor annulus cementing in offshore wells with subsea wellheads. This will help to assess the displacement of drilling fluid by the cement slurry and provide data on how far the cement rises in the annulus (where the top of cement is).

Keywords: buoyancy, liquid density, conductor, wells with subsea wellheads, cementing, wellhead.

References

1. ZHILIN, S.V., O.A. KOVALEVSKAYA, A.M. LIKHUSHIN et al. Methodical approaches to provision of offshore wells integrity [Metodicheskiye podkhody k obespecheniyu tselostnosti skvazhin morskikh mestorozhdeniy]. *Oborudovaniye i Tekhnologii dlya Neftegazovogo Kompleksa*, 2020, no. 4(118), pp. 52–57, ISSN 1999-6934. (Russ.). DOI: 10.33285/1999-6934-2020-4(118)-52-57.
2. PETRENKO, V.Ye., G.S. OGANOV, A.M. LIKHUSHIN et al. To the problem of cementing directions of marine wells with a wellhead underwater location under conditions of geological-technological complications on the example of shelf deposits of the Sakhalin Island [K voprosu tsementirovaniya napravleniy morskikh skvazhin s podvodnym raspolozheniyem ustya v usloviyakh nalichiya geologo-tekhnologicheskikh oslozhneniy na primere mestorozhdeniy shelfa o. Sakhalin]. *Stroitelstvo Neftyanykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe i na More*, 2020, no. 7(331), pp. 43–48, ISSN 0130-3872. (Russ.). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-7(331)-43-48.
3. LIKHUSHIN, A.M., I.A. LIKHUSHIN. “Archimedes” in a well [“Arkhimed” v skvazhine]. *Stroitelstvo Neftyanykh i Gazovykh Skvazhin na Sushe i na More*, 2022, no. 8(356), pp. 58–64, ISSN 0130-3872. (Russ.). DOI: 10.33285/0130-3872-2022-8(356)-58-64.

УДК 622.691.4: 622.279

Апробация методик гидродинамического расчета газожидкостных потоков в промысловых трубопроводах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

А.А. Ротов^{1*}, В.А. Истомина¹, Т.В. Чельцова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье представлены результаты моделирования режимов работы промысловых трубопроводов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием различных методик гидродинамического расчета. Проведено сравнение результатов моделирования с фактическими эксплуатационными режимами. Выявлены расчетные методики, позволяющие корректно определять режимы течения газожидкостных потоков и гидравлические потери в протяженных рельефных трубопроводах. Для методики «ВНИИГАЗ» предложены новые корректирующие коэффициенты, позволяющие учесть влияние наклона и диаметра трубопровода на режимы течения газожидкостной смеси.

Моделирование технологических процессов играет важную роль в обеспечении надежной и эффективной эксплуатации промысловых систем сбора продукции газовых и газоконденсатных скважин. Прогнозные расчеты, получаемые в ходе моделирования, широко используются при проектировании разработки, обустройства и реконструкции месторождений, планировании режимов эксплуатации. При этом надежность прогноза во многом определяется тем, насколько корректно технологическая модель воспроизводит реальные эксплуатационные характеристики объекта.

Одним из ключевых вопросов при создании моделей промысловых газосборных сетей является выбор методики гидродинамического расчета трубопроводов. Методика расчета определяет основные характеристики потока и тенденции их изменения в зависимости от граничных условий. Учитывая, что современные средства моделирования газосборных сетей насчитывают более тридцати различных методик гидродинамического расчета, выбор наиболее оптимальной из них для конкретных условий может представлять довольно сложную задачу.

Для определения адекватности методик используют специализированные экспериментальные стенды [1–4]. Основным преимуществом стендовых исследований является то, что они позволяют проанализировать влияние отдельных факторов (давление, расход флюида, соотношение жидкой и газовой фаз) на структуру и параметры транспортируемого потока. В качестве недостатка таких исследований можно отметить то, что экспериментальные стенды не позволяют полностью воспроизвести реальные условия эксплуатации промысловых трубопроводов [5]. Из соображений безопасности в качестве транспортируемых сред чаще всего используются смеси воздуха или инертных газов с водой или маслом, вводятся ограничения по рабочему давлению сред. Протяженности и диаметры стендовых трубопроводов, как правило, существенно меньше промысловых. По сути, экспериментальный стенд сам является моделью промыслового трубопровода. Поэтому наиболее полный ответ на вопрос о применимости той или иной расчетной гидродинамической методики достигается при ее апробации на реальных эксплуатационных объектах. Далее в статье проведено сравнение параметров работы действующих промысловых трубопроводов, транспортирующих двухфазные газоконденсатные

Ключевые слова: газосборная сеть, промысловый трубопровод, угол наклона, диаметр трубопровода, газожидкостная смесь, гидродинамический расчет, режимы течения.

смеси, с результатами расчетов по наиболее часто применяемым на практике методикам.

Используемые в настоящее время методики гидродинамического расчета трубопроводов могут быть разделены на две группы по подходу к описанию движения газожидкостного потока [6]. К первой группе относятся эмпирические модели, рассматривающие движение газожидкостного потока как движение квазигомогенной среды. Свойства этой среды определяются в соответствии с соотношением объемов жидкости и газа в сечении трубопровода, которое рассчитывается на основе эмпирических зависимостей, полученных в ходе экспериментальных исследований. Наиболее известными эмпирическими подходами являются методики Beggs–Brill (BB), Mukherdji–Brill (MB).

Ко второй группе относятся механистические модели, рассматривающие раздельное движение газовой и жидкой фаз с учетом их взаимодействия. Среди механистических моделей широкую известность получили методики проектов TUFFP (*англ.* Tulsa Fluid Flow Project) и OLGА (*англ.* Oil and Gas simulator). Для проверки данных разработок в промышленных условиях были выбраны «двухфазные» методики TUFFP Unified 2-Phase v.2007.1 (TUFFP), OLGА 2-Phase v.1.1 (OLGА 2Ph) и «трехфазная» методика OLGА 3-Phase v.2007 (OLGА 3Ph).

Помимо зарубежных средств гидродинамического моделирования трубопроводов в сравнительный анализ была включена модификация [7] отечественной эмпирической методики «ВНИИГАЗ» [8]. Данная модификация разрабатывалась для расчета движения газожидкостных смесей с малым ($10^{-3} \dots 10^{-5}$) расходным содержанием жидкости, характерным для газовых месторождений, и прошла успешную апробацию в условиях сеноманских промыслов месторождений ПАО «Газпром», расположенных в Надым-Пур-Тазовском регионе. Также отмечен положительный опыт применения этой методики для определения скоростей потока продукции, необходимых для выноса жидкости из промышленных трубопроводов месторождения Берегового АО «Сибнефтегаз» [9]. Общей особенностью указанных объектов является то, что их газосборные сети характеризуются незначительными (на уровне нескольких метров на километр) перепадами высот вдоль трассы трубопроводов. В то же время,

ряд новых объектов добычи газа (Чаяндинское, Ковыктинское, Кириновское месторождения) характеризуется ярко выраженным рельефом местности, где перепады высот могут достигать 100...400 м [10]. В подобных условиях проверка методики «ВНИИГАЗ» [7] до настоящего времени не проводилась.

Апробация перечисленных выше методик была выполнена на промысловых трубопроводах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ). Добыча газа на этом месторождении начата в 2019 г. В настоящее время продолжают ввод в эксплуатацию производственных мощностей и наращивание объемов добычи, что сопровождается значительными изменениями режимов работы промысловых трубопроводов. Это позволяет анализировать эффективность методик гидравлического расчета в широком диапазоне параметров.

Пластовая продукция месторождения представляет собой газоконденсатную смесь с содержанием углеводородов группы C_{5+} на уровне 16...17 г/м³, при этом расходное содержание в трубопроводах системы внутривыпускного сбора газа – около 7 г/м³, пластовая вода в составе продукции эксплуатационных скважин до настоящего времени не наблюдается. Эта особенность позволяет рассматривать моделируемую систему как двухфазную. На других газоконденсатных месторождениях жидкая фаза, как правило, представлена конденсатом и водой или водным раствором ингибитора, поэтому такие системы следует рассматривать как трехфазные.

В качестве объектов исследования были выбраны восемь промысловых трубопроводов ЧНГКМ. В табл. 1 представлены их основные характеристики: внутренний диаметр (D), протяженность (L), сумма перепадов высот всех восходящих ($\Sigma h+$) и нисходящих ($\Sigma h-$) участков, характерные углы наклона участков (θ). Также в табл. 1 приведены рабочее давление (P) и период наблюдений (τ), в течение которого фиксировались термобарические и расходные показатели работы трубопроводов.

Для этих трубопроводов были построены зависимости фактических перепадов давления от расхода газоконденсатной смеси. В качестве примера на рис. 1 приведены данные для трубопровода № 8. Он обладает наиболее сложным профилем и большой протяженностью, что позволяет четче выявить характерные особенности гидродинамики газожидкостных

Таблица 1

Основные характеристики выбранных трубопроводов

Характеристика	Трубопровод							
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8
D , м	0,253	0,301	0,301	0,301	0,301	0,394	0,507	1,179
L , м	17718	2769	7755	10861	18049	11086	17938	35517
Σh^+ , м	226	40	86	79	126	92	144	283
Σh^- , м	-192	-20	-67	-77	-71	-33	-90	-342
θ , град.	0,9...2,3	1,1	1,5...2,6	0,7...1,0	1,1...1,4	0,6...1,1	0,9...2,6	1,1...3,5
P , МПа	7,5	8,1	8,6	8,2	8,3	7,7	7,6	6,5
τ , мес.	8	16	42	19	23	19	9	47

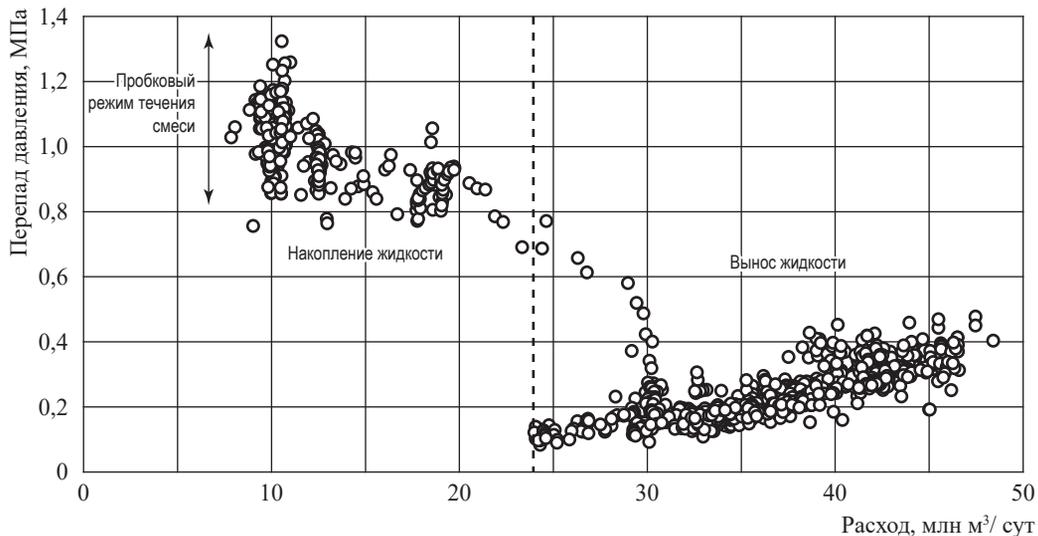


Рис. 1. Фактическая зависимость перепада давления от расхода газоконденсатной смеси

потоков в условиях выраженного рельефа. Также этому способствует наиболее длительный (в течение четырех лет) период наблюдений за режимами его работы. Зависимости перепадов давления от расхода, полученные для остальных трубопроводов, в целом аналогичны представленным на рис. 1.

Полученный вид зависимости объясняется особенностями гидродинамики газожидкостных смесей в трубопроводах. В рассматриваемом трубопроводе при расходах более 24 млн м³/сут наблюдается режим выноса жидкости. В этой области гидравлические потери обусловлены преимущественно потерями на трение, поэтому перепад давления монотонно растет с увеличением расхода. При расходах менее 24 млн м³/сут скорости газового потока недостаточно для выноса жидкости, и она скапливается на подъемных участках трубопровода, приводя к увеличению перепада давления. При перекрытии сечения трубопровода накопленной жидкостью возникает пробковый

режим течения газоконденсатной смеси, что сопровождается значительными колебаниями перепада давления даже при постоянном расходе газа (показано на рис. 1 двойной стрелкой). Минимум перепада давления, наблюдаемый на графике (см. пунктир), соответствует переходу от режима накопления к режиму выноса жидкости.

С использованием методик гидравлического расчета ВВ, МВ, TUFFP, OLGA 2Ph, OLGA 3Ph и «ВНИИГАЗ» выполнены расчеты режимов работы трубопроводов. В качестве исходных данных для проведения расчетов использовались: диаметр и профиль прокладки трубопровода, компонентный состав и расход транспортируемой газожидкостной смеси, давление и температура на входе трубопровода. В результате расчетов определялись распределения давления и температуры по трубопроводу, скорости жидкой и газовой фаз, объем накопленной жидкости. В качестве примера на рис. 2 и 3 представлены расчетные перепады

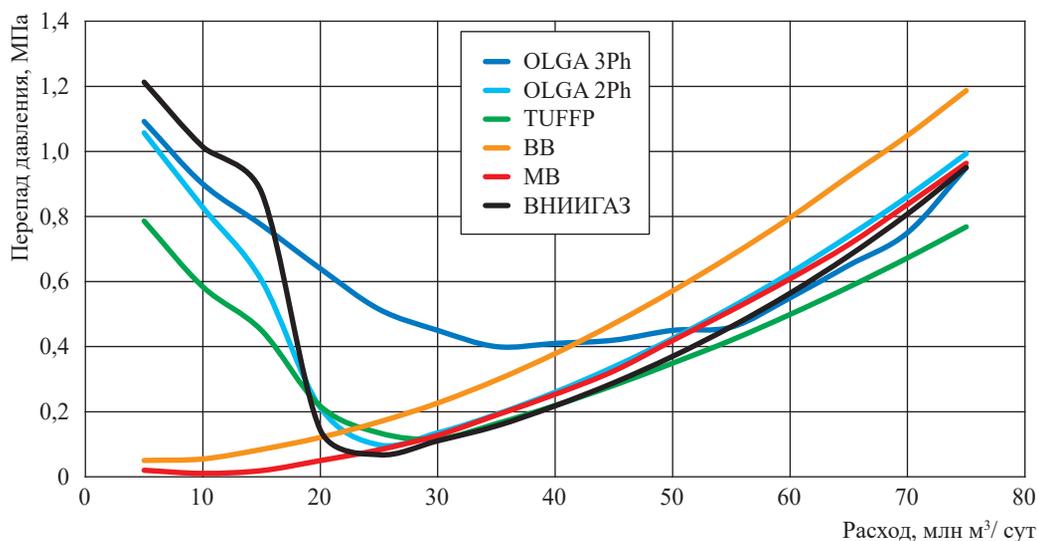


Рис. 2. Расчетные зависимости перепада давления от расхода газоконденсатной смеси

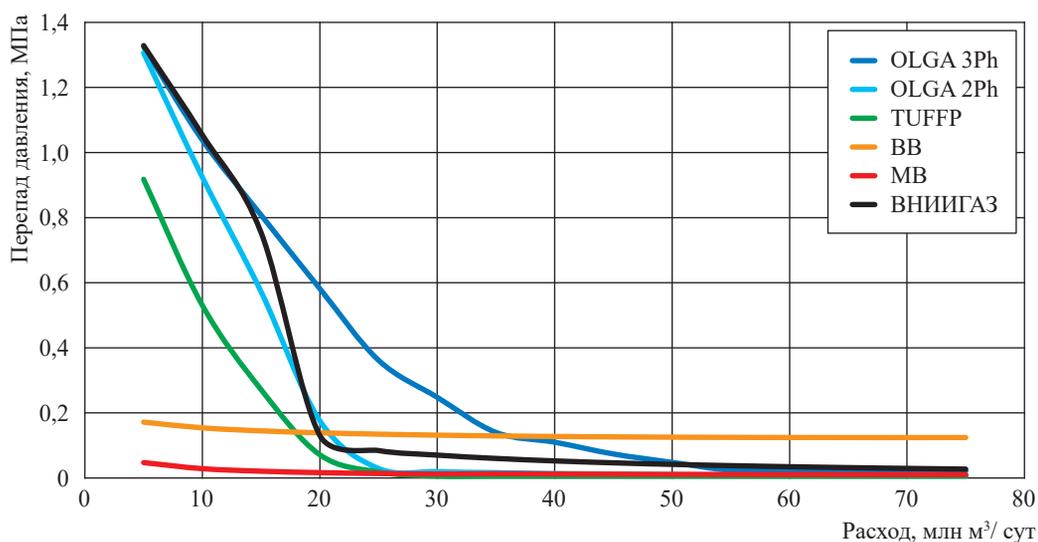


Рис. 3. Расчетные зависимости объема накопленной жидкости от расхода газоконденсатной смеси

давления и объемы накопленной жидкости для трубопровода № 8.

Расчетные зависимости, представленные на рис. 2 и 3, показывают заметные расхождения в результатах применения рассматриваемых методик. Различия в перепадах давления при высоких расходах газоконденсатной смеси, соответствующих режиму выноса жидкости, составляет до 0,4 МПа. При низких расходах смеси, соответствующих режиму накопления жидкости, различия в расчетных перепадах давления достигают 1,2 МПа. Также следует отметить несовпадение границ перехода от режима накопления к режиму выноса жидкости.

Представленные результаты расчетов использовались для сравнения с фактическими эксплуатационными данными и оценки методик по следующим критериям:

- минимальной скорости потока, обеспечивающей вынос жидкости;
- перепаду давления в режиме выноса жидкости, обусловленному гидродинамическими потерями на трение;
- перепаду давления в режиме накопления жидкости, обусловленному преимущественно гидростатическими потерями.

Сравнение расчетных и фактических режимов работы для всех рассматриваемых трубопроводов представлено в табл. 2. Границы

Таблица 2

Сравнение расчетных и фактических параметров работы трубопроводов

Источник данных	Трубопровод							
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8
Скорость перехода от режима накопления к режиму выноса жидкости, м/с								
Фактические данные	–	2,6	2,5	1,8	–	2,3	–	3,3
MB	0,7	0,7	0,3	0,5	0,5	0,4	0,7	1,5
BB	0,2	0,6	0,5	0,2	0,3	0,8	0,1	0,9
TUFFP	2,0	1,6	1,6	1,5	1,6	2,0	1,8	3,5
OLGA 2Ph	2,6	2,3	2,4	1,9	2,2	2,6	2,7	3,6
OLGA 3Ph	2,7	2,6	2,7	2,4	2,3	2,5	3,2	4,7
ВНИИГАЗ	2,2	1,9	1,7	1,7	1,9	1,8	1,8	2,7
Гидродинамические потери в режиме выноса жидкости, МПа								
Фактические данные	1,54	0,11	0,86	–	–	–	–	0,33
MB	1,42	0,08	0,66	1,14	1,87	0,31	0,39	0,33
BB	1,71	0,09	0,82	1,37	2,26	0,41	0,49	0,47
TUFFP	1,12	0,08	0,52	0,90	1,50	0,29	0,34	0,28
OLGA 2Ph	1,36	0,09	0,64	1,12	1,87	0,33	0,39	0,34
OLGA 3Ph	1,23	0,09	0,56	0,97	1,63	0,31	0,37	0,42
ВНИИГАЗ	1,33	0,09	0,65	1,21	2,17	0,33	0,36	0,29
Гидродинамические потери в режиме накопления жидкости, МПа								
Фактические данные	–	0,13	–	0,34	0,50	0,44	0,67	1,05
MB	0,11	0,03	0,05	0,03	0,08	0,09	0,07	0,01
BB	0,15	0,03	0,05	0,03	0,08	0,08	0,09	0,05
TUFFP	0,31	0,16	0,24	0,21	0,41	0,26	0,41	0,58
OLGA 2Ph	0,53	0,17	0,27	0,24	0,45	0,31	0,49	0,83
OLGA 3Ph	0,58	0,17	0,26	0,24	0,49	0,32	0,53	0,90
ВНИИГАЗ	0,73	0,20	0,35	0,34	0,60	0,46	0,66	1,05

перехода из режима накопления в режим выноса жидкости определены в зависимости от скоростей потоков. В рассматриваемый период эксплуатации часть трубопроводов работала в узком диапазоне расходов, что не позволило определить некоторые из анализируемых параметров (отмечены в табл. 2 прочерком).

По данным, представленным в табл. 2, для каждой из методик были определены относительные отклонения расчетных параметров от их фактических значений. Обобщенные результаты апробации методик гидродинамического расчета рельефных трубопроводов в условиях ЧНГКМ приведены на рис. 4. Наилучшие совпадения с фактическими эксплуатационными данными обеспечили методики OLGA 2Ph, OLGA 3Ph и «ВНИИГАЗ». Несколько большие отклонения от фактических параметров показала методика TUFFP. Методики MB и BB не позволили корректно определить границу смены режимов и объемы накопленной жидкости, что привело к существенной (до 85 %) недооценке гидростатических потерь давления.

Полученные результаты апробации моделей свидетельствуют о том, что рассматриваемая модификация методики «ВНИИГАЗ» [7] обеспечивает точность расчетов фактически на уровне более сложных современных механистических моделей. При этом можно отметить одну особенность этой методики: во всех представленных примерах (см. табл. 2) расчетные скорости перехода ниже фактических значений. Проанализируем возможные причины этих отклонений.

Переход от накопления к выносу жидкости определяется режимами течения газожидкостной смеси на восходящих участках трубопровода. Согласно методике «ВНИИГАЗ» на восходящих участках возможна реализация двух режимов течения газожидкостной смеси: пробкового и кольцевого. Скорость (w_0^*) потока газожидкостной смеси, при которой происходит смена режимов, определяется по формуле:

$$w_0^* = \left(8,2 - 0,017 \left(\frac{\mu_r}{\mu_{ж}} \right)^{-0,6} \right) \times \left(\frac{\rho_{ж}}{\mu_{ж} g} \right)^{-\frac{1}{3}} \left(\frac{\rho_r}{\rho_{ж} - \rho_r} \right)^{-\frac{1}{2}} \cdot 14,8\beta^{0,115}, \quad (1)$$

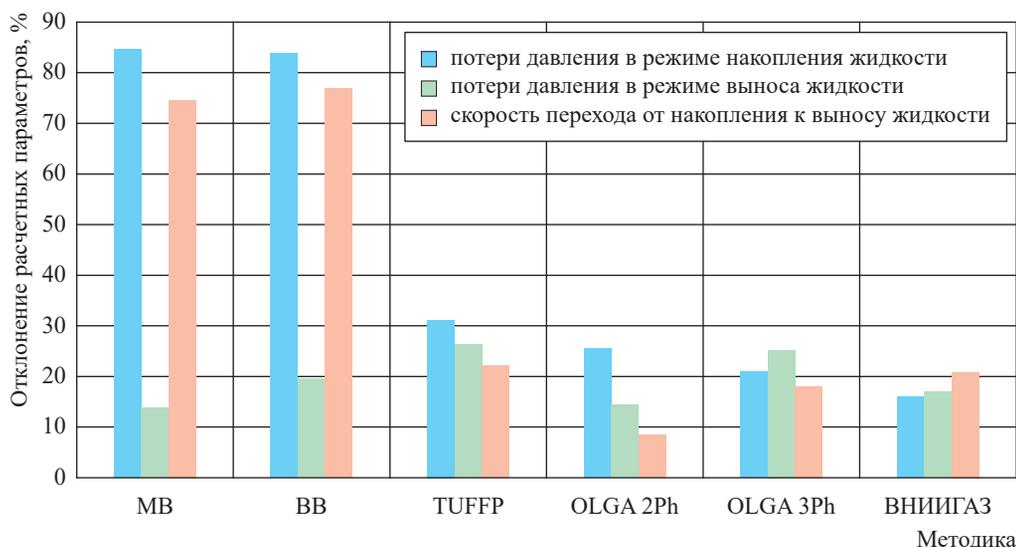


Рис. 4. Отклонение расчетных гидродинамических параметров работы трубопроводов от фактических данных

где μ_g , $\mu_{ж}$ – вязкости газа и жидкости соответственно; ρ_g , $\rho_{ж}$ – плотности газа и жидкости соответственно; β – расходное содержание жидкости; g – ускорение свободного падения. При скоростях потока газожидкостной смеси $w < w_0^*$ трубопровод работает в режиме накопления жидкости, в нем реализуется пробковый режим течения газожидкостной смеси. При скоростях потока $w \geq w_0^*$ трубопровод работает в режиме выноса жидкости, реализуется кольцевой режим течения.

Исходя из формулы (1) переход от режима накопления к режиму выноса жидкости по методике «ВНИИГАЗ» определяется только свойствами транспортируемой среды и не зависит от геометрических параметров самого трубопровода. В то же время, показано [6, 11–13], что диаметры и углы наклона труб оказывают заметное влияние на границы режимов течения газожидкостных смесей. Принимая во внимание сложный профиль и широкий сортамент трубопроводов газосборных сетей ЧНГКМ, представляется целесообразным учесть в методике «ВНИИГАЗ» влияние данных параметров.

Для решения поставленной задачи формула (1) была модифицирована за счет введения корректирующих коэффициентов k_1 и k_2 , отражающих влияние диаметра трубопровода D и угла его наклона θ :

$$w^* = w_0^* k_1(\theta) k_2(D). \quad (2)$$

Определение вида угловой зависимости проведено на основе материалов экспериментальных исследований движения газожидкостных смесей в наклонных трубопроводах. Анализ данных [12, 13] показал, что в диапазоне от 2° до 20° влияние угла наклона θ на скорость перехода может быть описано следующей функцией:

$$k_1(\theta) = \frac{\sin(\theta)}{\sin(\theta) + 0,009}. \quad (3)$$

Получение зависимости $k_1(\theta)$ позволило перейти к определению влияния диаметра трубопровода на скорость перехода по фактическим эксплуатационным данным. В качестве аппроксимирующей функции для коэффициента $k_2(D)$ рассматривалась степенная зависимость вида $\left(\frac{D}{D_0}\right)$. По результатам сравнения расчетных (полученных по формуле (2) с учетом (3)) и фактических (см. табл. 2) скоростей перехода предложен следующий вид зависимости $k_2(D)$:

$$k_2(D) = \left(\frac{D}{D_0}\right)^{0,2}, \quad (4)$$

где $D_0 = 0,035$ м.

Необходимо отметить, что предлагаемые корректирующие коэффициенты $k_1(\theta)$ и $k_2(D)$ оказывают заметное влияние на расчетные значения скоростей перехода. В качестве иллюстрации на рис. 5 приведены результаты расчетов восходящего участка трубопровода,

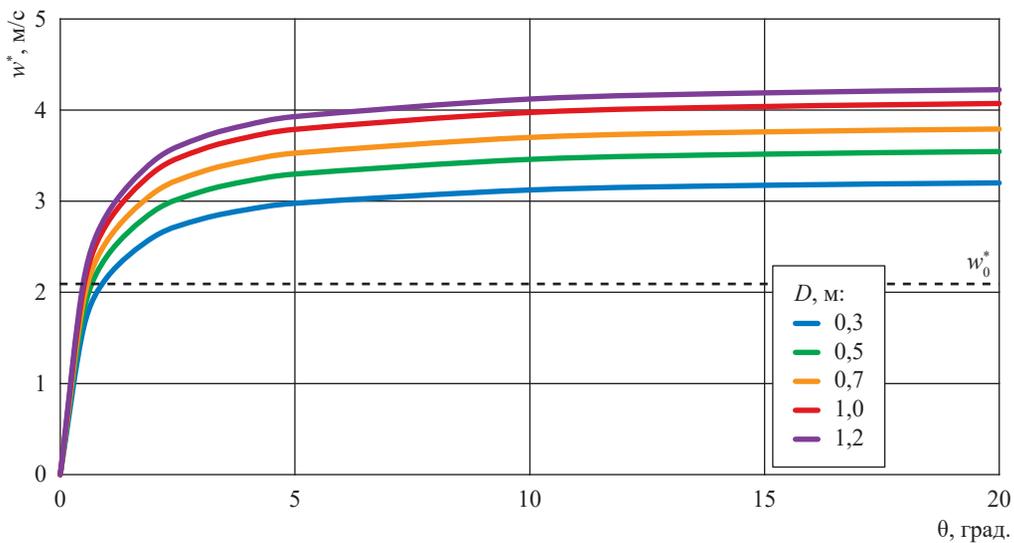


Рис. 5. Влияние угла наклона и диаметра трубопровода на скорость перехода для различных диаметров трубопроводов

выполненных с учетом (сплошные линии) и без учета (пунктир) его геометрических параметров.

Сравнение представленных на рис. 5 данных показывает, что при $\theta > 0,5^\circ$ отсутствие явного учета геометрических параметров трубопровода приводит к недооценке скорости перехода от режима накопления к режиму выноса. Разность значений w^* и w_0^* увеличивается с ростом θ и D и для отдельных участков трубопроводов ЧНГКМ может составлять до 1,7 м/с. Сравнение результатов расчетов с фактическими режимами (см. табл. 2) работы трубопроводов также показало, что использование предлагаемых корректирующих коэффициентов $k_1(\theta)$ и $k_2(D)$ позволило уменьшить среднюю относительную погрешность определения скорости перехода по методике «ВНИИГАЗ» с 21 до 10 %.

Таким образом, апробация методик гидродинамического расчета в условиях ЧНГКМ показала, что для расчета движения двухфазных газоконденсатных потоков в рельефных трубопроводах могут быть рекомендованы методики TUFFP Unified 2-Phase, OLGA 2-Phase,

OLGA 3-Phase, использующие механистический подход, а из эмпирических моделей – методика «ВНИИГАЗ». Применение эмпирических методик Beggs–Brill и Mukherdji–Brill не позволило корректно определить режимы течения газоконденсатной смеси и привело к существенной недооценке объемов накопления жидкости и гидростатических потерь давления в промышленных трубопроводах месторождения. Данные методики ориентированы на более высокие содержания жидкости в составе потока, и их использование в условиях газовых и газоконденсатных месторождений может приводить к высоким погрешностям результатов расчета.

Анализ результатов апробации также показал, что при определении режимов течения газожидкостного потока по методике «ВНИИГАЗ» целесообразно в явном виде учитывать уклон и диаметр трубопровода. Разработаны корректирующие коэффициенты, позволяющие учесть влияние данных параметров на границы режимов течения. Применение предложенного уточнения методики «ВНИИГАЗ» в условиях ЧНГКМ обеспечило снижение погрешности определения перехода от режима накопления к режиму выноса жидкости с 21 до 10 %.

Список литературы

1. Николаев О.В. Экспериментальное изучение содержания жидкой фазы в лифтовых трубах в условиях эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений / О.В. Николаев, С.А. Бородин, В.М. Пищухин и др. // Вести газовой науки: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20). – С. 89–96.
2. Al-Sarkhi A. Upscaling modeling using dimensional analysis in gas–liquid annular and stratified flows / A. Al-Sarkhi, V. Duc, C. Sarica et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – № 137. – С. 240–249.
3. Pavlov A. Experimental studies of ESP performance with two-phase fluids with live viscous oils: technical report / A. Pavlov, W. Salas. – Offshore operator committee, June 2019. – С. 1–7.
4. Петров В.Н. Многофазные испытательные стенды газожидкостных смесей: метрология, моделирование, подобие / В.Н. Петров, Ю.К. Евдокимов, С.Л. Малышев и др. – Казань: КНИТУ, 2020. – 136 с.
5. Brustur A. Multiphase flow in pipelines: an analysis of the influence of empirical correlations on mechanistic models: Thesis for the degree of master of chemical engineering / A. Brustur. – Bentley, Perth, Western Australia: Curtin University, 2014. – 241 с.
6. Al-Safran E.M. Applied multiphase flow in pipes and flow assurance oil and gas production / E.M. Al-Safran, J.P. Brill. – Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2017. – 689 с.
7. Ротов А.А. Совершенствование гидродинамического моделирования промысловых газосборных сетей, транспортирующих газожидкостные смеси: дисс. ... канд. тех. наук / А.А. Ротов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 117 с.
8. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
9. Цветков А.В. Обоснование минимально необходимых скоростей движения газа в промысловых трубопроводах, обеспечивающих предотвращение скопления жидкости / А.В. Цветков, В.О. Струговец, В.Н. Абрашов и др. // Газовая промышленность. – 2021. – № 9 (821). – С. 60–68.
10. Ротов А.А. Актуальные вопросы проектирования и эксплуатации промысловых газосборных сетей на новых месторождениях / А.А. Ротов, В.А. Истомин // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. – № 4 (56): Актуальные вопросы добычи газа. – С. 110–119.
11. Petalas N. A mechanistic model for multiphase flow in pipes / N. Petalas, K. Aziz // Journal of Canadian petroleum technology. – 2000. – № 6 (39). – С. 43–55.
12. Fan Y. Onset of liquid-film reversal in upward-inclined pipes / Y. Fan, E. Pereyra, C. Sarica // SPE Journal. – 2018. – Октябрь. – С. 1–18.
13. Fan Y. Analysis of flow pattern transition from segregated to slug flow in upward inclined pipes / Y. Fan, E. Pereyra, C. Sarica et al. // International Journal of Multiphase Flow. – 2019. – № 115. – С. 19–39.

Approbating procedures for hydrodynamic calculations of gas-liquid flows in field pipelines of Chayanda oil-gas-condensate field

A.A. Rotov^{1*}, V.A. Istomin¹, T.V. Cheltsova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article presents the results of the operating modes modeling for in-field pipelines at the Chayanda oil and gas condensate field using various hydrodynamic calculation techniques. The simulation results are compared with actual operating conditions. Calculation methods for correct determination of the gas-liquid flow regimes and pressure drop in long relief pipelines have been identified. New correction coefficients have been suggested for a VNIIGAZ calculation method to take into account the influence of the slope and diameter of the in-field pipeline on the flow regimes of the gas-liquid mixture.

Keywords: gas collection network, in-field pipeline, angle of inclination, diameter of pipeline, gas-liquid mixture, hydrodynamic calculation, flow regimes.

References

1. NIKOLAYEV, O.V., S.A. BORODIN, V.M. PISHCHUKHIN et al. Experimental study of the fluid phase content in lift pipes in the conditions of well operation at the latest gas field development stage [Eksperimentalnoye izucheniye sodержaniya zhidkoy fazy v liftovykh trubakh v usloviyakh ekspluatatsii skvazhin na pozdney stadia razrabotki gazovykh mestorozhdeniy]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 89–96. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. AL-SARKHI, A., V. DUC, C. SARICA et al. Upscaling modeling using dimensional analysis in gas–liquid annular and stratified flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, no. 137, pp. 240–249, ISSN 0920-4105.
3. PAVLOV, A., W. SALAS. *Experimental studies of ESP performance with two-phase fluids with live viscous oils: technical report*. Offshore operator committee, June 2019, pp. 1–7.
4. PETROV, V.N., Yu.K. YEVDOKIMOV, S.L. MALYSHEV et al. *Multiphase stands for testing gas-liquid mixtures: metrology, simulation, similarity* [Mnogofaznyye ispytatelnyye stendy gazozhidkostnykh smesey: metrologiya, modelirovaniye podobiye]. Kazan: Kazan National Research Technological University, 2020. (Russ.).
5. BRUSTUR, A. *Multiphase flow in pipelines: an analysis of the influence of empirical correlations on mechanistic models*. Master's thesis (chemical engineering). Bentley, Perth, Western Australia: Curtin University, 2014.
6. AL-SAFRAN, E.M., J.P. BRILL. *Applied multiphase flow in pipes and flow assurance oil and gas production*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2017.
7. ROTOV, A.A. *Perfecting hydrodynamic modelling of the field gas collecting network aimed at transportation of gas-liquid mixtures* [Sovershenstvovaniye gidrodinamicheskogo modelirovaniya promyslovykh gazosbornykh setey, transportiruyushchikh gazozhidkostnyye smesi]. Candidate's thesis (engineering). Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2013. (Russ.).
8. GRITSENKO, A.I., O.V. KLAPCHUK, Yu.A. KHARCHENKO. *Hydrodynamics of gas-liquid mixtures in wells and pipelines* [Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i truboprovodakh]. Moscow: Nedra, 1994. (Russ.).
9. TSVETKOV, A.V., V.O. STRUGOVETS, V.N. ABRASHOV et al. The rationale for the minimum required gas velocities in field pipelines to prevent fluid accumulation [Obosnovaniye minimalno neobkhodimyykh skorostey dvizheniya gaza v promyslovykh truboprovodakh, obespechivayushchikh predotvrashcheniye skopleniya zhidkosti]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2021, no. 9 (821), pp. 60–68, ISSN 0016-5581. (Russ.).
10. ROTOV, A.A., V.A. ISTOMIN. Topical challenges in design and operation of gas-collecting networks at new fields [Aktualnyye voprosy proyektirovaniya i ekspluatatsii promyslovykh gazosbornykh setey na novykh mestorozhdeniyakh]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2023, no. 4: Topical issues of gas production, pp. 110–119. ISSN 2306-8949. (Russ.).
11. PETALAS, N., K. AZIZ. A mechanistic model for multiphase flow in pipes. *Journal of Canadian petroleum technology*, 2000, no. 6 (39), pp. 43–55, ISSN 0021-9487.
12. FAN, Y., E. PEREYRA, C. SARICA. Onset of liquid-film reversal in upward-inclined pipes. *SPE Journal*, 2018, October, pp. 1–18, ISSN 1086-055X.
13. FAN, Y., E. PEREYRA, C. SARICA et al. Analysis of flow pattern transition from segregated to slug flow in upward inclined pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 2019, vol. 115, pp. 19–39, ISSN 0301-9322.

УДК 553.982.2

Оптимальный выбор поверхностно-активных веществ и их концентрации в растворах для интенсификации добычи нефти

В.Г. Виноградов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 11
E-mail: Vladimir.G.Vinogradov@lukoil.com

Ключевые слова:

нефть,
пласт,
вскрытие,
буровая жидкость,
полимер.

Тезисы. Правильно разработанный буровой раствор и точный контроль его свойств необходимы для предотвращения проблем с повреждением пласта, которые затрудняют его вскрытие и добычу полезных ископаемых. Особую актуальность данная проблематика имеет для глубоких залежей нефти, которые характеризуются низкой проницаемостью пород-коллекторов, наличием трещиноватых пластов с плохими физическими свойствами, неопределенной апертурой трещин и сильной неоднородностью. Буровой раствор — это первая жидкость, не являющаяся коренной, которая контактирует с пластом и, следовательно, заключает в себе угрозу нанесения ущерба его проницаемости. Ключевым моментом в борьбе с повреждениями пласта считается минимизация зоны вторжения. Таким образом, критически важными показателями эффективности бурового раствора для нефтяных пластов являются специальные неповреждающие продукты, а также уменьшенное проникновение частиц и жидкостей. В статье рассмотрена эффективность применения бурового раствора на водной основе для вскрытия нефтяных пластов на примере месторождения Гавар в Саудовской Аравии. В частности, приведены результаты экспериментов по статическому и динамическому повреждению пласта. Кроме того, обозначены перспективы использования буровых жидкостей с квадратполимером, который имеет высокие фильтрационные характеристики.

По мере того, как эксплуатация традиционных мировых запасов углеводородов переходит на среднюю и позднюю стадии, количество глубоких и сверхглубоких скважин для разработки месторождений нефти и газа высокой плотности резко возросло. Коллекторы, залегающие ниже 4500 м, содержат богатые ресурсы и представляют собой один из важнейших объектов разработки в нефтяной промышленности. В мире на глубинах 4500...8103 м эксплуатируются более 1000 месторождений нефти и газа, содержащих огромное количество извлекаемых ресурсов [1].

Однако в большинстве своем на таких глубинах коллекторы находятся в сложных геологических условиях, отличаясь спецификой поровых структур и характеристик потока. Из-за глубокого залегания, напряженных условий в пласте, высоких температуры и давления, а также повышенной солености пластовой воды бурение скважин в таких резервуарах очень трудоемко и дорого [2]. Также, несмотря на наличие различных технологий и методов извлечения и увеличения добычи нефти из глубоких залежей, необходимо принимать во внимание особенности породы и химические характеристики флюидов, чтобы предотвратить серьезное повреждение пласта при бурении залежи.

Традиционные геологические теории, теории просачивания и инженерные методы неприменимы для разработки этих низкопроницаемых коллекторов, и скважины, пробуренные в них, часто дают нефть и газ с очень низким дебитом. Так, первичное вскрытие продуктивных пластов традиционными методами с применением глинистых буровых растворов на водной основе в большинстве случаев приводит к загрязнению призабойной зоны пласта твердой фазой и фильтратом. Это ведет к ухудшению коллекторских свойств пласта, что, в свою очередь, увеличивает сроки проведения и стоимость работ по освоению скважин или делает невозможным обеспечение промышленного притока пластовых флюидов в скважину [3].

Развитие науки и техники, особенно за последние два десятилетия, привело к тому, что из биополимеров и синтетических полимеров были разработаны жидкости для вскрытия пластов, которые имеют множество применений, таких как снижение водоотдачи, улучшение вязкости и стабильности суспензии. Эксперименты свидетельствуют о том, что в качестве буровых растворов подобные жидкости более стабильны при высоких температурах, имеют меньшую химическую концентрацию, не подвержены деформационным повреждениям и не приводят к непроизводительной трате времени [4]. В данном контексте изучение возможностей применения высокоэффективных систем бурового раствора, совместимых с пластом, которые способны успешно снизить его повреждение за счет минимизации проникновения жидкости в пласт, представляет собой актуальное и перспективное направление научных исследований, что и предопределило выбор темы данной статьи.

Факторы, которые влияют на изменение фильтрационных характеристик продуктивных пластов в пристволенной зоне при вскрытии пород-коллекторов в процессе бурения скважины, рассматривают в своих трудах В.И. Никитин, А.Е. Коновалова, Д.А. Климанова, А.А. Розенбуш, Д.С. Алябьев, С.В. Попов, Е.Д. Исаев, Л. Шан, Б. Гуо, С. Цай, Й. Денг, Дж. Сан, Р. Ванг. Описание результатов экспериментов, направленных на изучение вторжения фильтрата и динамического повреждения буровых растворов на нефтяной основе, можно встретить в работах Б.М. Холбаева, Б.А. Комилова, М.В. Двойникова, Д.И. Сидоркина, С.Л. Юртаева, Р.А. Зиеренберга, Г.О. Фридлейвссона, В.А. Элдера, П. Шиффмана. Высоко оценивая имеющиеся на сегодняшний день наработки, следует отметить, что ряд вопросов в рассматриваемой предметной плоскости остается открытым. В частности, отдельного внимания заслуживают задачи анализа влияния современных биополимеров на водоотдачу и снижение повреждения пласта по сравнению с безглинистым, содержащим крахмал буровым раствором. Также в уточнении нуждаются факторы влияния бурового раствора на защиту трещиноватых коллекторов. Таким образом, задача статьи состоит в анализе эффективности промывочных жидкостей для первичного вскрытия продуктивных нефтяных пластов.

Данные промышленных и лабораторных исследований свидетельствуют, что при вскрытии продуктивных пластов бурением в зависимости от их проницаемости дисперсная фаза промывочной жидкости может играть двойную роль: положительную, ограничивая проникновение фильтрата в пласт при проницаемости последнего менее $0,25 \dots 0,28$ мкм², и отрицательную – при большей проницаемости пласта [5]. Согласно результатам экспериментов, фильтраты буровых растворов на водной основе способны вызывать гидратацию и набухание глин в пласте, уменьшая пропускную способность нефтяного потока и даже вызывая закупорку. Некоторые поверхностно-активные вещества в буровых растворах и растворах для заканчивания скважин могут повлечь за собой изменение смачиваемости породы пласта от гидрофильной до олеофильной, что влияет на распределение и приток нефти. Кроме того, достаточно часто возникают ситуации, когда происходит блокирование воды из-за капиллярного эффекта микропор и микротрещин в карбонатных пластах. Отдельный акцент необходимо сделать на том, что буровые растворы обычно щелочные, а щелочной раствор с водородным показателем (рН), превышающим критическое значение, может привести к высвобождению мелких частиц, что, в свою очередь, приведет к закупорке пор [6]. Таким образом, механизм повреждения нефтяного коллектора сложен и требует тщательного изучения до начала буровых работ.

Для эффективного вскрытия продуктивных нефтяных пластов в настоящее время испытания проходят высокомолекулярные полимеры, в том числе ксантановая камедь, полианионная целлюлоза и полиакриламид.

Рассмотрим более детально механизмы повреждения пласта, а также возможности оптимизации бурового раствора с низким уровнем повреждения пласта, что позволит максимально высвободить производительность при последующих производственных операциях. Для этого используем данные о месторождении Гавар, которое расположено на Ближнем Востоке (Саудовская Аравия). Его основным резервуаром является карбонатная формация. Породы-коллекторы месторождения в основном состоят из доломита (87...93 %, в среднем 90,25 %), ангидрита (3...8 %, в среднем 5,5 %), а также глинистых минералов (1,25 %), кварца (в среднем 1 %) и др. в очень небольших

количествах. Более детально минеральный состав приведен в табл. 1.

Изучение микроструктуры свидетельствует о том, что в породах-коллекторах имеются трещины глубиной 2991,5 м и шириной от 6,7 до 17,2 мкм. Также в пласте присутствуют поры, наблюдается относительно плотная цементация образца породы с развитием межзерновых пор, помимо этого, зафиксировано наличие большого количества интерстициальных материалов, в основном цементов. Поры в основном межкристаллические и межкристаллические растворенные с неравномерным распределением и плохой связностью.

Результаты анализа ртутных инъекций и газовой проницаемости образцов пластовых пород на разных глубинах приведены в табл. 2. Они свидетельствуют, что пористость пласта и радиус горла пор сильно различаются на разных глубинах, но в целом матрица относительно плотная, а распределение пор по размерам, влияющее на проницаемость, в основном лежит в диапазоне 1,7...0,15 мкм. Таким образом, может существовать потенциальное повреждение, связанное с блокированием воды.

В процессе эксперимента, который проводился компанией Anton Oilfield Services Group,

Iraq Branch, принимая во внимание характеристики пласта, применяли следующую рецептуру бурового раствора на водной основе, % масс.: вода + 1,6 FLO (восстановитель фильтра) + 0,5 модифицированной ксантановой камеди (вискозификатор) + 0,5 PAC (восстановитель фильтра) + 3 KCl (ингибитор сланцеобразования) + 6,5 кислоторастворимого временного тампонажного агента + 1 JLX (смазка) + 0,3 HAR (антиводоблокирующий агент). Плотность бурового раствора регулировалась с помощью формиата натрия, а pH с помощью NaOH доводился до 9,5.

Основные свойства бурового раствора до и после 16 ч горячей прокатки при 120 °С были проверены. Результаты проверки (табл. 3) свидетельствуют, что буровой раствор обладал средними реологическими свойствами до и после горячей прокатки, а соотношение точки текучести и пластической вязкости было выше 0,5, что способствовало суспендированию и переносу временных тампонажных агентов и сланцевого шлама. Коэффициент смазки составил 0,094, и смазочные свойства были хорошими.

Результаты экспериментов по статическому и динамическому разрушению образцов

Таблица 1

Минеральный состав, %, пород-коллекторов месторождения Гавар

Глубина, м	Кварц	Плагиоклаз	Кальцит	Доломит	Халит	Ангидрит	Глина
3931,7	1	1	–	91	–	4	1
3948,7	1	1	–	93	–	2	1
3966,3	1	1	–	87	1	7	2
3968,9	1	1	2	90	–	6	1

Таблица 2

Результаты испытаний характеристик пористости и проницаемости пород-коллекторов месторождения Гавар

Глубина, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Радиус горла поры, мкм		
			максимальный	средний	эффективный
3917,1	5,7	0,8	0,955	0,216	0,9...0,14
3948,0	7,4	0,2	1,403	0,319	1,7...0,15
3956,9	18,6	55,5	5,963	2,837	6,1...2,6

Таблица 3

Основные свойства бурового раствора

Состояние	Кажущаяся вязкость, мПа·с	Пластическая вязкость, мПа·с	Точка текучести, Па	Прочность геля, Па	pH	Коэффициент смазывания
До горячей прокатки	40,2	25,8	13,9	3,6/7,9	10	
После горячей прокатки	27,3	19,1	9,6	2,4/4,4	9,6	0,094

пластового керна приведены в табл. 4. В статических и динамических условиях обратная проницаемость керна достигла 67,14 и 72,45 % соответственно, после того как торцевая поверхность образца керна на входе была срезана на 0,85 см. Результаты показывают, что буровой раствор недостаточно эффективно создает временный тампонажный слой на поверхности скважины, в результате чего может наблюдаться проникновение фильтрата в пласт-коллектор.

На основании имеющихся достижений химической промышленности, по мнению автора, для улучшения фильтрационных характеристик на данном месторождении целесообразно в качестве альтернативы использовать буровую жидкость с квадриполимером, который синтезирован с использованием 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, акриламида, стиролсульфоната натрия и диметилдиаллилхлорида аммония.

На рисунке представлены результаты выполненных методом API экспериментов фильтрации (FL_{API}) квадриполимера и целлюлозно-го полимера (Drispac) с добавлением солевого

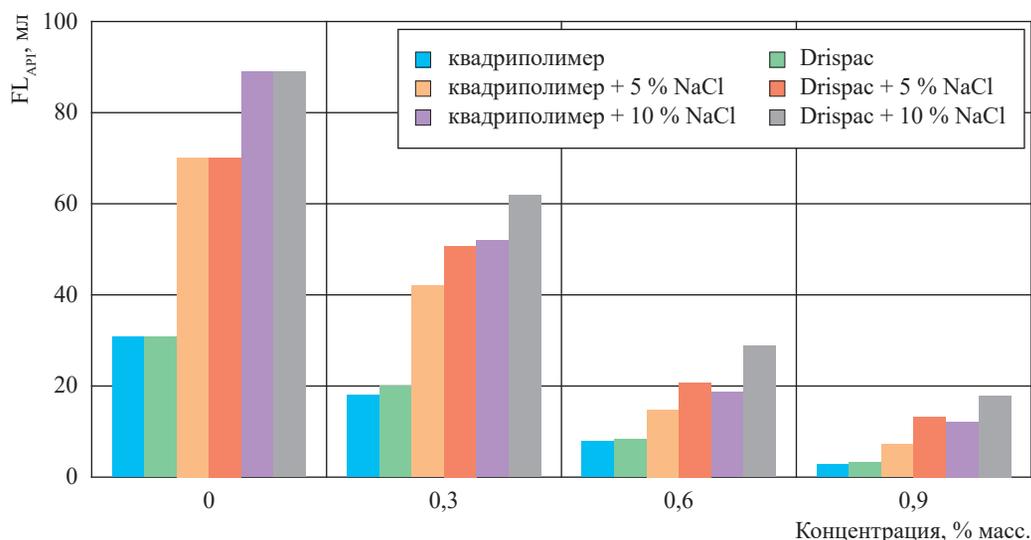
раствора. Опыты проводились при давлении 0,7 МПа и комнатной температуре.

Рисунок свидетельствует, что при увеличении дозировки полимера с 0 до 0,9 % масс. наблюдается резкое снижение FL_{API} как пресных, так и соленых образцов жидкости. Во-первых, в деионизированной воде FL_{API} квадриполимера и Drispac в концентрации 0,9 % масс. снижается до 3 и 3,5 мл соответственно. Эти два полимера обладают примерно одинаковой способностью контролировать потери при фильтрации в пресной воде. Аналогично в растворе электролита изменения фильтрационных потерь также имеют тенденцию к снижению с увеличением концентрации полимера, но их объемы значительно выше, чем в пресной воде. Это объясняется тем, что молекулярные цепи полимера не могут быть полностью растянуты в соленой воде, в результате чего между молекулами возникают силы отталкивания и образуется высокопроницаемый фильтрационный слой [7]. Несмотря на это, по сравнению с FL_{API} солевой системы, содержащей Drispac в концентрации 0,9 % масс.,

Таблица 4

Результаты экспериментов по статическому и динамическому повреждению пласта

Состояние	Начальная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Конечная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Обратная проницаемость, %	Метод удаления пробок
Статическое	3,132	2,715	67,14	Отсечение закупоривающего слоя
	4,465	3,619	73,12	Жидкость для заканчивания
Динамическое	3,612	3,612	72,45	Отсечение тампонажного слоя
	5,003	4,410	67,01	Жидкость для заканчивания



Влияние солености и полимеров на фильтрационные свойства бурового раствора

FL_{AP1} бурового раствора с квадриполимером можно контролировать в пределах 12,5 мл. Это позволяет заключить, что квадриполимер обладает лучшими свойствами контроля потерь при фильтрации в соляном буровом растворе.

Подводя итоги, отметим, что проблема качественного вскрытия продуктивных пластов является особенно актуальной при строительстве

скважин, которые находятся на большой глубине и для которых характерны низкая проницаемость пород-коллекторов. В процессе исследования рассмотрена эффективность применения бурового раствора на водной основе для вскрытия нефтяных пластов на примере месторождения Гавар. Также обозначены перспективы использования буровых жидкостей с квадриполимером, который имеет улучшенные фильтрационные характеристики.

Список литературы

1. Липатов Е.Ю. Исследования влияния буровых промывочных жидкостей на продуктивные пласты юрских отложений / Е.Ю. Липатов, Н.Р. Кривова, Х.Н. Курбанов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 1 (337). – С. 42–48.
2. Guo X. Formation protection method of oil-based drilling fluid for deep fractured tight gas reservoir / Xiao Guo, Peng Xu // Energy Science & Engineering. – 2020. – Т. 8. – № 10. – С. 76–81.
3. Anwar A. Applications of emerging nanomaterials in drilling fluids / Ahmed Anwar, Pervaiz Erum // Chemistry Select. – 2022. – Т. 7. – № 43. – С. 113–119.
4. Никитин В.И. Анализ результатов эксперимента по определению насыщенности фильтратом промывочной жидкости образца кернового материала / В.И. Никитин, О.А. Нечаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 2 (338). – С. 11–13.
5. Парфирьев В.А. Обоснование выбора типа бурового раствора для первичного вскрытия терригенного коллектора Хамакинского горизонта / В.А. Парфирьев, В.П. Овчинников, И.В. Дружинина и др. // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т. 21. – № 3. – С. 6–16.
6. Никитин В.И. Влияние подвижности фильтрата буровой промывочной жидкости на глубину его проникновения в нефтенасыщенный пласт / В.И. Никитин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 11 (347). – С. 29–31.
7. Zhang Yu. Microbial community composition in deep-subsurface reservoir fluids reveals natural interwell connectivity / Yuran Zhang, Anne E. Dekas // Water Resources Research. – 2019. – Т. 56. – № 2. – С. 90–99.

Analysis of efficiency of washing fluids for primary penetration of productive oil reservoirs

V.G. Vinogradov

LUKOIL-Engineering LLC, Bld. 11, Oktyabrskaya street, Ukhta, The Komi Republic, 169330, Russian Federation
E-mail: Vladimir.G.Vinogradov@lukoil.com

Abstract. A properly designed drilling fluid and accurate control of its properties are essential to prevent formation damage problems that make it difficult to penetrate and extract minerals. This problem is particularly relevant to deep oil reservoirs, which are characterized by low permeability of reservoir rocks, fractured formations with poor physical properties, uncertain fracture aperture and strong heterogeneity. Drilling mud is the first non-rock fluid that comes in contact with the reservoir, and thus it encapsulates the threat of permeability damage. The key to controlling formation damage is to minimize the zone of invasion. Thus, the non-damaging specialty products and reduced particle and fluid penetration are critical indicators of drilling fluid performance for oil reservoirs. In this article, the effectiveness of water-based drilling mud for oil reservoir penetration is examined for a case of the Ghawar Field. In particular, the results of experiments on static and dynamic formation damage are given. In addition, the prospects of using drilling fluids with quadripolymer, which has higher filtration characteristics, are outlined.

Keywords: oil, reservoir, penetration, drilling fluid, polymer.

References

1. LIPATOV, Ye.Yu., N.R. KRIVOVA, Kh.N. KURBANOV. Research of the influence of drilling washing fluids on productive formations of the Jurassic deposits [Issledovaniye vliyaniya burovyykh promyvochnyykh zhidkostey na produktivnyye plasty yurskikh otlozheniy]. *Stroutelstvo Neftyanyykh i Gazovyykh Skvazhin na Sushe i na More*, 2021, no. 1 (337), pp. 42–48, ISSN 0130-3872. (Russ.).
2. GUO, X., P. XU. Formation protection method of oil-based drilling fluid for deep fractured tight gas reservoir. *Energy Science & Engineering*, 2020, vol. 8, no. 10, pp. 76–81, ISSN 2050-0505.
3. ANWAR A., P. ERUM. Applications of emerging nanomaterials in drilling fluids. *Chemistry Select*, 2022, vol. 7, no. 43, pp. 113–119, ISSN 2365-6549.
4. NIKITIN, V.I., O.A. NECHAYEVA. Analysis of the results of the experiment carried out to determine the saturation by the filtrate of the drilling fluid of the core sample [Analiz rezultatov eksperimenta po opredeleniyu nasyshchennosti filtratom promyvochnoy zhidkosti obraztza kernovogo materiala]. *Stroutelstvo Neftyanyykh i Gazovyykh Skvazhin na Sushe i na More*, 2021, no. 2 (338), pp. 11–13. ISSN 0130-3872. (Russ.).
5. PARFIRYEV, V.A., V.P. OVCHINNIKOV, I.V. DRUZHININA et al. Substantiation of selection of drilling mud type for initial opening of Khamakinsky horizon terrigenous reservoir [Obosnovaniye vybora tipa burovogo rastvora dlya pervichnogo vskrytiya terrigennoy kolektora Khamakinskogo gorizonta]. *Neftegazovoye Delo*, 2023, vol. 21, no. 3, pp. 6–16, ISSN 2073-0128. (Russ.).
6. NIKITIN, V.I. Influence of drilling fluid filtrate mobility on the depth of its penetration into an oil-saturated reservoir [Vliyaniye podvizhnosti filtrate burovoy promyvochnoy zhidkosti na glubinu yego proniknoveniya v neftenasyshchenny plast]. *Stroutelstvo Neftyanyykh i Gazovyykh Skvazhin na Sushe i na More*, 2021, no. 11 (347), pp. 29–31, ISSN 0130-3872. (Russ.).
7. ZHANG, Yu., A.E. DEKAS. Microbial community composition in deep-subsurface reservoir fluids reveals natural interwell connectivity. *Water Resources Research*, 2019, vol. 56, no. 2, pp. 90–99, ISSN 0043-1397.

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ГАЗОПРОВОДОВ

УДК 622.692.48-047.44

Применение акустической системы обнаружения утечек для выявления механических воздействий на грунт в охранной зоне газопровода

А.В. Ямкин^{1*}, А.С. Маслов¹

¹ ООО «Газпром трансгаз Томск», Российская Федерация, 634029, г. Томск, пр-т Фрунзе, д. 9

* E-mail: A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

Ключевые слова: магистральный газопровод, охранная зона, аэроакустический мониторинг, механические воздействия на грунт.

Тезисы. Актуальность работ связана с необходимостью охраны газопроводов от преднамеренных и непреднамеренных воздействий, исключения повреждений при земляных работах и выявления движения техники в охранной зоне. Авторы оценили эффективность выявления механических воздействий на грунт в охранной зоне газопровода с помощью акустической системы обнаружения утечек и сопровождения внутритрубных устройств в газопроводах, регистрирующей аэроакустические колебания, распространяющиеся внутри газопровода с частотой до 20 Гц. Основным методом исследований являлся аэроакустический мониторинг с использованием сети распределенных датчиков, установленных на газопроводе. В результате работ показана возможность регистрации факта и определения местоположения механических воздействий на грунт с использованием акустической системы обнаружения утечек. При этом система в автоматическом режиме определяла движение пешеходов и техники, а также проведение земляных работ в пределах охранной зоны газопровода на разных расстояниях от его оси. В отсутствие механических воздействий на грунт в охранной зоне газопровода ложное срабатывание системы было выявлено только в момент заполнения газом байпаса на крановом узле.

Полученные результаты показали возможность применения акустической системы обнаружения утечек для мониторинга газопроводов с целью охраны газопровода от преднамеренных и непреднамеренных воздействий, предупреждения повреждений при земляных работах и выявления движения техники в их охранной зоне.

Актуальность работ связана с необходимостью охраны газопроводов от преднамеренных и непреднамеренных воздействий, исключения повреждений при земляных работах и выявления движения техники в охранной зоне, ставших причиной 44 % аварий на объектах магистральных трубопроводов, а также на объектах газораспределения и газопотребления в 2019–2020 гг. [1, 2]. Для своевременного выявления данных видов воздействия может использоваться акустическая система обнаружения утечек и сопровождения внутритрубных устройств в газопроводах (АСОУ). Принцип работы АСОУ основан на регистрации и обработке аэроакустических колебаний в частотном диапазоне до 20 Гц, распространяющихся в газовой среде внутри газопровода. Предпосылкой к проведению исследования послужило сходство амплитудно-частотных характеристик аэроакустических сигналов от утечек и механических воздействий на трубу [3, 4].

Воздействия на грунт вызывают акустические колебания в газопроводе с частотой до 150 Гц. При удалении источника акустических колебаний в грунте от оси газопровода регистрируются преимущественно низкочастотные колебания [5]. При внешних механических воздействиях на газопровод 99 % энергии аэроакустических колебаний, распространяющихся в газе, сосредоточены в диапазоне частот до 100 Гц [6]. Акустические колебания с частотой до 20 Гц распространяются на большие расстояния, поскольку скорость их затухания мала.

С целью оценки возможности обнаружения механических воздействий на грунт в охранной зоне газопровода за счет регистрации аэроакустических колебаний, распространяющихся в газе, авторами проведены испытания АСОУ. Протестированная АСОУ представлена на рынке, включена в реестр инновационной продукции ПАО «Газпром» и успешно применяется для обнаружения утечек и сопровождения внутритрубных устройств.

Испытания проводились на участке магистрального газопровода диаметром 1000 мм при давлении 28 атм (рис. 1). Охранная зона газопровода составляла по 25 м от оси трубы с каждой стороны. При испытаниях система была в той же конфигурации и с теми же настройками, как при обнаружении утечек и сопровождении внутритрубных устройств. В состав системы входило следующее оборудование: акустические датчики, установленные в количестве 10 штук на участке газопровода длиной 42 км и предназначенные для первичного преобразования сигнала; блок обработки и передачи сигнала; компьютер для контроля и управления системой; программное обеспечение и канал связи. Механические воздействия регистрировались в автоматическом режиме. На автоматизированное рабочее место диспетчера выводились время воздействия, а также линейные и географические координаты места воздействия.

В ходе испытаний оценивались такие типы механических воздействий, как движение пешехода, движение автомобиля, работа экскаватора. *Движение пешехода* имитировалось путем перемещения человека массой 80 кг походным шагом над осью газопровода в направлении датчика системы. Ходьба начиналась на расстоянии $L = 50$ м до датчика. *Движение автомобиля* моделировалось путем переезда автомобилем УАЗ оси газопровода в месте № 1 (см. рис. 1) под углом 90° со скоростью 5 км/ч. Езда начиналась и заканчивалась на расстоянии $R = 15$ м от оси газопровода. *Работа экскаватора* моделировалась путем имитации разработки шурфа строительным одноковшовым колесным экскаватором E220W на расстоянии не ближе 0,5 м от образующей газопровода. Выполнялись по пять воздействий с интервалом 3 с в местах № 2, 3 и 4 (см. рис. 1). В каждом месте воздействия осуществлялись по четырем точкам на расстояниях $R = 0,5; 15; 25$ и 30 м от оси газопровода.

В ходе испытаний проверялись возможность выявления факта механических воздействий и точность определения координат этих воздействий на грунт в охранной зоне газопровода, а также время реакции системы. Кроме этого, проверена возможность ложных срабатываний системы при движении вдоль газопровода на расстоянии 150 м от его оси трактора BELARUS-82.1 с прицепленным

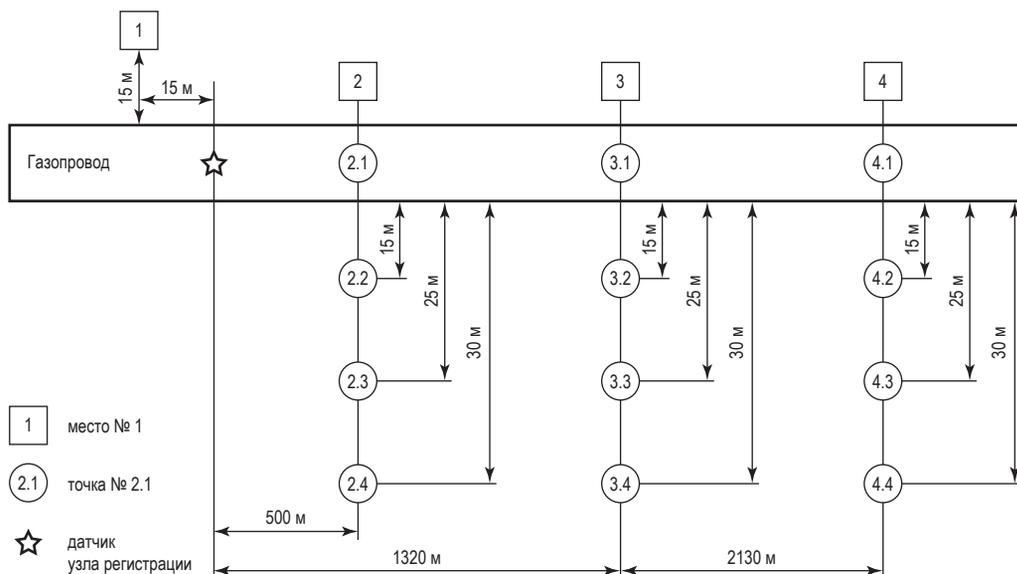


Рис. 1. Схема участка испытаний

механизированным устройством для посева и при технологических переключениях линейных кранов условным диаметром 1000 мм (Ду 1000), а также байпасных кранов (Ду 300) в составе обвязки линейных кранов на расстояниях от 10 до 33 км от датчиков АСОУ.

Для оценки величины сигнала на фоне шума рассматривалось отношение сигнала к шуму (SNR, дБ). Во время испытаний основные мешающие шумы, такие как переключения трубопроводной арматуры и пуск/останов компрессорных станций, были исключены. Основным шумом, на фоне которого необходимо было выделить полезный сигнал, был фоновый шум от работы компрессорных станций, ближайшая из которых находилась на расстоянии 50 км от места проведения исследований. Учитывая, что шум аддитивно взаимодействовал с полезным сигналом,

$$\text{SNR} = 20 \lg \left(\frac{A_c - A_{\text{ш}}}{A_{\text{ш}}} \right), \quad (1)$$

где A_c – среднеквадратичное отклонение (СКО) амплитуды сигнала, отн. ед.; $A_{\text{ш}}$ – СКО амплитуды шума, отн. ед. [7].

СКО амплитуд сигнала и шума (A) за временной интервал, в течение которого проводились испытания, рассчитывали по следующей формуле:

$$A = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{X})^2 \right]^{1/2}, \quad (2)$$

где N – общее количество пиков полезного акустического сигнала (ПАС) или шума; x_i – амплитуда i -го пика ПАС или шума, отн. ед.; \bar{X} – средняя амплитуда ПАС или шума, отн. ед. [7].

Стандартную ошибку среднего (SEM) рассчитывали по формуле

$$\text{SEM} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}, \quad (3)$$

где σ – СКО оцениваемой величины; n – число наблюдений в выборке.

При расчете значений A_c для случаев воздействия движения пешехода и работы экскаватора N ПАС составляли пики с максимальными амплитудами на каждое воздействие, а \bar{X} ПАС являлась средним значением этих пиков. Расчет необходимого количества повторных воздействий производился по методике, описанной А.Ф. Бойко и Е.Ю. Кудениковым [8].

Результаты

Примеры акустограмм, полученных в ходе испытаний, приведены на рис. 2.

При движении пешехода АСОУ зарегистрирован аэроакустический сигнал, до этого отсутствующий (см. рис. 2а). По мере подхода пешехода к датчику системы амплитуда сигналов нарастала с $5,1 \pm 1,1$ отн. ед. на расстоянии $L = 50$ м до $20,3 \pm 2,3$ отн. ед. в непосредственной близости от датчика АСОУ. На рис. 2б показаны возрастание амплитуды аэроакустического сигнала во время движения автомобиля и снижение этой амплитуды по завершении движения. На рис. 2в в левой части представлены резкие возрастания амплитуды аэроакустического сигнала при копании грунта вдоль оси газопровода непосредственно над осью на расстоянии $L = 3450$ м от датчика АСОУ, а в правой части – резкие возрастания амплитуды аэроакустического сигнала, зарегистрированные АСОУ при копании грунта вдоль оси газопровода на расстоянии $L = 3450$ м от датчика АСОУ и на расстоянии $R = 30$ м от оси газопровода. Результаты обработки полученных акустограмм представлены в табл. 1.

Согласно табл. 1 амплитуда ПАС при движении пешехода была в 1,6 раза ниже чем при движении автомобиля. При этом SNR отличалось незначительно. При работе экскаватора над осью газопровода амплитуда ПАС при воздействиях была в 4 раза выше по сравнению с движением пешехода и в 3 раза выше по сравнению с движением автомобиля. Для случая работы экскаватора на расстоянии $R = 30$ м амплитуда ПАС и SNR оказались соответственно в 4 и в 3 раза ниже, чем при работе над осью газопровода. При всех воздействиях максимальная амплитуда наблюдалась на минимальном расстоянии L от датчиков АСОУ. Изменение амплитуды сигнала при изменении R показано на рис. 3.

Приблизительно одинаковый угол наклона прямых относительно оси абсцисс на рис. 3 указывает, что для случаев работы экскаватора и движения автомобиля амплитуда ПАС при изменении R снижалась с сопоставимой скоростью. Так, при увеличении R на 1 м, амплитуда зарегистрированного ПАС снижалась на 0,13 отн. ед. при работе экскаватора, и на 0,15 отн. ед. при движении автомобиля.

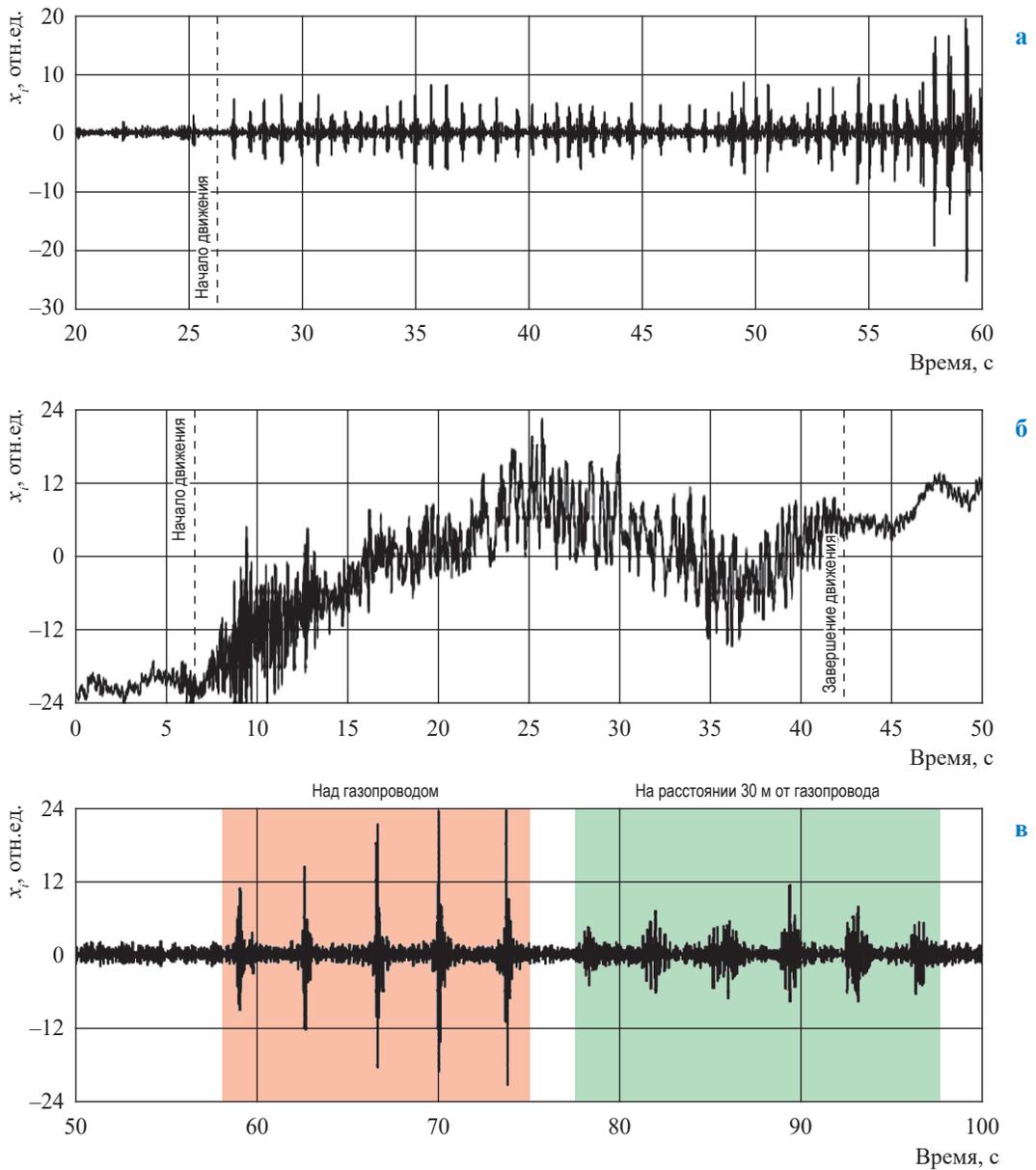


Рис. 2. Акустограммы, полученные записью АСОУ аэроакустических сигналов при механических воздействиях движения пешехода (а), движения автомобиля (б), работы экскаватора (в)

Таблица 1

Результаты обработки акустограмм, полученных при воздействиях движения пешехода, движения автомобиля, работы экскаватора

Тип механического воздействия	Амплитуда ПАС, отн. ед	SNR, дБ	Расстояние от места воздействия, м	
			<i>L</i>	<i>R</i>
Движение пешехода	4,2 ± 0,2	11	0...50	0
Движение автомобиля	6,9 ± 0,7	12	15	0...15
Работа экскаватора	20,5 ± 1,4	17	3450	0
	5,2 ± 0,3	6	3450	30

В целом наблюдаемое снижение амплитуды ПАС может считаться незначительным по сравнению со снижением амплитуды сигнала в аналогичных системах, работающих в диапазоне

более высоких частот. Так, например, в работе И. Шардаковой и др. [5] представлены результаты испытаний системы мониторинга на основе волоконно-оптических акселерометров

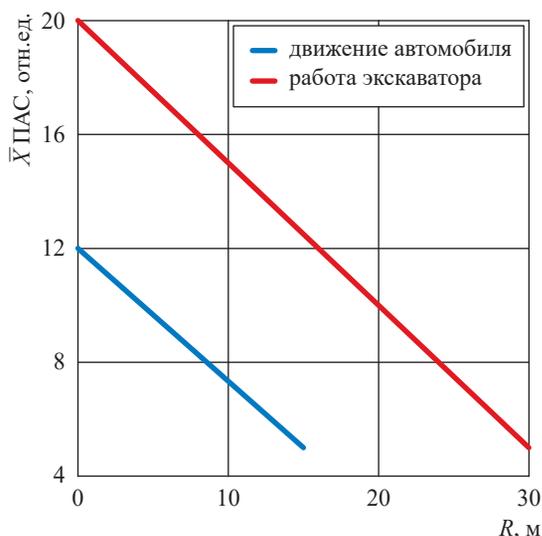


Рис. 3. Изменение амплитуды сигнала при изменении расстояния от места воздействия до оси газопровода

и показано, что амплитуда виброакустического сигнала, распространяющегося по стенке газопровода в частотном диапазоне 50...100 Гц, снижается в среднем в 70 раз при увеличении R до 25 м.

Результаты проверки времени реакции и точности АСОУ при определении координат механических воздействий на грунт в охранной зоне газопровода приведены в табл. 2.

Согласно табл. 2 время реакции АСОУ при выявлении механических воздействий составляло 7,5...12 мин. При движении пешехода и автомобиля координаты воздействий,

определенные АСОУ, совпадали с фактическими координатами воздействий, так как воздействия проводились в непосредственной близости от датчиков АСОУ. При работе экскаватора на расстояниях $L = 3540$ м и $R = 30$ м средняя точность определения АСОУ местоположения (линейных координат) воздействий составляла ± 13 м. Данная точность АСОУ сопоставима с точностью аналогичных систем, работающих по другому принципу. Например, точность определения местоположения механических воздействий (движение автомобиля, перемещение пешехода, копка грунта) в охранной зоне нефтепровода с использованием волоконно-оптической системы составляет ± 10 м [9].

В ходе проверки ложное срабатывание системы было выявлено только при открытии крана на байпасе на крановом узле при отсутствии давления в байпасе. В данном режиме происходит заполнение байпаса газом, что порождает низкочастотный шум в газопроводе, сопоставимый с утечкой газа. Срабатывания системы в ответ на другие воздействия не наблюдалось. При этом следует отметить, что испытания проводились на действующем газопроводе, поэтому имитация всех внешних мешающих шумов, способных вызвать ложное срабатывание системы, не представлялась возможной. Кроме этого, данные испытания были проведены в течение нескольких дней в летний период и не охватывали сезонных изменений, влияющих на уровень акустического шума. Поэтому определение вероятностей

Таблица 2

Время реакции и точность АСОУ при определении координат механических воздействий в охранной зоне газопровода: N – количество повторных воздействий на грунт;

ΔT – среднее время реакции системы на механическое воздействие; t – длительность воздействия; X_0 – фактическая линейная координата механического воздействия;

X – средняя линейная координата механического воздействия, определенная системой;

$\Delta X = X_0 - X$ – среднее отклонение координаты

N	$\Delta T \pm \text{SEM}, \text{ с}$	$t, \text{ с}$	$R, \text{ м}$	$X_0, \text{ м}$	$X \pm \text{SEM}, \text{ м}$	$\Delta X \pm \text{SEM}, \text{ м}$
Движение пешехода, $L \in [0 \text{ м}, 50 \text{ м}]$						
3	402 ± 17	35	0	536795	536795	0
Движение автомобиля, $L = 15 \text{ м}$						
3	204 ± 5	35	0...15	536795	536795	0
Работа экскаватора						
$L = 500 \text{ м}$						
5	484 ± 18	20	0...30	536295	536292 ± 6	13 ± 2
$L = 1330 \text{ м}$						
5	714 ± 21	20	0...30	535464	535467 ± 5	12 ± 1
$L = 3450 \text{ м}$						
5	476 ± 19	20	0...30	533346	533345 ± 2	4 ± 1

ложноположительных и ложноотрицательных срабатываний системы станет направлением дальнейших исследований.

Таким образом, в результате проведенных исследований показана способность АСОУ выявлять и определять местоположение механических воздействий на грунт при движении транспорта и пешеходов, а также при

проведении земляных работ в охранной зоне газопровода. Наряду с ранее проведенными исследованиями [10–12] результаты испытаний подтверждают возможность применения АСОУ для мониторинга газопроводов с целью их защиты от преднамеренных и непреднамеренных воздействий, предупреждения повреждений при земляных работах и выявления движения техники в охранной зоне.

Список литературы

1. Аварийная инновация: в РФ готовят наказание за повреждение газовых объектов // Docslide. – 2022. – <https://nangs.org/news/downstream/avariynaya-innovatsiya-v-rf-gotovyat-nakazanie-za-povrezhdenie-gazovyh-obaektov>.
2. Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору // Docslide. – 2021. – https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports.
3. Lingya M. Leak detection of gas pipelines based on characteristics of acoustic leakage and interfering signals / M. Lingya, L. Cuiwei, F. Liping et al. // *Sound & Vibration*. – 2019. – Т. 53. – № 4. – С. 111–128.
4. Lingya M. Experimental study on leak detection and location for gas pipeline based on acoustic method / M. Lingya, L. Yuxing, W. Wuchang et al. // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2012. – Т. 25. – С. 90–102.
5. Shardakova I. Experimental study of dynamic deformation processes in gas pipeline / I. Shardakova, I. Glota, A. Shestakova et al. // *Procedia Structural Integrity*. – 2020. – Т. 28. – С. 1795–1801.
6. Bernasconi G. Acoustic detection and tracking of a pipeline inspection gauge / G. Bernasconi, G. Giunta // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Т. 194. – № 107549. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107549.
7. Силантьев А.А. Измеритель соотношения сигнал/шум / А.А. Силантьев // *Современные техника и технологии: XVII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Томский политехнический университет, 2011. – С. 245–246.*
8. Бойко А.Ф. Точный метод расчета необходимого количества повторных опытов / А.Ф. Бойко, Е.Ю. Кудеников // *Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова*. – 2016. – № 8. – С. 128–132.
9. Комаров В.А. О структуре системы физической защиты магистральных трубопроводов от преднамеренных угроз / В.А. Комаров, З.В. Семенова, Д.А. Бронников и др. // *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2019. – Т. 19. – № 1. – С. 87–100.
10. Чухарева Н.В. Инфразвуковой мониторинг магистрального газопровода / Н.В. Чухарева, А.М. Ревазов, А.В. Ямкин и др. // *Газовая промышленность*. – 2019. – № 6. – С. 34–40.
11. Ямкин А.В. Обнаружение утечек на магистральном газопроводе методом акустического мониторинга / А.В. Ямкин, М.А. Бубенчиков, С.В. Кирсанов и др. // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2022. – № 1. – С. 88–98.
12. Ямкин А.В. Использование системы инфразвукового мониторинга для сопровождения очистного поршня на магистральном газопроводе / А.В. Ямкин, И.Ю. Морин, М.А. Ямкин и др. // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 216–229.

Application of a leakage detection acoustic system to unmask mechanical attacks to soil in safe zone of a gas pipeline

A.V. Yamkin^{1*}, A.S. Maslov¹

¹ Gazprom Transgaz Tomsk, Bld. 9, prospect Frunze, Tomsk, 634029, Russian Federation

* E-mail: A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

Abstract. Topicality of this work derives from the necessity to safeguard the gas pipelines from the deliberate and undeliberate attacks, to exclude their damaging during excavation works, and to unmask motions of vehicles within a protected zone. Authors have estimated the possibility to discover mechanical impacts to soil nearby a gas pipeline using an acoustic system for detection of leaks and tracking the in-pipe instruments in the gas pipelines. This system registers the stream-acoustic oscillations spreading in a gas pipeline with frequency up to 20 Hz. In the main, the stream-acoustic monitoring on the grounds of a distributed sensor network was applied. Finally, the possibility to register and position this impact to soil using the named system is confirmed. The acoustic system has automatically detected movement of pedestrians and vehicles, as well as excavation within the framework of the protected zone of the pipeline at various distances from its axis. In the absence of the mechanical exposure to soil, a false response of the system has taken place only when a bypass has been filled with gas at block valves.

The acquired results showed possibility to use the examined acoustic system for pipeline monitoring in order to protect them against the deliberate and undeliberate attacks and damages due to excavation, and to unmask motion of the vehicles in their safeguarded zone.

Keywords: trunk gas pipeline, protected zone, stream-acoustic monitoring, mechanical stimulus to soil.

References

1. Emergency innovation – in Russia a punishment for damage of gas facilities is being worked up [Avariynaya innovatsiya: v RF gotovyat nakazaniye za povrezhdeniye gazovykh ob'ektov]. *Docslide* [online]. 2022. Available from: <https://nangs.org/news/downstream/avariynaya-innovatsiya-v-rf-gotovyat-nakazanie-za-povrezhdenie-gazovyh-obaektov>. (Russ.).
2. Annual reports on Rostekhnadzor activities [Godovyie otchety o deyatelnosti Federalnoy sluzhby po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru]. *Docslide* [online]. 2021. Available from: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports. (Russ.).
3. LINGYA, M., L. CUIWEI, F. LIPING et al. Leak detection of gas pipelines based on characteristics of acoustic leakage and interfering signals. *Sound & Vibration* [online], 2019, vol. 53, no. 4, pp. 111–128, ISSN 2693-1443. Available from: file:///C:/Users/A_Stefanova/Downloads/TSP_SV_3835.pdf
4. LINGYA, M., L. YUXING, W. WUCHANG et al. Experimental study on leak detection and location for gas pipeline based on acoustic method. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2012, vol. 25, pp. 90–102, ISSN 0950-4230.
5. SHARDAKOVA, I., I. GLOTA, A. SHESTAKOVA et al. Experimental study of dynamic deformation processes in gas pipeline. *Procedia Structural Integrity*, 2020, vol. 28, pp. 1795–1801, ISSN 2452-3216.
6. BERNASCONI, G., G. GIUNTA. Acoustic detection and tracking of a pipeline inspection gauge. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 194, no. 107549, ISSN 0920-4105. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107549.
7. SILANTYEV, A.A. Signal-noise ratio measuring device [Izmeritel sootnosheniya signal/shum]. In: *Modern machinery and technologies* [Sovremennyye tekhnika i tekhnologii]: XVII International R&D conference of students, postgraduates and young scientists. Tomsk: Tomsk polytechnical university, 2011, pp. 245–246. (Russ.).
8. BOYKO, A.F., Ye.Yu. KUDENIKOV. Accurate method to calculate the necessary number of repeated tests [Tochnyy metod rascheta neobkhodimogo kolichestva povtornykh opytov]. *Vestnik BGTU imeni V.G. Shukhova*, 2016, no. 8, pp. 128–132, ISSN 2071-7318. (Russ.).
9. KOMAROV, V.A., Z.V. SEMENOVA, D.A. BRONNIKOV et al. About the structure of the system of physical protection of main pipelines against intended threats [O strukture sistemy fizicheskoy zashchity magistralnykh truboprovodov ot prednamerennykh ugroz]. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoye i Gornoye Delo*, 2019, vol. 19, no. 1, pp. 87–100, ISSN 2224-9923. (Russ.).
10. CHUKHAREVA, N.V., A.M. REVAZOV, A.V. YAMKIN et al. Infrasonic monitoring of trunk gas pipeline [Infrazvukovoy monitoring magistralnogo gazoprovoda]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. 6, pp. 34–40, ISSN 0016-5581. (Russ.).
11. YAMKIN, A.V., M.A. BUBENCHIKOV, S.V. KIRSANOV et al. Detection of leaks at a trunk gas pipeline via acoustic monitoring [Obnaruzheniye utechek na magistralnom gazoprovode metodom akusticheskogo monitoringa]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2022, no. 1, pp. 88–98, ISSN 2070-6820. (Russ.).
12. YAMKIN, A.V., I.Yu. MORIN, M.A. YAMKIN et al. Use of the system of infrasound monitoring for tracking pipeline cleaning gauge on the main gas pipeline [Ispolzovaniye sistemy infrazvukovogo monitoringa dlya soprovozhdeniya ochistnogo porshnya na magistralnom gazoprovode]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring Georesursov*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 216–229, ISSN 2500-1019. (Russ.).

УДК 620.194.004.94

Моделирование коррозионного растрескивания под напряжением высокопрочных газопроводных труб. Часть 2. Натурные гидравлические испытания труб

И.В. Ряховских^{1*}, М.Ю. Недзвецкий^{1,2}, С.И. Погуляев¹, Р.В. Кашковский¹, А.В. Нищик¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, корп. 3, стр. 12

* E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В работе представлены результаты испытаний трубных стенов, изготовленных из стали класса прочности K65 (зарубежный аналог – X80), внутренним гидравлическим давлением при циклическом и статическом нагружении. Режим циклических испытаний назначался на основе данных о режимах эксплуатации магистрального газопровода и максимально разрешенного давления. Для локализации областей исследования развития трещин на трубы наносили пропилены различных геометрических размеров. Для моделирования коррозионно-механического воздействия в областях нанесенных пропилов устанавливали специализированные коррозионные ячейки с модельной средой NS4, имитирующей грунтовый электролит. Контроль развития трещин осуществлен с применением оригинального устройства для контроля раскрытия трещин и узких надрезов. Исследовано влияние переменных нагрузок на кинетику развития коррозионно-механических и усталостных трещин, выращенных из одиночных и близкорасположенных концентраторов напряжений. Выполнена верификация модели коррозионного растрескивания под напряжением для сталей класса прочности K65, а также расчетных значений разрушающих размеров трещин.

Ключевые слова: коррозионное растрескивание под напряжением, трубная сталь, гидравлические испытания, искусственные дефекты, трубный стенд, тензометрические датчики, тензометрия, магистральный трубопровод, целостность трубопровода.

Согласно предложенной в первой части статьи модели коррозионного растрескивания под напряжением (далее – КРН) [1] для оценки работоспособности и остаточного ресурса полноразмерных образцов труб эксплуатационными дефектами различных типов, включая трещины КРН, в условиях, близких к реальным условиям эксплуатации магистральных газопроводов (МГ), требуется проведение натурных гидравлических испытаний [2, 3].

Задачами представленной работы являлись оценка стойкости против стресс-коррозионного разрушения при переменных нагрузках труб из сталей класса прочности K65 (X80) в ходе гидравлических испытаний труб, изучение взаимодействия дефектов в продольном и кольцевом направлениях, а также верификация расчетных геометрических размеров трещин, приводящих к разрушению трубы.

Материалы и методики испытаний

Объектом представленных исследований являются трубы $\varnothing 1016 \times 15,3$ мм длиной 7 м из стали класса прочности K65 (X80). Гидравлические испытания проводили на двух стендах, собранных из двух труб каждый, с искусственными дефектами, имитирующими трещины КРН. Стенд № 1 испытывали циклическим нагружением, стенд № 2 – циклическим и статическим нагружением до разрыва или до достижения внутреннего давления 15 МПа и выше (рис. 1).

Химический состав стали, определенный с использованием оптико-эмиссионного спектрометра согласно ГОСТ Р 54153-2010¹, представлен в табл. 1. В табл. 2 приведены результаты испытаний на растяжение в поперечном направлении в соответствии с ГОСТ 1497-84² и на ударный изгиб в соответствии с ГОСТ 9454-78³. Подробное

¹ См.: Сталь. Метод атомно-эмиссионного спектрального анализа: ГОСТ Р 54153-2010.

² См.: Металлы. Методы испытаний на растяжение: ГОСТ 1497-84.

³ См.: Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах: ГОСТ 9454-78.



Рис. 1. Внешний вид стенда № 1, подготовленного для проведения испытаний (панорамный режим фотосъемки привел к визуальному искажению прямолинейных труб на снимке)

Таблица 1

Массовая доля химических элементов в трубной стали класса прочности K65 (X80), %

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Nb	V	Ti	Al	Mo
0,042	0,19	1,81	0,013	0,003	0,2	0,125	0,183	0,063	0,004	0,013	0,026	0,18

Таблица 2

Механические свойства труб из стали класса прочности K65 (X80)

Основной металл				Сварной шов	
Предел текучести, $\sigma_{0,5}$, МПа	Временное сопротивление разрыву, $\sigma_{вр}$, МПа	Относительное удлинение, δ , %	Ударная вязкость, KCV ⁻⁵ , Дж/см ²	Временное сопротивление разрыву, $\sigma_{вр}$, МПа	Ударная вязкость, KCV ⁻⁵ , Дж/см ²
619	677	33	313	702	167

исследование коррозионно-механических свойств трубной стали опубликовано ранее [1].

Для имитации дефектов на трубы наносили надрезы с использованием тонких фрез толщиной 0,3 мм. Геометрические размеры дефектов вычисляли так, чтобы достичь точки разрушения [4] при испытаниях стенда № 2. Для задания местоположения развития трещины после нанесения надреза по дну стенда усилием руки наносили риску (царапину) с использованием специального ножа из быстрорежущей стали.

На поверхность труб наносились надрезы следующих типов:

- одиночные трех видов, а именно: длиной 100, 200 и 400 мм и глубиной 8; 6 и 4,5 мм соответственно;
- близкорасположенные длиной 300 мм и глубиной 5 мм, взаимодействующие в продольном и в кольцевом направлениях.

К четырем одиночным надрезам, в том числе надрезу, расположенному в зоне заводского сварного соединения, подводилась коррозионная среда NS4 следующего состава, мг/л: KCl – 122; NaHCO₃ – 483; CaCl₂·2H₂O – 181; MgSO₄·7H₂O – 131 [5]. Величина pH стабилизируется при значении 7,5 добавлением

боратного буферного раствора. Схема расположения надрезов на исследуемых трубах одинакова и показана на рис. 2.

Для контроля деформаций в окрестности надрезов, в том числе для оценки их взаимодействия, в процессе циклических и статических испытаний предусматривали применение тензометрической системы мониторинга деформаций TSG-32 (производства ООО «НТП Горизонт», Россия). В составе тензометрической системы мониторинга деформаций использовались датчики омического сопротивления. Вблизи каждой группы датчиков предусматривали установку датчиков на консолюно прикрепленных металлических пластинах для термокомпенсации измеряемых деформаций. Основные места установки активных датчиков омического сопротивления выбирали на основном металле:

- посередине надреза и в 5 мм до его края;
- посередине участка взаимодействия близкорасположенных дефектов и на удалении 5 мм от него;
- на удалениях 10, 50 и 100 мм от края самого глубоко надреза;

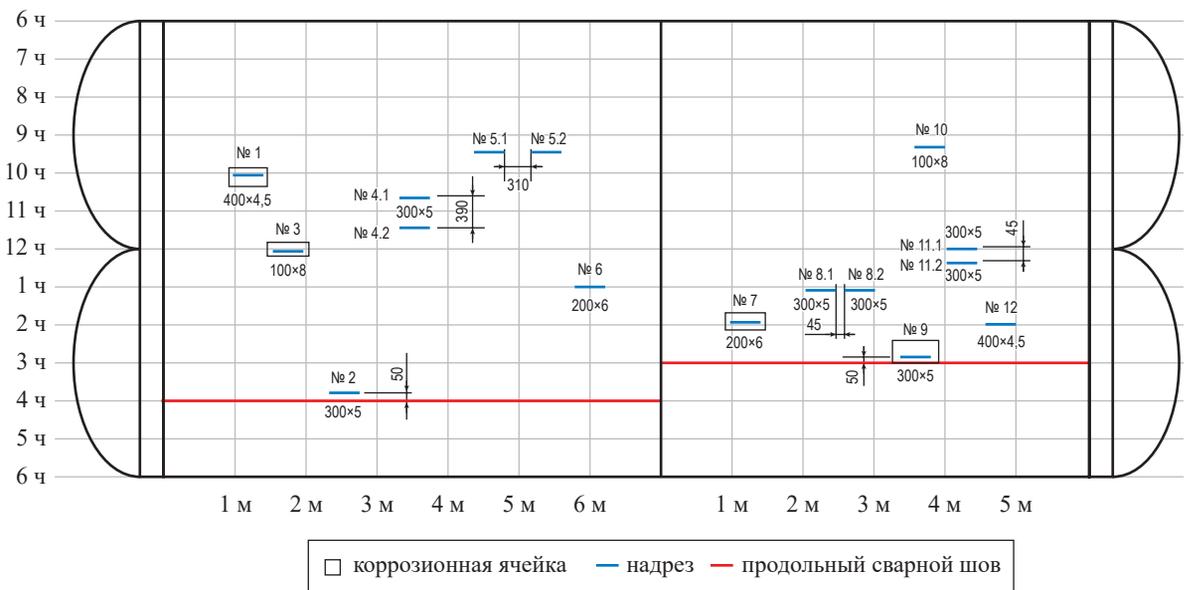


Рис. 2. Схема расположения надрезов на развертке труб стэнда (размеры указаны в мм)

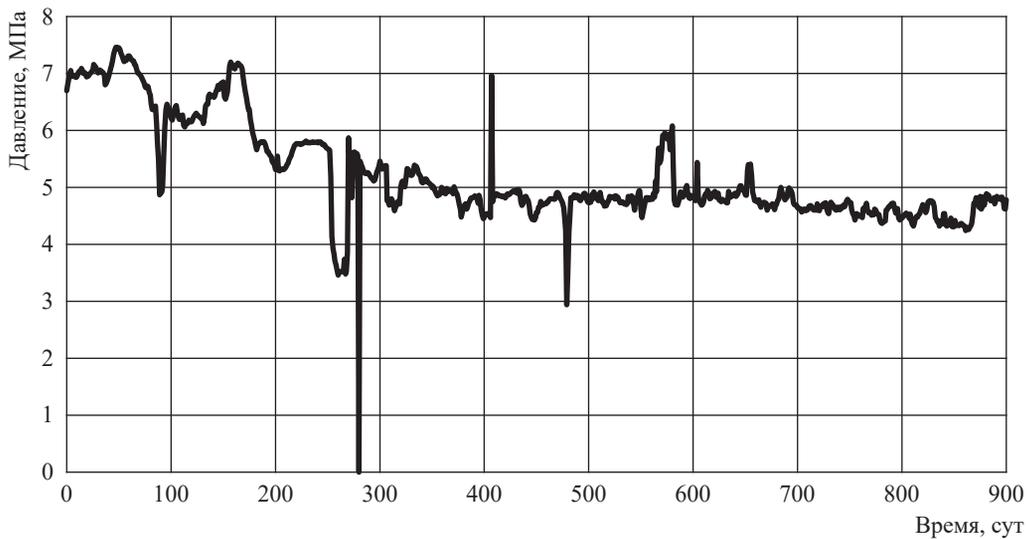


Рис. 3. Режим эксплуатации участка газопровода

- в местах минимального и максимального локальных радиусов кривизны трубы.

После завершения гидравлических испытаний стэндов вырезались образцы из участков труб с надрезами для изготовления микрошлифов. Исследования микроструктуры проводили на оптическом микроскопе после травления микрошлифов в реактиве ниталь (4 % азотной кислоты в этаноле). Фрактографическое исследование проводили с использованием сканирующего микроскопа EVO (производства Carl Zeiss, Германия) с приставкой для энергодисперсионного анализа для установления химического состава стали у поверхности. Для фрактографического исследования из надреза

вырезали образец в виде полосы, а затем доламывали его после предварительной выдержки в жидком азоте до остановки его кипения.

Выбор режима гидравлических испытаний

С целью схематизации случайного процесса нагружения трубопровода и обоснования эквивалентного режима циклических испытаний труб в процессе стэндовых испытаний выполнили анализ изменения давления в процессе эксплуатации газопровода на основании данных за последние 2,5 года с дискретностью не реже 24 ч (рис. 3).

Схематизацию случайного процесса нагружения газопровода внутренним давлением

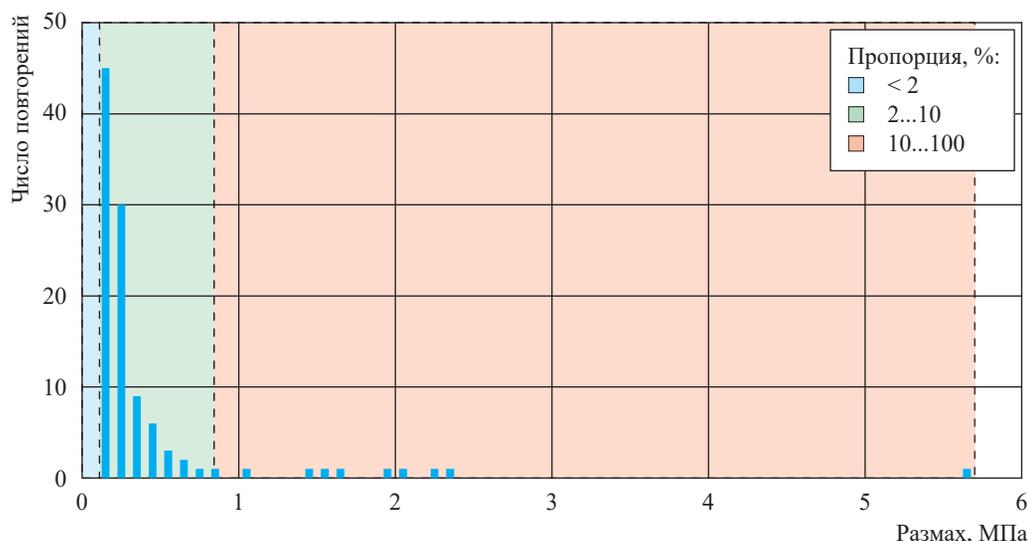


Рис. 4. Распределение размахов давления в цикле нагружения анализируемого участка газопровода за 2,5 года

Таблица 3

Режим моделирования нагрузок труб

Размах давления, МПа	Количество циклов в год	Срок прогнозирования, лет	Число циклов
0...12...0	4	30	120
10,8...12...10,8	20		600

выполняли с использованием метода выделения полных циклов согласно ГОСТ 25.101-83⁴. Из полученного распределения размаха давления в цикле нагружения (рис. 4) определяли среднегодовые значения колебаний давления газа в диапазонах 2...10 % и 10...100 % от максимального давления. Циклы с размахом менее 2 % от максимального давления в данном исследовании не учитывали.

По результатам схематизации годовых эволюций давления в газопроводе режим нагружения труб при стендовых испытаниях назначали относительно проектного давления в следующем порядке:

$$N_{\text{low}}^{\text{BT}} = T \cdot N_{2...10\%}^{\text{экср}}, \quad (1)$$

$$N_{\text{big}}^{\text{BT}} = T \cdot N_{10...100\%}^{\text{экср}}, \quad (2)$$

где $N_{\text{low}}^{\text{BT}}$ – количество малых циклов нагружения в год с размахом 2...10 % $P^{\text{пр}}$; $N_{\text{big}}^{\text{BT}}$ – количество больших циклов нагружения в год с размахом 10...100 % $P^{\text{пр}}$; T – период

моделирования работы газопровода, лет; $P^{\text{пр}}$ – проектное давление.

На основании результатов анализа режимов эксплуатации газопровода выбран режим моделирования нагрузок труб при стендовых испытаниях (табл. 3).

Циклы нагружения группировали в блоки, пропорционально чередуя малые и большие циклы нагружения. Один блок циклов состоял из одного большого и пяти малых циклов, а общее число блоков нагружения составило 120 (рис. 5). Переменные нагрузки на трубы при стендовых испытаниях прикладывали в автоматическом режиме с удаленной рабочей станции оператора. Конфигурация каналов и измерительной системы мониторинга деформаций TSG-32 позволяла опросить все датчики за время не более 30 с, поэтому выдержку на максимумах и минимумах в цикле нагружения задавали равной 1,5 мин для опроса датчиков систем мониторинга не менее трех раз.

Режим испытаний труб стенда № 2 помимо циклических испытаний из 120 блоков нагружения согласно описанной выше методике включал статические испытания со ступенчатым подъемом давления. Статическое испытание осуществляли в два этапа, на первом

⁴ См.: Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов: ГОСТ 25.101-83.

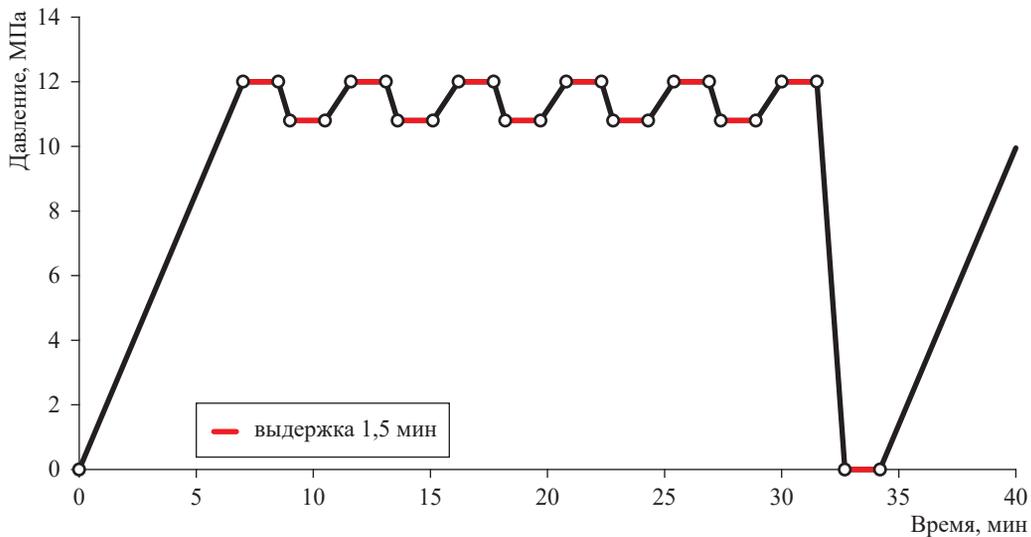


Рис. 5. Схема изменения давления в одном блоке при циклическом нагружении труб стенов

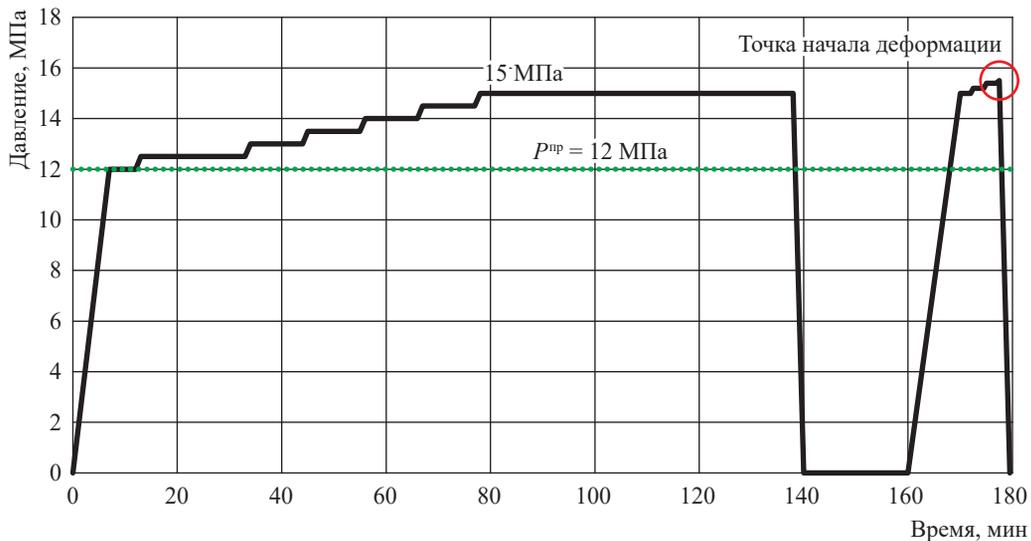


Рис. 6. Схема поднятия давления при статическом нагружении труб стенов № 2

этапе давление поднималось ступенчато до 15 МПа ($1,25P^{np}$), на втором этапе давление поднимали до достижения общей пластической деформации трубы. Схема нагружения давления при статическом нагружении труб стенов № 2 показана на рис. 6.

При статическом нагружении труб до разрушения шаг ступенчатого поднятия давления свыше проектного составлял 0,5 МПа с выдержкой 10 мин. По достижении давления 15 МПа трубы выдерживали под давлением в течение 1 ч, а затем давление сбрасывали до нуля. На конечном этапе для определения несущей способности трубы нагружали до разрушения или возникновения общей

пластической деформации, которую фиксировали по показаниям манометра.

Результаты и их обсуждение

Анализ показаний тензодатчиков при циклическом нагружении труб выполняли по наклону огибающих максимумов и минимумов, линейно аппроксимированных по данным различных тензодатчиков. Примеры анализа графической интерпретации показаны на рис. 7 для основного металла и рис. 8 для основного металла у края надреза. Показано, что наклон огибающих минимумов и максимумов деформаций у края надреза свидетельствует о накоплениях пластических деформаций из-за

концентраций напряжений в этой области трубы (5 мм до надреза), в то время как на основном металле трубы ввиду отсутствия остаточных деформаций наклон огибающих отсутствовал.

После проведения 120 блоков циклов нагружения для выполнения металлографических и фрактографических исследований из труб стенда № 1 в местах развития трещин из надрезов отбирались образцы для изготовления шлифов. Металлографические исследования образцованных из надрезов трещин проводились

на поперечных относительно оси трубы шлифах. В исследованных образцах наблюдаются трещины, распространяющиеся из надрезов вглубь металла трубы (рис. 9). Устья трещин растравлены, заполнены продуктами коррозии, а разрушение имеет транскристаллитный характер. Наблюдается хаотичное (ветвистое) распространение трещин по сечению стенок труб. Вблизи вершин отсутствуют явные признаки локальной пластической деформации, проявляющиеся в виде искажения зерен.

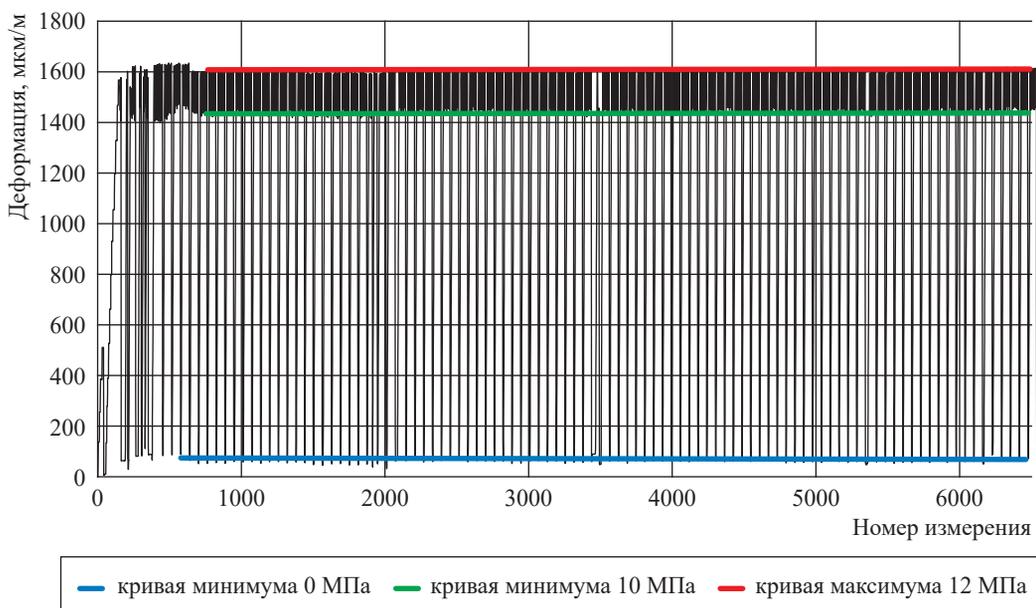


Рис. 7. Пример показаний тензодатчика, установленного на основном металле, при циклическом нагружении труб

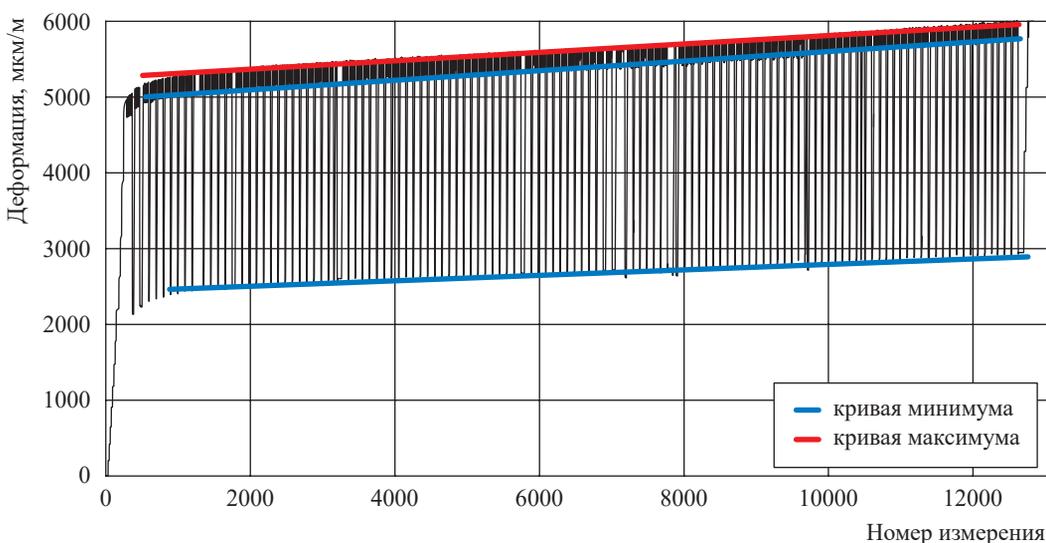


Рис. 8. Пример показаний тензодатчика, установленного на основном металле у края надреза, при циклическом нагружении труб

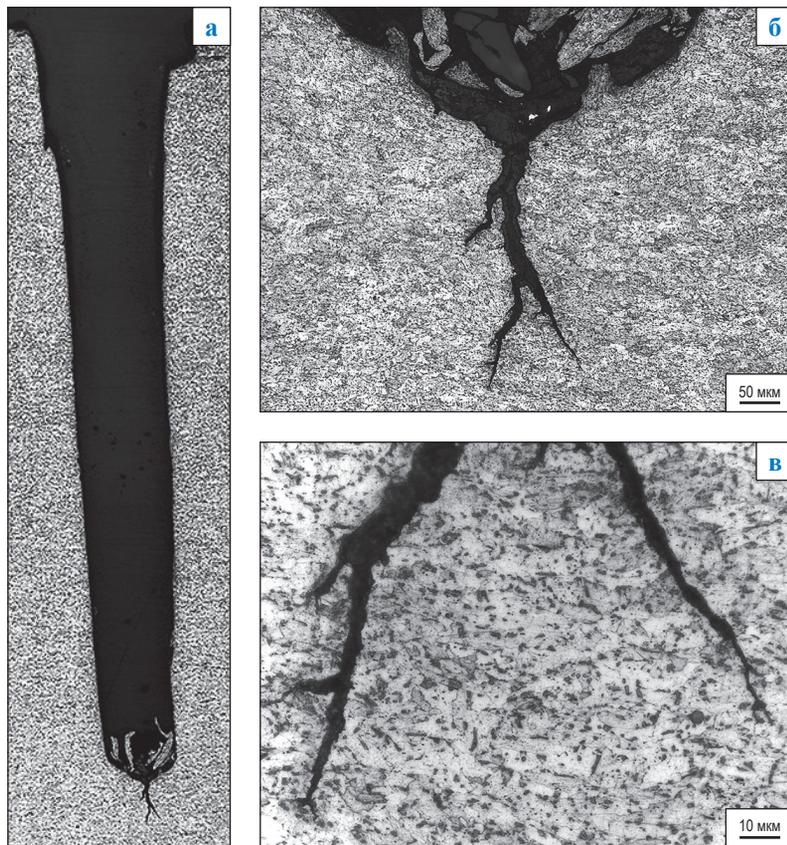
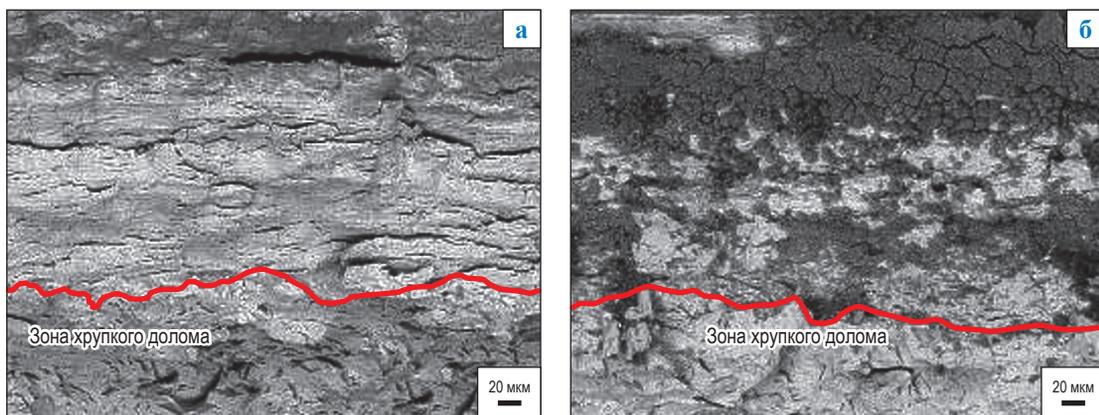


Рис. 9. Структура стали в области пропила с выращенной из него трещиной после циклических испытаний трубы стенда № 1 при увеличении $\times 50$ (а), $\times 200$ (б), $\times 1000$ (в)



— граница трещины

Рис. 10. Поверхность берегов трещин (изломы), выращенных из надрезов на воздухе (а) и в коррозионной среде (б)

Результаты фрактографического исследования на примере одного излома трещины показаны на рис. 10. Отмечено, что в надрезах, которые испытывались под коррозионными ячейками, по берегам выросших трещин имеются следы коррозионных отложений, содержащих элементы (табл. 4), включенные в состав модельного электролита NS4.

По результатам металлографических и фрактографических исследований выявлены отдельные соответствия выращенных из надрезов трещин дефектам КРН по следующим морфологическим признакам:

- транскристаллитному механизму развития трещин;

Таблица 4

Средний состав продуктов коррозии

Содержание элемента, %													
C	O	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	K	Ca	Cr	Mn	Fe	Cu
21,89	25,67	0,74	0,07	0,04	0,40	0,35	0,04	0,04	0,18	0,52	0,52	49,68	0,17

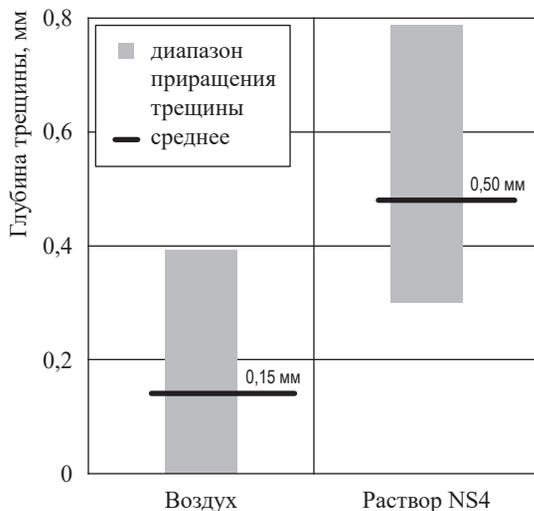


Рис. 11. Сравнительный анализ глубины трещин в среде NS4 и на воздухе за время циклических испытаний труб стэнда № 1

- расположению перпендикулярно вектору максимальных растягивающих напряжений;
- ветвистому характеру развития;
- наличию следов коррозионных отложений на берегах трещин, испытанных в NS4.

Консолидированные результаты измерений глубин трещин, образовавшихся из всех надрезов с различной исходной геометрией, приведены на рис. 11.

Установлено, что глубина прироста трещин из надрезов в среде NS4 выше, чем из идентичных надрезов на воздухе. Принято, что скорость роста трещин, образовавшихся из надрезов, прямо пропорциональна их приросту, так как все надрезы подвергались одинаковому количеству переменных нагрузок. Для сопоставления исходных геометрических размеров надрезов и глубины образовавшихся из них трещин (табл. 5) проведен сравнительный анализ величин прироста трещин в зависимости от коэффициента интенсивности напряжений (КИН) согласно приложению М.4.1 BS 7910:2013+A1:2001⁵. Результаты

анализа трещин, выращенных на воздухе и в коррозионной среде NS4, показаны на рис. 12.

Исходя из рис. 12 большая часть дефектов на воздухе либо не выросла, либо имеет незначительный прирост. Экспериментальные данные были линейно аппроксимированы с использованием метода наименьших квадратов с выводом функции прямой. При этом отношение первых производных функций прямых, аппроксимирующих экспериментальные данные, для трещин, развивавшихся в коррозионных ячейках и на воздухе (см. рис. 12), позволяет сделать вывод об ускоренном росте трещин под действием среды по сравнению с испытаниями на воздухе.

После завершения циклических испытаний труб стэнда № 2 проводились статические испытания согласно схеме, приведенной в методиках испытаний. Испытание труб стэнда № 2 при статическом давлении остановлено на давлении 15,5 МПа, поскольку зафиксировано протекание пластического деформирования труб, включенных в трубный стэнд, развившееся в отсутствие роста давления при сохранении расхода жидкости.

Данные тензометрических датчиков (рис. 13), которые устанавливали на стэнде вблизи надрезов, свидетельствовали о приращении значительных накопленных пластических деформаций на удалении 5 мм от края надреза в продольном направлении. При этом накопление деформации снижается по мере удаления от края надреза, и уже на удалении 100 мм от края надреза накопленные деформации стремятся к уровню бездефектной области основного металла.

Следует отметить, что различие исходных точек графиков, представленных на рис. 13, определяется различием уровней деформаций, накопленных за время проведения циклических испытаний.

Показания датчиков, установленных в области продольных перемычек надрезов № 5.1 и 5.2, 8.1 и 8.2 (рис. 14), свидетельствуют, что в продольном направлении на удалении

⁵ См.: Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures. M.4.1 BS 7910:2013+A1:2001.

Таблица 5

Исходные геометрические размеры надрезов и глубины образовавшихся из них трещин

№ надреза	Условия испытания	Взаимодействие	Фактическая длина надреза, мм	Максимальная глубина надреза, мм	Максимальный прирост трещины, мм
1	Среда NS4	Нет	405	5,742	0,301
2	Воздух	Нет	300	5,236	0,393
3	Среда NS4	Нет	100	8,235	0,788
4.1	Воздух	Кольцевое, 390 мм	300	5,183	0,322
4.2	Воздух		290	4,425	0,194
5.1	Воздух	Продольное, 310 мм	300	5,180	0,045
5.2	Воздух		300	5,257	0,136
6	Воздух	Нет	200	5,436	0
7	Среда NS4	Нет	215	5,559	0,528
8.1	Воздух	Продольное, 45 мм	310	5,996	0,546
8.2	Воздух		306	4,923	0,110
9	Среда NS4	Нет	308	5,659	0,378
10	Воздух	Нет	100	8,061	0,230
11.1	Воздух	Кольцевое, 45 мм	313	4,507	–
11.2	Воздух		316	4,598	0,069
12	Воздух	Нет	400	4,343	0

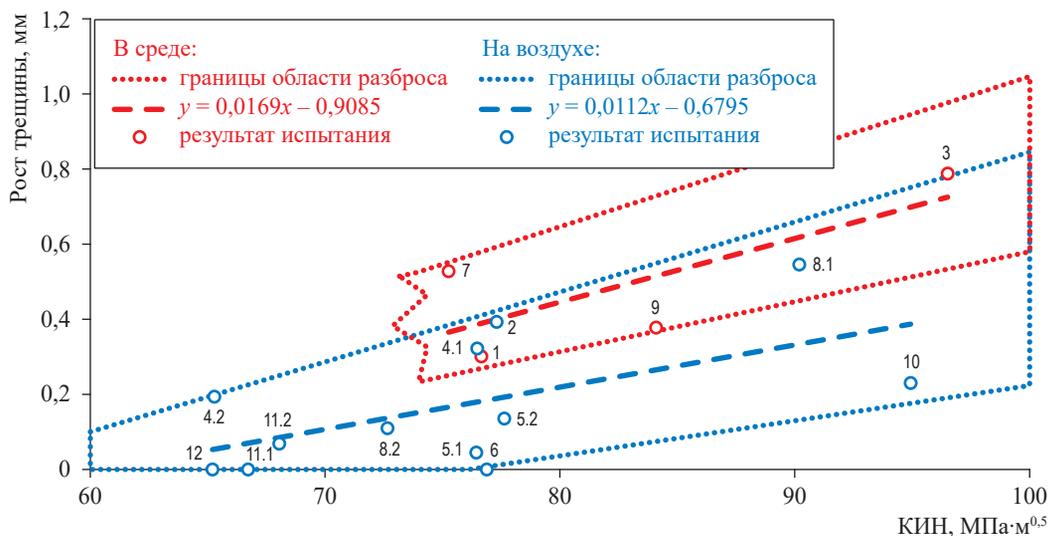


Рис. 12. Сравнительный анализ роста трещин на трубах стенда № 1 в среде NS4 и на воздухе в зависимости от КИН

свыше 150 мм надрезы не оказывают существенного влияния друг на друга. И наоборот, датчик, установленный по центру короткой перемычки длиной 45 мм между надрезами № 8.1 и 8.2, показывал более высокие значения деформаций по сравнению с датчиком у длинной перемычки 310 мм (надрезы № 5.1 и 5.2), которые свидетельствовали о происходящих деформациях металла в зоне перешейка. Это указывает на взаимное влияние и суперпозицию напряженно-деформированного состояния близкорасположенных надрезов (перемычка 45 мм) при нагружении

в ходе гидроиспытаний. В этой связи надрезы № 8.1 и 8.2 являлись наиболее вероятным местом разрушения труб стенда № 2 и при дальнейшем подъеме давления.

Накопление деформации в области поперечной (кольцевой) перемычки кардинально отличается от продольной перемычки. Так, в области поперечной перемычки у краев надреза возникают сжимающие деформации. По центру длинной перемычки (310 мм) зафиксированы растягивающие деформации, в то время как для короткой перемычки (45 мм) растягивающие деформации через 30 мин

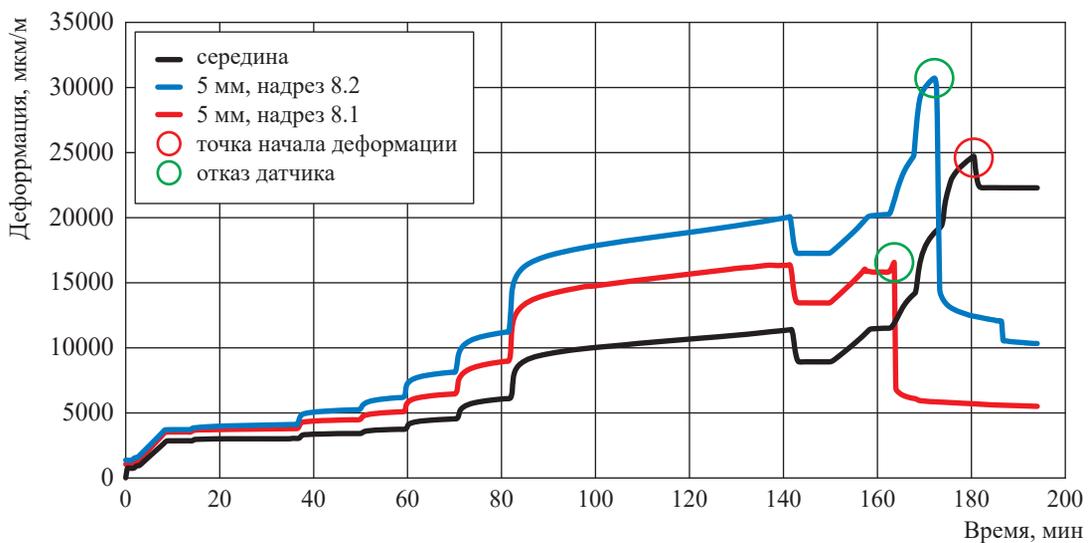
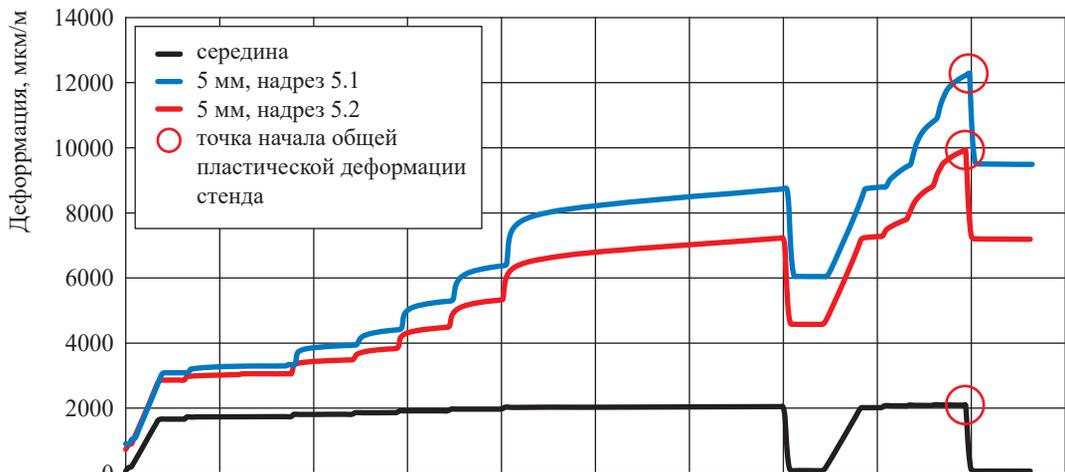
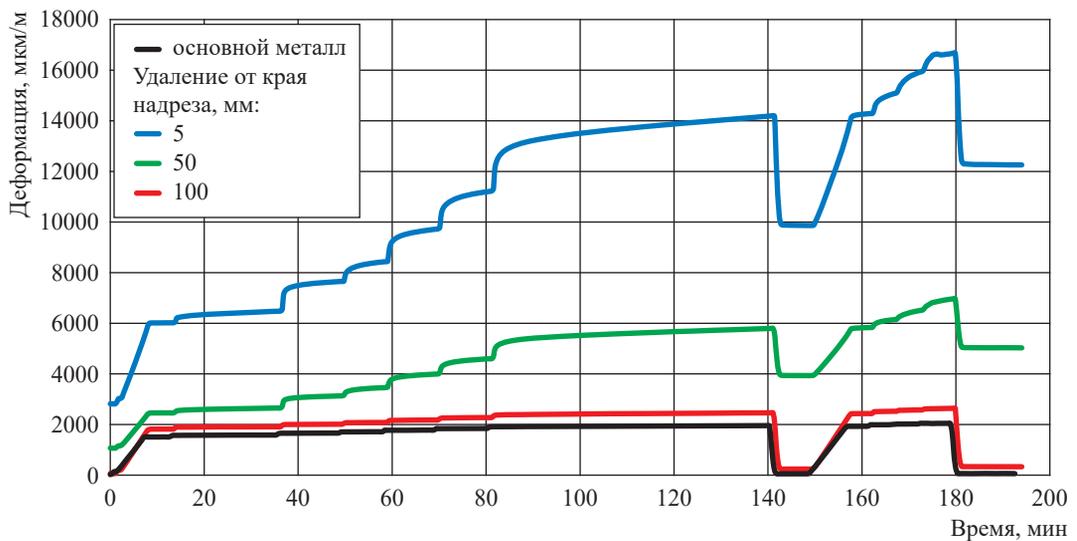


Рис. 14. Показания датчиков, установленных в области продольных перемычек между взаимодействующими надрезами №№ 5.1 и 5.2 длиной 310 мм (а) и надрезами №№ 8.1 и 8.2 длиной 45 мм (б) (см. рис. 2)

начинают компенсироваться сжимающей деформацией, снижая суммарную накопленную деформацию. Показания датчиков, установленных в зоне поперечных (кольцевых) перемычек, представлены на рис. 15.

После завершения циклических и статических испытаний труб стенда № 2 металл вблизи надрезов и по их длине исследован методами неразрушающего контроля. Затем из испытанных труб вырезались образцы для металлофизических исследований. При вырезке образцов визуальным измерительным контролем на внутренней поверхности трубы под надрезом выявлена утяжина (рис. 16) с утонением стенки до 14,5 мм (95 % от толщины), образовавшаяся в процессе циклических испытаний.

Основываясь на собранных данных о размерах надрезов и подросших из них трещин, с учетом максимального достигнутого при статических испытаниях давления в трубе (15,5 МПа) можно проверить корреляцию расчетных зависимостей критических размеров трещин, характеризующих точку разрушения, с измеренными размерами фактических трещин (рис. 17). Предельные размеры трещин для расчетной зависимости вычисляются по аналитическим формулам, опубликованным ранее [4, 6].

На рис. 17 видно, что расчетная методика удовлетворительно описывает параметры разрушения труб по надрезам № 8.1 и № 8.2, положения которых находятся вблизи кривой предельных размеров трещин, при давлении

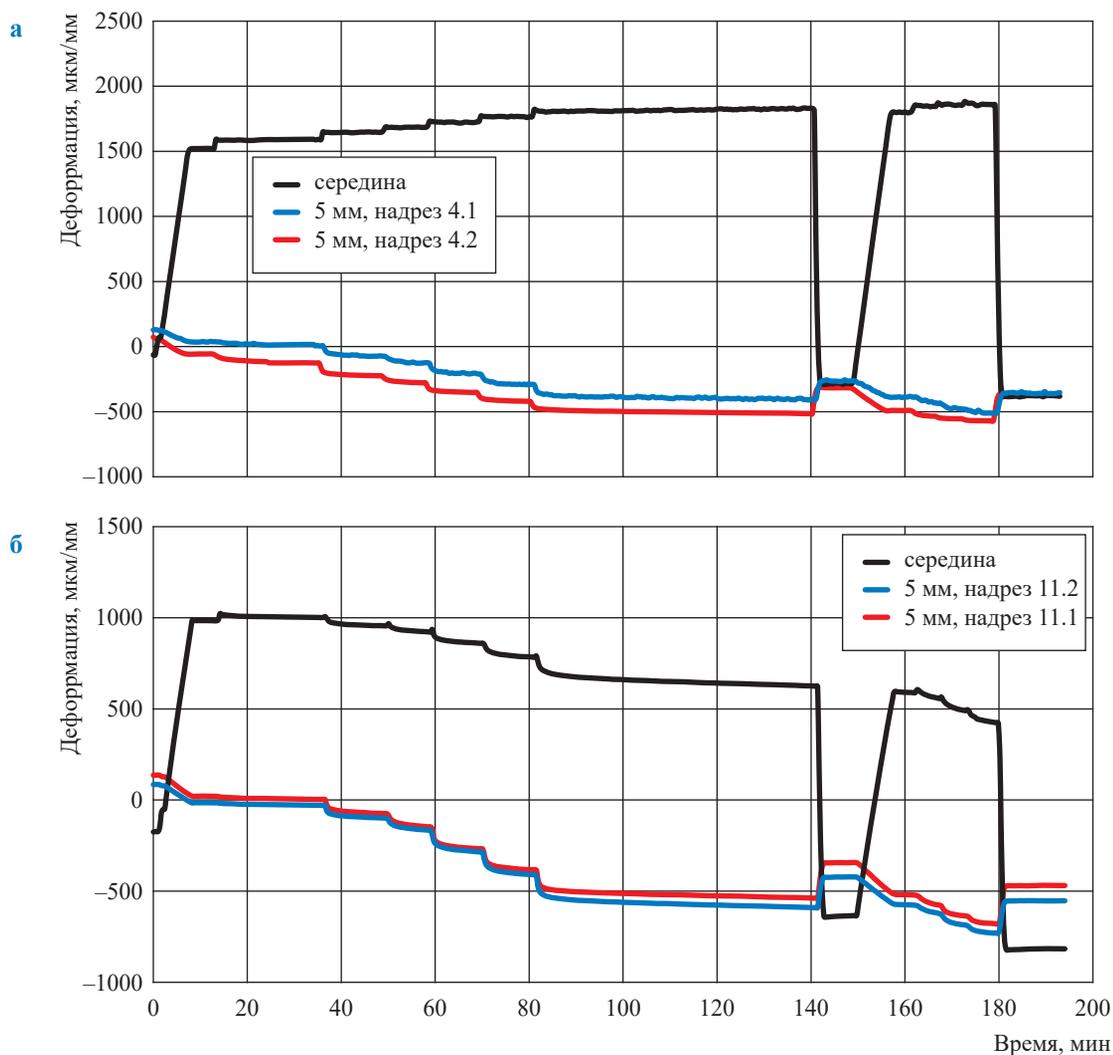


Рис. 15. Показания датчиков, установленных в области поперечных перемычек между надрезами №№ 4.1 и 4.2 длиной 310 мм (а) и надрезами №№ 11.1 и 11.2 длиной 45 мм (б) (см. рис. 2)

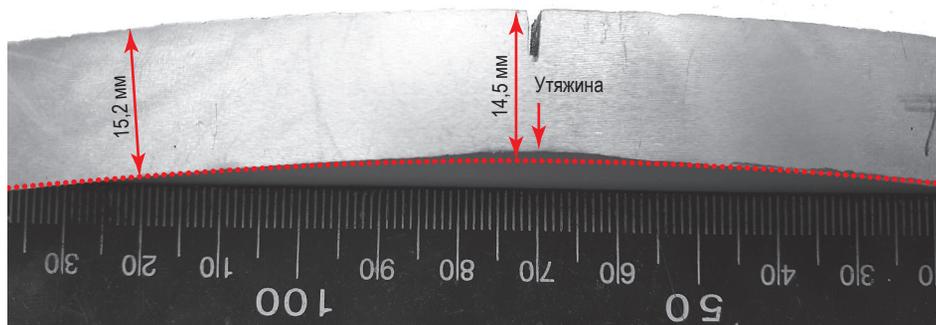


Рис. 16. Утяжина (сужение толщины стенки на 5 %) в зоне надреза № 8.2

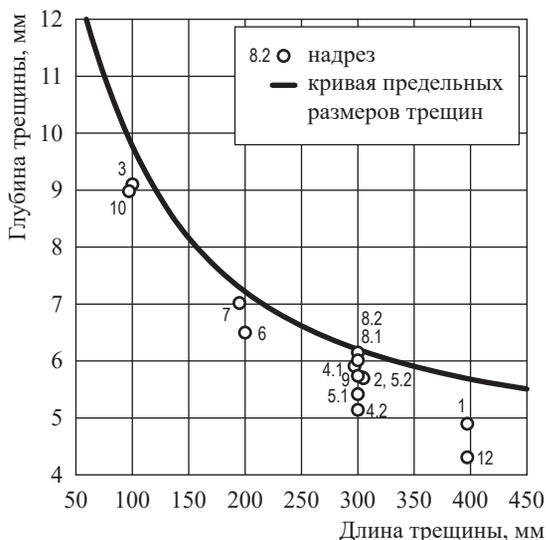


Рис. 17. Сопоставление расчетной зависимости критических размеров трещин с фактическими размерами надрезов и выросших из них трещин при давлении 15,5 МПа

15,5 МПа. Это коррелирует с результатами испытаний труб стенда № 2 при его статическом нагружении.

Выводы

На основании анализа режимов эксплуатации МГ с использованием метода выделения полных циклов по ГОСТ 25.101-83 назначены наиболее близкие к реальным условиям параметры имитации циклических эксплуатационных нагрузок: четыре больших цикла в год с размахом от 0 до 12 МПа и 20 малых циклов в год с размахом от 10,8 до 12 МПа для моделирования 30 лет эксплуатации МГ.

Характер распространения трещин (транскристаллитные), их расположение относительно вектора максимальных растягивающих

напряжений, существенное влияние на рост трещин контакта с электролитом указывают на то, что образованные в процессе циклического нагружения трубных стендов из пропилов трещины по своим идентификационным признакам могут быть отнесены к трещинам КРН.

При циклических испытаниях, моделирующих 30 лет эксплуатации трубы МГ, изготовленной из трубной стали категории прочности К65 (X80) из надрезов различной геометрии образовались трещины средней глубиной 0,15 мм на воздухе и 0,5 мм в коррозионной среде NS4. Аппроксимация экспериментальных данных о размерах трещин, учитывающих геометрические размеры дефектов согласно модели, изложенной в первой части статьи [1], свидетельствует о полуторакратном по сравнению с воздухом превышении скорости роста трещин при контакте поверхности стали как с модельным грунтовым электролитом, так и с электролитом NS4.

Анализ взаимодействия дефектов при нагружении стенда показал его отсутствие между дефектами, расположенными на расстоянии более 100 мм друг от друга. При этом в случае дефектов с перемычкой в 45 мм как в продольном, так и в поперечном направлениях выявлено очевидное взаимовлияние на параметры напряженно-деформированного состояния, обусловленное, возможно, суперпозицией полей деформаций вблизи дефектов при нагружении.

Значительная общая пластическая деформация трубы при нагружении стенда до величины $1,25 P^{np}$ (15,5 МПа) в совокупности с выявленной наибольшей утяжиной металла в области надрезов свидетельствуют о возможном близком разрушении труб стенда № 2 по взаимодействующим в продольном направлении надрезам.

Результаты изучения статического нагружения труб в составе стенда указывают на хорошую сходимости расчетных значений разрушающих размеров трещин КРН для

исследованных труб МГ с размерами, фактически достигнутыми в ходе нагружения до критического давления, рассчитанного по модели управления КРН [6].

Список литературы

1. Ряховских И.В. Моделирование коррозионного растрескивания под напряжением высокопрочных газопроводных труб. Часть 1. Лабораторные исследования трубной стали / И.В. Ряховских, М.Ю. Недзвецкий, Р.В. Кашковский и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – № 1 (57). – С. 59–74.
2. Kantyukov R. The impact of internal stratifications on the performance of oil and gas pipes / R. Kantyukov, I. Ryakhovskikh, R. Kashkovskiy // Engineering Failure Analysis. – 2021. – Т. 120. – Ст. № 105091.
3. Кантюков Р.Р. Оценка работоспособности труб с внутрстенными расслоениями / Р.Р. Кантюков, Р.В. Кашковский, Е.И. Шумкина и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 9. – С. 63–70.
4. Ryakhovskikh I. Safe operation of gas pipelines based on the control of stress corrosion cracking / I. Ryakhovskikh, R. Kashkovskiy, A. Kaverin et al. // International Journal of Structural Integrity. – 2021. – Т. 12. – № 6. – С. 864–877.
5. Parkins R.N. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near neutral pH / R.N. Parkins, W.K. Blanchard, B.S. Delanty // Corrosion. – 1994. – № 50 (5). – С. 394–408.
6. Ряховских И.В. Безопасная эксплуатация газопроводов на основе модели управления коррозионным растрескиванием под напряжением / И.В. Ряховских // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 1 (50): Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – С. 17–30.

Modelling stress corrosion for high-strength gas pipes. Part 2. Field hydraulic testing of pipes

I.V. Ryakhovskikh^{1*}, M.Yu. Nedzvetskiy^{1,2}, S.I. Pogulyayev¹, R.V. Kashkovskiy¹, A.V. Nishchik¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, Block 1, Bld. 3, Estate 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

* E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The article presents the results of testing the pipe stands made of the K65-grade steel (X80 is the foreign analogue of the K65 grade) against the internal hydraulic pressure in combination with cyclic or static loading. A mode of the cyclic tests was specified according to the data about the operational modes of a trunk gas pipeline and to a value of maximal authorized pressure. To localize the studied areas of crack development, the saw cuts of different dimensions were inserted into the pipes. To simulate the corrosive-mechanical impact, in the saw-cut zones the specialized corrosion cells filled with a model NS4 medium imitating a soil electrolyte were installed. Growth of the cracks was controlled using an original instrument aimed at controlling the crack opening and the narrow cuts. During the tests, the effect of the varying loads on the kinetics of the mechanochemical and fatigue cracks raised from the single and collocated stress points was studied. A model of stress corrosion for the K65-grade steels and the calculated disruptive dimensions of cracks were verified.

Keywords: stress corrosion, pipe steel, hydraulic tests, artificial defects, pipe stand, tensometric sensors, tensometry, trunk pipeline, pipeline integrity.

References

1. RYAKHOVSKIKH, I.V., M.Yu. NEDZVETSKIY, R.V. KASHKOVSKIY, et al. Modelling stress corrosion for high-strength gas pipes. [Modelirovaniye korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniyem vysokoprochnykh gazoprovodnykh trub]. Part 1. Laboratory testing of pipeline steel [Laboratornyye issledovaniya trubnoy stali]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2024, no. 1, pp. 59–74. ISSN 2306-8949. (Russ.).

2. KANTYUKOV, R., I. RYAKHOVSKIKH, R. KASHKOVSKIY. The impact of internal stratifications on the performance of oil and gas pipes. *Engineering Failure Analysis*, 2021, vol. 120, no. 105091, ISSN 1350-6307.
3. KANTYUKOV, R.R., R.V. KASHKOVSKIY, Ye.I. SHUMKINA et al. Estimation of operability of pipes with internal stratifications [Otsenka rabotosposobnosti trub s vnutristennymi rassloeniyami]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2020, no. 9, pp. 63–70, ISSN 0409-2961. (Russ.).
4. RYAKHOVSKIKH, I., R. KASHKOVSKIY, A. KAVERIN et al. Safe operation of gas pipelines based on the control of stress corrosion cracking. *International Journal of Structural Integrity*, 2021, vol. 12, no. 6, pp. 864–877, ISSN 1757-9864.
5. PARKINS, R.N., W.K. BLANCHARD, B.S. DELANTY. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure pipelines in contact with solutions of near neutral pH. *Corrosion*, 1994, no. 50 (5), pp. 394–408, ISSN 0010-9312.
6. RYAKHOVSKIKH, I.V. Safe operation of gas pipelines on the grounds of stress-corrosion control modelling [Bezopasnaya ekspluatatsiya gazoprovodov na osnove modeli upravleniya korroziionnym rastreskivaniyem pod napryazheniyem]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 1: Improving reliability of gas mains subject to stress corrosion cracking, pp. 17–30. ISSN 2306-8949. (Russ.).

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 622.691:551.462.32:004.942

Моделирование опасных факторов на поверхности моря при фонтанировании подводной скважины

Ю.В. Гамера^{1*}, Ю.Ю. Петрова¹, А.А. Дурум¹, И.Г. Вольнец¹,
А.Б. Докутович¹, А.В. Лобанов²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 197229, Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, корп. 3, стр. 1

* E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье рассмотрен процесс фонтанирования подводной газовой скважины. Проведено математическое моделирование размеров областей опасных проявлений от распространения выбросов газа на поверхности моря, для чего разработана новая математическая модель для описания процесса формирования пузырькового шлейфа в воде и оценки границ зон снижения плотности воды при выходе газа на поверхность. В основу модели положена система уравнений, описывающая квазиодномерное истечение из подводной скважины в приближении осесимметричной затопленной струи. Оценены максимальная длина газового участка компактной струи и возможность выхода на поверхность моря газового потока, в связи с чем модель применима для скважин, расположенных на глубинах от 90 до 350 м. Получены расчетные формулы, и определены размеры зон основных опасных проявлений газового шлейфа на поверхности, в том числе высота водного бугра, радиус «зоны газопроявления», дальность дрейфа центра «зоны газопроявления» относительно устья скважины под действием морского течения.

Ключевые слова: добыча газа на шельфе, скважина с подводным устьем, фонтанирующая скважина, моделирование газового шлейфа в воде, граница безопасной зоны, безопасность морских объектов.

При аварии на подводной скважине в окрестности разрыва возникает сложное трехмерное течение, описываемое системой уравнений многофазной гидродинамики. Численное решение такой системы сопряжено с рядом трудностей как чисто научного (адекватное описание коэффициентов турбулентного переноса, которое на настоящий момент получено только для ограниченного круга течений), так и вычислительного (необходимость значительных машинных ресурсов из-за использования расчетных сеток различного масштаба в многофазной среде и их сопряжения) характеров. Исходя из сказанного, при рассмотрении вопросов, связанных с оценкой опасности на водной поверхности от распространения выбросов газа из подводной скважины, ограничиваются моделями трех типов: упрощенными CFD¹-моделями [1, 2], эмпирическими соотношениями [3–7] или полуэмпирическими математическими моделями, основанными на общих законах сохранения применительно к турбулентным струйным течениям [8, 9]. При этом для оперативных оценок подходят только модели двух последних типов. Имея в виду то, что прямое распространение эмпирических соотношений на исследуемые в настоящей работе скважины, а именно на расположенные на глубинах 90...350 м скважины с дебетом от 50 до 5000 кг/с, невозможно (либо отсутствуют указания на диапазон применимости соотношений, либо диапазон применимости не совпадает с параметрами исследуемых скважин), авторы приняли решение провести их изучение на базе полуэмпирической математической модели

¹ CFD (англ. computational fluid dynamics) – вычислительная гидродинамика.

с последующим обобщением результатов. Однако оказалось, что по ряду причин существующие полуэмпирические модели [8, 9] для этих целей непригодны. Возникла необходимость разработки новой модели третьего типа. В основу такой модели, как и ранее [8, 9], положена система уравнений, описывающая квазиодномерное истечение из подводной скважины в приближении осесимметричной затопленной струи. Для изотермической струи такая система включает интегральные уравнения сохранения импульса (1) и расхода газа (2), а также уравнение (3), описывающее эжекционное действие струи:

$$\frac{d}{dz} \int_0^{\infty} \rho_{\phi} u^2 dS = \int_0^{\infty} g(\rho_b - \rho_{\phi}) dS, \quad (1)$$

$$\frac{d}{dz} \int_0^{\infty} \rho_r k_r u dS = 0, \quad (2)$$

$$\frac{d}{dz} \int_0^{\infty} (1 - k_r) u dS = v_b P, \quad (3)$$

где z – осевая координата от источника, м; ρ_{ϕ} , ρ_r и ρ_b – соответственно местные плотности флюида в струе, газа и воды, кг/м^3 ; u – осевая скорость движения флюида в струе, м/с; S – площадь поперечного сечения струи, м^2 ; k_r – объемная концентрация газа; P – эффективный периметр струи; v_b – радиальная скорость поступления воды в струю через боковую поверхность, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с^2 (здесь и далее размерности всех величин приводятся в системе СИ). В системе (1)–(3) считается, что газ идеальный, а жидкость несжимаемая.

Если принять для профилей скорости и массовой концентрации в поперечном сечении струи соотношения Гертлера (4), то система (1)–(3) по алгоритмам, предложенным Г.Н. Абрамовичем [8], сводится к системе из двух обыкновенных дифференциальных уравнений (5), дополненной уравнением определения радиуса струи (6), интегралами связи (7) и уравнением для коэффициента захвата (8).

$$\frac{u}{u_m} = \frac{u(r)}{u(0)} = \left(\frac{c}{c_m} \right)^{\frac{1}{Sc}} = \left(\frac{c(r)}{c(0)} \right)^{\frac{1}{Sc}} = \exp \left(-4,1 \left[\frac{r}{R} \right]^2 \right), \quad (4)$$

$$\begin{cases} \frac{d}{d\bar{z}} b = \sigma_1 FK(b, \bar{u}_m) \frac{2B_2(\bar{z}, b)}{A_1 D_2(\bar{z}, b)} \sqrt{\bar{u}_m B_2(\bar{z}, b)} \left[1 - \frac{c_0}{1 - a_0} \bar{z} \right] - c_0 \frac{G_2(\bar{z}, b)}{D_2(\bar{z}, b)} + c_0 \frac{B_2(\bar{z}, b)}{A_1 D_2(\bar{z}, b) [a_0 + c_0 \bar{z} - 1]}, \\ \frac{d}{d\bar{z}} \bar{u}_m = \left\{ \sigma_2 \frac{B_1(\bar{z}, b) [a_0 + c_0 \bar{z}]}{\bar{u}_m} + \left[[a_0 + c_0 \bar{z}] \left[D_3(\bar{z}, b) \frac{db}{d\bar{z}} + c_0 G_3(\bar{z}, b) \right] - c_0 B_3(\bar{z}, b) \right] \bar{u}_m \right\} \times \\ \times \frac{1}{B_3(\bar{z}, b) [a_0 + c_0 \bar{z}] + A_2} + \left\{ \frac{c_0}{a_0 + c_0 \bar{z} - 1} - c_0 \frac{G_2(\bar{z}, b)}{B_2(\bar{z}, b)} - \frac{D_2(\bar{z}, b)}{B_2(\bar{z}, b)} \frac{db}{d\bar{z}} \right\} \bar{u}_m, \end{cases} \quad (5)$$

$$R = R(b, \bar{u}_m, \bar{z}) = R_e \sqrt{\frac{1 - a_0}{1 - [a_0 + c_0 \bar{z}]} \cdot \frac{B_2(0, b_e)}{B_2(\bar{z}, b)} \cdot \frac{1}{\bar{u}_m}}, \quad (6)$$

$$A_n = \frac{1}{4,1n} \text{ и } B_n(\bar{z}, b) = \frac{1}{4,1} \int_0^1 \frac{y^{Sc+n-2}}{b + y^{Sc} [a_0 + c_0 \bar{z}]} dy, \quad (7)$$

$$D_n[\bar{z}, b] = \frac{1}{4,1} \int_0^1 \frac{y^{Sc+n-2}}{[b + y^{Sc} (a_0 + c_0 \bar{z})]^2} dy \text{ и } G_n(\bar{z}, b) = \frac{1}{4,1} \int_0^1 \frac{y^{2Sc+n-2}}{[b + y^{Sc} (a_0 + c_0 \bar{z})]^2} dy,$$

$$FK(b, \bar{u}_m) = 0,023 \left[\frac{0,78}{\bar{u}_m} + 1,21 \left(\frac{0,7^{Sc}}{b + 0,7^{Sc}} \right)^{\frac{2}{3}} \right] \cdot \left[1 + \left(\frac{1+b}{b} \right)^{\frac{1}{3}} \right]. \quad (8)$$

Здесь

$$\sigma_1 = \sqrt{\frac{H_a u_{me}}{Q_0}}; \sigma_2 = \frac{gH_a}{u_{me}^2}; a_0 = 1 - \frac{\rho_{re}}{\rho_B}; c_0 = \frac{\rho_{ra}}{\rho_B}; \bar{u}_m = \frac{u_m}{u_{me}}; \bar{z} = \frac{z}{H_a}; H_a = \frac{P_0}{g\rho_B}; b = \frac{1}{c_m} \cdot \frac{\rho_r}{\rho_B}, \quad (9)$$

где нижними индексами «*m*» и «*e*» обозначены значения параметров соответственно на оси струи и в начальный момент; *c* – местная массовая концентрация газа; *R* – радиус струи, *m*; *r* – радиальная координата; ρ_{ra} – плотность газа у поверхности; Q_0 – объемный расход газа, м³/с; P_0 – атмосферное давление; *Sc* – число Шмидта, б/р. Заметим, что модель (5)–(9) отличается от предложенных ранее моделей [8, 9] полным учетом влияния плотности газа на решение. Это приводит к тому, что интегралов связи становится больше, а сами они зависят не только от параметра газо-содержания *b* (см. [8, 9]), но и от \bar{z} .

Система (5)–(9) дополняется граничными условиями разного типа в зависимости от модели формирования пузырькового шлейфа. При адекватном описании истечения из подводной скважины таких моделей может быть две. Первая – это модель компактной струи газа, которая постепенно насыщается каплями воды и лишь вдалеке от источника переходит в струю жидкости, содержащую пузыри газа. И вторая – модель газовой каверны, имеющей структуру циркуляционной зоны, возникающей при внезапном расширении канала. Считается, что поверхность каверны неустойчива: на ней образуются пузыри газа, формирующие шлейф, и капли воды, создающие частично газокпельную структуру в каверне. Непосредственно над газовой каверной расположен кипящий слой с плотной упаковкой пузырей газа. Поскольку на поверхности воды размеры «пятна» от газового шлейфа с каверны при прочих равных условиях превосходят размеры «пятна» от компактной струи, то с точки зрения определения опасных зон компактная струя может интересовать только как возможность выхода на поверхность газового потока с примесью капель воды. Однако расчеты показали, что при расходах газа до 5000 кг/с, диаметрах сбросного отверстия до 1,5 м и глубинах расположения источника свыше 100 м такое невозможно (рис. 1, 2).

Таким образом, для дальнейшего рассмотрения при замыкании системы (5)–(9) необходимо сформулировать граничные условия в рамках модели газового шлейфа с каверны. Показано [8], что в качестве таковых должны приниматься следующие условия:

$$b_e = \frac{1}{3}; u_{me} = \frac{0,28(A_2 - B_3(0, b_e))\sqrt{gH_a}}{0,5(A_3 - B_1(0, b_e)) + A_1(A_2 - B_3(0, b_e))} \left(\frac{Q_M}{\rho_{r0}\sqrt{gH_a^5}} \right)^{\frac{1}{9}}; R_e = \sqrt{\frac{Q_M}{\pi\rho_{re}u_{me}B_2(0, b_e)}}, \quad (10)$$

где Q_M – массовый расход газа, кг/с; ρ_{r0} – плотность газа у поверхности, кг/м³.

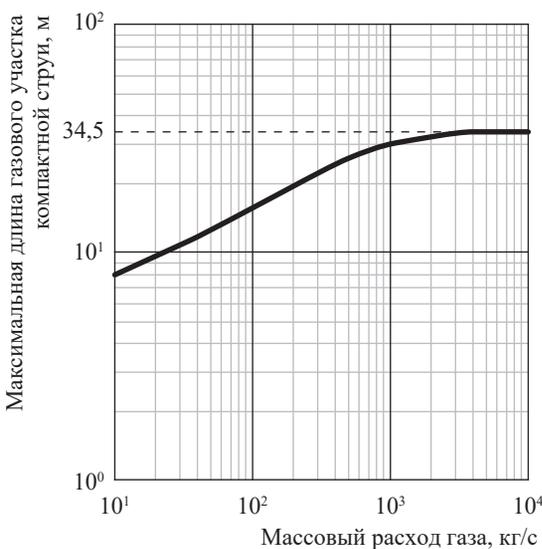


Рис. 1. Зависимость максимальной длины газового участка компактной струи от массового расхода газа для скважин, расположенных на глубине 100 м

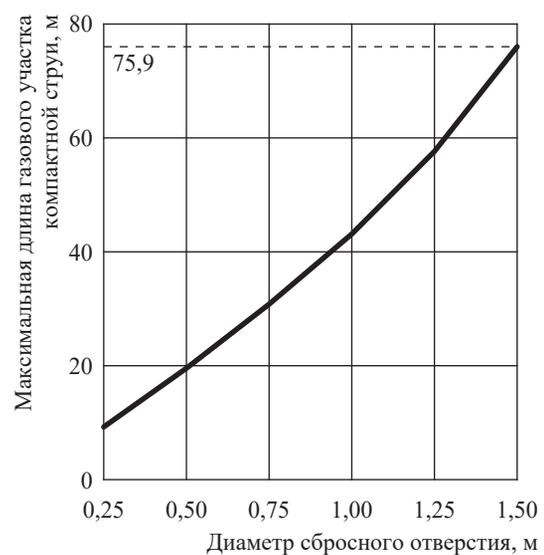


Рис. 2. Зависимость максимальной длины газового участка компактной струи от диаметра сбросного отверстия для скважин, расположенных на глубине 200 м

Если положить, что в системе (5)–(10) $c_0 = 0$, а a_0 близко к 1, то в пределе можно перейти к модели Г.Н. Абрамовича [8]. Однако такой переход, как видно на рис. 3, 4, существенно ухудшает качество решения в смысле его согласования с экспериментальными данными.

В реальности система уравнений (5)–(10) адекватно описывает газовый шлейф лишь до некоторых минимальных глубин, на которых начинает сказываться влияние поверхности раздела воды и воздуха. Под указанным влиянием поток у поверхности тормозится и растекается в горизонтальном направлении как при столкновении с твердым препятствием, создавая веерную струю поверхностного слоя. При этом над самой поверхностью создается выпуклость (бугор) (рис. 5).

Описанная картина проявления шлейфа на поверхности предопределяет основные угрозы. Ими будут бугор, газовыделение и скоростной напор веерной струи (u_v). Установлено [8], что размер границы полного разворота линий тока (R_a) связан с толщиной веерной струи в месте разворота (Δ_a) соотношением (11), высота бугра h_f зависит от средней скорости (U_{cp}) струи в зоне взаимодействия с поверхностью (ЗВП) (см. формулу (12)), максимальная дальность переноса пузырей от точки разворота (R_b) определяется зависимостью (13), а максимальная скорость в веерной струе u линейно падает с расстоянием согласно формуле (14):

$$\frac{R_a}{\Delta_a} \approx 1,5; \quad (11)$$

$$h_f = \frac{U_{cp}^2}{2g}; \quad U_{cp} = \frac{u_{ma}}{2}; \quad (12)$$

$$R_b = R_a \left(1 + 0,88 \frac{\Delta_a}{R_a} \cdot \frac{\bar{u}_{ma}(A_2 - B_3(0, b_e))}{0,5(A_3 - B_1(0, b_e)) + A_1(A_2 - B_3(0, b_e))} \right); \quad (13)$$

$$u_v(r) = \frac{R_a u_{ma}}{r}, \quad (14)$$

где индексом «а» обозначены величины в сечении разворота струи.

Зависимости (11)–(14) позволяют определить распределение опасных факторов от аварии на подводной скважине относительно центра струи на поверхности. В общем случае под воздействием течений в слое жидкости сама ось может искривляться, и центр выброса на поверхности может смещаться от проекции месторасположения скважины. Консервативно искривление оси затопленной струи в однофазных средах под действием направленного под углом потока ранее исследовалось [8, 10, 11]. Для варианта, когда угол между направлениями струи и постоянного потока составляет 90° , формулы, описывающие траекторию струи (за авторством в порядке приведенного выше перечисления источников), имеют вид:

$$Y = 6,19 \sqrt{\frac{a}{3}} \lg \left[1 + 0,1X \left(1 + \left(1 + \frac{20}{X} \right)^{0,5} \right) \right], \quad (15)$$

здесь a не регламентировано;

$$X = \frac{1}{a} Y^{2,55}, \quad 2 \leq a \leq 22; \quad (16)$$

$$X = \left(\frac{1}{a} \right)^{1,3} Y^3; \quad 12 \leq a \leq 1000; \quad (17)$$

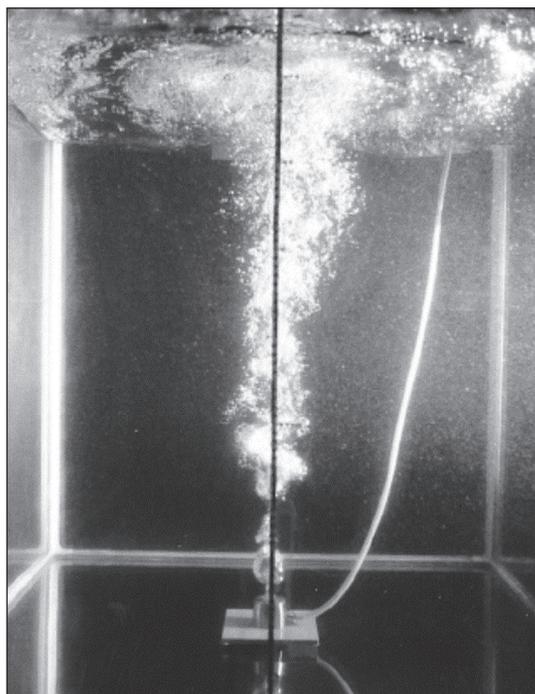


Рис. 3. Внешний вид газового шлейфа [3]

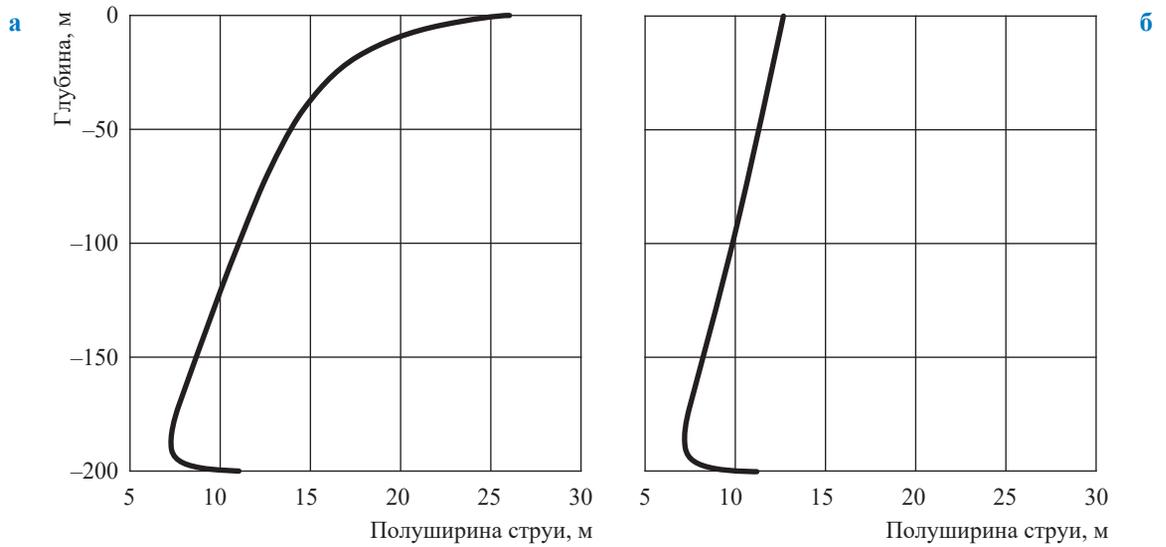


Рис. 4. Расчетный профиль струи от источника природного газа с производительностью 5 т/с на глубине 200 м: а – по модели (5)–(10); б – в приближении к модели Г.Н. Абрамовича [8]

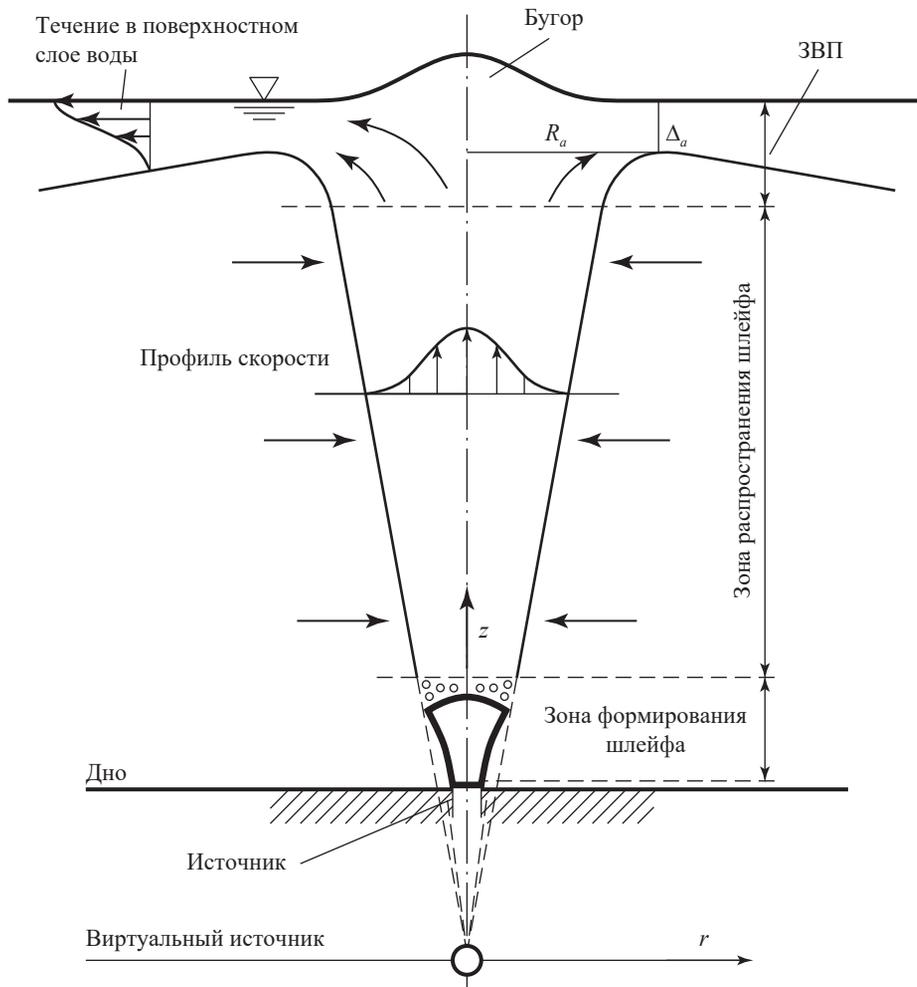


Рис. 5. Структура газового шлейфа

где a – отношение максимальных динамических давлений в струе и в потоке; X и Y – нормированные горизонтальная и вертикальная координаты траектории струи (нормировка проводится на диаметр, в котором реализуется максимальное динамическое давление в струе).

В совокупности соотношения (4)–(17) формулируют полуэмпирическую математическую модель формирования опасных факторов на поверхности моря при фонтанировании подводной скважины. Сопоставление результатов вычислений упрощенными методами CFD [2] с расчетами по модели (4)–(17) (таблица) дает возможность утверждать, что предложенная полуэмпирическая модель является репрезентативной.

По предложенной полуэмпирической модели проведены расчеты характеристик опасных факторов на поверхности моря для глубин (H) 100, 200 и 300 м и скважин дебитом от 20 до 5000 норм. м³/с с последующей аппроксимацией результатов формулами (18)–(22):

$$h_f(Q_M, H) = 19,985H^{-0,605} Q_M^{-0,206+0,098\ln(H)}, \tag{18}$$

$$R_b(Q_M, H) = 0,963H^{0,479} Q_M^{0,452-0,036\ln(H)}, \tag{19}$$

$$R_a(Q_M, H) = 0,06H^{0,72} Q_M^{0,62-0,075\ln(H)}, \tag{20}$$

$$F(Q_M, H) = R_v(Q_M, H, u_v)u_v = 2,323H^{0,422} Q_M^{0,517-0,026\ln(H)}, \tag{21}$$

$$\Delta D(V_t, Q_1, H) = \exp(\exp[1,71 + 0,092\ln(H)]Q_1^{-0,361+0,049\ln(H)})V_t^{\exp(0,303+0,075\ln(H))}Q_1^{0,147-0,023\ln(H)}, \tag{22}$$

где $F(Q_M, H)$ – интеграл сохранения скорости для веерной струи; V_t – скорость течения, м/с; ΔD – дальность дрейфа, м.

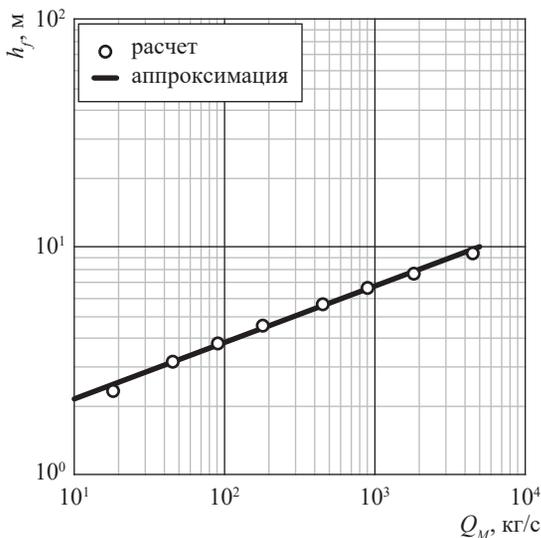


Рис. 6. Зависимость высоты бугра от массового расхода газа для скважин, расположенных на глубине 100 м

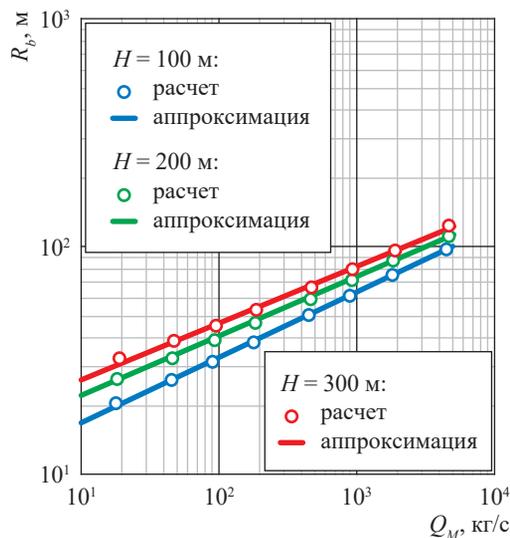


Рис. 7. Зависимость максимального расстояния, на котором наблюдается газовыделение, от массового расхода газа

Сопоставление результатов расчетов упрощенными методами CFD [2] и по модели (4)–(17)

Расчетная модель	Глубина расположения скважины, м	Дебит скважины (Q_1), млн норм. м ³ /сут	h_f , м	Радиус зоны газопроявления (R_b), м	Радиус зоны веерной струи (R_v), м	Дальность дрейфа, м
Формулы (4)–(17)	198,5	122	3,52	43,1	419,5	2,89
Модель компании Ranold AS			2,27	165	400	1,84

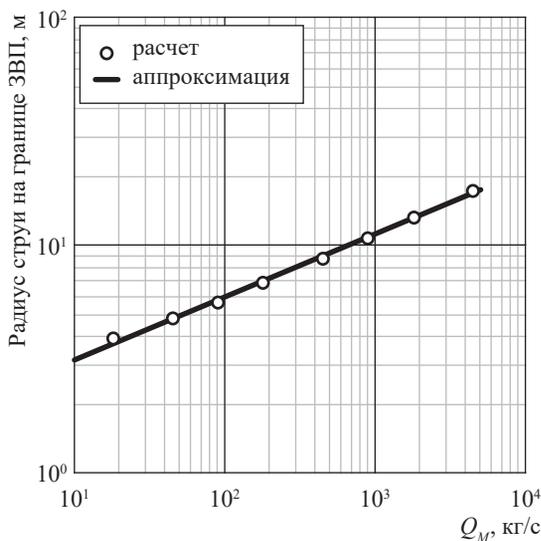


Рис. 8. Зависимость радиуса струи на границе зоны взаимодействия с поверхностью от массового расхода газа для скважин, расположенных на глубине 100 м

Сравнение результатов отдельных расчетов с аппроксимационными зависимостями (18)–(22) характеризует репрезентативность последних (рис. 6–10).

На рисунках видно, что зависимости (18)–(22) удовлетворительно аппроксимируют данные расчетов.

Представляет интерес сопоставление полученных результатов с ранее опубликованными другими авторами. На рис. 11, 12 приведены такие сравнения по высоте бугра (см. рис. 11) и по радиусу опасной зоны (РОЗ) (см. рис. 12).

Метки Q_{mn} и Q_{mo} на рис. 11 и 12 показывают границы применимости зависимостей [4], рассчитанные по числам Фруда для истечения из отверстия диаметром 1 м. При оценке РОЗ от напорного воздействия веерной струи считалось, что для морских объектов, подобно наземным, угрозой представляет динамическое давление от 5 кПа.

Исходя из анализа рисунков можно сделать вывод, что по высоте бугра, которая определяется однозначно, аппроксимационная зависимость (18) в области своей применимости дает средние значения между данными В.Д. Малеванского и др. [7] и Дж.Х. Милграма [12]. В отношении же РОЗ картина не столь очевидна. Так, в некоторых расчетах [4, 6, 7] РОЗ совпадал с радиусом бугра. Здесь же в расчетах за РОЗ авторы принимали либо радиус R_b (см. формулу (19)),

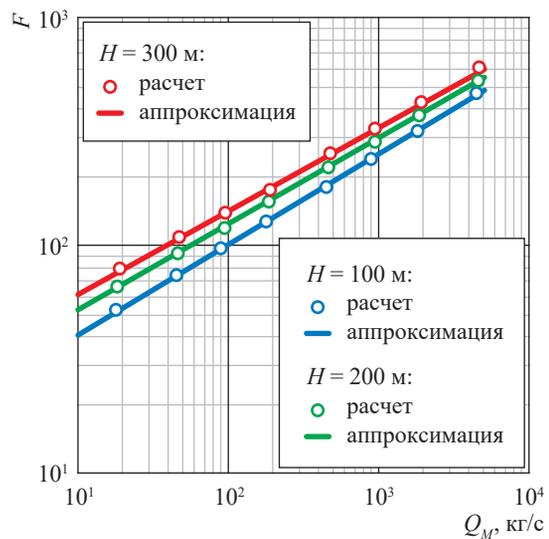


Рис. 9. Зависимость интеграла сохранения (см. формулу (21)) от массового расхода газа

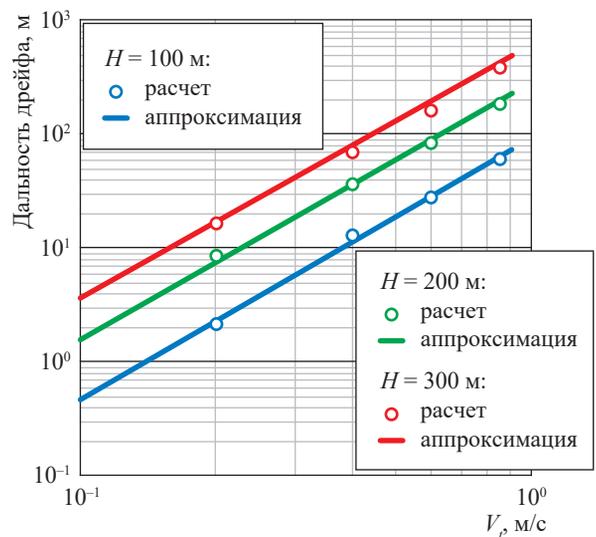


Рис. 10. Зависимость дальности дрейфа от скорости течения при расходе 100 норм. м³/с

либо радиус зоны с динамическим давлением, превышающим 5 кПа (см. формулу (21)). Каков был критерий для определения РОЗ в Руководстве по проведению анализа риска [5] неясно. Тем не менее видно, что РОЗ во всех случаях различается не более чем на порядок. А аппроксимационная зависимость (19) имеет ту же тенденцию к изменению, что и другие зависимости [5–7], и является средней между условно нормативными данными Руководства по проведению анализа риска [5] и данными В.Д. Малеванского, Е.В. Шеберстова [7].

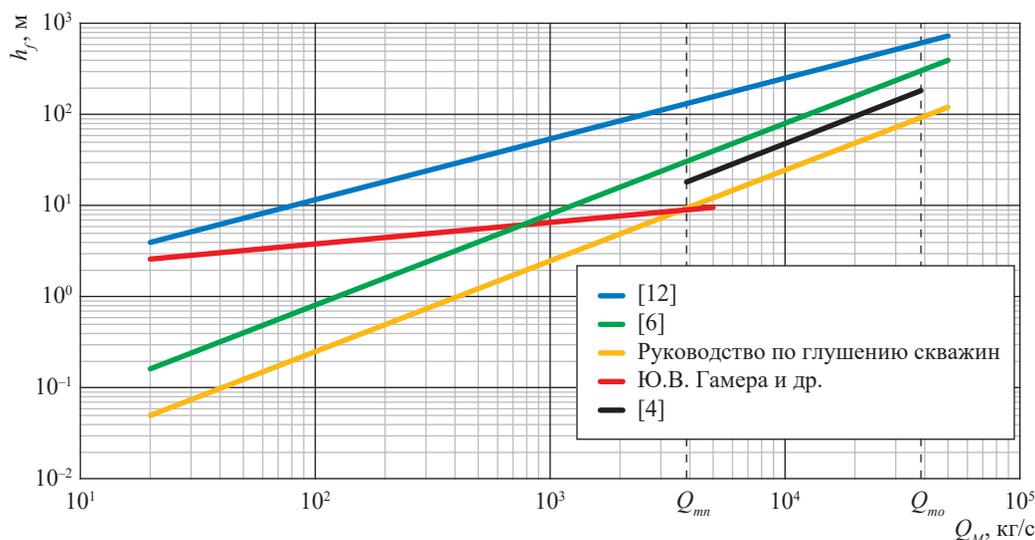


Рис. 11. Зависимость высоты бугра от массового расхода, по данным различных авторов, для выброса с подводной скважины, расположенной на глубине 100 м

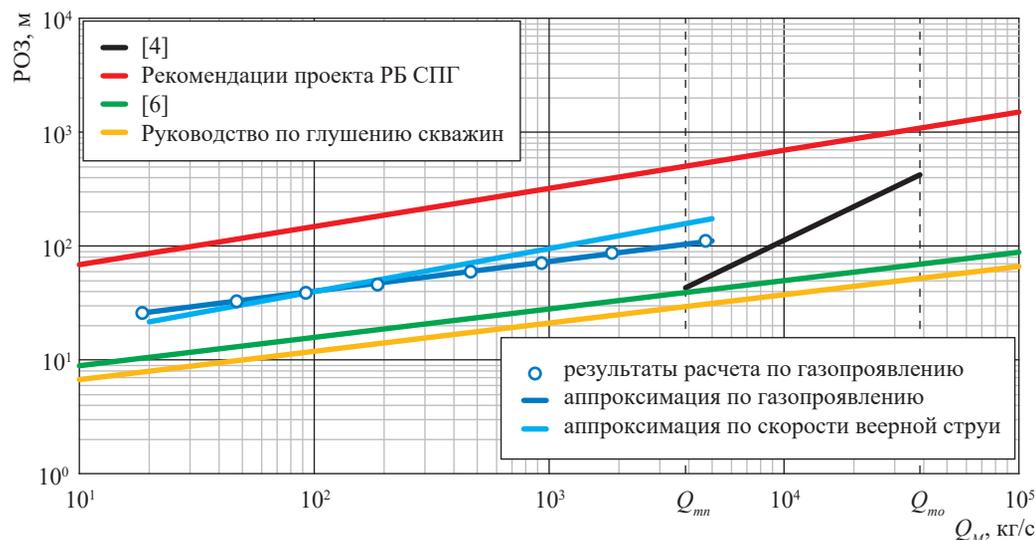


Рис. 12. Зависимость РОЗ от массового расхода, по данным различных авторов, для выброса с подводной скважины, расположенной на глубине 200 м

Таким образом, в представленном исследовании:

- разработана и предложена новая математическая модель распространения газожидкостной струи в толще воды при аварии на морской скважине;
- показано, что в условиях Южно-Кириного месторождения выход на поверхность воды возможен только для газожидкостного шлейфа;
- сформулирована полуэмпирическая математическая модель (ПММ) для расчета образования на поверхности воды опасных

факторов (ОФ) при аварии на морской скважине с учетом морских течений (бугра, зоны пониженной плотности и напорного воздействия веерной струи);

- проведены расчеты образования ОФ по ПММ для объемных расходов газа от 20 до 5000 м³/с, глубин расположения источника выброса от 90 до 350 м и средних скоростей течений от 0 до 0,85 м/с. Для глубин моря, отличных от указанных, требуются тщательное исследование и дополнительная проработка новых расчетных моделей;

- выполнена аппроксимация расчетных результатов;

- проведено сравнение результатов оценки ОФ по ПММ для аварии на морской скважине с полученными аппроксимационными зависимостями и опубликованными научными данными;

- установлена применимость аппроксимационных зависимостей для прогнозирования опасных последствий аварии на морской скважине.

Список литературы

1. Чжан Ч. Численное моделирование истечения природного газа из подводного газопровода: препринт / Ч. Чжан, И.С. Меньшов. – М.: ИПМ РАН, 2017.
2. Анализ углеводородного шлейфа в толще воды для скважин газоконденсатных эксплуатационных №№ СК6, СК7, СК8 Южно-Киринского месторождения: технический отчет Ranold AS. – 9 Декабря 2022 г. – 21 с.
3. Friedl M.J. Bubble plumes and their interaction with the water surface / M.J. Friedl, T.K. Fanneløp // *Applied Ocean Research*. – 2000. – № 22. – С. 119–128.
4. Исаев В.И. Определение дебита аварийно-фонтанирующей газовой скважины через слой жидкости по геометрическим размерам бугра / В.И. Исаев, В.Г. Иванников, А.В. Иванников // *Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина*. – 2010. – № 3 (260). – С. 47–53.
5. Руководство по проведению анализа риска на объектах производства, транспортировки, хранения, отгрузки и использования сжиженного природного газа / утв. приказом Ростехнадзора от 09.08.2024 № 251.
6. Теплицкий И.С. Оценка дебита газового фонтана по параметрам газовой бугры на поверхности воды в кратере / И.С. Теплицкий // *Докл. АН УзССР*. – 1968. – № 8. – С. 10–11.
7. Малеванский В.Д. Руководство по проведению гидродинамических расчетов глушения фонтанов / В.Д. Малеванский, Е.В. Шеберстов. – М.: ВНИИГАЗ, 1983.
8. Абрамович Г.Н. Теория турбулентных струй / Г.Н. Абрамович. – М.: Наука, Главная редакция физ.-мат. литературы, 1984.
9. Анализ риска эксплуатации объектов обустройства Штокмановского месторождения, морских инженерных сооружений и объектов трубопроводного транспорта газа: НИР по договору № 148.54.22. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2006. – 411 с.
10. Шандоров Г.С. Истечение из каналов в неподвижную и движущуюся среду / Г.С. Шандоров // *ЖТФ*. – 1957. – Т. 27. – Вып. 1. – С. 155–179.
11. Иванов Ю.В. Уравнение траекторий струй острого дутья / Ю.В. Иванов // *Советское котлотурбостроение*. – 1952. – № 8. – С. 10–12.
12. Milgram J.H. The mean flow in round bubble plumes / J.H. Milgram // *J. Fluid Mech*. – 1983. – Т. 133. – С. 345–376.

Modelling dangerous factors at sea surface when a deep-water well is blowing

Yu.V. Gamera^{1*}, Yu.Yu. Petrova¹, A.A. Durum¹, I.G. Volynets¹, A.B. Dokutovich¹, A.V. Lobanov²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, Block 3-1, Bld. 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

* E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. In the article the process of flowing of underwater gas well is considered, and mathematical modeling of areas size of hazardous manifestations from the spread of gas emissions on the sea surface is carried out. For this purpose, a new mathematical model has been developed to describe the process of formation of a bubble plume in water and to estimate the zones of reduced water density borders when the gas seepages at the surface. The model is based on a system of equations describing a quasi-one-dimensional flow from an underwater well in an approximation of an axisymmetric flooded jet. The maximum length of the compact jet gas section and the possibility of the gas flow outlet at the sea surface are assessed, in this regard, the model is applicable for wells located at depths of 90...350 m. Calculation formulas have been obtained, and the areas size of hazardous manifestations of the gas plume on the surface are defined including the height of the water bulge, radius of the «gas manifestation zone», the range of drift of the «gas manifestation zone» center relative to the well head under the action of the sea current.

Keywords: offshore gas production, underwater well, flowing well, modelling of gas plume in water, safe zone border, safety of offshore facilities.

References

1. CHZHAN, Ch., I.S. MENSHOV. *Numerical modelling of natural gas escape from a subsea gas pipeline* [Chislennoye modelirovaniye istecheniya prirodnogo gaza iz podvodnogo gazoiprovida]: preprint. Moscow: Keldysh Institute of Applied Mathematics, 2017. (Russ.).
2. *Analysis of hydrocarbon plume within the water column gas-condensate running wells no. SK6, SK7, SK8 at Yzhno-Kirinskoye field* [Analiz uglevodorodnogo shleyfa v tolshe vody dlya skvazhin gazokondensatnykh ekspluatatsionnykh №№ SK6, SK7, SK8 *Yzhno-Kirinskogo mestorozhdeniya*]: technical report. – 9 December 2022. (Russ.).
3. FRIEDL, M.J., T.K. FANNELØP. Bubble plumes and their interaction with the water surface. *Applied Ocean Research*, 2000, no. 22, pp. 119–128, ISSN 0141-1187.
4. ISAYEV, V.I., V.G. IVANNIKOV, A.V. IVANNIKOV. Testing the flowrate of a faulty blowing gas well through a fluid film according to knob dimensions [Opredeleniye debita avariyno-fontaniruyushchey gazovoy skvazhiny cherez sloy zhidkosti po geometricheskim razmeram bugra]. *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina*, 2010, no. 3(260), pp. 47–53, ISSN 2073-9028. (Russ.).
5. *Guidelines on conducting risk analysis at the facilities for production, transportation, storage, shipment and application of the liquefied natural gas* [Rukovodstvo po provedeniyu analiza riska na obyektnakh proizvodstva, transportirovki, khraneniya, otgruzki i ispolzovaniya szhizhennogo prirodnogo gaza]. Adopted by Rostekhnadzor on August 09, 2024, order no. 251. (Russ.).
6. TEPLITSKIY, I.S. Assessing flowrate of a gas blowout via parameters of gas-water knob at water level line of a crater [Otsenka debita gazovogo fontana po parametram gazo-vodyanogo bugra na poverkhnosti vody v kratere]. *Doklady Akademii nauk Uzbekskoy SSR*, 1968, no. 8, pp. 10–11. (Russ.).
7. MALEVANSKIY, V.D., Ye.V. SHEBERSTOV. *Guidelines on hydrodynamic computation of blowout damping* [Rukovodstvo po provedeniyu gidrodinamicheskikh raschetov glusheniya fontanov]. Moscow: VNIIGAZ, 1983. (Russ.).
8. ABRAMOVICH, G.N. *Theory of turbulent jets* [Teoriya turbulentnykh struy]. Moscow: Nauka, Glavnaya redaktsiya fiz.-mat. literatury, 1984. (Russ.).
9. *Analysis of operational risks for the Shtokman field development facilities, the marine engineering structures and the gas pipelines* [Analiz riska ekspluatatsii obyektoy obustroystva Shtokmanovskogo mestorozhdeniya, morskikh inzhenernykh sooruzheniy i obyektoy truboprovodnogo transporta gaza]: scientific report. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2006. (Russ.).
10. SHANDOROV, G.S. Exhaust from channels into steady and moving media [Istecheniye iz kanalov v nepodvizhnuyu i dvizhushchuyuyu sredy]. *Zhurnal Tekhnicheskoy Fiziki*, 1957, vol. 27, is. 1, pp. 155–179, ISSN 0044-4642. (Russ.).
11. IVANOV, Yu.V. Trajectory equation for overfire jets [Uravneniye trayektoriy struy ostrogo dutya]. *Sovetskoye Kotloturbostroyeniye*, 1952, no. 8, pp. 10–12. (Russ.).
12. MILGRAM, J.H. The mean flow in round bubble plumes. *J. Fluid Mech.*, 1983, vol. 133, pp. 345–376, ISSN 0022-1120.

УДК 622.691.4.052:004.032.26

Прогнозирование ресурса и ремонтпригодности рабочих лопаток газоперекачивающих агрегатов по структурной деградации сплава с применением математического аппарата искусственных нейронных сетей

И.П. Семенова¹, В.Н. Федоров², В.П. Голуб^{2*}, И.И. Мельников³, А.В. Поляков¹

¹ Уфимский университет науки и технологий, Российская Федерация, 450076,

Приволжский федеральный округ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32

² ООО «Газпром инвест», Российская Федерация, 196210, г. Санкт-Петербург, ул. Стартовая, д. 6, лит. Д

³ АО «Силловые машины», Российская Федерация, 195009, Санкт-Петербург, ул. Ватутина, д. 3, лит. А

* E-mail: golubvp@mail.ru

Тезисы. Основой надежной и эффективной эксплуатации лопаток как основных деталей газоперекачивающих агрегатов (ГПА) является их фактический ресурс. На примере рабочих лопаток из сплава Inconel 738 показаны основные особенности деградации микроструктуры материала после длительной наработки в составе полноразмерного ГПА. Продемонстрированы принципиальные преимущества применения математического аппарата искусственных нейронных сетей для решения задач расчетного прогнозирования длительной прочности жаропрочных сплавов по сравнению с традиционными регрессионными моделями. Сформулированы основные научно-технические задачи, решение которых позволит осуществить мониторинг технического состояния лопаток после отработки назначенного ресурса, оценить их ремонтпригодность и возможность дальнейшей безаварийной эксплуатации.

Ключевые слова: лопатка турбины, жаропрочный никелевый сплав, деградация структуры, механические свойства, методы прогнозирования ресурса материала.

В ПАО «Газпром» на объектах транспорта, добычи и переработки газа эксплуатируются более 4500 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) отечественного и зарубежного производства. ГПА – это сложное техническое устройство, основной конструктивной частью которого является привод. Большую часть парка эксплуатируемых приводов составляют газотурбинные установки, или двигатели (соответственно ГТУ или ГТД). Перспективным направлением развития отечественной системы поддержания исправного состояния ГТУ (ГТД) является переход к комплексной системе мониторинга, оценки текущего состояния и прогнозирования остаточного ресурса газотурбинного привода как в целом, так и его основных частей (лопаток) [1].

На сегодняшний день заводами-изготовителями установлен ресурс основных расходных частей ГТУ (ГТД), эксплуатация за границей которого запрещается законодательными актами РФ и техническими регламентами Таможенного союза. Диагностика технического состояния лопаточного аппарата преимущественно делается во время проведения межремонтного технического обслуживания методами визуального осмотра (выявление образовавшихся в процессе эксплуатации поверхностных дефектов) и неразрушающего контроля (выявление внутренних разрушений). При этом вопросы изменения структуры материала лопаток с наработкой, их физико-механических характеристик (предел длительной прочности, предел выносливости) остаются вне зоны контроля. Каких-либо количественных критериев оценки состояния отработавшего ресурса материала, особенно после длительных наработок (более 25000 ч), для промышленных жаропрочных сплавов пока нет. Отсутствие данных о деградации структуры лопаток может привести к их преждевременному разрушению в период установленного заводом-изготовителем ресурса или к замене годных к дальнейшей эксплуатации по техническому состоянию лопаток на новые, следствием чего становится снижение эффективности использования средств, вложенных на поддержание исправного состояния ГТУ.

Жаропрочные сплавы на основе никеля – основной материал наиболее нагруженных узлов ГТД как наземного, так и авиационного назначения. Наиболее распространенными жаропрочными никелевыми сплавами в зарубежных ГПА являются сплавы Inconel 738LC, Inconel 792, Inconel 939, широко применяемые в установках General Electric, Pratt & Whitney, Siemens и Rolls-Roy's с 1970-х гг. Эти сплавы, разработанные для рабочих и направляющих лопаток в 1960-е гг., остаются базовыми для лопаток газовых турбин наземного базирования [2]. С учетом ухода с рынка РФ вышперечисленных зарубежных поставщиков комплектующих возникла острая проблема технического обслуживания и ремонта используемых силовых и газотурбинных установок и ГПА в ПАО «Газпром».

Для решения поставленной выше проблемы важно изучить динамику деградации структурно-фазового состава никелевых сплавов в условиях длительной эксплуатации, его влияния на эксплуатационные свойства деталей, выработать критерии оценки обратимости их изменений. Одним из инструментов, позволяющих сократить объем экспериментальных исследований, оптимизировать финансовые и временные затраты, являются методы статистической обработки и математического моделирования. Методы искусственного интеллекта, или методы машинного обучения, являются в последние годы активно развивающимся направлением цифровизации технологий. В основе машинного обучения лежит исходная база данных о материалах, выборка из которой используется для тренировки моделей.

Авторами изучены основные признаки деградации микроструктуры сплава Inconel 738 на примере рабочих лопаток турбины высокого давления (ТВД) ГТУ, имеющих наработку 20 тыс. и 38 тыс. ч. Обсуждается влияние структурной деградации никелевого сплава Inconel 738 на кратковременные свойства лопаток при эксплуатационных температурах. Описаны основные методы прогнозирования эксплуатационной стабильности жаропрочных никелевых сплавов. Продемонстрированы принципиальные преимущества применения математического аппарата искусственных нейронных сетей для решения задач расчетного прогнозирования длительной прочности жаропрочных сплавов по сравнению с традиционными регрессионными моделями.

Деградация микроструктуры и механических свойств рабочих лопаток ТВД

Как известно, лопатки ТВД работают в условиях высоких температур и центробежных растягивающих напряжений, которые будут влиять на динамику изменений структуры. Основной упрочняющей фазой является γ' -фаза (Ni_3Ti), частицы которой в исходном литом состоянии имеют кубическую форму и размер не более 0,5 мкм (рис. 1, см. а). В сплаве Inconel 738 ее объемная доля обычно достигает 75 %. Помимо γ' -фазы в микроструктуре сплава присутствуют карбиды округлой морфологии (см. рис. 1б).

В публикациях, описывающих деградацию структуры при воздействии высокой температуры в никелевых сплавах, обычно представлены результаты исследований лабораторных образцов после длительных изотермических выдержек [3–5]. В настоящей работе описаны исследования микроструктуры рабочих лопаток ТВД (изд. ГТЭ 160) из сплава Inconel 738 после различной наработки.

Исследование материала рабочих лопаток ТВД проводилось с помощью растрового электронного микроскопа TESCAN MIRA LMS. Выявлено, что основные изменения претерпевает упрочняющая γ' -фаза в результате процессов растворения и коагуляции. В частности, форма частиц становится нерегулярной, т.е. она теряет когерентность с твердым раствором, размер частиц увеличивается до 1,5 мкм, т.е. почти в 3 раза по сравнению с исходным состоянием (рис. 2). При этом объемная доля упрочняющих частиц уменьшается за счет их частичного растворения, особенно после 40 тыс. ч наработки (см. рис. 2б). В результате протекания карбидных реакций в объеме выделяются топологически плотноупакованные (ТПУ) фазы, которые имеют игольчатую морфологию (рис. 3, см. а). Подобная структура в виде «сетки» присутствует в основном материале под защитным покрытием (см. рис. 3б).

Следовательно, можно отметить, что деградация микроструктуры реальных лопаток имеет общие закономерности с лабораторными образцами после длительных изотермических выдержек при повышенных температурах. Вместе с тем до сих пор каких-либо количественных критериев для оценки состояния структуры, когда она становится критической и приводит к снижению эксплуатационных свойств ниже требуемых конструктором значений, пока нет.

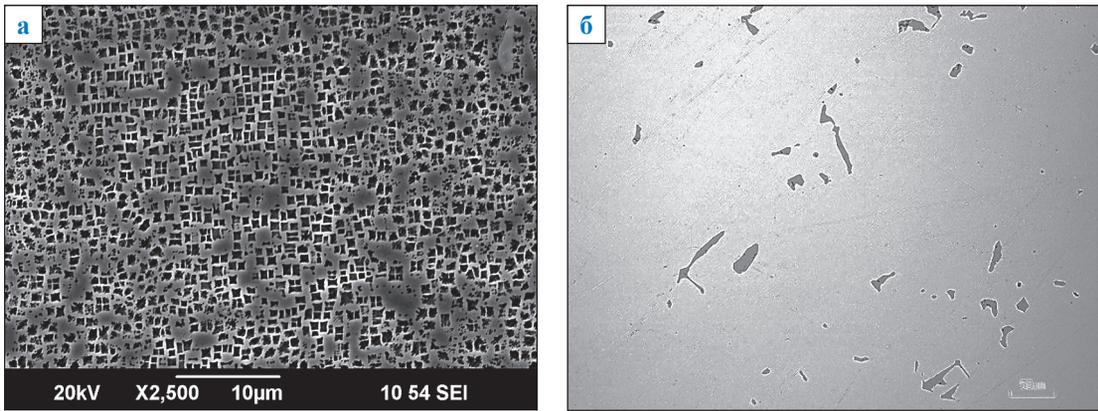


Рис. 1. Типичная микроструктура материала лопаток ТВД из сплава Inconel 738:
 а – упрочняющая γ' -фаза на электронноскопическом изображении;
 б – карбиды типа Me_6C на оптическом изображении

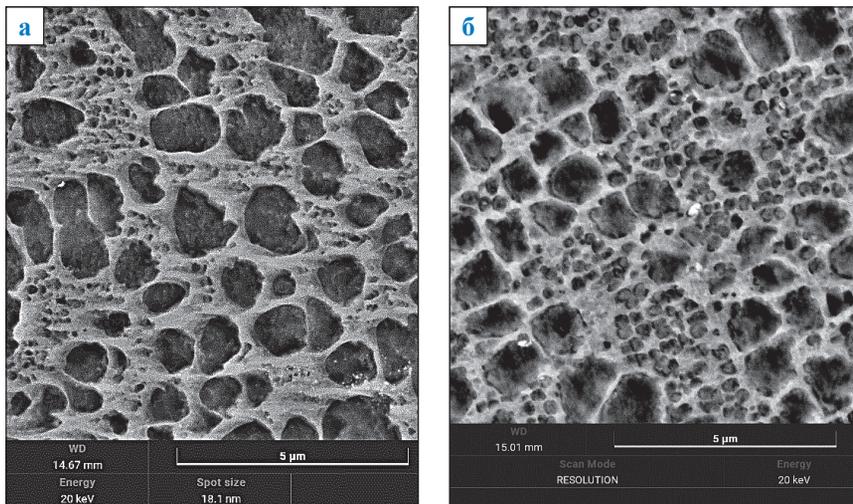


Рис. 2. Растровая электронная микроскопия: микроструктура материала лопатки ТВД после 20 тыс. ч (а) и после 40 тыс. ч (б) наработки в составе изд. ГТЭ 160

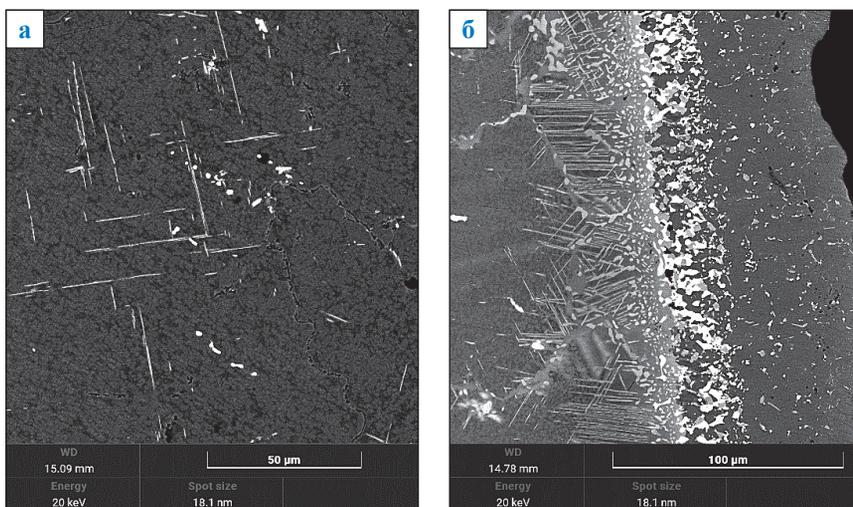


Рис. 3. Растровая электронная микроскопия. Микроструктура материала лопатки ТВД после 20 тыс. ч наработки в составе изд. ГТЭ 160:
 а – ТПУ-фазы в объеме; б – под покрытием

А.А. Быбиным показано влияние структурной деградации образцов никелевого сплава Inconel 738 на их кратковременные свойства (предел прочности и относительное удлинение) при температурах 650 и 800 °С [6]. Установлено, что с увеличением длительности эксплуатации наблюдается общая тенденция снижения предела прочности и относительного удлинения, а при достижении больших наработок она становится критической. Например, после 60 тыс. ч эксплуатации предел прочности снижается по сравнению с исходным состоянием в 1,2...1,3 раза, а пластичность при повышенной температуре – почти в 3,5 раза [6]. Для сплава Inconel 738 эти свойства были практически на границе допустимых техническими условиями значений.

Таким образом, снижение механических характеристик жаропрочных никелевых сплавов в первую очередь обусловлено деградацией упрочняющей γ' -фазы (форма, размер и объемная доля ее частиц) и карбидными реакциями, приводящими к выделению ТПУ-фаз. Кроме того, ресурс материала лопаток в первую очередь обеспечивают длительная прочность и предел выносливости при эксплуатационной температуре. К настоящему времени систематических исследований эксплуатационных свойств материала рабочих лопаток после длительных наработок пока не проводилось. В этой связи выявление критериев для количественной оценки степени деградации структуры и их влияния на прочностные и усталостные характеристики материала является одной из основных научно-технических задач. Это позволит провести экспертную оценку фактического состояния материала лопаток для последующего прогноза их остаточного ресурса.

Методы прогнозирования эксплуатационной стабильности жаропрочных никелевых сплавов

Как уже было отмечено выше, параметр длительной прочности является одним из основных с точки зрения оценки ресурса работы деталей из жаропрочных никелевых сплавов. При этом для определения параметров длительной прочности при наработках свыше 10 тыс. ч требуется проведение долговременных испытаний при повышенных температурах, т.е. большого объема экспериментальных исследований, что ведет к большим временным и финансовым затратам. Поэтому в настоящее время

широко используются методы статистической обработки и математического моделирования. Наиболее популярным методом является статистический подход с использованием соотношения Ларсена – Миллера: $P_{LM} = T(C + \lg t)$, где P_{LM} – критерий Ларсена – Миллера; T – температура испытания; K ; τ – время до разрушения; c ; C – константа, принимаемая для хрупкого разрушения равной 20 [7].

В последние десятилетия активно развиваются методы искусственного интеллекта, в том числе методы машинного обучения нейросетевых математических моделей [8, 9]. Для выбора архитектуры нейронной сети, проведения ее обучения и последующей валидации используют базу экспериментальных данных об исследуемых материалах. С помощью построенной модели проводят прогнозирование свойств материалов, например длительной прочности. Главное преимущество искусственных нейронных сетей (ИНС) по сравнению с традиционными методами регрессионного анализа – это возможность находить сложные (нелинейные) зависимости в большом объеме разрозненных экспериментальных данных.

В недавней работе авторов [10] математическое моделирование с применением ИНС было использовано для прогнозирования длительной прочности жаропрочного сплава Inconel 792 и его наиболее близкого по свойствам отечественного сплава ЧС88У при эксплуатации от 10 до 50 тыс. ч. В качестве исходных данных были использованы результаты испытаний на длительную прочность сплавов Inconel 792 и ЧС-88У по ГОСТ 10145-81 и известные справочные данные [11]. На рис. 4 (см. а) показана зависимость механических напряжений от критерия Ларсена – Миллера, рассчитанная методом наименьших квадратов по формулам математической статистики. На рис. 4б представлена та же зависимость, полученная с помощью ИНС. В качестве обучающей выборки ИНС принимали экспериментальные значения длительной прочности при разных температурах. Средняя величина ошибки обучения составляла не более 0,01. Можно отметить, что в случае применения ИНС при снижении напряжений ниже 200 МПа скорость деградации структуры уменьшается, что обеспечивает возможность увеличения продолжительности эксплуатации материала при ограниченных нагрузках.

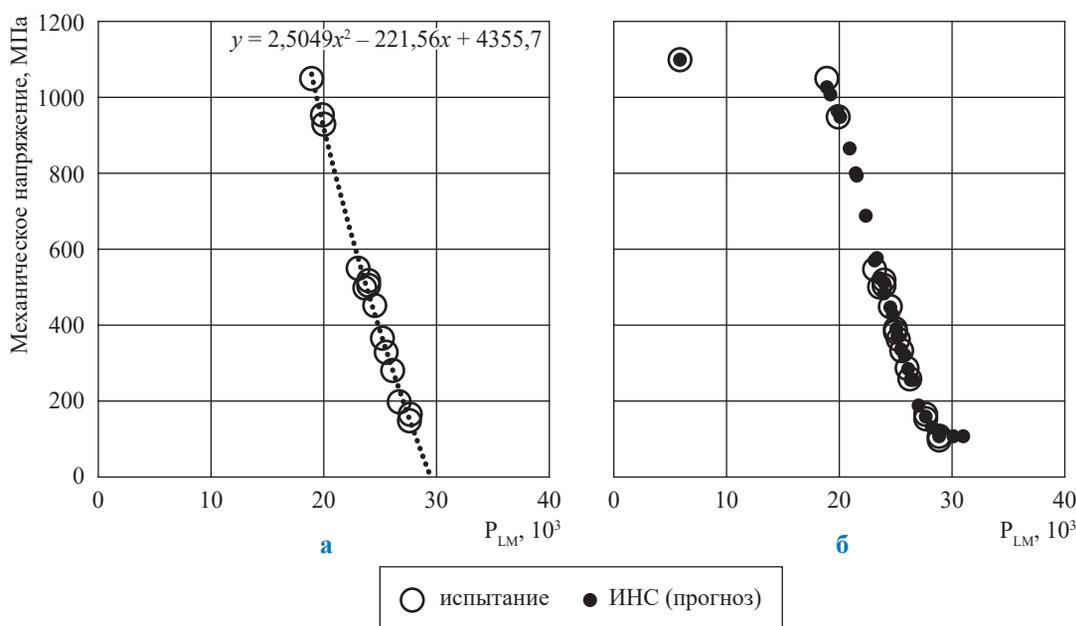


Рис. 4. Зависимость предела длительной прочности от параметра Ларсена – Миллера, рассчитанная для сплава Inconel 792 с помощью полиномиальной (регрессионной) модели (а) и нейросетевой модели (б) [10]

Было показано значительное, более 30 %, отклонение экспериментальных данных от полиномиальной модели в области больших величин – прежде всего, количества часов наработки. При этом наибольшей точностью обладает нейросетевая модель, ее максимальная относительная погрешность составила: для сплава ЧС88У – 10,5 %; для сплава Inconel 792 – 5,9 % [10]. Значит, чем сложнее корреляционная зависимость между исходными данными и выходными параметрами, тем большую погрешность модели можно ожидать. Применение нейросетевой модели позволяет практически полностью снять ограничения на количество факторов и форму их функциональной зависимости. Поэтому для решения задач расчетного прогнозирования эксплуатационных свойств материала лопаток после отработки назначенного ресурса характеристик математический аппарат ИНС имеет целый ряд преимуществ перед обычными регрессивными моделями, которые заключаются в неограниченной сложности описываемых функциональных зависимостей и возможности использования большого числа разрозненных переменных.

Заключение

Материал конструкций и узлов ГТД и аппаратов, работающих в экстремальных условиях высокотемпературных перепадов, агрессивной

среды, механических напряжений, вибраций, многократных силовых и термических циклических нагрузок, претерпевает значительные изменения. При этом динамика процесса деградации микроструктуры материала и, как следствие, механических свойств зависит от длительности и условий (напряжений, рабочей температуры, среды и др.) эксплуатации. Поэтому в системе обслуживания и ремонта ГПА структурное состояние материала лопаток турбины будет иметь немаловажное значение для определения ремонтпригодности деталей и прогнозирования дальнейшего ресурса деталей ГПА.

В этой связи можно сформулировать следующие научно-технические задачи, решение которых будет направлено на повышение эффективности и безопасной эксплуатации ГПА:

- экспертная оценка фактического состояния агрегатов для прогноза их остаточного ресурса и ремонтпригодности;
- определение критериев ремонтпригодности лопаток, включая степень деградации структуры и свойств материала;
- создание баз данных «структура – механические свойства», «дефекты – эквивалентная наработка»;
- разработка нейросетевых математических моделей прогноза остаточного ресурса материала;

- валидация моделей с использованием экспериментальных данных о лопатках ГТУ с большой наработкой;
- разработка неразрушающих методов контроля структуры, остаточных напряжений;
- разработка инновационных технологий восстановительного ремонта основных деталей турбины;

- разработка специальных компьютерных программ.

Реализация перечисленных выше задач станет одним из этапов создания цифрового двойника ГПА и развития информационных систем, помогающих человеку принимать решения.

Список литературы

1. Федоров В.Н. Задачи интеграции цифровых решений в систему управления жизненным циклом ответственных деталей ГТУ / В.Н. Федоров, В.П. Голуб // Компрессорное оборудование и ГТУ для газотранспортной системы: сб. трудов конференции, Санкт-Петербург, 13–15 сентября 2023 г. – СПб.: Политех-Пресс, 2023. – 122 с.
2. Логунов А.В. Жаропрочные никелевые сплавы для лопаток и дисков газовых турбин / А.В. Логунов. – Рыбинск: Газотурбинные технологии, 2017. – 854 с.
3. Тягунов А.Г. Метод оценки структурной стабильности жаропрочных никелевых сплавов на основе определения параметра фазовой стабильности PS / А.Г. Тягунов, Д.А. Тарасов, О.Б. Мильдер и др. // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2022. – № 2 (800). – С. 49–52.
4. Каблов Е.Н. Литые лопатки газотурбинных двигателей. Сплавы, технология, покрытия / Е.Н. Каблов. – М.: МИСИС, 2001. – 632 с.
5. Кузнецов В.П. Структура и свойства жаропрочных никелевых сплавов / В.П. Кузнецов, В.П. Лесников, Н.А. Попов. – Екатеринбург: Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, 2016. – 164 с.
6. Быбин А.А. Влияние эксплуатационной наработки на кратковременные механические свойства жаропрочных никелевых сплавов стационарных газовых турбин / А.А. Быбин // Изв. вузов. Авиационная техника. – 2015. – № 1. – С. 95–97.
7. Larson R.R. Time-temperature relationship for rupture creep stresses / R.R. Larson, J. Miller // Transactions of ASME. – 1952. – № 74. – С. 765–775.
8. Круглов В.В. Искусственные нейронные сети. Теория и практика / В.В. Круглов, В.В. Борисов. – М.: Горячая линия – Телеком, 2001. – 382 с.
9. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации / С. Осовский. – М: Финансы и статистика, 2004. – 344 с.
10. Семенова И.П. Разработка методов прогнозирования эксплуатационной стабильности некоторых жаропрочных сплавов с использованием нейросетей / И.П. Семенова, К.С. Селиванов, И.И. Мельников и др. // Газовая промышленность. – 2023. – № 11 (856). – С. 58–67.
11. Donachie M.J. Superalloys: a technical guide / M.J. Donachie, S.J. Donachie. – 2nd ed. – Materials Park, OH: ASM International, 2002. – 402 с.

Life and repair ability prediction for runner blades of gas compressor units according to structural degradation of alloy using mathematical apparatus of artificial neural networks

I.P. Semenova¹, V.N. Fedorov², V.P. Golub^{2*}, I.I. Melnikov³, A.V. Polyakov¹

¹ Ufa University of Science and Technology, Bld. 32, Zaki Validi street, Ufa, The Republic of Bashkortostan, 450076, Russian Federation

² Gazprom Invest LLC, lit. D, Bld. 6, Startovaya street, St. Petersburg, 196210, Russian Federation

³ Silovyye Mashiny JSC, lit. A, Bld. 3, Vatutina street, St. Petersburg, 195009, Russian Federation

* E-mail: golubvp@mail.ru

Abstract. Observed life of blades of the gas compressor units is a basis of their reliable and effective operation. The main degradation behavior of material microstructure after the longtime run within a full-size gas compressor unit is given for a case of the runner blades made of the Inconel 738 alloy. Authors demonstrate the principle advantages

of the artificial neural nets mathematics to perform the prognostic analysis of longstanding strength of refractory alloys in comparison with the classical regression models. They formulate the major R&D tasks which fulfillment will enable monitoring of blades health after they exhausted their life span, and estimation of their repair ability and possibility of their accident-free operation.

Keywords: turbine blade, refractory nickel alloy, degradation of structure, mechanical properties, methods for predicting resource of material.

References

1. FEDOROV, V.N., V.P. GOLUB. Challenges referred to integration of digital technologies into a system for controlling life cycle of critical parts in a gas turbine [Zadachi integratsii tsifrovyykh resheniy v sistemu upravleniya zhiznennym tsiklom otvetstvennykh detaley GTU]. In: *Compressors and gas turbines for a gas pipeline network* [Kompresornoye oborudovaniye i GTU dlya gazotransportnoy sistemy]: collected papers of a conference, St. Petersburg, 13–15 September 2023. St. Petersburg: Politekh-Press, 2023. (Russ.).
2. LOGUNOV, A.V. *Refractory nickel alloys for blades and disks of gas turbines* [Zharoprochnyye nikelovyie splavy dlya lopatok i diskov gazovykh turbin]. Rybinsk, Russia: Gazoturbinnyye Tekhnologii, 2017. (Russ.).
3. TYAGUNOV, A.G., D.A. TARASOV, O.B. MILDER et al. Method for assessing the structural stability of refractory nickel alloys based on determination of parameter PS of phase stability [Metod otsenki strukturnoy stabilnosti zharoprochnyykh nikelovykh splavov na osnove opredeleniya parametra fazovoy stabilnosti PS]. *Metallovedeniye i Termicheskaya Obrabotka Metallov*, 2022, no. 2 (800), pp. 49–52, ISSN 0026-0819. (Russ.).
4. KABLOV, Ye.N. *Cast-in blades of gas-turbine engines. Alloys, technologies, coatings* [Litye lopatki gazoturbinnyykh dvigateley. Splavy, tekhnologii, pokrytiya]. Moscow: National University of Science and Technology MISIS, 2001. (Russ.).
5. KUZNETSSOV, V.P., V.P. LESNIKOV, N.A. POPOV. *Structure and properties of refractory nickel alloys* [Struktura i svoystva zharoprochnyykh nikelovykh splavov]. Yekaterinburg: Ural Federal University, 2016. (Russ.).
6. BYBIN, A.A. Influence of operational life on structure and transient mechanical properties of heat resistant nickel superalloys of stationary gas turbines [Vliyaniye ekspluatatsionnoy narabotki na kratkovremennyye mekhanicheskiye svoystva zharoprochnyykh nikelovykh splavov statsionarnyykh gazovykh turbin]. *Ivestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Aviatsionnaya Tekhnika*, 2015, no. 1, pp. 95–97, ISSN 0579-2975. (Russ.).
7. LARSON, R.R., J. MILLER. Time-temperature relationship for rupture creep stresses. *Transactions of ASME*, 1952, no. 74, pp. 765–775, ISSN 0094-4289. (Russ.).
8. KRUGLOV, V.V., V.V. BORISOV. *Artificial neural networks. Theory and practice* [Iskusstvennyye neyronnyye seti. Teoriya i praktika]. Moscow: Goryachaya liniya – Telekom, 2001. (Russ.).
9. OSOYEVSKIY, S. *Neural networks for processing of information* [Neyronnyye seti dlya obrabotki informatsii]. Moscow: Financy i Statistika, 2004. (Russ.).
10. SEMENOVA, I.P., K.S. SELIVANOV, I.I. MELNIKOV et al. Development of methods for predicting the operational stability of certain heat-resistant alloys using neural networks [Razrabotka metodov prognozirovaniya ekspluatatsionnoy stabilnosti nekotorykh zharoprochnyykh splavov s ispolzovaniyem neyrosetey]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2023, no. 11 (856), pp. 58–67, ISSN 0016-5581. (Russ.).
11. DONACHIE, M.J., S.J. DONACHIE. *Superalloys: a technical guide*. 2nd ed. Materials Park, OH: ASM Internatioinal, 2002.

УДК 614.835.3

О необходимости проведения сценарного анализа условий возникновения и развития аварий при нормировании размещения теплоизолированных бездренажных резервуаров сжиженного природного газа

В.С. Сафонов^{1*}, А.Г. Гречко¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохнинский проспект, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: бездренажное хранение СПГ, аварийный разлив, ограничение интенсивности испарения, эффект BLEVE.

Тезисы. В работе проанализированы характерные условия разрушения наземных одностенных цилиндрических резервуаров для бездренажного хранения сжиженных углеводородных газов при экстремальном внешнем тепловом воздействии, сопровождающегося взрывным вскипанием термодинамически перегретой жидкости и образованием огневого шара. Показано, что в отличие от одностенных резервуаров для типовых криогенных резервуаров сжиженного природного газа (СПГ) с порошково-вакуумной или экранно-вакуумной теплоизоляцией в обычных условиях эксплуатации условия термодинамического перегрева СПГ достигнуты быть не могут.

Рассмотрена динамика парообразования при разливе СПГ из резервуара в пределах защитного ограждения. Показаны возможности направленного ограничения интенсивности испарения СПГ на поверхностях разлива и, как следствие, ограничения протяженности газового облака как фактора потенциальной опасности.

Введение

В настоящее время в соответствии со Стратегией научно-технологического развития Российской Федерации (утв. Указом Президента Российской Федерации от 28.02.2024 № 145) и Долгосрочной программой развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 16 марта 2021 г. № 640-р) различными организациями ведутся активные работы по созданию в стране индустрии мало- и среднетоннажного производства сжиженного природного газа (СПГ). Одной из важнейших проблем является при этом разработка соответствующей нормативно-методической базы, опирающейся на современный фундамент нормативно-правового регулирования безопасности в промышленности, но учитывающей, в то же время, отечественные достижения в области создания систем бездренажного хранения криогенных продуктов, технологическую специфику объектов СПГ, а также огромный мировой опыт использования СПГ в качестве моторного топлива и в системах распределенной энергетики и пик-шейвнига.

Речь идет при этом в первую очередь об обосновании нормативных санитарных разрывов от выпускаемых отечественной промышленностью стационарных цилиндрических криогенных теплоизолированных резервуаров для бездренажного хранения СПГ с единичными объемами от 25 до 100 м³ и о системах регазификации СПГ в составе спутниковых (буферных) баз хранения непосредственно у потребителя, а также о системах заправки СПГ в транспортные цистерны на перевалочных базах или на объектах производства СПГ.

В табл. 1 сравниваются отечественные и зарубежные нормы разрывов от бездренажных резервуаров СПГ до жилых и хозяйственных объектов [1]. Есть все основания полагать, что столь значительные различия в безопасных расстояниях обусловлены принципиальными различиями в формировании исходных сценариев аварий.

Таблица 1

Сравнение минимальных расстояний, м, от резервуаров СПГ до зданий и сооружений, не относящихся к комплексу СПГ (до границ собственности)

Средний объем резервуара, м ³	Регион, нормативный документ			
	Европа, NFPA 59A (в основе)	Китай, DVGW. G15	США, NFPA 59A	Россия*, ПБ 08-342-00
50	QRA**	30	< 8	69 / 34 / 53
100		40	15	128 / 43 / 67
250		60	23	344 / 135 / 88

* Избыточное давление до 0,6 МПа. Цифры последовательно: до жилых и общественных зданий; до автомобильных дорог общего назначения; до лесных массивов.

** *англ.* Quantitative risk assessment (QRA) – количественная оценка рисков.

Исходя из результатов анализа можно заключить, что действующие на сегодня нормативные документы в области размещения бездренажных хранилищ СПГ не имеют под собой должного научно-методического обоснования, построены во многом на сценарных аналогиях с авариями в одностенных резервуарах для бездренажного хранения сжиженных углеводородных газов и, по всей видимости, требуют существенной переработки. В этой связи ниже проводится сравнительный анализ условий и факторов, способных привести к аварийным выбросам хранимого продукта в указанных типах резервуаров и в первую очередь к возникновению эффекта BLEVE (огневого шара), а также к образованию протяженных взрывопожароопасных облаков.

Условия возникновения эффекта огневого шара (BLEVE) в наземных одностенных цилиндрических резервуарах для бездренажного хранения сжиженных углеводородных газов

Аббревиатура BLEVE (*англ.* boiling liquid expanding vapor explosion – взрывное расширение паров вскипающей жидкости) предложена в 1957 г. сотрудниками Factory Mutual Research Corporation (J. Smith, W. March, W. Walls). Эффект BLEVE относится к группе аварий с наиболее выраженным разрушительным эффектом [2]. На сегодня считается установленным, что основные этапы возникновения эффекта BLEVE при авариях на объектах хранения сжиженных углеводородных газов связаны с последовательностью следующих событий [3].

1. Сосуд (резервуар), содержащий сжиженный углеводородный газ под давлением насыщенных паров (для нетеплоизолированных сосудов хранение происходит при температуре

окружающей среды), теряет герметичность вследствие действия одного из двух или обоих факторов одновременно: в результате прямого огневого или радиационного воздействия получает экстремальную внешнюю тепловую нагрузку или подвергается кинетическому воздействию обломков (фрагментов) разрушенных при аварии соседних емкостей (объектов).

В случае внешнего теплового воздействия давление в сосуде повышается до установленного предела, при котором срабатывает предохранительный клапан и происходит сброс в атмосферу избыточных паров (как правило, в виде газожидкостной смеси) с понижением давления и уровня жидкости. Поверхность емкости ниже уровня жидкости способна эффективно отводить внешнее тепло за счет «подкипания» жидкости в пристеночном слое на поверхности нагрева и ее испарения с повышением давления. Поверхность емкости выше уровня жидкости отводит внешнее тепло к зеркалу жидкости за счет значительно менее эффективно радиационно-конвективного теплообмена. Как следствие, температура несмоченной поверхности растет при внешнем нагревании намного быстрее, чем температура смоченной поверхности, что приводит к локальному снижению прочности металла при одновременном возрастании давления в емкости и в конечном счете к разрушению резервуара (в особенности при наличии дополнительно коррозионных дефектов или мест концентрации напряжений).

За рубежом в приложении к горизонтальным цилиндрическим резервуарам для хранения (транспортировки) сжиженных углеводородных газов используется понятие коэффициента ослабления прочности при повышении

температуры $\beta(T) = \frac{\sigma(T_f)}{\sigma(T_0)}$, где T_f – температура

экстремального нагрева; T_0 – температура окружающей среды; $\sigma(T_V)$ и $\sigma(T_0)$ – показатели прочности металла при температурах соответственно T_V и T_0 [3]. Функция $\beta(T)$ принимается одинаковой для всех характерных низколегированных сталей (рис. 1). Предельной считается температура около 430 °С, при которой начинает разрушаться исходная микроструктура стали.

По сравнению с радиационным тепловым воздействием от внешнего пожара значительно более тяжелая ситуация возникает в случае

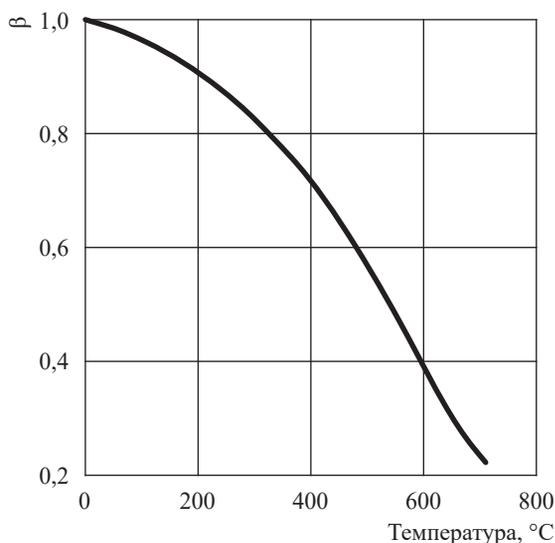


Рис. 1. Снижение прочностных характеристик стали при повышении температуры [3]

локального воздействия на стенку резервуара струйного пламени (тепловая нагрузка в зоне контакта может достигать 300 кВт/м² [4]) или в случае полного охвата поверхности цилиндрического резервуара пожаром разлития жидких углеводородов (нагрузка 100 кВт/м² и более). На рис. 2 в качестве иллюстрации представлены расчеты повышения давления насыщения в резервуаре $P_s(T_*)$, где T_* – температура жидких углеводородов, и снижения прочности металла $\sigma(T_V)$ для случаев воздействия на резервуар струйного пламени с различной площадью контакта пламени с поверхностью [5]. Обращает на себя внимание тот факт, что для указанных условий разрушение резервуара происходит при давлениях значительно ниже давления срабатывания предохранительного клапана или разрывных мембран.

На рис. 3 показана динамика роста давления в резервуаре и снижения прочности корпуса для случая полного охвата поверхности резервуара пламенем пожара разлития. Видно, что разница по времени устойчивости (времени до разрушения) при наличии разрывных мембран с давлением разрыва P_m и при полном отсутствии средств снижения давления составляет не более 1 мин. Установка на «факельной линии» регулятора давления позволяет ограничить общие потери продукта (в данном случае в расчетах принята постоянная интенсивность газосброса 4,724 кг/с), увеличивает время устойчивости резервуара, но не может предотвратить его разрыв.

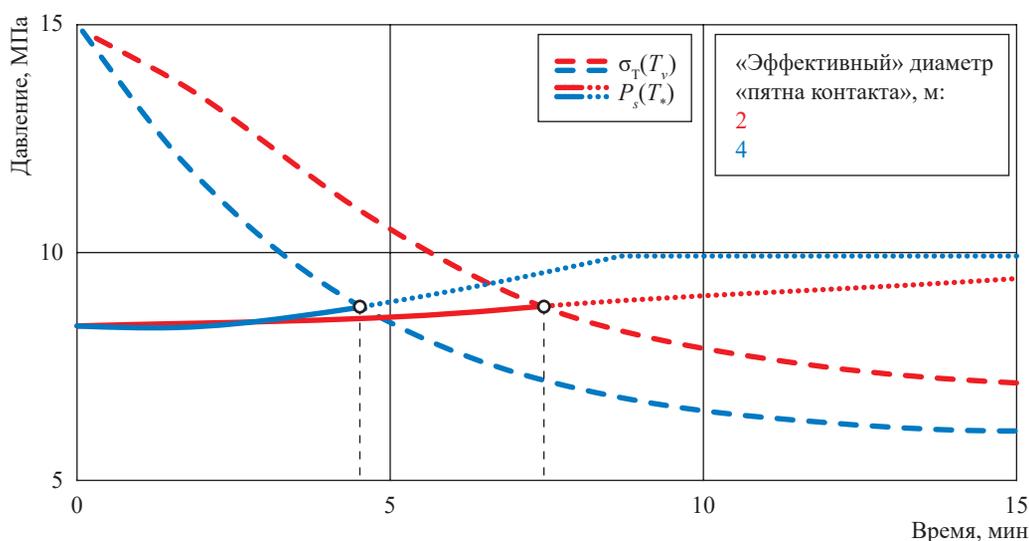


Рис. 2. Изменение давления в одностенном резервуаре для сжиженного углеводородного газа объемом 90 м³ при воздействии на стенку струи пламени

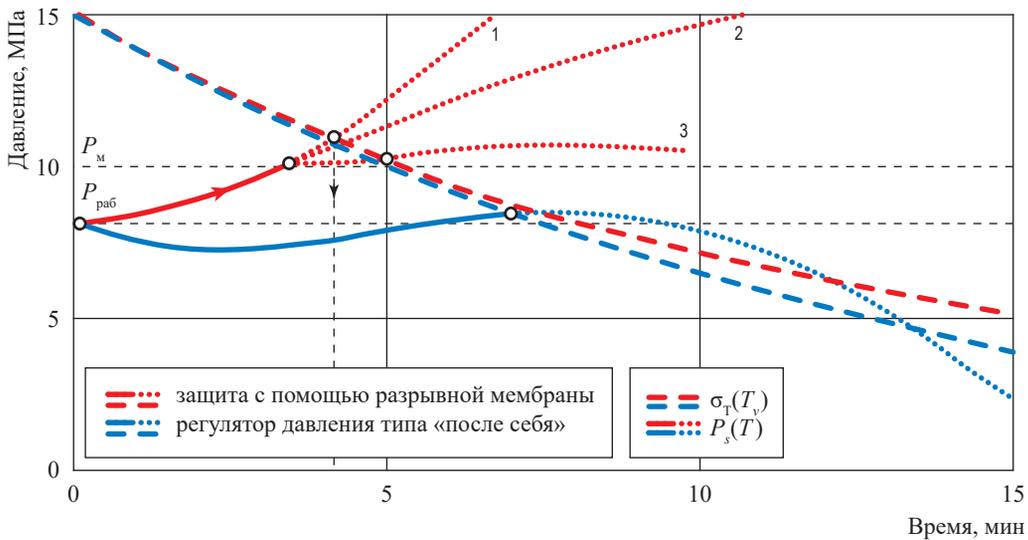


Рис. 3. Изменения давления в одностенном резервуаре для сжиженного углеводородного газа объемом 90 м^3 при полном охвате внешней поверхности пламенем «лужи»:

$P_{\text{раб}}$ – рабочее давление. Наличие разрывной мембраны: 1 – отсутствует; 2 – проходное сечение $2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$; 3 – проходное сечение $4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$

Второй сценарий разгерметизации предполагает, как было отмечено выше, мгновенное значительное повреждение (нарушение герметичности) резервуара за счет ударных воздействий, например, при разлете осколков разрушенных взрывом сосудов (это имело место при аварии на базе сжиженных углеводородных газов в Мехико в 1984 г.) или же за счет явных внутренних дефектов корпуса, т.е., что важно, при обычной температуре эксплуатации.

Подчеркнем, что предохранительные клапаны не являются гарантированным средством предотвращения эффекта BLEVE, поскольку:

- при огневом воздействии наличие клапана не препятствует нагреванию металла и снижению его прочностных характеристик;
- при внешнем ударном механическом воздействии и разгерметизации корпуса клапан не может предотвратить резкое падение давления на границе раздела фаз.

2. При «мгновенной» разгерметизации сосуда нагретый сжиженный газ, равновесное термодинамическое состояние которого соответствовало определенному давлению и температуре (функция $P_s(T)$), оказывается при атмосферном давлении, но при температуре, значительно превышающей температуру его кипения (насыщения) при атмосферном давлении, т.е. жидкость оказывается термодинамически «перегретой».

В координатах $\bar{\tau} = \frac{T}{T_{\text{кр}}}$, $\bar{p} = \frac{P}{P_{\text{кр}}}$, где T , $T_{\text{кр}}$ –

текущая и критическая температуры углеводорода, P , $P_{\text{кр}}$ – текущее и критическое давление, функции, определяющие равновесное состояние и границу предельного термодинамического перегрева для большинства углеводородных жидкостей, имеют универсальный вид (рис. 4) [6].

Абсолютное значение предельного перегрева, при котором жидкость еще сохраняет устойчивость (фазовое состояние), для различных углеводородов различно. В качестве иллюстрации на рис. 5 приведены параметры линий насыщения и предельного термодинамического насыщения для сжиженного пропана. Если температура жидкости при внезапной разгерметизации окажется выше этого предела, произойдет «мгновенное» (за $\sim 1 \text{ мс}$) ее вскипание, что важно, во всем объеме [6]. Это вызовет «мгновенное» испарение большей части хранимого продукта, давление резко возрастет, что приведет к физическому разрушению сосуда и выбросу под высоким давлением расширяющегося облака аэрозоля с формированием «огневого шара». Если же предельный перегрев при разгерметизации не достигается, то также будет происходить интенсивное парообразование, но уже не в объеме жидкости, а в многочисленных естественных

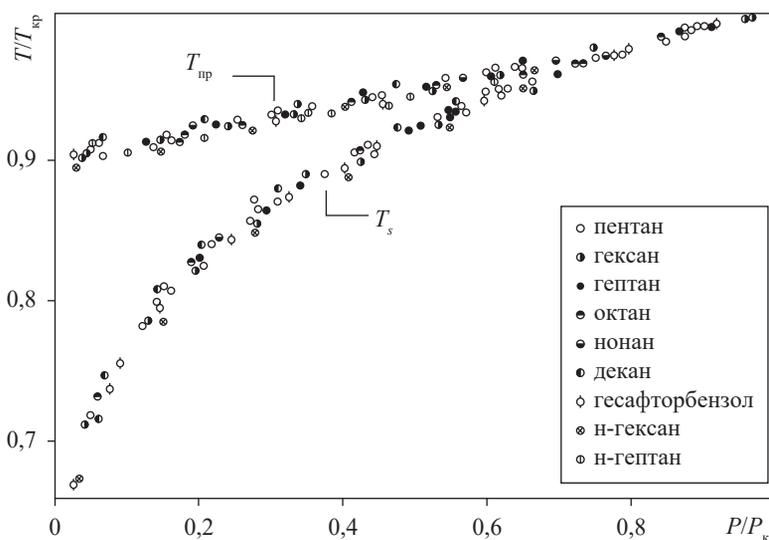


Рис. 4. Температура максимального перегрева ($T_{пр}$) и температура насыщения (T_s) углеводородных жидкостей для различных давлений

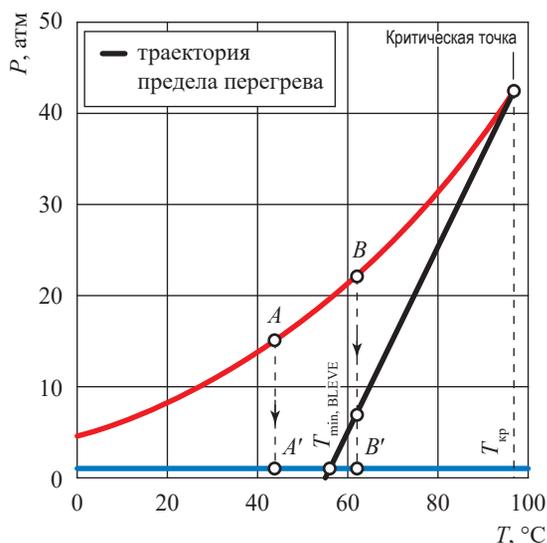


Рис. 5. Кривая зависимости давления пара и траектория предела перегрева для сжиженного пропана [3]

центрах кипения на смоченной поверхности («греющей стенке»). Это явление также может привести в принципе к разрушению емкости при высоких степенях ее заполнения жидкостью и к выбросу оставшейся жидкости, однако масштаб явления будет существенно меньше и это уже будет не эффект BLEVE.

Необходимые условия термодинамического перегрева СПГ

Чистый сжиженный метан (CH_4) при атмосферном давлении кипит, как известно, при температуре $T_{ж}^s = 111,6 \text{ K} = -161,6 \text{ }^\circ\text{C}$. Быстрый нагрев

CH_4 при атмосферном давлении (что имеет место при разливах СПГ на воду) или резкий сброс давления с определенного уровня могут привести к достижению предела термодинамической стабильности $T_{ж}^* = 171,4 \text{ K} = -101,8 \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 6). При температуре $T^* = 171,4 \text{ K}$ перегретый сжиженный метан имеет давление насыщенных паров $P^* = 24,6 \text{ бара}$ [7].

Заметим, что для нетеплоизолированных наземных резервуаров с пропаном (см. рис. 5) зона взрывного вскипания может возникнуть уже при нагревании до $+53 \text{ }^\circ\text{C}$ ($P_s = 18 \text{ бар}$), т.е., по сути, может возникнуть при обычных условиях.

Поскольку рабочий диапазон давлений отечественных криогенных резервуаров объемом $50 \dots 100 \text{ м}^3$ не превышает $P_{раб} = 6 \dots 8 \text{ бар}$, а предохранительные устройства настроены, как правило, на значение не более $1,25 P_{раб}$ (предел прочности конструкции), критическое значение давления перегрева ($P^* = 24,6 \text{ бара}$) не может быть достигнуто в принципе.

В случае нарушения по каким-либо причинам герметичности внутренней емкости, например, при образовании трещины в области паровой фазы при рабочих давлениях (заведомо менее 10 бар) происходит сброс давления над зеркалом жидкости до атмосферного и СПГ попадет в зону метастабильного состояния, что приводит к его активному кипению (но не во взрывном режиме, т.е. в объеме) на поверхностях нагрева. Важно, что при этом будет испаряться лишь часть объема жидкости, пропорциональная $\Delta P = P_{раб}^s - P_0$,

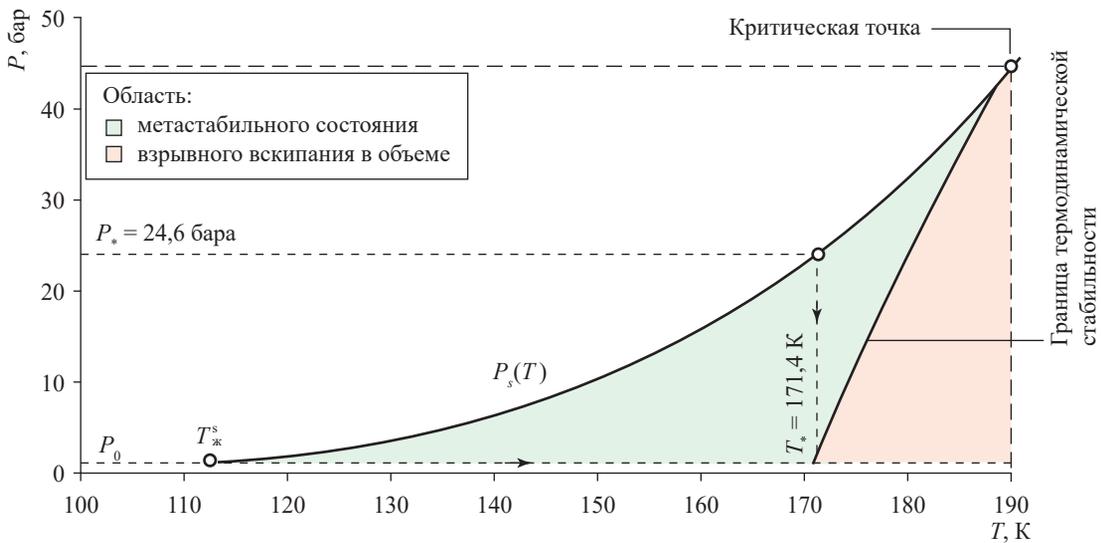


Рис. 6. Диаграмма фазовых состояний для жидкого метана

где $P_{\text{раб}}^s$, P_0 – соответственно рабочее равновесное и атмосферное давления.

На рис. 7 представлены расчеты доли изобарного испарения метана, этана и пропана при «дресселировании» с различных рабочих давлений до атмосферного давления [3]. Видно, что для случая сжиженного метана при сбросе давления с 3 до 1 ат будет испаряться 11 % массы, при сбросе с 5 (наиболее вероятное давление) до 1 ат – 17 %, при сбросе с 10 ат доля испарения не превысит 30 %.

В действительности же при гипотетическом образовании трещины на «несмоченной» поверхности внутренней емкости скорость падения давления над зеркалом жидкости будет зависеть от скорости истечения пара, т.е. от масштаба разгерметизации (площади «эквивалентного отверстия»), $P_{\text{раб}}$ и степени заполнения емкости (объема парового пространства). За счет парообразования на смоченной поверхности на первом этапе процесса будут происходить «набухание» жидкости и перемещение границы раздела фаз вверх со скоростью, пропорциональной «групповой скорости всплытия» образующихся пузырей. Для СПГ эта скорость равна 0,45...0,5 м/с [8]. Таким образом, например, для горизонтального цилиндрического резервуара объемом 30 м³ время «набухания» составит примерно 5 с. Имеющиеся расчетные исследования этого процесса свидетельствуют о том, что при высоких степенях заполнения криогенных резервуаров СПГ (более 80 %) и высоких рабочих давлениях ($P_{\text{раб}} > 0,8$ МПа!) при масштабной

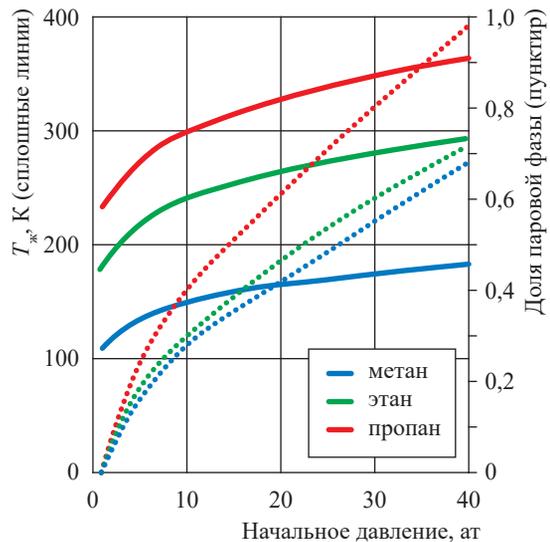


Рис. 7. Доля парообразования единицы массы сжиженного газа и температура переохлажденной жидкой фазы после «дресселирования» с рабочего до атмосферного давления

разгерметизации парового пространства объем «набухшего» СПГ может превысить геометрический объем внутреннего резервуара. Однако этот фактор обычно учитывается при расчетах пропускной способности предохранительных клапанов и разрывных мембран.

При длительном хранении СПГ как многокомпонентной смеси углеводородов гомологического ряда метана, а в ряде случаев также и азота, за счет неизбежного частичного испарения СПГ под действием внешнего

теплопритока (при открытом газосбросе) или при периодических технологических газосбросах (при бездренажном хранении) будет происходить изменение компонентного состава СПГ с относительным увеличением содержания «тяжелых» компонентов (пропан-бутан и др.). Возникает вопрос, как это повлияет на температуру предельного перегрева СПГ?

Обратим внимание на то, что для гипотетического сценария мгновенной разгерметизации внутренней емкости криогенного резервуара условия взрывного вскипания (см. рис. 4) возможны только в области термодинамического

перегрева при $\bar{p} = \frac{P_s}{P_{кр}} > 0,4$ и $\bar{\tau} = \frac{T_s}{T_{кр}} > 0,9$.

Проведено расчетное исследование состава СПГ трех различных марок с исходным содержанием метана 99,097; 95,088 и 90,045 % мол. [9]. В расчете была использована следующая циклограмма:

- транспортировка СПГ в криоцистерне объемом 40 м³ в течение 20 сут; начальная степень заполнения 85 %; расчет произведен с учетом вязкостной диссипации энергии; теплоприток через изоляцию принят постоянным 240 Вт;

- перелив СПГ в пункте прибытия не производится; емкость устанавливается на приемной площадке для продолжительного хранения (емкость может рассматриваться как мультимодальная или как транспортная емкость на прицепе); производится

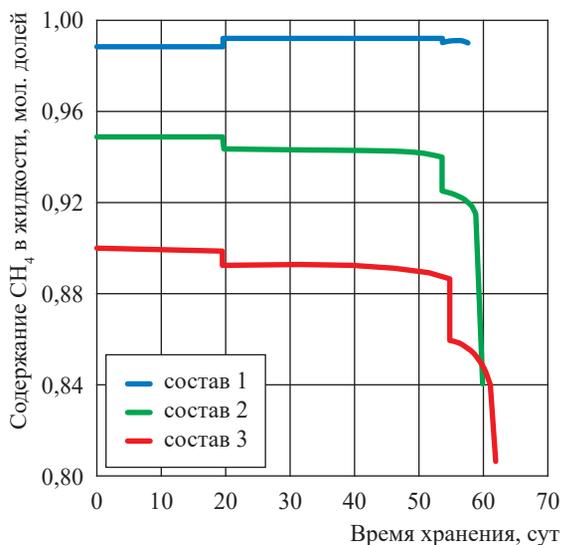


Рис. 8. Содержание метана в жидкой фазе при транспортировке и хранении СПГ

сброс давления СПГ в пункте прибытия до 0,2 МПа (абс.);

- хранение в течение 50 сут с периодическим отбором жидкости (1 раз в сутки массой 250 кг); при повышении давления в емкости до 0,6 МПа (абс.) производится сброс давления пара до 0,2 МПа (абс.).

На рис. 8 показано, как изменится содержание метана в СПГ. Видно, что, как и следовало ожидать, при сбросе давления доля тяжелокипящих компонентов увеличивается, а легкокипящих — уменьшается. Особенно хорошо это иллюстрируется поведением кривой, построенной для СПГ с составом 1, когда содержание метана в жидкости при сбросе давления увеличивается, в отличие от других расчетных составов. Это связано с пониженным содержанием в исходном составе тяжелых углеводородов, следовательно, основным «загрязняющим» компонентом выступает азот — легкокипящий по отношению к метану компонент. Сброс давления сопровождается в этом случае отгонкой паров, насыщенных азотом, что приводит к повышению концентрации метана в системе.

Для дальнейшего анализа сделаем предположение, что для гомологического ряда метана (только) температура смесей входящих в этот ряд компонентов может быть рассмотрена как аддитивная функция их долей в смеси (аналогично для давления):

$$T_{см}^{(n)} = \frac{x_1 T_1^{(n)} + \dots + x_n T_n^{(n)}}{\sum_{i=1}^n x_i},$$

где $T_{см}^{(n)}$ — температура предельного перегрева смеси; $T_i^{(n)}$ и x_i — температура предельного перегрева и концентрация i -го компонента смеси соответственно.

Если, например, принять, что для рассмотренного примера к концу периода хранения осталось 10 м³ СПГ состава, % об.: метан — 80, этан — 2, пропан — 18, то параметры предельного перегрева смеси составят $T_* = 201,2$ К, $P_* = 34,8$ бар. Для подтверждения достоверности этой оценки на рис. 9 представлена диаграмма фазовых состояний для сильно «выветренного» промышленного СПГ следующего компонентного состава в массовых долях: метан — 0,7; этан — 0,2; пропан — 0,09; н-бутан — 0,01 [10, 11]. Его температура кипения при атмосферном давлении составит 115,8 К, температура предельного перегрева $T_* = 191,4$ К,

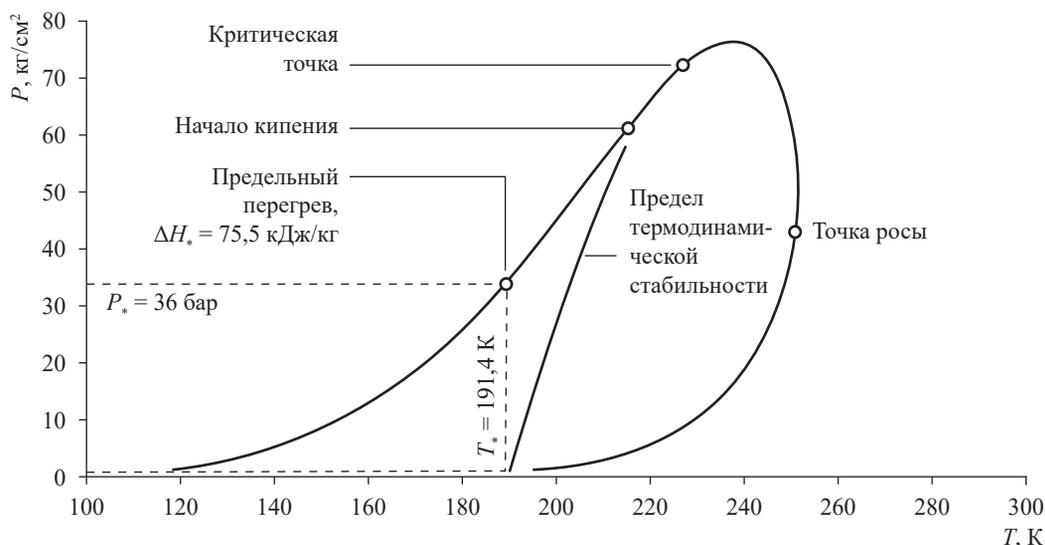


Рис. 9. Диаграмма фазовых состояний для промышленного СПГ

давление насыщенных паров в точке предельного перегрева $P^* = 36$ бар, теоретически выделяемая энергия фазового перехода – $\Delta H_* = 75,5$ кДж/кг.

Таким образом, по отношению к чистому жидкому метану для «выветренного» СПГ формально необходимая для эффекта BLEVE величина термодинамического перегрева не уменьшается, а наоборот значительно (на 30 градусов) возрастает, а минимально необходимое давление увеличивается примерно на 10 бар (до 43,8 бара). Следовательно, можно утверждать, что для выпускаемой у нас в стране номенклатуры криогенных цилиндрических резервуаров с $P_{\text{раб}} = 0,6$ МПа, которые могут быть использованы для стационарного (сателлитного) хранения СПГ, термодинамические предпосылки для возникновения эффекта BLEVE при нормальных условиях эксплуатации резервуаров исключены.

Термическая устойчивость криогенных теплоизолированных резервуаров

Перейдем непосредственно к анализу процессов экстремального нагрева наземных криогенных резервуаров с экранно-вакуумной или порошково-вакуумной теплоизоляцией. В рамках рассматриваемого вопроса непосредственный практический интерес представляют результаты проведенных в Японии [3] экспериментов по огневому воздействию на специально сконструированную модель типового криогенного резервуара с перлитово-вакуумной теплоизоляцией для хранения сжиженного

этилена при максимальном давлении 1,0 МПа (рис. 10) [12]. Вертикальный цилиндрический резервуар объемом $2,4 \text{ м}^3$ был оснащен двумя последовательно расположенными разрывными мембранами диаметром 0,25 м с регулируемым дистанционным срабатыванием на избыточное давление $> 0,78$ МПа. Экстремальное нагревание осуществлялось в двух вариантах:

1) с помощью двух пропановых горелок с интенсивностью тепловыделения $1,32 \cdot 10^6$ и $0,1 \cdot 10^6$ ккал/ч, расположенных под специально обнаженным днищем резервуара (локальный нагрев);

2) с помощью пожара разлива (керосин) в котловане 3×3 м с охватом пламенем всей поверхности внешней оболочки резервуара.

Первый вариант огневого воздействия проводился в два этапа. На первом этапе в течение 15 мин одновременно с работой горелок проводилось орошение внешней поверхности водой в режиме $5 \text{ л} \cdot \text{м}^{-2} \text{ мин}^{-1}$. В резервуаре находилось при этом $1,3 \text{ м}^3$ (718,5 кг) жидкого этилена. Температура отдельных элементов наружной поверхности достигала в этом опыте $+60$ °С. Далее водяное орошение наружной поверхности прекращалось, и в течение 15 мин резервуар подвергался локальному нагреву. Температура отдельных точек наружной поверхности поднялась до $170 \dots 200$ °С, температура внутренней поверхности – на $3 \dots 5$ °С. После прекращения опытов осмотр не выявил никаких повреждений внутреннего и наружного резервуаров, за исключением повреждения краски в зоне контакта с пламенем. Потери

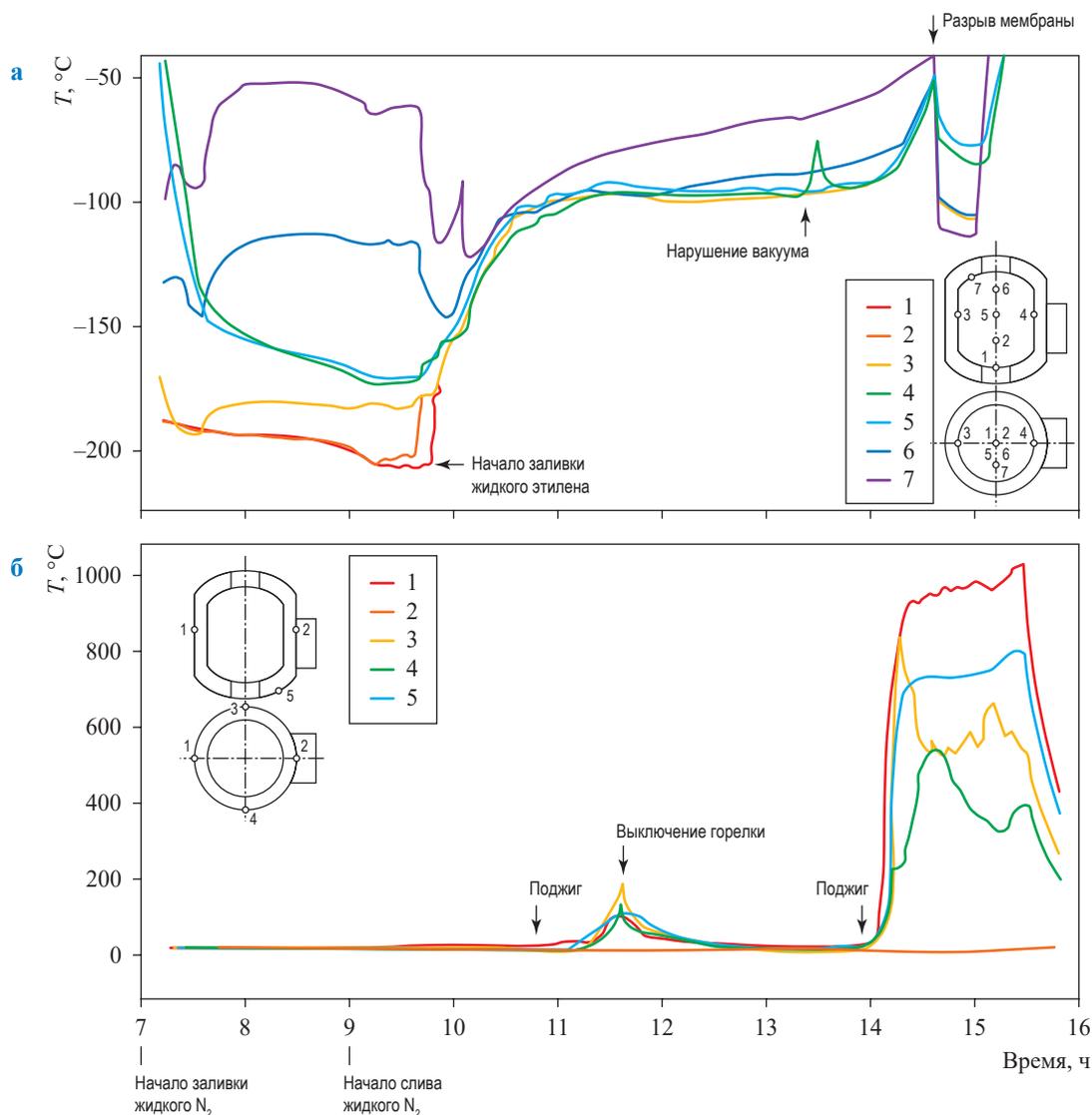


Рис. 10. Изменение температуры внутреннего (а) и внешнего (б) корпусов криогенного резервуара при огневом воздействии

вакуума теплоизоляции в этой серии опытов не произошло. Если принять, что максимальный перепад температур в слое теплоизоляции достигал при нагревании $1000\text{ }^\circ\text{C}$, то интенсивность теплопередачи тепла составляла 125 ккал/ч . При такой тепловой нагрузке расчетное время достижения предельного давления в резервуаре ($1,0\text{ МПа}$) – 192 ч .

Во втором варианте огневое воздействие осуществлялось за счет размещения резервуара «внутри» пожара разлития при полном охвате поверхности пламенем. При этом вакуум в слое перлитной теплоизоляции специально не создавался. Для перепада температур в $1000\text{ }^\circ\text{C}$ теплоприток составлял 2745 ккал/ч (т.е. возрастал в 22 раза по сравнению с вакуумированием), а время достижения предельного

давления ($1,0\text{ МПа}$) сокращалось до 9 ч. Для интенсификации процесса нагрева жидкости в дополнение к отсутствию вакуума в нижнем днище резервуара было вырезано окно диаметром $0,82\text{ м}$, что позволяло пламени напрямую контактировать со стенкой внутреннего резервуара (но по поверхности, «смоченной» жидкостью). По достижении избыточного давления $0,83\text{ МПа}$ сработали разрывные мембраны, и был осуществлен направленный сброс содержимого резервуара в атмосферу с поджиганием двухфазной струи. При очень быстром падении давления с $8,3\text{ бара}$ до атмосферного испарилось $\sim 216\text{ кг}$ жидкости от исходных 718 кг . За последующие $\sim 8\text{ с}$ было выброшено $\sim 620\text{ кг}$ в виде двухфазной смеси с соотношением пара и жидкости один к двум. Средняя

интенсивность выброса 78 кг/с. Осмотр внутреннего и наружного резервуаров после опыта не выявил значимых изменений.

Таким образом, наличие стандартной теплоизоляции (перлитово- или экранно-вакуумной) на типовых криогенных цилиндрических резервуарах (стационарные емкости, транспортные цистерны) даже в случае потери вакуума является достаточно надежной защитой от экстремального теплового перегрева. Обратим особое внимание также на то, что и в случае экстремального огневого воздействия на внутреннюю емкость хранилища, но в области смоченной поверхности, не возникло никаких предпосылок для предельного перегрева жидкости.

Рассмотрим далее результаты прямых огневых испытаний стандартных криогенных резервуаров для СПГ, проведенных отечественными специалистами [13]. Объектом огневых испытаний была огнезащита частично заполненной сжиженным азотом транспортной цистерны ЦТК-1/0,25 объемом 1 м³ со штатной обвязкой ($P_{\text{раб}} = 0,25$ МПа) при непосредственном воздействии струевого пламени природного газа на наружную поверхность испытываемого объекта (покрытую термозащитными матами).

Наибольшее значение температуры (222 °С) было зафиксировано на боковой поверхности цилиндрической части резервуара (обечайки) с подветренной стороны (кривая 3 на рис. 11). Максимальное значение T

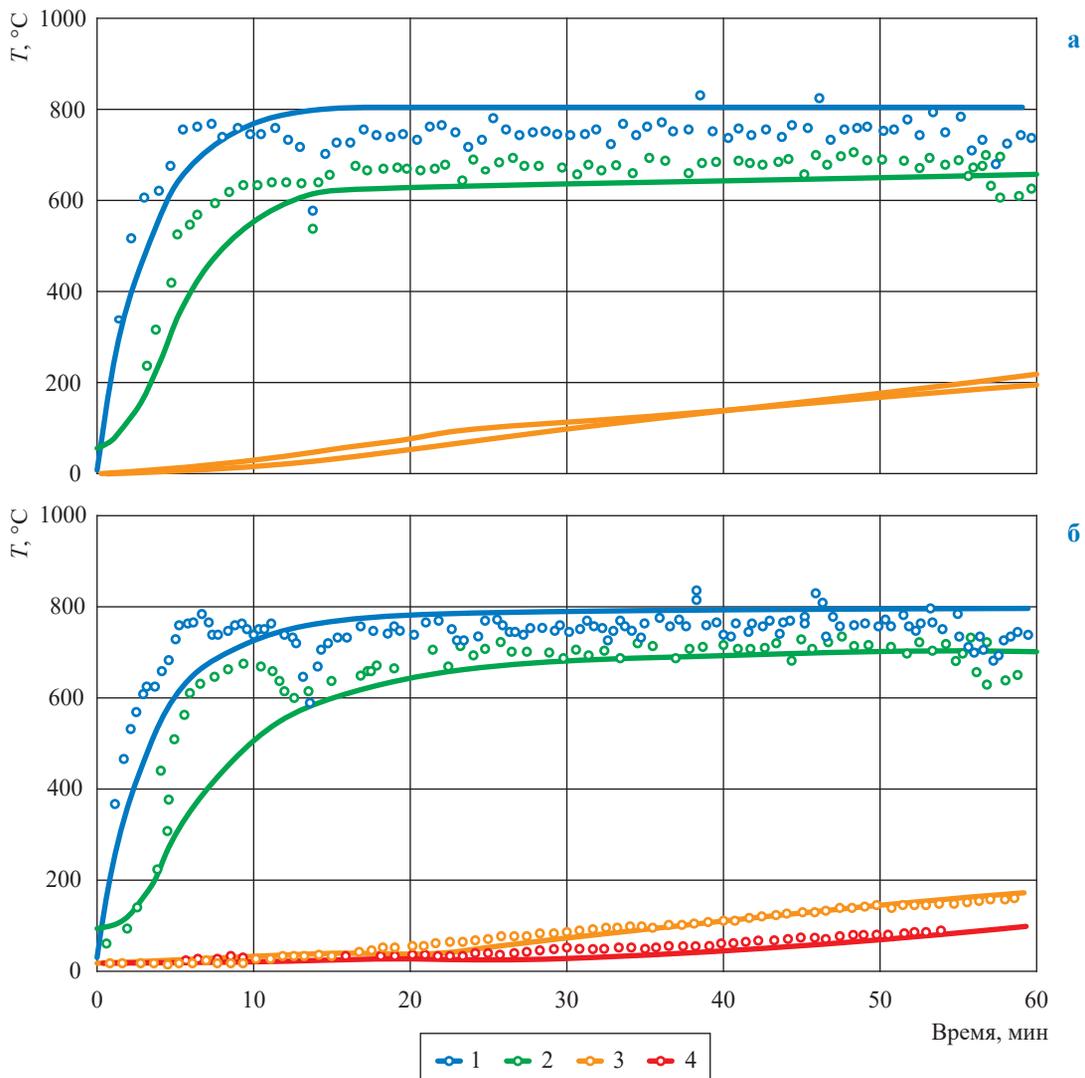


Рис. 11. Зависимость температуры от времени в характерных сечениях стенки с огнезащитной обечайкой (а) и арматурного шкафа (б): 1 – на обогреваемой поверхности огнезащиты; 2 – между слоями пенококса и базальтоволокнистого материала; 3 – на защищаемой поверхности; 4 – на поверхности арматуры (внутри арматурного шкафа)

на газовой арматуре, расположенной внутри арматурного шкафа с огнезащитой, к концу огневого воздействия находилось в пределах 103...120 °С, т.е. не превысило предельно допустимого уровня для уплотнительных прокладок фланцевых соединений и запорной арматуры. За время огневого воздействия давление паров сжиженного газа во внутренней полости резервуара повысилось с 0,086 до 0,102 МПа, что значительно ниже $P_{\text{раб}}$ для цистерны ЦТК-1/0,25. Уровень вакуума в межстенном пространстве цистерны не изменился с момента перекрытия вакуумного вентиля после огневых испытаний (по истечении 7 сут). Следовательно, кожух цистерны и разрывная мембрана сохранили целостность и герметичность, вакуумный вентиль сохранил работоспособность.

Применительно к условиям выполненных огневых испытаний были проведены расчеты температурных полей в элементах испытанной конструкции с огнезащитой. Типичные результаты расчетов представлены на рис. 11. Видно, что расчет удовлетворительно согласуется с экспериментом.

Из представленных материалов следует, что наличие у криогенных резервуаров внешней стальной оболочки и наполнителя в межстенном пространстве позволяет резко повысить термическую устойчивость внутренней самонесущей емкости с СПГ и, по сути, исключить возможность термодинамического перегрева СПГ. Внешние дополнительные объемные термозащитные покрытия позволяют обеспечить эффективную защиту наиболее уязвимых узлов (предохранительные клапаны, опоры, блок управления).

Минимизация последствий аварийных разливов СПГ из наземных резервуаров

Перед тем как обсуждать мероприятия по минимизации последствий разгерметизации внутренней емкости криогенного резервуара, обратим внимание на следующие общеизвестные положения. По мнению специалистов ПАО «Криогенмаш» – основного разработчика отечественных криогенных резервуаров:

1) конструктивно-технологические характеристики, применяемые материалы и штатные системы защиты серийно выпускаемых криогенных (двустенных) резервуаров с экранным-вакуумной или порошково-вакуумной теплоизоляцией исключают возможность

самопроизвольного мгновенного разрушения внутреннего самонесущего резервуара. Это подтверждается статистикой, согласно которой за последние 50 лет в мировой практике (как в нашей стране, так и за рубежом) на нескольких десятках тысяч таких резервуаров не зафиксировано ни одного случая сколь-нибудь значительных нарушений герметичности внутренних емкостей.

Внутренний резервуар представляет собой сварной цилиндрический вертикальный или горизонтальный сосуд с эллиптическими или торосферическими днищами, изготовлен из аустенитной нержавеющей стали (чаще всего 12Х18Н10Т). Сварные швы выполняются аргонодуговой электросваркой в среде защитных газов или автоматической сваркой на флюсовой подушке. Стыковые швы, в том числе трубопроводов в теплоизоляционной полости и арматурном шкафу, отнесены к первой категории со 100 %-ным рентгеноконтролем. Сосуд испытывают на прочность (с контролем методом акустической эмиссии) и герметичность, включая обязательный контроль герметичности масс-спектрометрическим способом с применением гелиевого течеискателя.

Кожух резервуара изготовлен из низколегированной стали 09Г2С-6, которая рекомендована для эксплуатации при температурах до минус 70 °С. Кожух резервуара после сборки с внутренним сосудом также проверяется на герметичность масс-спектрометрическим методом с использованием гелиевого течеискателя. При эксплуатации в теплоизоляционной полости с помощью адсорбента (активный уголь) и химвсасывателя поддерживается остаточное давление (глубокий вакуум) не более 0,0133 Па;

2) незначительные нарушения герметичности внутренней емкости (которые, в принципе, нельзя абсолютно исключить) могут возникнуть в результате образования микротрещин и микропор за счет многоцикловых нагрузок по температуре (захолаживание – отогрев) и по давлению. В этом случае за счет попадания даже микроскопических количеств хранимого продукта (в виде паровой фазы) в межстенное пространство будут происходить постепенное ухудшение качества вакуумной теплоизоляции и повышение давления в межстенном пространстве, а следовательно, и в самом резервуаре.

Резервуар защищен двумя предохранительными клапанами от повышения давления в указанной ситуации или отказа регулятора давления (причем по расчету пропускной способности один клапан резервный). Кожух от повышения давления защищен мембранным предохранительным устройством (МПУ) хлопающего типа. Для взрывоопасных продуктов резервуары оборудованы системой организованного сброса продукта из предохранительных клапанов и МПУ через стояки безопасных дренажных устройств (БДУ) с пламегасителями. Срабатывание предохранительных клапанов предусмотрено при давлении 1,1...1,15 от рабочего, срабатывание МПУ (условный диаметр 150 мм) – при давлении 0,8...1,5 ат. Пропускная способность клапанов при этом гарантирует сброс паров без дальнейшего повышения давления в газовой подушке резервуара и позволяет оператору системы организовать откачку остатков продукта из резервуара в транспортные цистерны. Эта операция в руководстве по эксплуатации всех криогенных резервуаров расписана как штатная.

На основании изложенного можно сделать заключение о том, что значительное нарушение герметичности внутренней емкости криогенных резервуаров не может быть вызвано причинами технического характера и его следует отнести, видимо, только к экстремальным внешним воздействиям, например падению летательного аппарата. Однако вероятности подобного события находятся на уровне $10^{-9} \dots 10^{-10}$ год $^{-1}$, что в мировой практике проектирования потенциально опасных объектов считается пренебрежимо малым и в дальнейших расчетах не учитывается.

Вопреки отмеченным положениям сценарий возможной масштабной («мгновенной») разгерметизации внутренней емкости закреплен на сегодня в отечественных нормативных документах. При этом обсуждаются уже не реалистичность самого факта разгерметизации, а технические решения по минимизации его последствий [14].

Согласно международным стандартам наземные цилиндрические криогенные резервуары классифицируются как хранилища с «одной системой удержания». Поэтому по действующим нормативам необходимо предусматривать сооружение вокруг таких хранилищ дополнительной системы удержания (защитного ограждения), предотвращающей

неограниченный разлив СПГ в случае нарушения герметичности внутренней емкости. Очевидно, что, ограничивая поверхность растекания СПГ, защитное ограждение не исключает в принципе неконтролируемое парообразование СПГ и дисперсию паров СПГ в приземном слое атмосферы. Таким образом, зона потенциальной опасности при аварийной разгерметизации внутренней несущей емкости с СПГ или стыковочных узлов при операциях слива/налива СПГ будет зависеть не только от конструктивно-технологических параметров ограждения и сценариев аварии, но и от метеорологических характеристик атмосферы, носящих в конкретный момент времени случайный характер, но имеющих региональные статистически значимые закономерности в разрезе года.

Поскольку кипение СПГ на поверхностях разлива протекает с высокой интенсивностью, а облако генерируемых паров как фактор опасности распространяется в атмосфере со скоростью, близкой к скорости ветра, установлено, что процессы теплопередачи к СПГ могут рассматриваться в одномерном (плоском) приближении без заметного ухудшения точности расчетов.

Для анализа интенсивности испарения СПГ использовалась система нестационарных дифференциальных уравнений теплопроводности:

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial T_1}{\partial \tau} = \lambda_1 \frac{\partial^2 T_1}{\partial x^2}; \quad 0 \leq x \leq H,$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial T_2}{\partial \tau} = \lambda_2 \frac{\partial^2 T_2}{\partial x^2}; \quad H \leq x \leq \mathfrak{Z}(\tau),$$

$$c_3 \rho_3 \frac{\partial T_3}{\partial \tau} = \lambda_3 \frac{\partial^2 T_3}{\partial x^2}; \quad \mathfrak{Z}(\tau) \leq x \leq s(\tau)$$

с крайними условиями

$$\lambda_1 \left(\frac{\partial T_1}{\partial x} \right)_0 = \alpha [T_1(0, \tau) - T_{*j}],$$

$$\lambda_2 \left(\frac{\partial T_2}{\partial x} \right)_3 - \lambda_3 \left(\frac{\partial T_3}{\partial x} \right)_3 = \alpha \frac{d\mathfrak{Z}}{d\tau},$$

$$T_2(\mathfrak{Z}) = T_3(\mathfrak{Z}) = T_f; \quad T_1(0, \tau) = T_{*j};$$

$$T_3(s, \tau) = T_{*j}; \quad \left(\frac{\partial T_3}{\partial x} \right)_s = 0,$$

где x – осевая координата; λ , c , ρ – соответственно теплопроводность, теплоемкость, плотность; $\alpha|T(\tau)|$ – коэффициент теплоотдачи от кипящего СПГ с температурой T_{*j} к ограждающей поверхности; α – теплота фазового перехода; T_f – температура замерзания поровой

(свободной) влаги грунта; $T_{гр}$ – температура грунта в ненарушенном тепловом состоянии; τ – время; \mathfrak{Z} и s – координаты фронта промерзания и фронта охлаждения подстилающего грунта. Индексы: 1 – защитное ограждение (толщиной H); 2 и 3 – подстилающий массив грунта соответственно в мерзлом и талом состояниях.

Суть предлагаемого метода решения сформулированной задачи заключается в замене исходных дифференциальных уравнений их интегральными аналогами и аппроксимации температурных функций $T(x, \tau)$ полиномами, степени которых подбираются из сравнений приближенных решений с более точными (численными) решениями частных задач или с экспериментом. Возможное наличие слоя теплоизоляции учитывалось в данном случае в квазистационарном приближении.

Детальная разработка метода интегрального теплового баланса (МИТБ) в приложении к задачам нестационарной теплопроводности

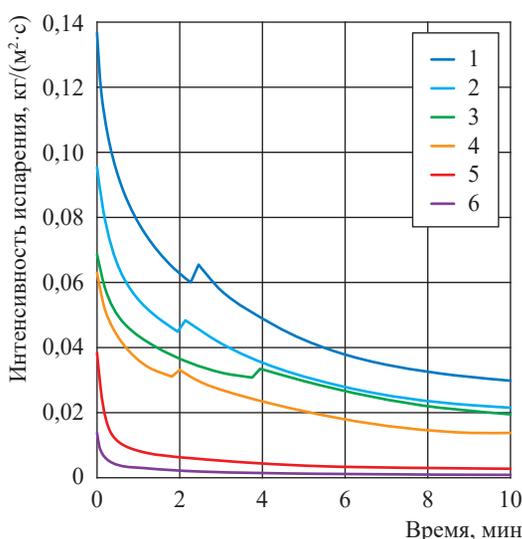


Рис. 12. Динамика испарения СПГ на различных покрытиях

многослойных разнородных конструкций плоской, цилиндрической и сферической симметрии проведена ранее [1] и здесь не рассматривается.

Для дальнейшего сравнительного анализа с помощью МИТБ были проведены расчеты интенсивности испарения СПГ ($-164\text{ }^{\circ}\text{C}$) на различных подстилающих поверхностях ($+5\text{ }^{\circ}\text{C}$). Результаты представлены на рис. 12, исходные данные – в табл. 2 [1]. Видно, что интенсивность парообразования носит выражено нестационарный характер и резко уменьшается при использовании теплоизоляционных покрытий.

Обратим внимание на то, что интенсивность испарения СПГ на воде составляет: для СПГ состава «Тринидад и Табаго» – $0,18 \dots 0,2\text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$; для СПГ состава «Алжир» – $0,12 \dots 0,17\text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ [1]. Причем за счет циркуляционных процессов эта величина в процессе испарения СПГ меняется мало. Откуда очевидно, что должны быть приняты меры для исключения скопления воды в сборных бассейнах для СПГ.

В качестве дополнительной иллюстрации особенностей рассматриваемого процесса в табл. 3 и на рис. 13 представлены некоторые данные экспериментов фирмы «Газ де Франс» на полигоне близ г. Нанта при мгновенном выливании СПГ в дренажные бассейны с различной площадью основания [15–17]. Обращает на себя внимание, что вследствие резкого убывания интенсивности испарения СПГ при кипении на грунте происходит разрыв сплошности облака по направлению ветра.

Для получения дополнительной информации на рис. 14, 15 представлены расчеты дисперсии в атмосфере паров метана (трехмерное газодинамическое моделирование, верифицированное по данным промышленных экспериментов) для сценария аварийного разлива СПГ

Таблица 2

Исходные данные к рис. 12

Материал	λ , ккал/(м·ч·К)		c , ккал/(кг·К)		ρ , кг/м ³	Влажность, %
	мерзлое состояние	талое состояние	мерзлое состояние	талое состояние		
1. Песок	1,6	1,3	0,222	0,226	1 800	0,1
2. Суглинок	1,25	1,0	0,232	0,323	1 680	0,2
3. Железобетон	2,5	2,5	0,262	0,262	2 000	0
4. Лед	0,475	0,475	0,501	0,5007	917	0
5. Ячеистый бетон	0,2	0,2	0,25	0,25	600	0
6. Пеностекло	0,03	0,03	0,3	0,3	400	0

Таблица 3

Данные экспериментов при мгновенном вылипании СПГ в бассейны с различной площадью основания (с песчаной подосновой)

Размеры основания бассейна, м	Высота ограждения, м	Скорость ветра (W), м/с	Класс стабильности атмосферы	Протяженность пожароопасной зоны (для концентрации метана 0,05 д.ед.), м
3×3	0,5	Не приведено	Не приведено	20
7×7	0,5	3	Д	55...65
14×14	0,5	2(3)	С	100

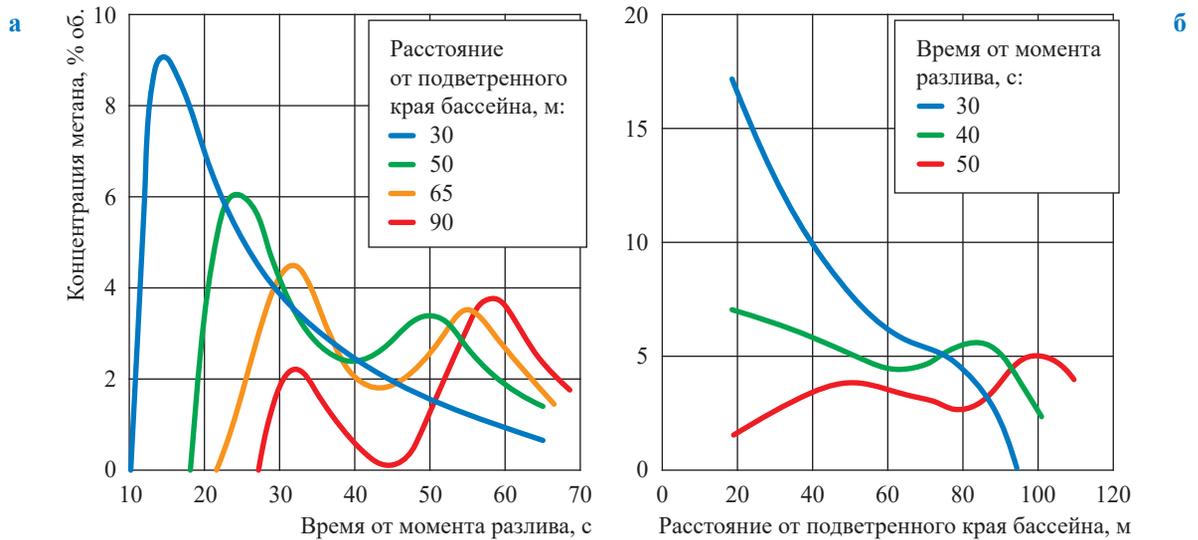


Рис. 13. Экспериментальные данные фирмы Gaz de France о дисперсии паров СПГ в атмосфере: площадь основания бассейна $F = 50 \text{ м}^2$, $W = 3 \text{ м/с}$ (а); $F = 200 \text{ м}^2$, $W = 3 \text{ м/с}$ (б)

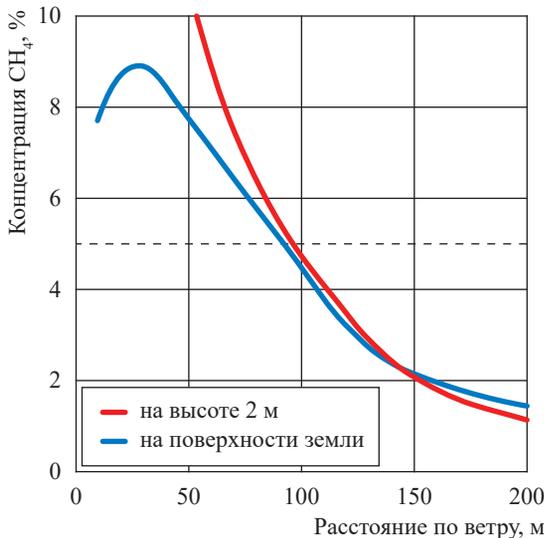


Рис. 14. Предельное распределение осевой концентрации метана в направлении ветра при разливе СПГ объемом 100 м^3 в пределах защитного ограждения

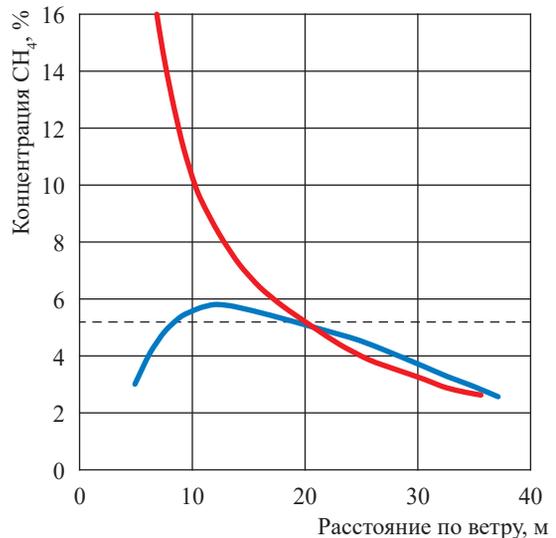


Рис. 15. Результаты численного моделирования предельного распределения концентрации паров СПГ при разливе СПГ в пределах одной секции защитного ограждения ($W = 4 \text{ м/с}$): условные обозначения см. в экспликации к рис. 14

из типового криогенного резервуара объемом 100 м³ (РЦГ-100/0.5) в пределах защитного ограждения размерами 18,6×5,4×2,0 м [18]. Толщина железобетонной стенки – 0,12 м, теплоизоляции (ячеистый бетон) контактирующих поверхностей – 0,08 м. Расчеты проводились в двух вариантах: при разливе полного объема СПГ (100 м³) в пределах всей поверхности (100 м²) защитного ограждения (сценарий «мгновенного» разрушения резервуара) и при разливе части объема СПГ для варианта секционирования дренажного бассейна на шесть самостоятельных секций с возможностью последовательного перелива СПГ из одной секции в другую по мере ее заполнения (сценарий ограниченной утечки СПГ из стыковочных соединений при операциях по заполнению / опорожнению резервуара). В расчетах приняты: температура атмосферного воздуха +20 °С, влажность 60 %, шероховатость подстилающей поверхности 0,03 мм, класс устойчивости атмосферы по Паскуиллу – F, скорость ветра 2 м/с.

Показано, что вследствие резкого снижения теплового потока к СПГ при захлаживании подстилающей поверхности происходит разрыв сплошности потока. Это явление полностью коррелируется с данными французских экспериментов (см. рис. 13а).

Из приведенных данных следует, что даже для случая абсолютно гипотетического сценария полной разгерметизации криогенного резервуара РЦГ100/0,5 (максимальный объем из планируемой к использованию номенклатуры) и для самых неблагоприятных метеословий (обычно их доля составляет лишь несколько процентов в разрезе года) зона загазованности не выходит за пределы 100 м. Для заведомо более реалистичных сценариев ограниченного разлива СПГ в пределах одной из секций защитного ограждения эта зона не превышает 20 м.

Обратим также внимание на то, что в качестве теплоизоляции поверхности при этом в расчетах использовался ячеистый бетон. Если же применять более эффективную теплозащиту, например пеностекло, то интенсивность парообразования может быть существенно снижена. Можно сказать, что для условно полубесконечного массива снижение теплового потока к СПГ при изменении характеристик теплоизоляции будет определяться как

$$\frac{q_1}{q_2} = \sqrt{\frac{\lambda_1 c_1 \rho_1}{\lambda_2 c_2 \rho_2}},$$

где λ_1 , c_1 , ρ_1 – параметры грунта; λ_2 , c_2 , ρ_2 – параметры теплоизоляции.

Если ориентироваться на исходные данные к графикам, приведенным на рис. 12, получим $q_1/q_2 = 0,346$, т.е. обеспечивается снижение интенсивности испарения q в 3,5 раза.

Если ставится задача направленного ограничения протяженности (или исключения) распространения облака паров СПГ вокруг открытого дренажного бассейна, то она может решаться, в принципе, следующими способами:

- снижением интенсивности кипения СПГ (т.е. интенсивности поступления его паров в атмосферу) за счет секционирования бассейна (постепенного заполнения секций с переливанием), а также за счет использования теплоизоляционных покрытий (см. выше);
- дефлегматизацией паров СПГ по периметру (в пределах) сборного бассейна с помощью инертных газов;
- организацией вокруг сборного бассейна водяной завесы.

Практическое применение этих методов для повышения показателей безопасности объектов СПГ рассмотрено ранее [1].

Прямым фактором потенциальной опасности неконтролируемого «протяженного» распространения облака паров СПГ (если оно возникает) является возможность его поджигания от внешних (высокоэнергетических) источников. При рассмотрении возможных режимов сгорания подобных облаков будем исходить из положения, что при указанных выше обстоятельствах (при наличии компенсационных мероприятий) потенциальная протяженность облака относительно невелика и, в принципе, близка к характерным для СПГ (зарубежным) минимальным безопасным расстояниям. Иначе говоря, принимается, что сгорание облака будет протекать в неограниченном свободном (технологически не загроможденном) пространстве.

По результатам многочисленных полевых экспериментальных исследований установлены базовые закономерности горения облаков метано-воздушных смесей в свободном пространстве [1]. В большинстве случаев при поджигании облака от открытого источника огня (факел) на вытянутом по ветру крае наблюдалось устойчивое горение паров без резких колебаний скорости и ускорения движения фронта.

Обобщение данных о скорости устойчивого движения фронта пламени (скорости воспламенения паров) против ветра в функции скорости ветра представлено на рис. 16 [19–21]. Относительно незначительные скорости движения фронта свидетельствуют о явно дефлаграционном характере горения. Предельным при этом может считаться предварительное смещение до стехиометрического или близкого к нему соотношения с пропорциональным возрастанием скоростей горения до 30 м/с

(данные фирмы Shell) и 40 м/с (эксперименты LLNL) [3]. Подобный режим горения можно характеризовать как «пожар-вспышка».

Зафиксированные инструментально в полевых испытаниях избыточные давления в зоне горения облака не превышали 0,03...0,04 бара. Горение облака происходило фактически по фронту (по нормали по отношению к направлению ветра) в виде «стены» огня. Схематично процесс представлен на рис. 17.

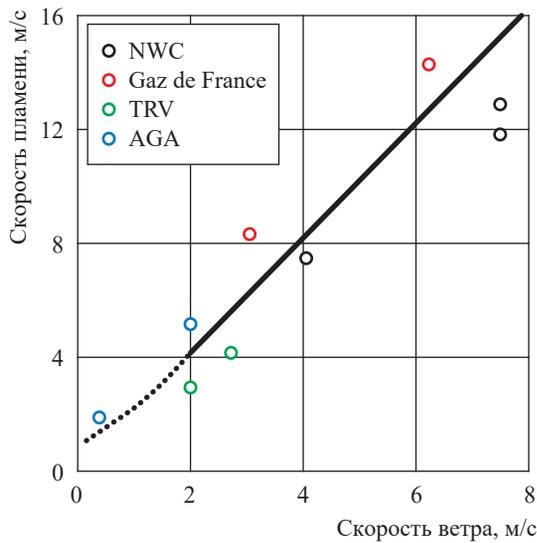


Рис. 16. Скорость распространения пламени в облаке по данным различных компаний

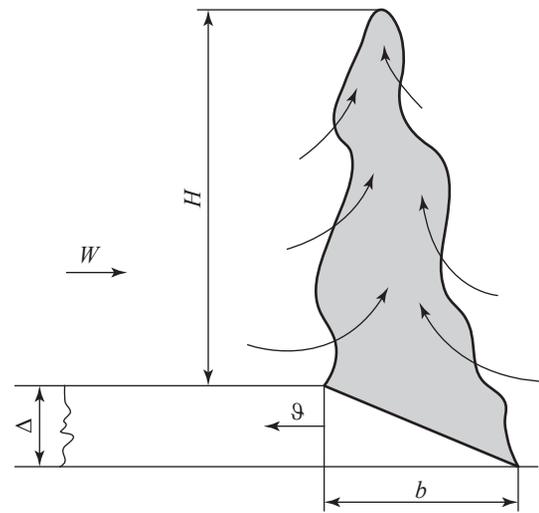


Рис. 17. К расчету высоты пламени при горении облака: Δ – высота облака; H – высота пламени, ϑ – скорость движения фронта пламени; b – ширина зоны горения

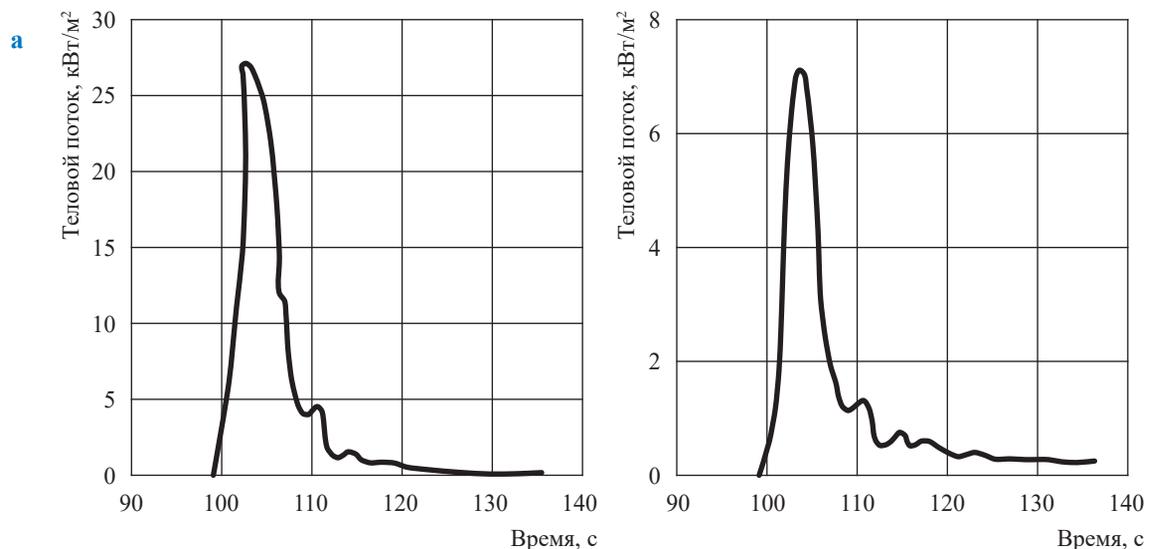


Рис. 18. Тепловой поток на уровне поверхности грунта от горящего облака паров СНГ на расстояниях 20 м (а) и 60 м (б) перпендикулярно фронту пламени

Непосредственно в зоне горения облака тепловой поток может составлять согласно измерениям 220...280 кВт/м² [22]. Поэтому при проведении анализа риска площадь «захвата» облака с граничной концентрацией 5 % об. при его поджигании необходимо рассматривать как зону «абсолютного поражения» для людей. Однако вне пределов этой зоны захвата ситуация в корне иная.

На рис. 18 представлены данные измерений воздействия радиационного излучения движущегося по облаку пламени на единичные площадки на поверхности грунта в серии экспериментов «Cooyote» (размеры облаков до 250 м) [22]. Видно, что даже в ближней зоне от горящего облака (20 м) величина интегральной тепловой нагрузки не представляет серьезной опасности ни для людей, ни для технологического оборудования.

Заключение

1. Первопричиной эффекта BLEVE является объективная возможность прямого нерасчетного теплового воздействия на металлический нетеплоизолированный корпус сосуда с потерей конструктивной устойчивости, причем важно, чтобы воздействие приходилось (в том числе) на несмоченную поверхность сосуда.

При потере герметичности резервуара за счет ударного (кинетического) внешнего воздействия, например, осколками какого-либо разрушенного сосуда, эффект BLEVE (в «классическом» варианте) возникнуть не может, поскольку при этом отсутствуют условия термодинамического перегрева.

2. Для стационарных наземных цилиндрических криогенных теплоизолированных резервуаров подобный сценарий фактически исключен, поскольку даже в случае нарушения герметичности внешнего корпуса при экстремальном нагревании и, соответственно, потере вакуума в межстенном пространстве уже наличие самого внешнего корпуса (оболочки), а также порошкового наполнителя или многослойной «фольги» (выполняющей роль «радиационных экранов») в межстенном пространстве обеспечивают, как показали эксперименты, достаточно продолжительную защиту несущего корпуса с СПГ от перегрева.

В особых ситуациях (при обосновании необходимости) для дифференцированной тепловой защиты внешнего корпуса, блока управления, узла предохранительных клапанов (разрывных мембран) или опорных конструкций могут быть применены дополнительно, например, съемные теплоизоляционные маты.

Таким образом сценарий BLEVE для криогенных резервуаров СПГ из рассмотрения должен быть исключен.

3. Возможность реализации сценария самопроизвольного (мгновенного) масштабного нарушения герметичности внутренней емкости (изготовленной из высокопластичной никелевой стали X18H9T с характеристиками сварных швов «не хуже основного металла») не имеет на сегодня каких-либо теоретических обоснований и практических (статистических) подтверждений и обычно задается экспертами чисто оценочно с частотой, меньшей или равной 10^{-8} год⁻¹. Очевидно, что нормирование «безопасных» расстояний от резервуара СПГ, когда в качестве исходного события рассматривается разгерметизация внутренней емкости с указанной ожидаемой частотой, никакого отношения к науке не имеет.

4. Крайне маловероятным, но все же имеющим единичные практические подтверждения, представляется сценарий относительно маломасштабного разлива СПГ (до нескольких кубометров) из стыковочных узлов при операциях приема и отгрузки СПГ, но в пределах защитного ограждения. Основным фактором потенциальной угрозы при этом выступает возможность переноса образующихся паров СПГ (при кипении на ограниченной поверхности разлива) в атмосфере под действием ветра на определенные расстояния от места аварии. Однако при этом имеется целый ряд практически апробированных технических решений, позволяющих надежно ограничить масштабы распространения облака, причем в заданных пределах. Как показал анализ, при использовании типовых криогенных резервуаров для СПГ (объемом не более 100 м³) с защитным ограждением и дополнительным комплексом превентивных мероприятий можно с высокой степенью достоверности говорить о безопасных

расстояниях, не превышающих 50 м от места разлива СПГ.

5. Ввиду возможной вариантности сценариев аварийных выбросов (разливов) СПГ из криогенных теплоизолированных резервуаров, объективных особенностей расположения инфраструктуры, а также региональной специфики атмосферного переноса паров СПГ и ряда других факторов последствия аварий также могут существенно различаться как по охвату прилегающей территории, так и по величинам экономического и социального ущерба.

Поэтому регламентирование вопросов производственной безопасности криогенных резервуаров СПГ только с помощью таблиц «минимальных безопасных» расстояний до жилых и хозяйственных объектов является необоснованным. Очевидно, что в одних случаях эти расстояния будут избыточны, а в других – недостаточны.

6. Нормирование вопросов безопасности для криогенных теплоизолированных резервуаров СПГ необходимо начинать с детального обоснования именно характерных сценариев аварий, исключив из этого перечня какие-либо формальные аналогии, в первую очередь возможность возникновения на резервуарах СПГ эффекта BLEVE и возможность «мгновенной» самопроизвольной полной разгерметизации внутренней емкости.

Представляется, что, по существу, единственным инструментарием для рассмотрения данной проблемы является методология анализа риска. Предлагается принять при этом «базовый» вариант технических решений в области безопасности, рассматривая типовой криогенный резервуар с порошковой или экранно-вакуумной теплоизоляцией для бездренажного хранения кислорода, азота, аргона из выпускаемой отечественной промышленностью номенклатуры с очевидной необходимостью дополнения резервуара системой БДУ, а также типовое защитное ограждение (дренажный бассейн), например, из железобетона.

Последующие варианты анализа будут учитывать использование различных

дополнительных компенсационных мероприятий, призванных повысить показатели безопасности криогенного резервуара СПГ, например:

- наличие в сборном бассейне слоя теплоизоляции на поверхностях потенциального контакта с СПГ (пеностекло или закрытопористый пенополиуретан высокой плотности), ограничивающей динамику испарения. При этом очевидно, что из бассейна должен быть обеспечен отвод дождевой воды, снега и т.д.;
- возможность (периметрального) разбавления образующихся паров метана инертными газами до взрывобезопасного уровня;
- возможность создания секторальной водяной завесы, исключающей возникновение газовой опасности за завесой и т.п.

Отдельного рассмотрения требует вопрос целесообразности применения конструкции резервуара «двойной целостности».

Важно также, чтобы система раннего обнаружения газовой опасности (настроенная на 0,25 и 0,5 нижнего концентрационного предела воспламенения) была синхронизирована с возможностью контроля (отключения) потенциальных источников поджигания газового облака на пути его движения (на прилегающей территории).

Представляется, что различным компенсационным мероприятиям при обосновании интегральных показателей риска должен присваиваться в общем случае разный вес. Численные значения весовых коэффициентов целесообразно, по мнению авторов, принимать исходя из «возможности» прерывания цепочки развития аварийного процесса в рамках причинно-следственной логики «дерева событий» с учетом «эффективности срабатывания» систем (барьеров) защиты. Это направление требует дальнейшего развития, однако уже сегодня можно утверждать, что действующая отечественная нормативная база для криогенных резервуаров СПГ, по существу, не учитывает современный научно-технический базис производственной безопасности, является очевидным тормозом для успешной реализации правительственной программы развития индустрии СПГ в РФ и нуждается в оперативном совершенствовании и доработке.

Список литературы

1. Сафонов В.С. Проблемы обеспечения безопасности объектов сжиженного природного газа / В.С. Сафонов. – М.: Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2020. – Ч. I. – 320 с.
2. Abbasi T. The boiling liquid expanding vapour explosion (BLEVE): Mechanism, consequence assessment / T. Abbasi, S.A. Abbasi // *Journal of Hazardous Materials*. – 2007. – Т. 141. – С. 489–519.
3. Сафонов В.С. Проблемы обеспечения безопасности объектов сжиженного природного газа / В.С. Сафонов. – М.: Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2021. – Ч. II: Современные подходы к моделированию аварийных процессов и их последствий на объектах производства, хранения и перевозки сжиженного природного газа. – 444 с.
4. Jones D. Natural gas transmissions by pipeline / D. Jones, D. Fearnough // 5th International symposium on loss prevention and safety promotion in the process indust. – Cannes. France, Sep. 1986.
5. Nylund J. Fire survival of process vessels containing gas / J. Nylund // I. Chem. E. (Symp. ser). – 1984. – Т. 85. – С. 137–148.
6. Скрипов В.П. Кризис кипения и термодинамическая устойчивость жидкости / В.П. Скрипов // *Тепломассоперенос*. – Минск: АН БССР, 1962. – Т. 2. – С. 60–64.
7. Скрипов В.П. Метастабильные жидкости / В.П. Скрипов. – М.: Наука, 1972. – 321 с.
8. Raj P.K. Exposure of a liquefied gas container to an external fire / Phani K. Raj. // *Journal of Hazardous Materials A*. – 2005. – Т. 122. – С. 37–49.
9. Горбачев С.П. Изменение компонентного состава СПГ при его длительной транспортировке и хранении, методы кондиционирования / С.П. Горбачев, И.С. Медведков // *Газовая промышленность*. – 2018. – № 10(775). – С. 56–66.
10. Nguen V.T. Rapid phase transformations: analysis of the large scale field trials at Lorient: External Report TNER.86.058 / V.T. Nguen. – Shell Research Limited, February 1987.
11. Рахимов В.О. Особенности термодинамических процессов при хранении сжиженного природного газа: дисс. ... канд. тех. наук / В.О. Рахимов. – Уфа, 2013. – 136 с.
12. Hashiguchi Y. Scorching experiment on a liquefied ethylene storage tank / Y. Hashiguchi // *Technocrat*. – 1976. – Т. 9. – № 7. – С. 19–24.
13. Страхов В.Л. Перспективный способ и средства огнезащиты пожароопасного оборудования объектов хранения и потребления СПГ / В.Л. Страхов // *Транспорт на альтернативном топливе*. – 2009. – № 1(7). – С. 47–52.
14. Горбачев С.П. Технологические схемы криогенных двухболоочных резервуаров для СПГ / С.П. Горбачев и др. // *Химическое и нефтяное машиностроение*. – 2021. – № 7. – С. 16–20.
15. Drake E.M. How LNG boils on soils / E.M. Drake, R.C. Reid // *Hydrocarbon Processing*. – May 1975. – С. 191–194.
16. Hogan W.G. Numerical modeling of LNG spill phenomena / W.G. Hogan, B.R. Bowncan, L.C. Haselman // *Seminar on LNG peak shaving, Lawrence Livermore Laboratory, Washington, D.C., 5–9 March, 1978*.
17. Humber-Bassett R. Dispersion dance L'atmosphere d'un nuage gases for me par expandage de GNL sur Le sol / Rene Humber-Bassett, Alain Monte // *LNG-3, Washington, D.C., 24–28 September, 1972*.
18. Едигаров А.С. Прогнозирование зон воздействия при авариях на объектах газовой промышленности методами математического моделирования нестационарных термогазодинамических и массообменных процессов: дис. ... д-ра тех. наук / А.С. Едигаров. – М., 1997. – 434 с.
19. Rodean H.C. Vapor bum analysis for the coyote series LNG spill experiments / H.C. Rodean et al. – USA, CA: Lawrence Livermore National Laboratory, 1984. – Report № UCRL-53530.
20. An experimental investigation of atmospheric diffusion and ignition of boil-off associated with a spillage of liquefied natural gas: Film section of the Report № 08072-7 for the AGA. – TRW, Inc., November 1968.
21. Essais d'ependage de gaz naturel liquefied sur de sol: Report on the experiments conducted by Gaz de France. – Paris: Gaz de France, September 1972.
22. Ermal D.L. Heavy gas dispersion test summary report / D.L. Ermal et al. – USA, CA: Lawrence Livermore National Laboratory, October 1988. – Report № UCRL-21210. – 162 с.

On the need for scenario analysis of the conditions of occurrence and development of accidents when rationing the placement of thermally insulated drainage-free LNG tanks

V.S. Safonov^{1*}, A.G. Grechko¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhninsky Prospekt, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The paper analyzes the characteristic conditions of destruction of ground-based single-walled cylindrical tanks for drainage-free storage of liquefied petroleum gases under extreme external thermal effects, accompanied by explosive boiling of thermodynamically superheated liquid and the formation of a fireball. It is shown that, unlike single-wall tanks for typical cryogenic LNG tanks with powder-vacuum or screen-vacuum thermal insulation under normal operating conditions, the conditions of thermodynamic overheating of LNG cannot be achieved.

The dynamics of vaporization during LNG spill from a reservoir within a protective fence is considered. The possibilities of directional limitation of the intensity of LNG evaporation on the spill surfaces and, as a result, limitation of the length of the gas cloud as a potential hazard factor are shown.

Keywords: drainage-free LNG storage, emergency spill, limitation of evaporation intensity, BLEVE effect.

References

1. SAFONOV, V.S. *Problems of ensuring the safety of liquefied natural gas facilities* [Problemy obespecheniya bezopasnosti obyektov szhizhennogo prirodnogo gaza]. Pt. I. Moscow: Scientific and Technical Center for Research and Development, 2020. (Russ.).
2. ABBASI, T., S.A. ABBASI. Explosion with expansion of vapors of boiling liquid (BLEVE): mechanism, assessment of consequences. *Journal of Hazardous Materials*, 2007, vol. 141, pp. 489–519, ISSN 0304-3894.
3. SAFONOV, V.S. *Problems of ensuring the safety of liquefied natural gas facilities* [Problemy obespecheniya bezopasnosti obyektov szhizhennogo prirodnogo gaza]. Pt. 2: *Modern approaches to modeling emergency processes and their consequences at facilities for the production, storage and transportation of liquefied natural gas* [Sovremennyye podkhody k modelirovaniyu aviarynykh protsessov i ikh posledstviy na obyektakh proizvodstva, khraneniya i perevozki szhizhennogo prirodnogo gaza]. Moscow: Scientific and Technical Center for Industrial Safety Research, 2021. (Russ.).
4. JONES, D., D. FERNHOW. Transportation of natural gas through pipelines. In: *5th International symposium on loss prevention and safety improvement in the technology industry*. Cannes, France, September 1986.
5. NYLUND, J. Fire safety of technological tanks containing gas. In: *I. Chemistry (Symposium)*, 1984, vol. 85, pp. 137–148.
6. SKRIPOV, V.P. Boiling crisis and thermodynamic stability of a liquid in a book [Krizis kipeniya i termodinamicheskaya ustoychivost zhidkosti]. In: *Heat and mass transfer* [Teploperenos]. Minsk: Academy of Sciences of the BSSR, 1962, vol. 2, pp. 60–64. (Russ.).
7. SKRIPOV, V.P. *Metastable liquids* [Metastabilnyye zhidkosti]. Moscow: Nauka, 1972, (Russ.).
8. RAJ, F.K. The effect of an external fire on a liquefied gas cylinder. *Journal of Hazardous Materials*, A. 2005, vol. 122, pp. 37-49, ISSN 0304-3894.
9. GORBACHEV, S.P., I. S. MEDVEDKOV. Change in the component composition of LNG during its long-term transportation and storage, methods of conditioning [Izmeneniye komponentnogo sostava SPG pri yego dlitelnoy transportirovke i khraneni, metody konditsionirovaniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 10(775), pp. 56–66, ISSN 0016-5581. (Russ.).
10. NGUYEN, V.T. *Fast phase transformations: analysis of large-scale field tests in Lorient*: TNER External Report.86.058. Shell Research Limited. February 1987.
11. RAKHIMOV, V. O. *Features of thermodynamic processes in the storage of liquefied natural gas* [Osobennosti termodinamicheskikh protsessov pri khraneni szhizhennogo prirodnogo gaza]. Candidate's thesis (engineering). Ufa, 2013. (Russ.).
12. HASHIGUCHI, Yu. An experiment with firing a liquefied ethylene storage tank. *Technocrat*, 1976, vol. 9, no. 7, pp. 19–24.
13. STRAKHOV, V.L. Perspective method and means of fire protection of fire-hazardous equipment of LNG storage and consumption facilities [Perspektivnyy sposob i stedstva ognezashchity pozharoopasnoy oborudovaniya obyektov khraneniya i potrebleniya SPG]. *Transport na Alternativnom Toplivo*, 2009, no. 1(7), pp. 47–52, ISSN 2073-1329. (Russ.).
14. GORBACHEV, S.P. et al. Technological schemes of cryogenic double-shell tanks for LNG [Tekhnologicheskkiye skhemy kriogennykh dvukhobolocheknykh rezervuarov dlya SPG]. *Khimicheskoye i Neftyanoye Mashinostroyeniye*, 2021, no. 7, pp. 16-20, ISSN 0023-1126. (Russ.).
15. DRAKE, E.M., R.C. REID. How LNG boils on soils. *Hydrocarbon Processing*, May 1975, pp. 191–194, ISSN 0018-8190.

16. HOGAN, W.G., B.R. BOWNCAN, L.C. HASELMAN. Numerical modeling of LNG spill phenomena. In: *Seminar on LNG peak shaving*, Lawrence Livermore Laboratory, Washington, D.C., 5–9 March, 1978.
17. HUMBER-BASSETT, R., A. MONTE. Dispersion dans l'atmosphère d'un nuage gazeux formé par expansion de GNL sur le sol. In: *LNG-3*, Washington, D.C., 24–28 September, 1972. (French).
18. YEDIGAROV, A. S. *Forecasting of impact zones in case of accidents at gas industry facilities by methods of mathematical modeling of non-stationary thermogasodynamic and mass transfer processes* [Prognozirovaniye zon vozdeystviya pri avariakh na ob'yektakh gazovoy promyshlennosti metodami matematicheskogo modelirovaniya nestatsionarnykh termogazodinamicheskikh i massoobmennykh protsessov]: Doctor's thesis (engineering). Moscow, 1997. (Russ.).
19. RODEAN, H.C. et al. *Vapor burn analysis for the coyote series LNG spill experiments*. USA, CA: Lawrence Livermore National Laboratory, 1984. Report № UCRL-53530.
20. *An experimental investigation of atmospheric diffusion and ignition of boil-off associated with a spillage of liquefied natural gas*: Film section of the Report № 08072-7 for the AGA. TRW, Inc., November 1968.
21. *Essais d'expansion de gaz naturel liquéfié sur le sol*: Report on the experiments conducted by Gaz de France. Paris: Gaz de France, September 1972. (French).
22. ERMAL, D.L. et al. *Heavy gas dispersion test summary report*. USA, CA: Lawrence Livermore National Laboratory, October 1988. Report № UCRL-21210.

УДК 614.841.48

Анализ научно-технических и экспериментальных исследований параметров водяного орошения и водяных завес для учета при совершенствовании нормативной базы

Л.П. Вогман¹, И.А. Болодьян^{1*}, А.В. Ильичев¹, Е.В. Вагенлейтнер²

¹ ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Российская Федерация, 143903, Московская обл., микрорайон ВНИИПО, г. Балашиха, д. 12

² Оренбургский филиал ФГБУ ВНИИПО МЧС России, Российская Федерация, 460507, Оренбургская обл., Оренбургский р-н, пос. Пригородный, ул. Луговая, д. 6

* E-mail: ivanbolodian@yandex.ru

Тезисы. Выполнен анализ нормативных документов, а также актуальных отечественных и зарубежных теоретических и экспериментальных исследований (в том числе натурных испытаний), направленных на определение параметров эффективности и сферы применения водяных завес для ограничения распространения пожара. Обобщены нормативные требования пожарной безопасности в этой области. Авторы сформулировали цели и задачи проведения укрупненных испытаний, получения новых данных, направленных на повышение эффективности водяных завес и расширение сферы их применения.

За последние годы в России расширились масштабы строительства уникальных и технически сложных объектов различного класса функциональной пожарной опасности. Строятся многофункциональные здания, здания с многосветными распределительными пространствами атриумов и пассажей, крупные производственные объекты. При этом применяются нестандартные подходы к проектированию, широко используются новые строительные материалы и технологии для создания уникальных объемно-планировочных и архитектурных решений и оптимизации производственных процессов. На этой стадии важным является вопрос совмещения замысла проектировщика с условием выполнения требований нормативных документов и обеспечением реальной безопасности людей на объекте.

Среди прочих инженерно-технических решений, направленных на обеспечение пожарной безопасности на объектах защиты различных классов функциональной пожарной опасности, выделяют водяное орошение и водяные завесы, которые в соответствии с требованиями ст. 117 Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ отнесены к автоматическим установкам сдерживания пожара (далее АУСП). Под *водяной завесой* подразумевается преграда в виде потока воды или ее растворов, обеспечивающего неприемлемые условия для распространения через нее пожара. Водяные завесы и водяное орошение могут выполнять раздельно или в совокупности две основные функции: 1) экранирования тепловых потоков с целью исключения распространения пожара за пределы водяной завесы; 2) охлаждения до предельно допустимых температур конструкций, применение которых предусматривается для уменьшения противопожарных расстояний и предотвращения распространения пожара между зонами, свободными от пожарной нагрузки, и зонами с расположенной в них пожарной нагрузкой. Водяные завесы могут применяться также в качестве противопожарных преград на путях эвакуации для обеспечения безопасных условий эвакуации людей из горящей зоны зданий, помещений, наружных установок. *Водяное орошение* предназначено главным образом для охлаждения оборудования и конструкций до предельно допустимых температур, в частности, с помощью лафетных стволов. Условия применения и параметры водяного орошения производственных объектов представлены

Ключевые слова: водяная завеса, водяное орошение, укрупненные испытания, параметры эффективности водяной завесы, нормативные требования пожарной безопасности, анализ и обобщение, предложения дальнейших исследований.

в ГОСТ Р 12.3.047-2012. «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

Далее в статье основное внимание будет уделено водяным завесам. Область применения водяных противопожарных завес – это производственные цеха, объекты деревообработки, а также театры, автостоянки, торговые центры и многое другое. На перечисленных объектах можно встретить два вида противопожарных завес:

- дренчерную (как противопожарная преграда указана во многих противопожарных нормативных документах; чаще всего именно она используется для защиты проемов, в том числе как составная часть существующих спринклерных, дренчерных установок);

- спринклерную (для ее пуска не требуется внешней побудительной системы; например, установка для защиты проема может состоять из распределительного трубопровода, находящегося под давлением и подсоединенного к системе внутреннего противопожарного водоснабжения со спринклерными оросителями).

Нормативные документы, регламентирующие возможную область применения АУСП, в вопросах технических характеристик и норм проектирования в основном ссылаются на СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования». В этом своде правил определены расходные характеристики водяных завес и время их работы. Однако чаще всего в документах, которые разрабатываются для обеспечения пожарной безопасности объектов защиты, констатируется лишь факт возможности применения завес и орошения без указания требований к их параметрам или ссылки на документ, их устанавливающий. К тому же не для всех случаев применения АУСП ее характеристики должны быть унифицированными. На одном объекте защиты система может применяться для ограничения распространения пожара между зданиями: в этом случае основной характеристикой будет снижение мощности тепловых потоков. На другом объекте система может применяться для выгораживания путей эвакуации: здесь важной характеристикой завесы станет способность предотвращать или ограничивать распространения продуктов горения. Следовательно, важно знать, какими характеристиками должна обладать АУСП

для выполнения своей функциональной задачи. Это позволит определить эффективную область ее применения, обеспечив тем самым требуемый уровень пожарной безопасности на объекте.

Цель работы заключается в анализе и обобщении нормативных требований пожарной безопасности в этой области и выполненных за последние годы исследований в области применения и определения характеристик водяных завес, а также в проведении экспериментальных (натурных) исследований, включая проверку новых научных данных о таких преградах для формулирования положений, предлагаемых к включению в нормативные документы. В настоящей работе эта задача частично выполнена: проанализированы научно-технические и экспериментальные исследования параметров водяного орошения и водяных завес, применяемые для ограничения распространения пожара на объектах защиты. Результаты натурных испытаний опубликованы ранее [1].

Аналитический обзор отечественных и зарубежных научно-технических исследований в области водяного орошения и водяных завес

Показано [2], что водяные завесы могут стать эффективным средством рассеивания и предотвращения распространения горючих и токсичных паровоздушных облаков, образующихся при аварийных выбросах сжиженных газов. Они служат также для создания экранирующего эффекта и могут быть использованы для защиты от тепловой радиации очага пожара.

При расчете устройств водяных завес, как правило, учитываются геометрические размеры защищаемых объектов, их пространственное расположение, суммарный и удельный расход воды и интенсивность орошения. При этом однако не принимаются во внимание такие важные параметры завес, определяющие их защитные свойства, как коэффициент экранирования, диаметр капель и их концентрация. Также ни в одном нормативном документе не указаны возможности снижения за счет применения водяной завесы противопожарных разрывов, снижения требований к пределам огнестойкости строительных конструкций, к увеличению максимально допустимой площади наружных установок.

Эффективность защиты противопожарной завесы в меньшей степени зависит от температуры очага пожара, а в большей – от диаметра водяных капель и расхода воды. Поэтому одной из задач являлось установление взаимосвязи параметров капельных потоков водяных завес (диаметров и концентрации капель в потоке) со степенью ослабления мощности лучистых потоков, а также уточнение коэффициента экстинкции, или линейного коэффициента ослабления излучения (рассчитывается как отношение доли падающего в данном направлении излучения, поглощенной и рассеянной элементарным слоем среды, к толщине этого слоя).

А.Г. Виноградовым представлена [3] одномерная математическая модель движения монодисперсной распыленной струи в воздушной среде, на основе которой найдены соотношения для оценки равновесной скорости воздушно-капельного потока и длины пути релаксации этого потока (расстояния, после прохождения которого скорости капель и воздуха приближаются к равновесному значению). Найдено, что длина пути релаксации прямо пропорциональна диаметру капель.

Согласно выполненным расчетам, для типичных параметров водяных завес нагрев капель и их испарение вследствие конвективного теплообмена с горячим воздухом не оказывают существенного влияния на экранирующие свойства водяных завес. Основным фактором, влияющим на экранирование теплового излучения, является его поглощение каплями воды.

В случае использования линейки дренчерных оросителей для образования многослойной завесы они могут располагаться в два, три или более слоев благодаря применению соответствующего количества параллельных трубопроводов. При взаимном наложении распыленных струй, т.е. когда расстояние между ними меньше, чем толщина каждой струи, суммарный коэффициент пропускания многослойной завесы будет больше. Это связано с ослаблением торможения капель воздушной средой при возрастании их суммарной массы. На основе результатов расчета сделан вывод о том, что для типичных условий теплового экранирования испарения капель практически не происходит. При интенсивности теплового потока 150 кВт/м^2 испарение капель уменьшает коэффициент экранирования водяной завесы не более чем на 20 %. Вследствие этого данным эффектом при расчетах можно пренебречь. Этот результат подтвержден при сравнении расчетов с данными экспериментальных исследований.

В целом теория и эксперимент показали подобный характер зависимости коэффициента пропускания водяной завесы от давления воды: при повышении давления коэффициент пропускания уменьшается. Очевидно, это связано как с увеличением расхода воды, так и с уменьшением размера капель. Количественное совпадение результатов теоретических расчетов и экспериментальных измерений показало

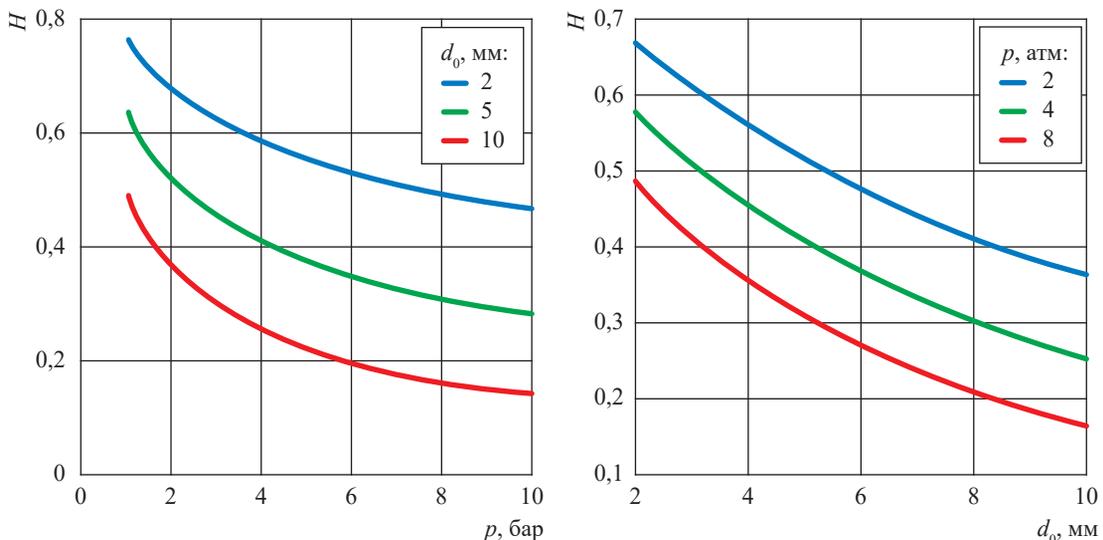


Рис. 1. Зависимости коэффициента пропускания водяной завесы (H) от давления воды в оросителе (p) и диаметра его выходного отверстия (d_0)

их удовлетворительное согласие. Для выбора условий, технических средств и параметров, обеспечивающих эффективность водяных завес, наибольший интерес представляют зависимости, показанные на рис. 1–6, исходя из которых существует несколько способов повлиять на эффективность водяной завесы в качестве теплового экрана. Основными из них являются три:

- 1) выбор конструкции оросителя (диаметра выходного отверстия);
- 2) выбор рабочего давления в оросителе;
- 3) выбор расстояния между оросителями.

Остальные параметры для выполнения расчетов определяются размерами защищаемого объекта, паспортными данными оросителя и характеристиками источника излучения.

Экспериментальные данные, полученные с использованием математической модели [3], в основу которой положены $D_{\text{экв}} = 0,2$ мм (среднеобъемный диаметр), коэффициент пропускания капель H и $I_{\text{экв}}$, позволяют говорить об удовлетворительной сходимости экспериментальных результатов и расчетных данных принятой модели при оценке экранирования теплового излучения пожара дренчерными

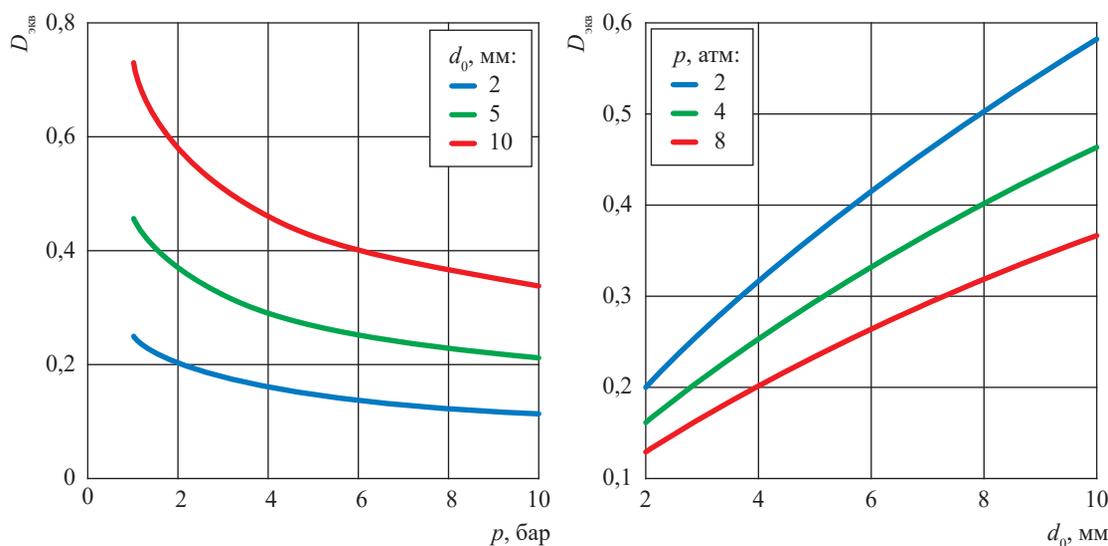


Рис. 2. Зависимости эквивалентного диаметра капель ($D_{\text{экв}}$) от давления воды в оросителе и диаметра его выходного отверстия

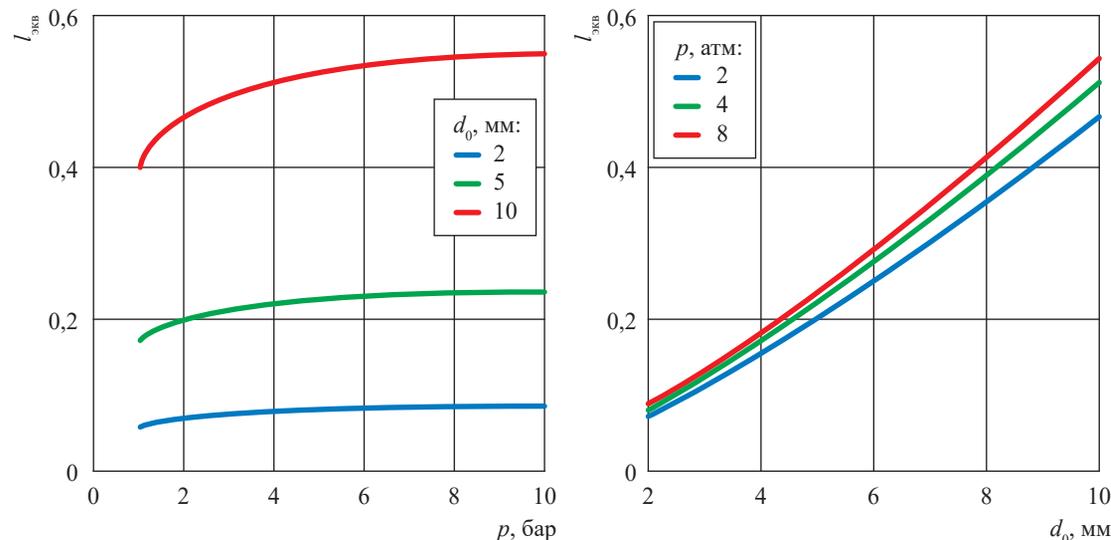


Рис. 3. Зависимости толщины эквивалентного слоя воды ($I_{\text{экв}}$) от давления воды в оросителе и диаметра его выходного отверстия (d_0)

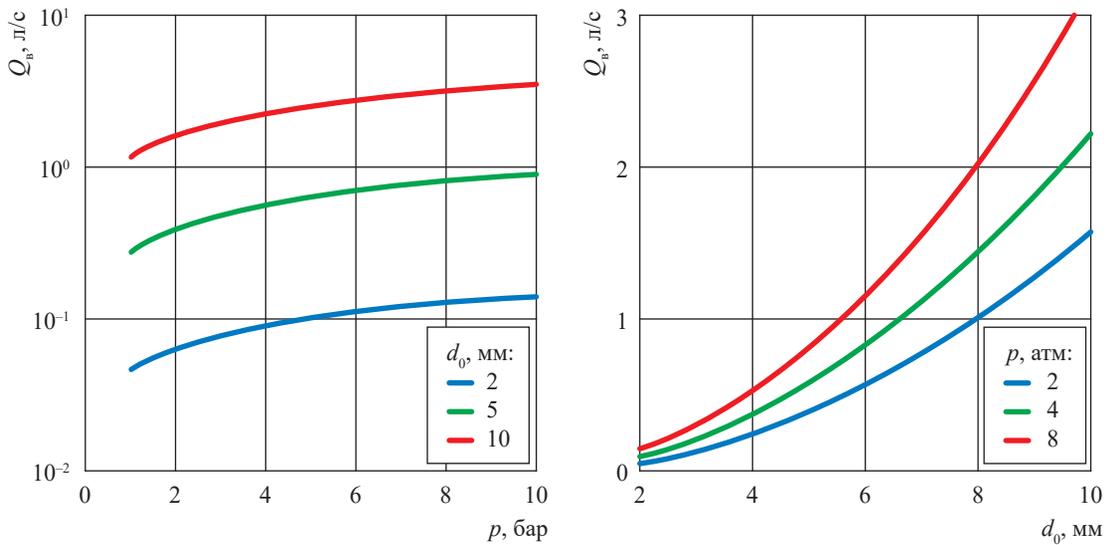


Рис. 4. Зависимости расхода воды оросителя (Q_v) от давления воды в нем и диаметра его выходного отверстия

водяными завесами. Отклонение между теоретическими и экспериментальными значениями H не превышает 10 %.

На основе анализа рис. 1–6 могут быть сделаны следующие выводы:

- коэффициент H уменьшается при увеличении p и d_0 ;
- коэффициент H уменьшается при уменьшении Δz и увеличении x ;
- вследствие слабой зависимости H от спектральных характеристик источника теплового излучения значения T_f и ψ практически не влияют на общую точность расчетов;
- при значении Q_v мелкодисперсная водяная завеса является более эффективным тепловым экраном по сравнению с крупнодисперсной.

Таким образом, на эффективность водяной завесы в качестве теплового экрана оказывают влияние конструкция оросителя (d_0), рабочее давление p в оросителе, $D_{эв}$ и Δz .

Ранее Оренбургским филиалом ВНИИПО МЧС России проводились экспериментальные исследования по изучению эффективности защитных водяных завес для борьбы с газо- и паровоздушными облаками горючих газов и токсичных веществ [1]. По результатам этих исследований сделаны следующие основные выводы:

- в зданиях с большими площадями организация противопожарных преград при помощи водяной завесы, создаваемой всерными

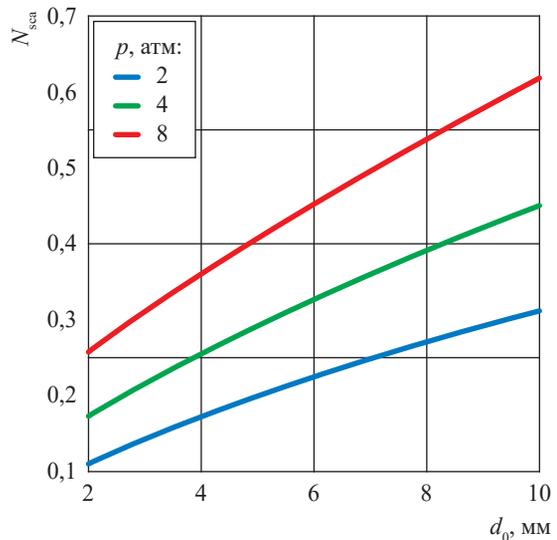


Рис. 5. Зависимости кратности рассеяния теплового излучения (N_{sca}) от давления воды в оросителе и диаметра его выходного отверстия

распылителями, расположенными на отметке +0,5...+0,75 м над зоной горения, является эффективной для снижения тепловых потоков до безопасных значений;

- в одноэтажных зданиях достижение дымо- и газонепроницаемости обуславливается организацией проемов над зоной работы завесы и выносом зоны изменения направления движения водяного потока выше отметки кровли здания; для зданий в два и более

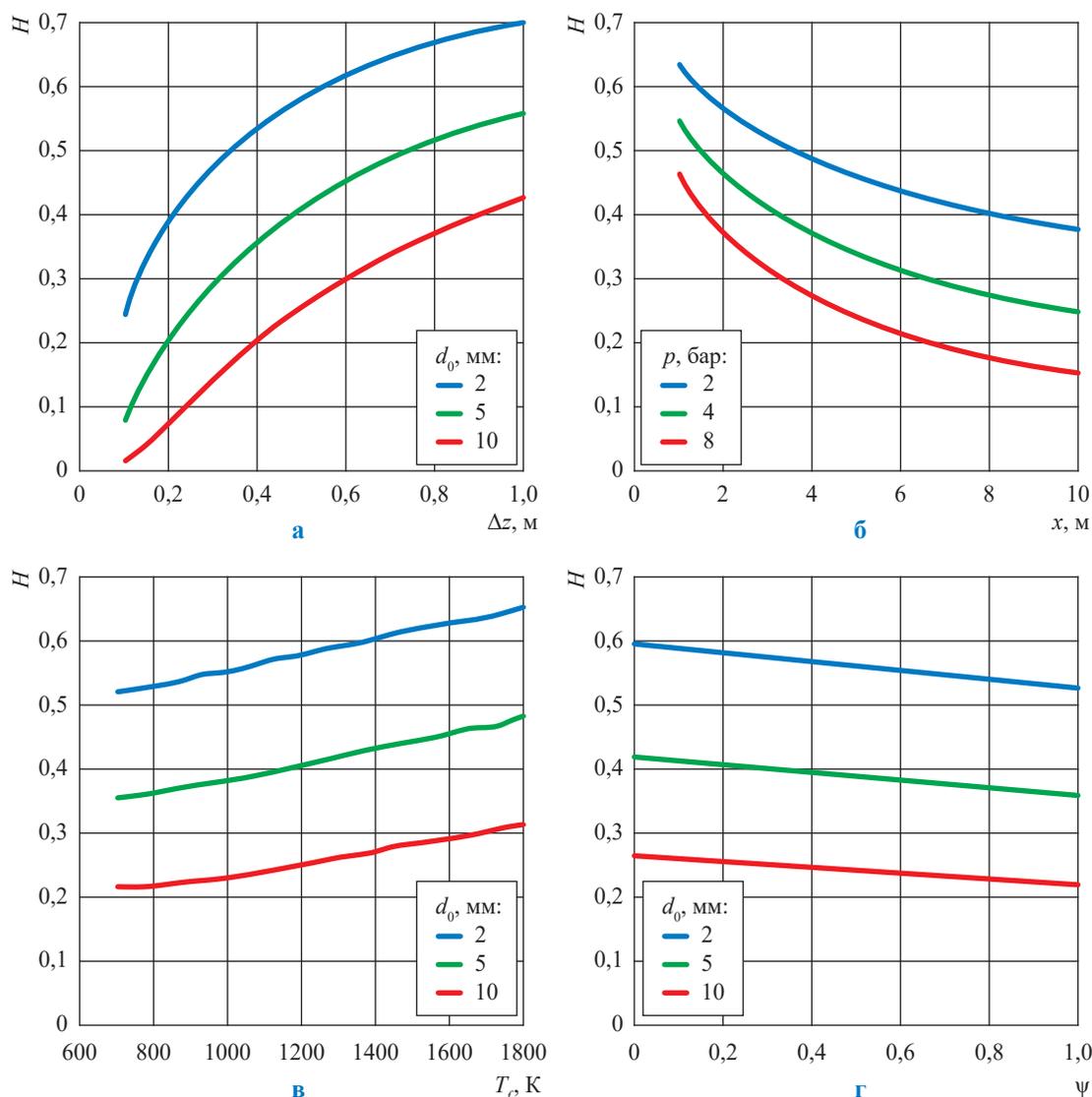


Рис. 6. Зависимость коэффициента пропускания водяной завесы от:
а – расстояния между оросителями (Δz); б – расстояния (x) от рабочего участка струи
распыленной воды (СРВ) до линейки оросителей; в – температуры источника излучения
(T_j); г – коэффициента формы спектра (ψ)

этажей при условии применения одновременно водяной завесы и системы дымоудаления задача заключается в том, чтобы подхватить воздушный поток, создаваемый водяной завесой (или создать избыточное давление в безопасной зоне), предотвратив тем самым прорыв продуктов сгорания из резервуара дыма. Используя распылители водяных завес, установленные под перекрытием здания, можно добиться только снижения тепловых потоков до безопасных значений. Устранить проникновение за водяную завесу в защищаемый объем продуктов горения невозможно, так как при расположении распылителей у перекрытия здания за счет эжектирующей способности

завеса будет передавать дым из верхней части резервуара дыма и опускаться вниз, инициируя его прорыв в зону перераспределения скоростей. Тем самым продукты сгорания перенаправляются в нейтральную зону ниже отметки безопасности (1,7 м);

- при подаче струи распыленной воды (СРВ) с уровня пола эффект снижения интенсивности тепловых потоков существенно усиливается (~ 50 %) по сравнению с вариантом расположения нитки трубопровода с оросителями под перекрытием и подачи СРВ сверху вниз.

Исследованиями водяных завес для защиты от теплового излучения также занимались и зарубежные ученые.

В 1960-х гг. для обоснования допустимых противопожарных разрывов между зданиями в США проводились исследования [4] по ограничению теплового излучения через наружные светопрозрачные конструкции, вызванного пожаром в помещении. Первые технические решения основывались на защите фасадов со стеклопакетами из закаленного стекла дренчерными оросителями [5]. Дренчерная система была разработана для 45-минутной защиты от теплового воздействия снаружи здания и требовала значительного количества воды [4]. Подобные исследования проводились также в Австралии [6]. Установлено, что водяная завеса позволяет снизить плотность лучистого теплового потока на 90 %.

Значительный объем исследований защитных свойств водяного орошения осуществлен Национальным исследовательским советом (NRC) в Канаде. Проведены крупномасштабные и натурные эксперименты, которые показали, что водяное орошение позволяет стабилизировать температуру на необогреваемой стороне конструкции на уровне 65...100 °С. Эксперименты обосновали необходимость обеспечения своевременного и равномерного орошения конструкции и позволили сформулировать рекомендации по эффективному расположению оросителей [7].

А.К. Ким с соавторами [8] изучали защиту строительных конструкций от внешних пожаров водяным орошением. Орошение осуществлялось со стороны воздействия пламени. Определено, что специальные оросители, установленные в верхней части конструкции на необогреваемой стороне, способны защитить ее при незначительном тепловом потоке, чего может быть недостаточно при шоковом тепловом воздействии в условиях реального внешнего пожара.

Исследована также защита от тепловых потоков с применением системы водяного тумана [9, 10]. Водяной туман показал лучшую охлаждающую способность, чем сплошной водяной поток с аналогичной скоростью потока для орошения [9]. Установлено, что водяной туман снижает тепловое излучение на 38,5 %.

Исследования показывают, что водяная завеса способна на 90 % снижать воздействие падающего теплового потока, а степень снижения зависит от расхода воды. Однако условия, в которых были проведены эксперименты, не отражали действительной картины развития пожара

и предполагали ряд допущений, имеющих существенное значение для формирования выводов об эффективности водяного орошения.

Результаты выполненных у нас в стране и за рубежом исследований в направлении эффективности применения водяных завес для предотвращения распространения пламени аккумулированы в нормативных документах¹.

Основываясь на полученных учеными теоретических и экспериментальных данных, можно сделать следующие выводы:

1) математическое моделирование может применяться для оценки эффективности дренчерных водяных завес по экранированию теплового излучения от пожара, а также для сравнения эффективности различных технических средств (распылителей) по указанной характеристике;

2) на эффективность экранирования теплового потока водяной завесой влияют давление воды и диаметр выходного отверстия оросителя (коэффициент пропускания водяной завесы уменьшается при возрастании давления воды в оросителе и диаметра выходного отверстия оросителя);

3) экранирующая способность водяной завесы увеличивается при уменьшении расстояния между оросителями и увеличении расстояния от линейки оросителей до рабочего участка СРВ;

4) спектральные характеристики источника теплового излучения незначительно влияют на пропускание водяной завесы теплового потока. Иначе говоря, природа очага пожара (горючие газ, жидкость, твердое веще-

¹ См.: ГОСТ Р 51043-97. Установки водяного и пенного пожаротушения автоматические. Оросители спринклерные и дренчерные. Общие технические требования. Методы испытаний; ISO 6182-1. Fire protection. Automatic sprinkler systems. Requirements and test methods for sprinklers; ISO 6182/7. Fire protection. Automatic sprinkler systems. Requirements and test methods for Early Suppression Fast Response (ESFR) sprinklers; ISO 6182/9. Fire protection. Automatic sprinkler systems. Requirements and test methods for water mist nozzles; ISO 6182/10. Fire protection. Automatic sprinkler systems. Requirements and test methods for domestic sprinklers; ISO 6182/13. Fire protection. Automatic sprinkler systems. Requirements and test methods for extended coverage sprinklers; LPC 1039. Requirements and testing Methods for automatic sprinklers; VdS 3179: 2014-10 (01). Anforderungen und Prüfmethoden für Raumschutzdüsen; UL 199. Automatic sprinklers for Fire-protection service. FMRCApproval Standard Class 2000.

ство) не влияют на пропускную способность водяной завесы;

5) при фиксированном расходе воды мелкодисперсная водяная завеса является более эффективным тепловым экраном по сравнению с крупнодисперсной. Важно отметить, что капли мелкодисперсной завесы будут испаряться интенсивнее, образуя туман, чем капли крупнодисперсной завесы. Поэтому их эффективность в нижней зоне завесы будет низкой;

6) применение водяных завес, создаваемых с помощью распылителей веерных марки А, способно снижать интенсивность теплового излучения горящих сжиженных газов в 2,8...3 раза;

7) при увеличении расхода и давления водяных струй снижается удельная концентрация оксида углерода за счет растворения ее в потоке воды;

8) водяные завесы, подаваемые сверху вниз при расходе не менее 1 л/с, снижают тепловой поток до 4 раз, но способствуют проникновению за водяную завесу в защищаемый объем продуктов горения за счет турбулизации водяных струй при встрече с тепловыми потоками и увеличению диффузии воздуха с периферии к водяной завесе;

9) включение водяной завесы, предназначенной в том числе для ограничения распространения дыма в защищаемый объем, при определенных условиях и конструктивных решениях объекта для повышения эффективности предотвращения проникновения продуктов сгорания в защищаемый объем может быть заблокировано в одноэтажных зданиях с системой дымоудаления или с дымовыми люками или открываемыми незадуваемыми фонарями, в зданиях с двумя и более этажами – с системой дымоудаления;

10) в отчетах о проведенных исследованиях отсутствуют сведения о влиянии на эффективность водяной завесы следующих факторов: высоты установки распылителей; карты орошения, т.е. расположения горячей нагрузки защищаемой зоны по отношению к рабочей зоне водяной завесы; мощности очага пожара.

Анализ отечественных нормативных документов по пожарной безопасности, определяющих области применения и требования к проектированию водяных завес и водяного орошения

Как отмечалось выше, в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ водяные завесы отнесены к противопожарным преградам, задачей которых является предотвращение распространения пожара из одной части здания, сооружения в другую или между зданиями, сооружениями, зелеными насаждениями. К водяным завесам, в отличие от других противопожарных преград, не могут предъявляться требования по пределу огнестойкости и классу конструктивной пожарной опасности, поскольку они не являются конструкциями.

В зависимости от назначения водяной завесы область ее применения регламентирована тем или иным нормативным документом. Согласно СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты», устанавливающему общие требования к обеспечению огнестойкости объектов защиты, в том числе зданий, сооружений и пожарных отсеков, водяные завесы в зданиях классов функциональной пожарной опасности Ф1.1, Ф1.2, Ф2-Ф4 с многосветными помещениями, предназначенными для размещения открытых лестниц, эскалаторов, атриумов и др., для выгораживания помещений этажей, расположенных в пределах объема многосветного пространства, вместо противопожарных перегородок 1-го типа допускается применять дренчерные завесы и др. Площадь этажа в пределах пожарного отсека в этом случае определяется путем суммирования площадей соответствующих этажей. В зданиях подземных автостоянок применение водяной завесы в одну нитку с расчетным числом оросителей при обеспечении по всей длине удельного расхода воды 1 л/(с·м) совместно с зонами (проездами), свободными от пожарной нагрузки, шириной не менее 6 м для деления на секции площадью не более 3000 м² позволяет увеличивать площадь пожарного отсека на 100 %. При этом также следует обеспечить организационные мероприятия, направленные на недопущение размещения пожарной нагрузки в пределах указанных зон (проездов). Аналогично нормируется деление пожарного отсека в зданиях вокзалов I и II степеней огнестойкости

на секции той же площади с устройством между секциями противопожарных водяных завес, при этом завеса располагается в зоне, свободной от пожарной нагрузки на ширину не менее 4 м в обе стороны от завесы. В данном нормативном документе водяная завеса используется как средство для снижения интенсивности тепловых потоков при пожаре и для увеличения площади помещения в границах противопожарных стен в обязательном сочетании с зонной, свободной от пожарной нагрузки.

В соответствии с СП 4.13130.2013 «Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям», водяные завесы допускается использовать как альтернативу ограждающим противопожарным конструкциям с нормируемым пределом огнестойкости, а также в качестве способа ограничения пожара:

- в местах примыкания галерей конвейерного транспорта к зданиям взрывопожароопасной и пожарной категорий с расходом воды не менее 1 л/с на 1 м ширины проема;
- в отопляемых галереях, предназначенных для транспортирования горючих материалов (устройство дренчерной завесы);
- в местах примыкания транспортных галерей к главному корпусу котельной, узлам пессыпки и дробильному отделению;
- в местах примыкания галерей и эстакад к зданиям и помещениям категорий взрывопожарной и пожарной опасности, перегрузочным узлам;
- в местах примыкания эвакуационных лестниц к галереям и эстакадам поперек конвейерных лент;
- в насосных между насосами, перекачивающими продукты, нагретые до 250 °С и выше, при обеспечении расстояния между насосами на всю ширину насосной не менее 6 м с интенсивностью подачи воды не менее 0,5 л/(с·м);
- для изоляции от газовой среды печей с открытым огневым процессом при авариях на наружных установках и производственных зданиях.

Анализ СП 4.13130.2013 показал, что область применения водяных завес в основном ограничивается производственными объектами. Далеко не для всех случаев определены необходимые параметры завес. Кроме того, не установлены требования, в каких случаях допустима

замена противопожарных преград водяными завесами. Так, например, в надземных галереях, предназначенных для транспортирования негорючих и не подверженных нагреву материалов или горючих кусковых материалов (торф, древесина), для ограничения распространения пожара из данных галерей в смежные здания и сооружения должны предусматриваться противопожарные преграды (шторы, занавесы) с пределом огнестойкости EI 30. Замена их водяными завесами не предусмотрена. Это связано с тем, что данные галереи не отапливаются, использование в них водозаполненных систем нецелесообразно, а применение сухотрубов требует дополнительного научно-технического обоснования.

В рассмотренных нормативных документах определяются возможные области применения водяных завес и в части требуемых параметров их работы приняты данные СП 485.1311500.2020 (правда, не для всех случаев). СП 485.1311500.2020 устанавливает нормы и правила проектирования установок пожаротушения автоматических, в нем приведена методика гидравлического расчета распределительных сетей водяных завес, описываются нормы управления и продолжительности работы. В нем также нормируются варианты исполнения и расходы водяных завес:

- для проемов шириной до 5 м распределительный трубопровод с оросителями проектируется в одну нитку с обеспечением по всей ширине удельного расхода 1 л/(с·м);
- для проемов шириной 5 м и более трубопровод с оросителями проектируется в две нитки, удельный расход по всей ширине составляет 0,5 л/(с·м), нитки располагаются между собой на расстоянии $0,5 \pm 0,1$ м.

Приведены нормы для зоны, свободной от пожарной нагрузки, при разделении помещения дренчерной водяной завесой:

- при одной нитке – по 2 м в обе стороны от распределительного трубопровода;
- при двух нитках – по 2 м в противоположные стороны от каждой нитки.

Определена максимально возможная высота установки – не более 20 м, а время работы – не менее 30 мин для 1-й группы помещений и не менее 60 мин для 2-й...6-й групп помещений. Согласно ст. 117 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ, водяные завесы отнесены к АУСП, а не к установкам пожаротушения. Следовательно, требования к их проектированию должны учитывать функциональные

характеристики в зависимости от области применения и устанавливаться отдельным документом или быть выведены в отдельный раздел СП 485.1311500.2020. В случаях когда нормативными документами не прописаны нормы проектирования водяных завес и АУСП, применяются положения ст. 78 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ, в соответствии с которой для зданий, сооружений при отсутствии нормативных требований пожарной безопасности на основе требований упомянутого Федерального закона должны быть разработаны специальные технические условия (СТУ), отражающие специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Анализ технических решений в области применения водяных завес в СТУ и в других документах, разработанных для объектов различного функционального назначения, показал, что применение противопожарных водяных завес на объектах различных классов функциональной пожарной опасности можно разделить на несколько областей: на путях эвакуации и в местах соединения помещений различного функционального назначения; между секциями одного пожарного отсека, разделенного зоной, свободной от пожарной нагрузки; между зданиями и сооружениями для предотвращения распространения пожара и возможности сокращения расстояния между ними.

Для снижения противопожарных расстояний между зданиями и сооружениями до 4 м типовым решением является устройство дренчерной водяной завесы в одну нитку с расходом не менее 1 л/(с·м).

Однако существуют отклонения от типового решения в части:

- сохранения расхода, но увеличения противопожарного расстояния до 6 м (относительно объекта категории А по взрывопожарной опасности);
- сохранения расхода, но уменьшения противопожарного расстояния до 3 м между зданиями конноспортивного комплекса и объектом культурного наследия;
- сохранения противопожарного расстояния между жилым многоквартирным домом и открытой стоянкой автомобилей, но уменьшения расхода до 0,5 л/(с·м) в случае подтверждения теплотехническим расчетом.

Возможность применения данных решений должна иметь научное подтверждение, основанное не только на теоретических, но и на экспериментальных исследованиях.

В части заполнения технологических проемов, а также проемов в нормируемых противопожарных преградах используются типовые решения по применению дренчерных водяных завес в соответствии с СП 485.1311500.2020. Однако в документе установлены требования к ним только в зависимости от ширины проемов. Допустимая для защиты дренчерной завесой высота проемов не нормирована. Поэтому необходимо провести исследования по выявлению предельно допустимой высоты проемов, защищаемых дренчерной водяной завесой с техническими параметрами, соответствующими требованиям СП 485.1311500.2020.

Для обеспечения нераспространения опасных факторов пожара (ОФП) на путях эвакуации и в местах соединения помещений различного функционального назначения дренчерные водяные завесы применяются взамен противопожарных преград различных пределов огнестойкости, а именно:

- перегородок 2-го типа в коридорах длиной более 60 м;
- противопожарных преград REI 90 в местах соединения трибун и других помещений футбольного манежа;
- противодымных экранов и штор при защите проемов открытых лестниц.

Применение завес в данной области также требует научно-технического подтверждения.

Направления исследований, цели и задачи укрупненных испытаний водяных струй

Из анализа нормативных документов и СТУ следует, что широкое применение находят дренчерные водяные завесы при необходимости деления пожарных отсеков на секции для зон, свободных от пожарной нагрузки. В некоторых случаях при применении завес зоны, свободные от пожарной нагрузки, допускается сокращать. Нормативное подтверждение сокращения свободной от пожарной нагрузки зоны до 6 м при установке водяных завес по центру принято для деления пожарного отсека подземной автостоянки. Допущения сокращения зон в остальных случаях не регламентируются. Необходимо дать научное обоснование возможности сохранения условий нераспространения пожара и ОФП между секциями одного

пожарного отсека, разделенного зоной, свободной от пожарной нагрузки, в сочетании с дренчерной водяной завесой.

Анализ применения водяных завес на объектах защиты различной функциональной пожарной опасности позволил выявить направления совершенствования нормативных документов в области обеспечения пожарной безопасности, в которых водяные завесы используются в качестве противопожарной преграды. Необходимы подтверждение и актуализация требований к водяным завесам с учетом уже принятых и апробированных технических решений. Дополнительно следует рассмотреть возможность использования сухотрубных дренчерных систем в качестве противопожарной преграды при распространении пожара из неотапливаемых галерей в смежные здания, сооружения, выявить предельно допустимые высоты проемов, защищаемых дренчерной водяной завесой с техническими параметрами, установленными в СП 485.1311500.2020.

Анализ нормативных документов, типовых инженерно-технических решений и научно-исследовательских работ, в результате которых получены новые научные данные в области применения водяного орошения и водяных завес для ограничения распространения пожара, показал следующее:

1) нормативными документами в области пожарной безопасности водяные завесы допускается применять в зданиях и сооружениях различного класса функциональной пожарной опасности с целью ограничения распространения пожара и его опасных факторов, а также для увеличения площади пожарного отсека. В части заполнения технологических проемов, а также проемов в нормируемых противопожарных преградах используются типовые решения по применению дренчерных водяных завес в соответствии с СП 485.1311500.2020. Вместе с тем исходя из контекста вышеуказанного документа требования в нем предъявляются в зависимости от ширины проемов. Допустимая для защиты дренчерной завесой высота проемов не нормирована;

2) при разработке СТУ водяная завеса используется как типовое техническое решение, направленное на ограничение распространения пожара и его опасных факторов как на объектах класса функциональной пожарной опасности Ф.5, так и на объектах классов Ф.1...Ф.4: для снижения противопожарных

расстояний между зданиями и сооружениями; обеспечения нераспространения опасных факторов пожара на путях эвакуации и в местах соединения помещений различного функционального назначения; взамен противопожарных преград различных пределов огнестойкости – перегородок 2-го типа в коридорах длиной более 60 м, противопожарных преград REI 90 в местах соединения трибун и других помещений футбольного манежа, штор при защите проемов открытых лестниц. Также в СТУ в части деления пожарных отсеков на секции допускается использование дренчерных водяных завес в сочетании с зонами, свободными от пожарной нагрузки. В некоторых случаях при применении завес зоны, свободные от пожарной нагрузки, могут быть сокращены. Нормативное подтверждение сокращения свободной от пожарной нагрузки зоны до 6 м при установке по центру принято, например, для деления пожарного отсека подземной автостоянки. Допущения сокращения зон в остальных случаях не регламентируются;

3) в результате теоретических и экспериментальных исследований в России и за рубежом, а также применения математического моделирования для оценки эффективности водяных завес получены научные данные, подтверждающие их эффективность для ограничения распространения пожара. Определено, что на эффективность водяной завесы влияют: технические характеристики распылителей (вид, расположение) и завесы (расход, давление, дисперсность капель), способ монтажа (расстояние между оросителями, высота и ширина защищаемого проема). Спектральные характеристики источника теплового излучения не оказывают значительного влияния на эффективность завесы. В то же время, получены данные о том, что гидродинамические процессы, протекающие при работе завесы, способствуют распространению продуктов горения (дыма) в защищаемый объем, что ограничивает область ее применения без дополнительных противопожарных мероприятий, а именно сочетания (в блоке) водяной завесы с системами дымоудаления.

Таким образом, анализ выполненных исследований и нормативных документов показал необходимость актуализации требований нормативных документов в сфере обеспечения

пожарной безопасности и применения водяных завес, а также позволил выявить область предстоящих натурных исследований, а именно следующие направления:

- определение влияния высоты установки оросителей на экранирующую способность водяной завесы;
- определение влияния зоны, свободной от пожарной нагрузки, на эффективность водяной завесы;

• определение требований к водяным завесам, используемым в качестве противопожарных преград в технологических проемах и транспортных галереях, в том числе в части выполнения п. 32 Дорожной карты «Реинжиниринг правил промышленного строительства», утвержденной распоряжением Правительства РФ № 2692-р от 27.09.2021.

Выполненный анализ позволил сформулировать задачи укрупненных испытаний [1].

Список литературы

1. Вогман Л.П. Укрупненные экспериментальные исследования эффективности водяных завес для расширения сферы их применения / Л.П. Вогман, Д.В. Долгих, Е.В. Вагенлейтнер и др. // Пожарная безопасность. – 2023. – № 2 (111). – С. 70–80.
2. Шебеко Ю.Н. Влияние активных средств защиты (водяные завесы, покрытие пеной) на снижение пожарной опасности проливов СПГ / Ю.Н. Шебеко, В.Л. Карпов // Пожарная безопасность. – 2023. – № 2 (111). – С. 19–29.
3. Виноградов А.Г. Развитие научных основ систем защиты работников от мощных тепловых излучений водяными завесами: дис. ... докт. тех. наук / А.Г. Виноградов. – Черкассы, 2017. – 355 с.
4. Malcomson R.W. Report on window sprinkler systems / R.W. Malcomson. –Northbrook, IL, 1969. – № NC529.
5. Richardson J.K. Fire tests on window assemblies protected by automatic sprinklers / J.K. Richardson, I. Oleszkiewicz // Fire Technol. – 1987. – № 23. – С. 115–132.
6. Moulen A. Water curtains to shield glass from radiant heat from building fires / A. Moulen, S.J. Grubits. – North Ryde, Australia: EBS, 1975.
7. Richardson J.K. Glazing in fire-resistant wall assemblies / J.K. Richardson, G.A. Chown // Construct. Build. Mater. – 1989. – № 3. – С. 40–43.
8. Kim A.K. Sprinkler protection of external glazing / A.K. Kim, B.C. Taber, G.D. Loughheed // Fire Technol. – 1998. – № 34. – С. 116–138.
9. Shao G. Maximum temperature to withstand water film for tempered glass exposed to fire / G. Shao, Q. Wang, H. Zhao et al. // Construct. Build. Mater. – 2014. – № 57. – С. 15–23. – <https://www.sci-hub.ru/10.1016/j.conbuildmat.2017.01.094?ysclid=Izidhqw9rr264967086>.
10. Wang X. Preliminary study on fire protection of window glass by water mist curtain / X. Wang, Q. Tan, Z. Wang et al. // Int. J. Therm. Sci. – 2018. № 125. – С. 44–51. – <https://www.sci-hub.ru/10.1016/j.ijthermalsci.2017.11.013?ysclid=Izidmb349m775278682>.

Analysis of scientific, technical and experimental studies of parameters of water irrigation and water curtains to be taken into account when improving the regulatory framework

L.P. Vogman¹, I.A. Bolodyan^{1*}, A.V. Plichev¹, Ye.V. Vagenleytner²

¹ All-Russian Research Institute for Fire Protection of the Ministry of the Russian Federation for Civil Defense, Emergencies and Elimination of Consequences of Natural Disasters (FGBU VNIPO EMERCOM of Russia), Bld. 12, Balashikha, VNIPO territory, Moscow region, 143903, Russian Federation

² Orenburg branch of FGBU VNIPO EMERCOM of Russia, Bld. 6, Lugovaya street, Prigorodny settlement, Orenburg district, Orenburg region, 460507, Russian Federation

* E-mail: ivanbolodian@yandex.ru

Abstract. There is the analysis of regulatory documents, recent domestic and foreign theoretical and experimental studies (including field tests) aimed at determining parameters of effectiveness and scope of application for water curtains to limit the spread of fire. Inter alia, this analysis is aimed at verification of scientific data on such barriers. Authors were eager to formulate goals and objectives for conducting the enlarged tests, obtaining new data referred to improving the efficiency of water curtains, expanding the scope of their application and forming proposals for regulatory documents.

Keywords: water curtain, water irrigation, integrated tests, water curtain efficiency parameters, fire safety regulatory requirements, analysis and generalization, suggestions for further research.

References

1. VOGMAN, L.P., D.V. DOLGIKH, Ye.V. WAGENLEITNER et al. Enlarged experimental studies of the effectiveness of water curtains to expand their scope of application [Ukrupnennyye eksperimentalnyye issledovaniya effektivnosti vodyanykh zaves dlya rasshireniya sfery ikh primeneniya]. *Pozharnaya Bezopasnost*, 2023, no. 2(111), pp. 70–80. ISSN 2411-3778. (Russ.).
2. SHEBEKO, Yu.N., V.L. KARPOV. Influence of active fire protection tools (water curtains, high expansion foam covering) on fire hazard reduction of LNG pools [Vliyaniye aktivnykh sredst zashchity (vodyanyye zavesy, pokrytiye penoy) na snizheniye pozharnoy opasnosti prolivov SPG]. *Pozharnaya Bezopasnost*, 2023, no. 2 (111), pp. 19–29, ISSN 2411-3778. (Russ.).
3. VINOGRADOV, A.G. *Development of the scientific foundations of systems for protecting workers from powerful thermal radiation by water curtains* [Razvitiye nauchnykh osnov system zashchity rabotnikov ot moshchnykh teplovykh izlucheniyy vodyanyimi zavesami]. Doctor's thesis (engineering). Cherkassy, Ukraine, 2017. (Russ.).
4. MALCOMSON, R.W. *Report on window sprinkler systems*. Northbrook, IL, 1969, no. NC529.
5. RICHARDSON, J.K., I. OLESZKIEWICZ. Fire tests on window assemblies protected by automatic sprinklers. *Fire Technol.*, 1987, no. 23, pp. 115–132. ISSN 0015-2684.
6. MOULEN, A., S.J. GRUBITS. *Water curtains to shield glass from radiant heat from building fires*. North Ryde, Australia: EBS, 1975.
7. RICHARDSON, J.K., G.A. CHOWN. Glazing in fire-resistant wall assemblies. *Construct. Build. Mater.*, 1989, no. 3, pp. 40–43, ISSN 0950-0618.
8. KIM, A.K., B.C. TABER, G.D. LOUGHEED. Sprinkler protection of external glazing. *Fire Technol.*, 1998, no. 34, pp. 116–138. ISSN 0015-2684.
9. SHAO, G., Q. WANG, H. ZHAO et al. Maximum temperature to withstand water film for tempered glass exposed to fire. *Construct. Build. Mater.*, 2014, no. 57, pp. 15–23, ISSN 0950-0618. Available from: <https://www.sci-hub.ru/10.1016/j.conbuildmat.2017.01.094?ysclid=lzidhqw9rr264967086>.
10. WANG, X., Q. TAN, Z. WANG et al. Preliminary study on fire protection of window glass by water mist curtain. *Int. J. Therm. Sci.*, 2018, no. 125, pp. 44–51, ISSN 1290-0729. Available from: <https://www.sci-hub.ru/10.1016/j.ijthermalsci.2017.11.013?ysclid=lzidmb349m775278682>.

УДК 622.279:550.83/.84:53.083.7(98)

Создание системы автоматизированных измерений и дистанционной передачи данных для геотехнического мониторинга объектов добычи газа ПАО «Газпром» на месторождениях Крайнего Севера

В.А. Затырко¹, Д.П. Панкратьев¹, Л.В. Эдер², Е.В. Денисевич², Е.С. Микляева^{2*},
Е.В. Ткачева², С.М. Кулапов², В.А. Семенова², Ю.А. Ухова²

¹ ПАО «Газпром», 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, корп. 3, стр. 12

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

* E-mail: E_Miklyeva@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

геотехнический мониторинг, многолетнемерзлые породы, дистанционные методы контроля, автоматизация измерений, адаптационные мероприятия.

Тезисы. Геотехнический мониторинг на месторождениях ПАО «Газпром» в зоне распространения многолетнемерзлых пород проводится на всех стадиях жизненного цикла и для сооружений всех классов ответственности. Из-за сложности инженерно-геокриологических условий, удаленности месторождений, большого количества ручных измерений необходимы решения по разработке и внедрению технологии геотехнического мониторинга (ГТМ) с автоматизацией измерений и дистанционной передачей данных при повышении эффективности мониторинга.

Создана система автоматизированных измерений и дистанционной передачи данных для ГТМ объектов добычи газа ПАО «Газпром» на месторождениях Крайнего Севера. Система основана на комплексировании аэрокосмических и наземных методов мониторинга. В качестве значимых методов контроля при проведении ГТМ внедряются технологии спутниковой радарной интерферометрии, наземного лазерного сканирования, параметрического контроля (датчики).

Геотехнический мониторинг (ГТМ) – это система комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием геотехнических систем (сооружений и грунтовых оснований) с целью обеспечения их надежности. ГТМ в общих случаях проводится на строящихся, реконструируемых и окружающих их сооружениях. На подрабатываемых территориях, в сложных инженерно-геологических условиях, а также для сооружений высокого класса опасности ГТМ проводится на всех стадиях жизненного цикла. Организация и проведение ГТМ на месторождениях ПАО «Газпром» соответствуют требованиям существующей нормативной документации, однако есть ряд значительных проблем, которые необходимо решать.

Типы и объемы работ ГТМ на территориях освоения определяются различными осложняющими факторами (рис. 1). На месторождениях ПАО «Газпром» в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП) ГТМ проводится на всех стадиях жизненного цикла и для сооружений всех классов ответственности из-за сложности инженерно-геокриологических условий. Объемы маркшейдерско-геодезических работ на месторождениях составляют десятки и сотни тысяч опросов деформационных марок и реперов в полевых условиях на труднодоступных территориях. Измерения вертикальных перемещений (деформаций) оснований, фундаментов, конструкций объектов проводятся классическим методом – нивелированием по деформационным маркам. Таким образом, сегодня существует высокая потребность в сокращении ручных измерений при повышении эффективности мониторинга.

Целью создания системы автоматизированных измерений и дистанционной передачи данных для геотехнического мониторинга объектов добычи газа ПАО «Газпром» на месторождениях Крайнего Севера (далее – система) стало совершенствование геотехнического мониторинга на объектах (опасных производственных и других), в том числе в сложных геокриологических условиях.



Рис. 1. Типы производственных работ ГТМ на территориях освоения с различными осложняющими факторами (по результатам анализа опросных листов)

Инновационность разработанной системы и технологии наблюдений состоит в комплексировании аэрокосмических и наземных методов. В качестве значимых методов контроля предложены спутниковая радиолокационная интерферометрия, наземное лазерное сканирование, параметрический контроль (интеллектуальные датчики). Получаемые данные верифицируются классическими методами наблюдений (для маркшейдерско-геодезического контроля – нивелированием по деформационным маркам). Технологичность разработки определяется прежде всего:

- автоматизацией измерений и дистанционным получением данных,
- высокой плотностью и точностью, непрерывностью наблюдений,
- возможностью создания цифровых моделей объектов.

Состав системы

Разработаны технические требования и аппаратный состав системы, позволяющие в том числе выполнять наблюдения в условиях Крайнего Севера. Система состоит из блоков и модулей (табл. 1). Технология наблюдений основана на комплексировании аэрокосмических (спутниковая радиолокационная интерферометрия) и наземных (лазерное сканирование,

параметрический контроль, верификационное нивелирование) методов контроля (рис. 2).

Для испытаний системы в условиях эксплуатации были выбраны тестовые объекты в криолитозоне на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (БНГКМ) с учетом типа и конфигурации объектов, типа воздействия на многолетнемерзлые основания, наличия осложнений, связанных с оттаиванием ММП основания на данном объекте (или на аналогичных объектах), полноты данных ГТМ по текущим проектам. В том числе учитывались удобство доступа и организации работ, возможность подключения к существующим на месторождении сетям электроэнергии, зоны покрытия сотовой GSM-связи для обеспечения беспроводной передачи данных со станции сбора данных на серверы мониторинга. Куст газовых скважин был выбран в связи с развитием на данном объекте процессов, связанных с оттаиванием ММП основания [1]. На кустовой площадке 11 газовых скважин (ГС): восемь из них запущены в работу в рамках 1-го этапа обустройства БНГКМ в 2012–2013 гг. и не оборудованы теплоизолированными лифтовыми трубами (ТЛТ); три ГС запущены в работу на 2-м этапе обустройства в 2016 г., оборудованы ТЛТ глубиной 50 м.

Таблица 1

Блоки и модули системы

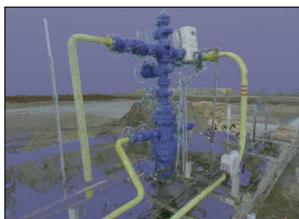
Блок	Полное название модуля	Назначение	Категории
Блок дистанционного контроля (БДК)	Спутниковые наблюдения (СН) по данным радиолокационных и оптических съемок	Дистанционная площадная оценка вертикальных перемещений (деформаций) объектов добычи газа и контроль развития опасных геокриологических процессов	Дистанционный автоматизированный геотехнический мониторинг
	Наземное лазерное сканирование (НЛС)	Определение пространственного положения объекта и его элементов в трехмерной системе координат (x, y, z) ; обнаружение деформаций поверхности объектов и их элементов с высокой точностью; построение трехмерных цифровых моделей объектов	
Блок автоматизированного параметрического контроля (БАПК)	Параметрический контроль перемещений / деформаций, кренов	Непрерывный автоматизированный контроль с дистанционной передачей данных пространственного положения и напряженно-деформированного состояния объектов и их конструкций в точках наибольших напряжений / потенциальных смещений, а также температуры грунтов основания	
Блок маркшейдерско-геодезического контроля (БМГК)	Маркшейдерско-геодезический контроль классическими методами	Верификация данных радиолокационной интерферометрии, наземного лазерного сканирования и автоматизированного параметрического контроля с действующей системой наблюдений	Верификация наблюдений

Радиолокационная интерферометрия



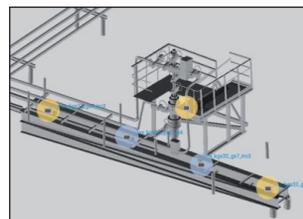
- Площадная оценка участков неравномерных осадок на уровне месторождения и территории объекта.
- Выявление участков с различными характеристиками

Наземное лазерное сканирование



- Высоточное определение пространственного положения и деформаций объекта, конструкций и оборудования.
- Получение трехмерных облаков точек объекта и твердотельных 3D-моделей

Параметрический контроль



- Непрерывный контроль системой датчиков перемещений и деформаций в точках наибольших напряжений (непрерывный точечный контроль).
- Дистанционная передача данных в режиме реального времени



Верификация классическими методами

Рис. 2. Комплексирование аэрокосмических и наземных методов контроля в разработанной системе

ГС являются тепловыделяющими объектами глубокого заложения, оказывающими тепловое воздействие на мерзлую толщу по всей мощности, относятся к опасным

производственным объектам и объектам основного технологического цикла. В сентябре 2022 г. опытный образец для тестирования в условиях эксплуатации был установлен на следующих

1	БДК (СН)	БДК (НЛС)
	Спутниковые наблюдения по данным радиолокационных и оптических съемок	Наземное лазерное сканирование объектов
	Пункты измерительные: 80 ЕПО Период наблюдений: 13.06.2016–20.07.2022, 46 съемок 12.05.2021–15.10.2021, 15 съемок Полученные параметры: смещения на спутник, мм; расчет вертикальных перемещений, мм; расчет трендов вертикальных перемещений (по z), мм/год	Пункты измерительные: 60 станций НЛС Период наблюдений: 25–26.09.2023, 1 цикл наблюдений; 13–14.2023, 2 цикла наблюдений Полученные параметры: облако точек с координатами x, y, z; расчет перемещений по x, y, z, мм; поля деформаций по x, y, z
2	БАПК	БМГК
	Пункты измерительные: 34 интеллектуальных датчика Период наблюдений: 27.09.2022 – н.в. 2024, «непрерывно» Полученные параметры: углы наклона; расчет перемещений и деформаций (по x, z), мм; расчет трендов перемещений и деформаций (по x, z), мм/год	Пункты измерительные: 185 ДМ Период наблюдений: 13.06.2016–14.02.2023, 2 раза в год Полученные параметры: высоты ДМ, м; расчет вертикальных перемещений (по z), мм; расчет трендов перемещений (по z), мм/год

Рис. 3. Количество измерительных пунктов, периоды наблюдений и полученные параметры блоков контроля системы: ЕПО – естественный постоянный отражатель; ДМ – деформационная марка

объектах куста ГС БНГКМ: трубопроводных обвязках (ТО) ГС; фундаментах ТО ГС; антенной опоре высотой 14 м; фундаменте антенной опоры.

На кустовой площадке ГС с 2013 г. проводились режимные маркшейдерско-геодезические измерения (нивелирование). Количество измерительных пунктов, периоды наблюдений и полученные параметры блоков контроля разработанной системы представлены на рис. 3.

Основные методы наблюдений (измерений) системы

БДК (СН). Основной метод наблюдений (измерений) – радиолокационная съемка со спутника с интерферометрической обработкой сигналов, отраженных ЕПО. С помощью оптической съемки со спутника выполняется пространственное совмещение пунктов наблюдений (ЕПО) с производственной инфраструктурой. Выполнены подбор и обработка стеков (комплектов) радиолокационных космических снимков в ультракоротковолновой (сверхвысокочастотной) области радиоволн, в X-диапазоне с длинами волн от 2,4 до 3,75 см; количество снимков в стеке для обеспечения достоверности результатов составляло не менее 15 шт.

Наблюдательными пунктами в блоке служат ЕПО, выявленные интерферометрической обработкой снимков. На рис. 4 видно, что ЕПО сконцентрированы на месторождении на металлоемкой инфраструктуре. Ограничением метода является неопределенность

позиционирования объекта, от которого регистрируется отражение, внутри пикселя. В связи с этим спутниковую радиолокацию следует применять как оценочный метод площадных наблюдений, используемый в комплексе с наземными измерениями.

БДК (НЛС). Основной метод наблюдений (измерений) – определение координат точек (со скоростью до 2 млн точек в секунду) посредством измерения лазерным лучом углов и расстояний от сканера до видимых

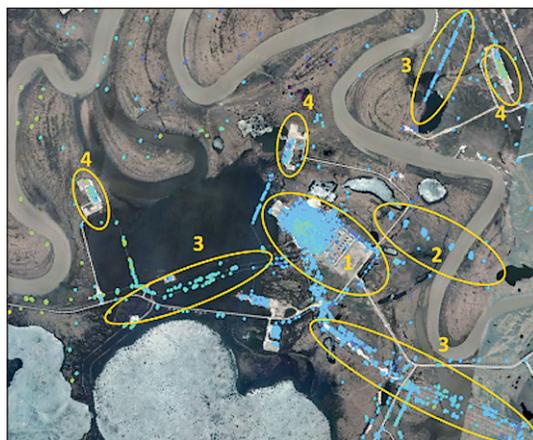


Рис. 4. Результаты обработки серий радиолокационных снимков БНГКМ 2016–2021 гг.: 1 – площадные объекты (установки комплексной подготовки газа и технологические комплексы); 2 – линии электропередачи; 3 – трубопроводы; 4 – кустовые площадки

(отражающих) точек поверхности объекта и регистрация соответствующих направлений (вертикальные и горизонтальные углы) с последующим формированием трехмерного изображения (скана) в виде облака точек.

При разработке схемы стояния наземного лазерного сканера была обеспечена избыточность сцен сканирования для повышения точности измерений. Выполнено определение пространственного положения пунктов опорной геодезической сети на кусте ГС для последующей трансформации полученных сканов в единую систему координат. На основе облаков точек, полученных наземным лазерным сканером, выполнялись 3D-моделирование объекта и получение моделей деформаций объекта и грунтового основания путем сопоставления данных 1-го и последующих циклов сканирования.

БАПК. Основной метод наблюдений (измерений) – регистрация углов наклона и деформаций поверхности конструкций с помощью

инклинометрических и тензометрических датчиков контроля. Измерительные пункты БАПК были размещены по линии ГС кустовой площадки (рис. 5).

На ростверках (на базе двутавров) каждой ГС установлены по два устройства передачи данных (ZET 7000-EX) с интегрированными инклинометрами (ZET 8954) (см. рис. 5а). В центральной части кустовой площадки, которая испытывает наибольшие осадки из-за оттаивания ММП вокруг скважин, на двух ГС на ростверках были установлены по четыре инклинометрических датчика. На трубопроводной обвязке этих ГС были размещены по три устройства передачи данных (ZET 7000-EX) с интегрированными инклинометром (ZET 8954) и тензометром (ZET 8910) в точках наибольших потенциальных смещений (сдвижений) для выявления отклонений по двум осям x , y и напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводной обвязки (см. рис. 5б).



Инклинометрические датчики: контроль перемещений фундаментов трубопроводных обвязок (2 шт. на ГС)

Инклинометрические датчики: контроль крена мачты



14 м (2 шт.)

7 м (2 шт.)



Инклинометрические и тензометрические датчики: контроль перемещений и НДС трубопроводной обвязки (3 шт. на ГС)

Рис. 5. Расположение элементов блока параметрического контроля на тестовых объектах

Тензорезисторы в местах размещения распределены по образующей трубы равномерно (сверху, снизу и по бокам) и направлены так, чтобы обеспечивался контроль деформации вдоль трубы.

Также четыре устройства передачи данных с интегрированными инклинометрами были установлены на антенной опоре высотой 14 м, расположенной на кустовой площадке. Антенная опора относится к типу высотных объектов, которые испытывают осложнения, связанные с ветровой нагрузкой и динамикой ММП. На противоположных краях площадок антенной опоры на отметках 7 и 14 м были размещены по два инклинометра для контроля ее крена (см. рис. 5в).

На кустовой площадке были установлены базовая станция сбора данных LoRaWAN и антенны передачи данных по каналу 3G на сервер мониторинга в Москве в режиме реального времени.

Система параметрического контроля имеет преимущественно беспроводную комплектацию, применялось накладное крепление датчиков, что обеспечило возможность переноса пунктов контроля для эффективной корректировки системы наблюдений в случае необходимости.

БМГК. Основной метод наблюдений (измерений) – геометрическое нивелирование по ДМ. На кустовой площадке грунтовые реперы и ДМ установлены в соответствии с текущими проектами геотехнического мониторинга.

Данные всех блоков мониторинга выгружались в информационную модель объекта, основанную на твердотельной 3D-модели, полученной по данным НЛС.

Результаты, методика комплексирования и верификация данных наблюдений

В ходе проведения системой комплексного мониторинга получают следующие основные параметры, регламентированные нормативной документацией:

- вертикальных перемещений (осадки) земной поверхности / фундамента (S);
- относительной неравномерности осадки земной поверхности / фундамента ($\Delta S/L$);
- относительного горизонтального перемещения ($\xi \Delta L/L$);
- наклона поверхности / фундамента (φ).

Комплексирование данных блоков контроля основано на следующих принципах:

1) сравнение результатов разновременных и разнопериодных данных основано на анализе трендов (скоростей изменения) получаемых параметров, измеренных разными методами;

2) пространственное сопоставление ближайших пунктов наблюдения разных блоков контроля (совместные пункты наблюдения), для которых выполняется корреляция данных, осуществляется методом «ближайший сосед» в геоинформационном программном обеспечении согласно заданным правилам буферизации объекта.

Исследование трендов перемещений / деформаций оснований, фундаментов и конструкций объектов и других контролируемых параметров (например, среднегодовой температуры мерзлых грунтовых оснований на глубине нулевых годовых амплитуд) позволяет сравнивать разновременные и разнопериодные измерения в единой системе.

Параметры линейного тренда рассчитывались по формуле

$$S = V_s t + S_a,$$

где S – перемещение, мм; V_s – скорость вертикального перемещения, мм/год; t – период наблюдений, лет; S_a – максимальное перемещение с начала измерений, мм. При этом принималась единая относительная временная шкала (от нулевого до $N+1$ -го года измерений) для унификации расчетов трендов для всех измерений (всех блоков контроля).

Анализ трендов контролируемых параметров позволяет осуществлять как ретроспективную оценку максимальных значений параметра от начала наблюдений (нулевого года), так и прогноз изменений на заданный период. Пространственное совмещение пунктов контроля разных блоков мониторинга выполнялось методом «ближайший сосед» в геоинформационном программном обеспечении согласно заданным правилам буферизации объекта. Выделялись участки с различными скоростями (трендами) контролируемых параметров, и определялись их качественные и количественные характеристики по результатам комплексного статистического анализа. Сравнивались (в данном случае в автоматизированном режиме) значения параметров (X_i), полученные при комплексировании блоков контроля, с предельными значениями ($X_{пр}$), установленными проектной, нормативной

или иной документацией. Полученные параметры классифицировались по отношению к предельным значениям следующим образом:

- а) «ниже предельного», если $X_i < 2/3X_{пр}$ (назначается зеленый цвет),
- б) «ниже предельного, внимание!», если $2/3X_{пр} \leq X_i < X_{пр}$ (назначается желтый цвет),
- в) «выше предельного», если $X_i \geq X_{пр}$ (назначается красный цвет).

Выполнялась автоматизированная оценка состояния по каждому параметру и в целом для объекта.

По критериям СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» выполнялась оценка работоспособности объекта в автоматизированном режиме по результатам геотехнического мониторинга. Данные, полученные исследуемыми методами контроля (спутниковой радиолокационной интерферометрией, НЛС, параметрическим контролем), верифицировались по данным нивелирования (классический метод), которые принимались за «истинные» значения, отражающие реальную ситуацию на тестовых объектах. Для этого создавались кросс-плоты зависимостей, и рассчитывался коэффициент корреляции (R) данных, полученных исследуемыми и классическим методом. Если наблюдалась высокая корреляция данных ($R \geq 0,7$), верификация подтверждалась статистическими методами, а именно сравнением статистик выборок измерений путем двухвыборочного двухстороннего t -теста с различными дисперсиями двух выборок данных.

По итогам проверки работы системы в условиях эксплуатации за год тестирования (включая зимний период) отказов оборудования не установлено. Передача зарегистрированных значений с датчиков по беспроводной каналу и проводной схеме выполнялась «непрерывно» в автоматическом режиме в течение года. Фактическая периодичность измерений устанавливалась согласно существующим требованиям нормативной документации¹ в области геотехнического мониторинга, а именно:

- БДК (СЛ) – 9...15 раз в бесснежный период года;
 - БДК (НЛС) – 1 раз в год (для условий криолитозоны рекомендуется выполнять раз в 3 года);
 - БАПК – «непрерывно» (дистанционный сбор данных не менее 1 раз в сутки);
 - БМГК (нивелирование) – 2 раза в год.
- Определено, что точность наблюдений соответствует нормативным требованиям².

На рис. 6–9 показаны примеры полученных результатов и верификации данных радиолокации и нивелирования. По данным нивелирования на кустовой площадке выявлены два участка (см. рис. 6, 7):

- *относительно стабильный участок 1* – преобладает пучение (тренд перемещений положительный, скорость перемещений $V_s \leq 15$ мм/год). Соответствует зоне скважин, оборудованных теплоизолированными лифтовыми трубами;
- *нестабильный участок 2* – преобладает осадка (тренд перемещений отрицательный, $V_s > 15$ мм/год). Соответствует зоне скважин, не оборудованных теплоизолированными лифтовыми трубами.

По данным радиолокационной интерферометрии (см. рис. 8, 9) также выделяются участки 1 (относительно стабильный, пучение) и 2 (нестабильный, осадка), на которых направления перемещений и количественные показатели V_s соответствуют данным, полученным нивелированием. В отношении данных нивелирования и радиолокации $R = 0,8$.

Выполнена проверка верификации данных сравнением статистик, полученных методом нивелирования и радиолокации для нестабильного участка 2. За нулевую гипотезу принята гипотеза о равенстве средних (математических ожиданий) массивов выборок данных радиолокации (исследуемый метод) и нивелирования (классический метод).

Выполнены двухвыборочный t -тест с различными дисперсиями на основе t -критерия Стьюдента для массивов данных V_s , мм/год, полученных радиолокацией и нивелированием на нестабильном участке 2, и проверка условий:

- $T < t$ критическое,
- $P(T \leq t) > 0,05$,

¹ См.: СП 22.13330.2016; см. также: Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния: ГОСТ 31937-2011; см. также: Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Регламент на проведение геотехнического мониторинга объектов газового комплекса в криолитозоне: СТО Газпром 2-3.1-072-2006.

² См.: Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений: ГОСТ 24846; Правила осуществления маркшейдерской деятельности / утв. Приказом Ростехнадзора от 19.05.2023 № 186.

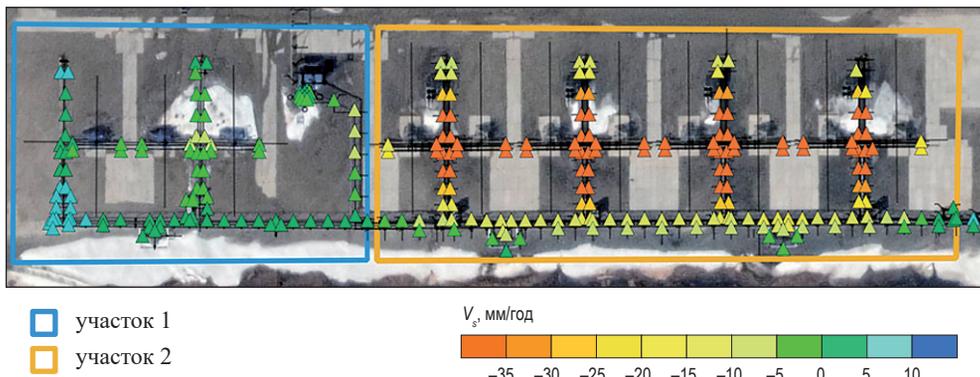


Рис. 6. Скорость вертикальных перемещений, по данным нивелирования

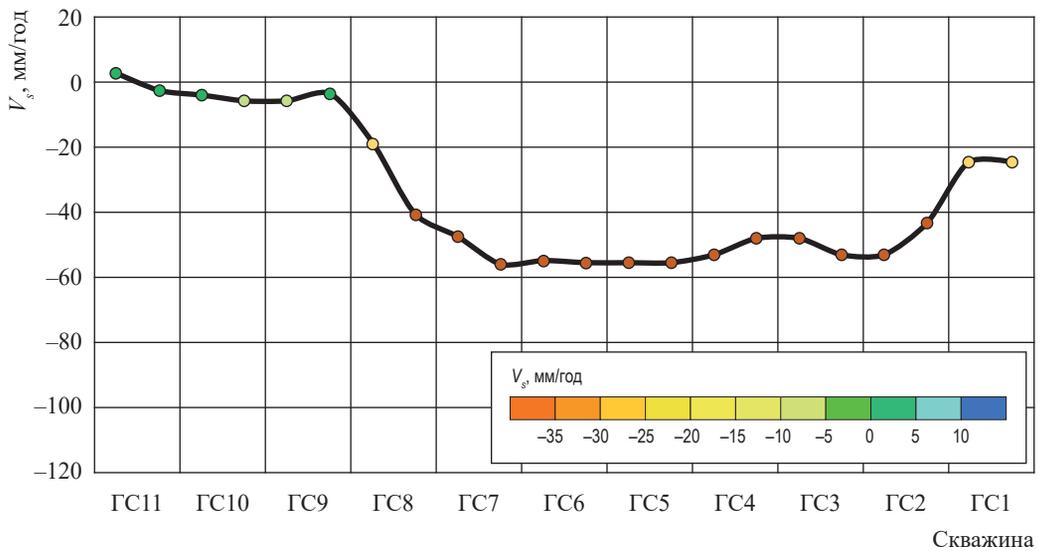


Рис. 7. Профиль вдоль оси ГС кустовой площадки по скорости вертикального перемещения, по данным нивелирования

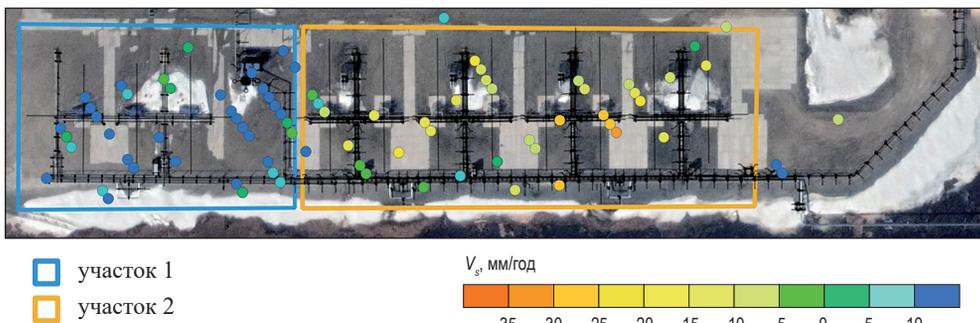


Рис. 8. Скорость вертикальных перемещений, по данным спутниковой радиолокации

где T – тестовая статистика, используемая при тестировании нулевой гипотезы H_0 ; t критическое – критическое значение теста, найденное путем определения значения в таблице распределения t ; P – вероятность.

Тест показал, что условие выполняется, следовательно, принимаем гипотезу о равенстве средних массивов данных. А значит, мы получили подтверждение верификации данных исследуемого метода (радиолокации) по данным нивелирования.

В ходе испытаний системы выполнены два цикла НЛС инфраструктуры куста ГС – в сентябре 2022 г. и в сентябре 2023 г. На основе полученных данных разработана твердотельная 3D-модель объектов (рис. 10–12), которая легла в основу информационной модели объектов. В результате НЛС получена 3D-модель перемещений / деформаций оснований, фундаментов и конструкций объектов кустовой площадки за период двух циклов сканирования, т.е. за год. На рис. 13 показан фрагмент трехмерной модели деформаций, полученной за два цикла сканирования.

Для каждой контрольной точки получены текущие значения по осям x , y , z . По разнице текущих и эталонных (полученных в 1-м цикле сканирования) значений произведен расчет отклонения по всем направлениям

осей и рассчитан 3D-вектор. На карте деформаций (см. рис. 13) цветом показаны деформации объектов по 3D-вектору.

ДМ на фундаментах трубопроводных объектов сопоставлены по координатам x , y с точками, полученными НЛС, и верификация данных выполнена аналогично верификации радиолокации. Показана достаточная точность НЛС, соответствующая нормативной документации, и разработана технология сопоставления данных с данными нивелирования по ДМ.

Верификация данных БАПК (годовой тренд) по параметру $\Delta S/L$ мм·м⁻¹·год⁻¹ (см. ранее) выполнена также по данным нивелирования. В режиме реального времени в течение года на сервер мониторинга в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» поступали показания инклинометров (угол наклона, град.) и тензометров

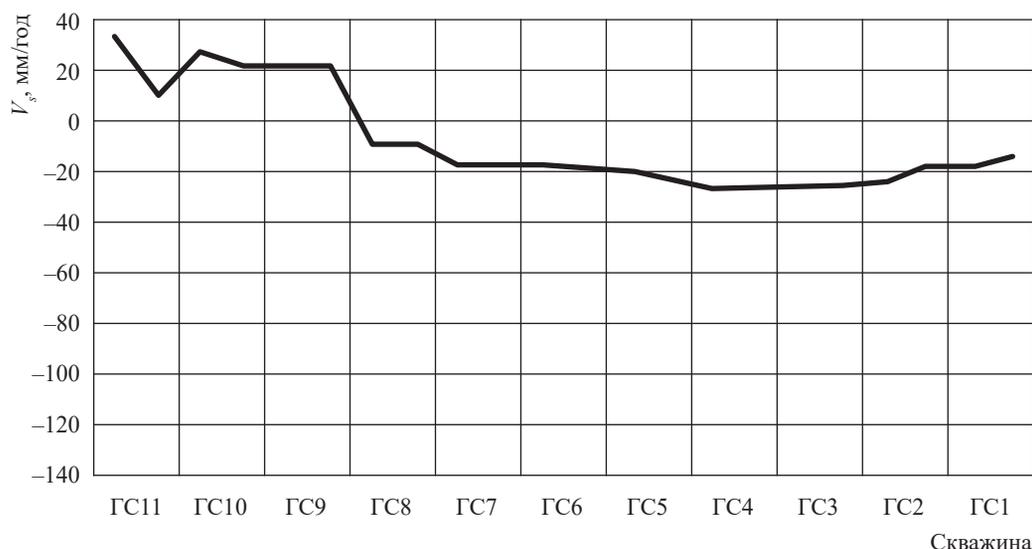


Рис. 9. Профиль вдоль оси ГС кустовой площадки по скорости вертикального перемещения, по данным спутниковой радиолокации

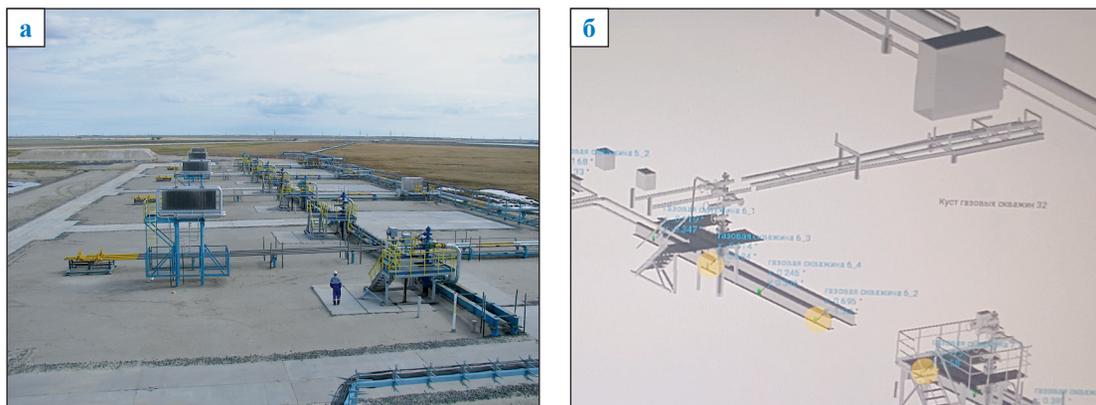


Рис. 10. Пример результата НЛС: фотография (а) и фрагмент 3D-модели (б) куста ГС

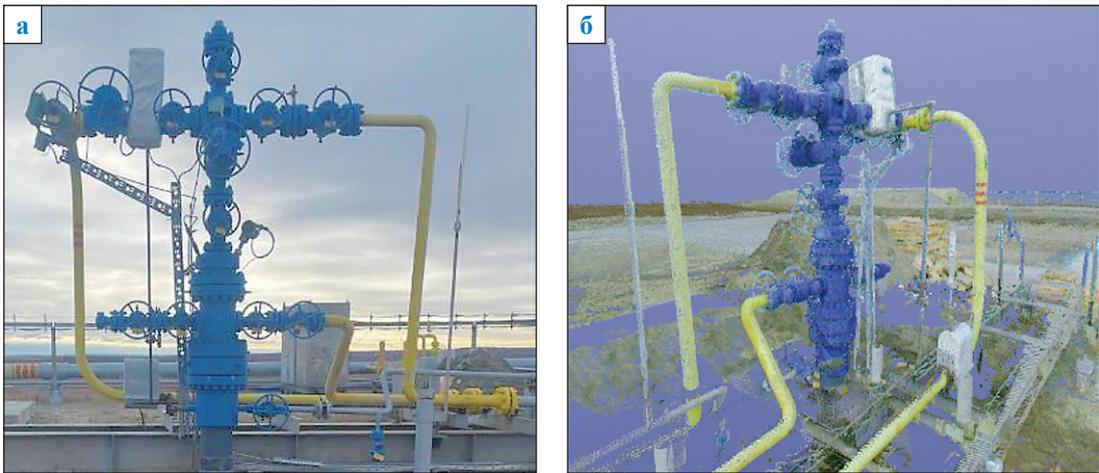


Рис. 11. Пример результата НЛС: фотография (а) и фрагмент 3D-модели (б) устьевого оборудования ГС

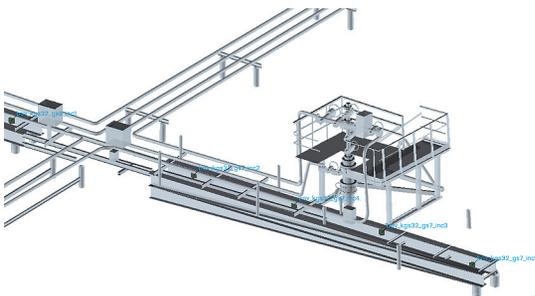


Рис. 12. Фрагмент твердотельной 3D-модели объекта – основы информационной модели

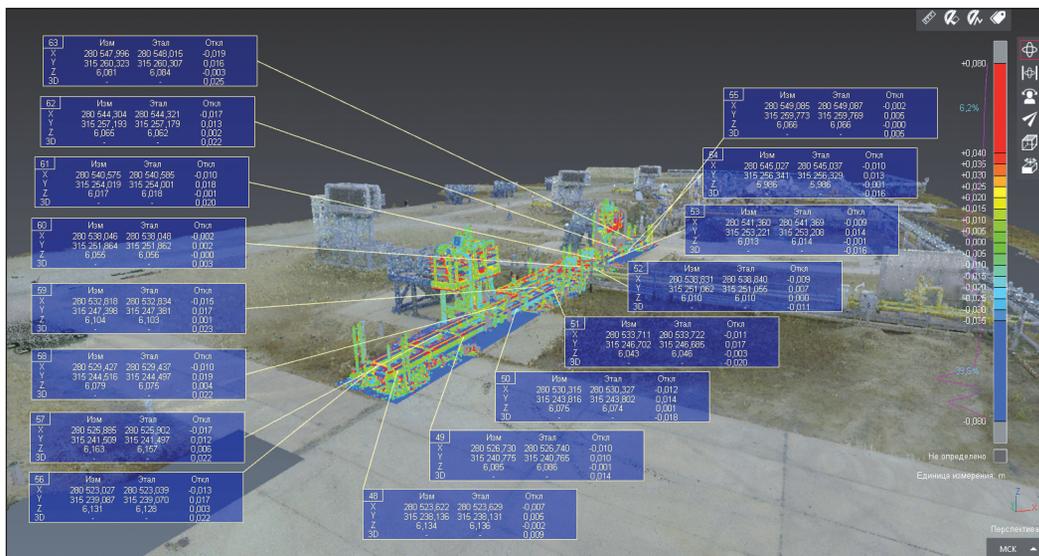


Рис. 13. Трехмерная модель деформаций, полученная по результатам двух циклов НЛС на кустовой площадке ГС БНГКМ

(напряжение, мВ/В). Данные выгружались в созданную информационную модель объекта с интервалом 30 мин.

На рис. 14 показан годовой тренд изменения относительной неравномерности осадки

фундаментов трубопроводных обвязок ГС, по данным параметрического контроля и нивелирования. Следует отметить, что за период наблюдений деформации фундаментов ТПО ($\Delta S/L$), по данным параметрического контроля,

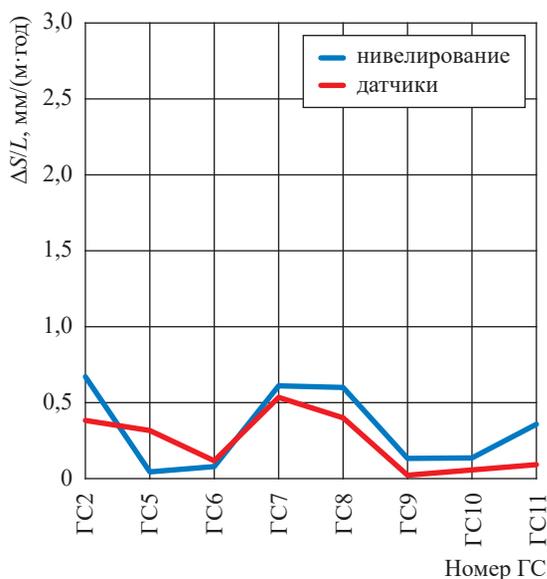


Рис. 14. Относительная неравномерность осадки (годовой тренд) фундаментов трубопроводных обвязок ГС, по данным параметрического контроля и нивелирования, на кусте ГС БНГКМ

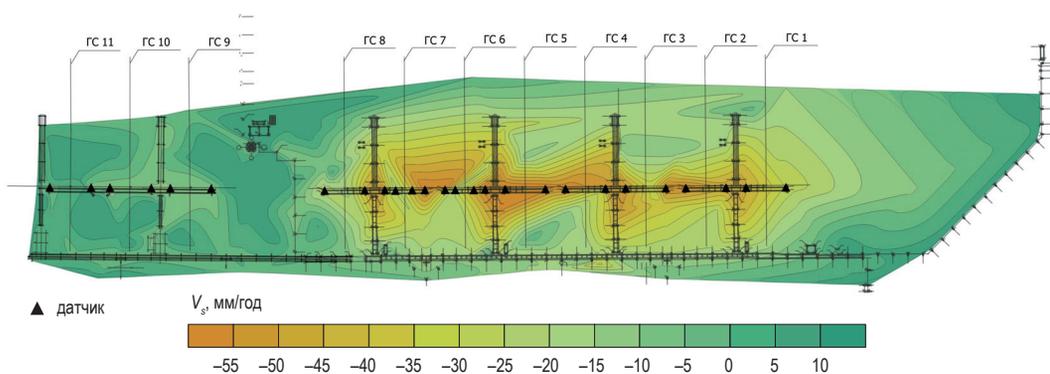


Рис. 15. Результаты комплексирования данных: карта изменения скорости перемещений (деформаций) оснований, фундаментов, конструкций на кусте ГС БНГКМ

не превышали установленного нормативными документами предельного значения (2 мм/м).

Выполнялась интеграция данных мониторинга в информационную модель объекта. При этом интеграция данных спутникового контроля позволила дистанционно выявить участки с разными скоростями и направлениями перемещений (включая участки с преобладающими осадками / пучением) и выполнить дистанционную площадную оценку смещений (деформаций) объектов куста ГС, сопоставимую с данными нивелирования (классического метода). На рис. 15 показаны разработанные на основе комплексирования методов карты перемещений (деформаций) основания, фундамента, конструкций объектов куста ГС. По результатам испытаний системы в условиях эксплуатации рекомендовано предельное значение V_s для оценки деформаций грунтового основания,

фундаментов, конструкций объектов, а именно $V_s \leq 15$ мм/год.

Выводы

Получены качественные и количественные характеристики выделенных участков (статистический анализ) по контролируемым параметрам, уточнены на основе разных блоков контроля. Выполнено сравнение значений параметров, полученных при комплексировании блоков контроля, с предельными значениями, установленными проектной, нормативной или иной документацией.

Создана информационная модель объекта, интегрирующая данные всех блоков мониторинга и позволяющая комплексировать полученные данные. При этом дистанционная оценка площадных перемещений выполняется спутниковой радиолокацией. Системой датчиков

обеспечивается непрерывный контроль в точках наибольших напряжений.

Применение инновационной технологии позволит автоматизировать до 70 % измерений в системе геотехнического мониторинга на месторождениях ПАО «Газпром». Комплекс методов целесообразно применять при геотехническом мониторинге производственной инфраструктуры: спутниковую радиолокацию – как оценочный метод, параметрический контроль и НЛС – как измерительные методы.

Список литературы

1. Мельников И.В. Геотехнические решения для строительства газовых скважин в особо сложных геокриологических условиях полуострова Ямал / И.В. Мельников, С.В. Нерсесов, А.Б. Осокин и др. // Газовая промышленность. – 2019. – № 12. – С. 64–71.

Creating an automated measurements and remote data transition system for geotechnical monitoring of the Gazprom's gas production facilities at Far North

V.A. Zatyрко¹, D.P. Pankratyev¹, L.V. Eder², Ye.V. Denisevich², Ye.S. Miklyayeva^{2*}, Ye.V. Tkacheva², S.M. Kulapov², V.A. Semenova², Yu.A. Ukhova²

¹ Gazprom PJSC, Block 1, Bld. 3, Estate 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

* E-mail: E_Miklyayeva@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Geotechnical monitoring at Gazprom's fields in the permafrost is carried out at all stages of the life cycle and for constructions of all responsibility classes. Due to the complexity of engineering and geocryological environment, the remoteness of the field, and large number of manual measurements, it is necessary to increase efficiency of geotechnical monitoring technology with measurements automation and remote data transmission.

A system with measurement automation and remote data transmission has been created for geotechnical monitoring of the Gazprom's gas production facilities at the fields in the Far North. The system is based on the complex of aerospace and ground-based monitoring methods. Satellite radar interferometry, ground-based laser scanning, parametric control (sensors) technologies are being introduced as significant control methods during geotechnical monitoring.

Keywords: geotechnical monitoring, permafrost, remote control methods, automatization of measurements, adaptation efforts.

References

1. MELNIKOV, I.V., S.V. NERSESOV, A.B. OSOKIN et al. Geotechnical design solutions for gas well construction in extremely severe permafrost conditions of the Yamal Peninsula [Tekhnicheskiye resheniya dlya stroitelstva gazovykh skvazhin v osobo slozhnykh geokriologicheskikh usloviyakh poluostrova Yamal]. *Газовая Промышленность*, 2019, no. 12, pp. 64–71, ISSN 0016-5581. (Russ.).

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

УДК 66.0:622::004.413.4:331.45

Топ-10 ключевых проблем развития риск-ориентированного подхода к обеспечению промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса

М.В. Лисанов^{1*}, И.С. Жуков²

¹ Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, Российская Федерация, 105082, Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

² Агентство исследований промышленных рисков, Российская Федерация, 105082, Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

* E-mail: risk@safety.ru

Ключевые слова:

авария,
декларация,
класс опасности,
критерии,
обоснование
безопасности,
опасный
производственный
объект,
промышленная
безопасность,
риск.

Тезисы. В настоящей статье на основе анализа выполнения требований промышленной безопасности и практики оценки риска аварий составлен перечень 10 ключевых проблем развития риск-ориентированного подхода к обеспечению промышленной безопасности на опасных производственных объектах (ОПО). Предложены основные направления решения указанных проблем, включая актуализацию соответствующих документов в области промышленной безопасности, в том числе разработку руководств по оценке риска аварий. Рассмотрена проблема выполнения требований Федерального закона от 14.11.2023 № 534-ФЗ для определения класса опасности ОПО с учетом эскалации аварии путем суммирования опасных веществ одного вида при размещении ОПО на расстоянии 500 м друг от друга. Для определения класса опасности указанных ОПО предложено установить нормативные критерии поражающих факторов (барическое, тепловое, осколочное, токсическое воздействия), приводящих к возникновению аварии на соседнем ОПО, а также предельную частоту (10^{-4} год⁻¹) достижения поражающих факторов аварии в качестве критерия допустимого риска эскалации.

В настоящее время риск-ориентированный подход широко применяется в отечественной практике обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО), в том числе при классификации ОПО, декларировании промышленной безопасности, обосновании безопасности на законодательном уровне¹. Риск-ориентированный подход подразумевает не только возможность применения количественных методов анализа риска, но и создание условий для повышения эффективности риск-менеджмента на всех уровнях и стадиях жизненного цикла ОПО. В надзорной деятельности этот подход проявляется во взаимосвязи частоты проверок и требований к эксплуатации с классом опасности ОПО.

В целях выполнения указанных требований в рамках «регуляторной гильотины» обновлена система федеральных норм и правил, разработаны комплекс методов анализа риска аварий на ОПО [1], а также соответствующее программное обеспечение [2]. Вместе с тем для более эффективного развития риск-ориентированного подхода представляется целесообразным определить ключевые организационные и методические проблемы, основные из которых перечислены в таблице.

Представленные в таблице проблемы связаны непосредственно как с развитием методического обеспечения анализа риска (которое по определению должно

¹ См.: О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ. См. также: Основы государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу / утв. Указом Президента РФ от 06.05.2018 № 198.

Перечень ключевых проблем развития риск-ориентированного подхода

№	Источник проблемы	Проблема	Направления решения проблемы
1	Требования Федерального закона от 14.11.2023 № 534-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» ² (в части суммирования опасных веществ при размещении ОПО в 500-метровой зоне)	Сложность учета риска эскалации аварии (каскадного развития аварии, эффекта домино) на рядом расположенных ОПО при их идентификации и регистрации в государственном реестре ОПО. Необходимость суммирования опасных веществ, т.е. повышения класса ОПО, определяется на основе расчета вероятной зоны действия поражающих факторов согласно результатам оценки риска в декларации промышленной безопасности (ДПБ), критерии которых для эскалации аварии не установлены	Установление нормативных критериев определения пределов (границ) зон действия поражающих факторов с учетом риска их возникновения и доступности информации о соседних ОПО, разработка нормативных методических документов и/или руководств по безопасности и оценке риска ³ . До их разработки установление указанных критериев возможно при разработке обоснования безопасности ОПО согласно общим требованиям [3]
2	Разработка и экспертиза обоснований безопасности (ОБ) ОПО	Низкое качество некоторых ОБ и экспертиз, часто связанное с необоснованными оценками риска. Недостаток сведений о лучшей зарубежной практике и современных нормах, опыте эксплуатации аналогичных ОПО для обоснования требований в ОБ. Финансовая зависимость исполнителей от заказчика. Отсутствие независимого контроля работ	Создание рабочей группы при Ростехнадзоре по рассмотрению ОБ ОПО перед направлением на экспертизу (по аналогии с согласованием специальных технических условий). Внесение изменений в порядок разработки ОБ ³ , прохождения экспертизы ОБ. Введение 100%-ной оплаты до завершения экспертизы независимо от ее выводов
3	Санкции западных стран в отношении нефтегазового сектора российской экономики	Уход ведущих компаний («Эксон», «Шелл», «Тоталь» и др.) из крупных нефтегазовых проектов («Арктик СПГ-2», «Обский СПГ» и др.), ограничение внедрения высоких технологий. Недостаточность опыта российских проектировщиков, в том числе по расчету взрывных, тепловых, криогенных нагрузок на сложные строительные конструкции, невозможность приобретения и получения обновлений программных средств (ПС) для численного моделирования аварийных процессов для обоснования безопасных решений	Повышение эффективности импортозамещения в сфере развития методов численного моделирования, разработка соответствующих ПС и подготовка квалифицированных специалистов, в том числе при поддержке крупных нефтегазовых компаний и/или государства
4	Установление критериев допустимого риска аварий, в том числе для определения безопасных состояний	Отсутствие критериев допустимого риска аварий. Установление критериев в ДПБ или ОБ ОПО ограничивается аналогами критериев пожарного индивидуального риска	Использование единого подхода в соответствии с основами государственной политики РФ в области промышленной безопасности ² и Методическими основами анализа опасностей и оценки риска аварий ³ (см. п. 22), учет практики анализа риска и разработки ОБ ОПО [4]

² См.: Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: руководство по безопасности / утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387. – <https://www.gostnadzor.ru/industrial/oil/acts/Pr-387%20ot%2003.11.2022.pdf>

³ Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств: федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности / утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533. – <https://docs.cnd.ru/document/573200380>

№	Источники проблемы	Проблема	Направления решения проблемы
5	Размещение ОПО вблизи аэродромной территории	Отсутствие методического обеспечения оценки риска авиакатастроф в результате аварий на ОПО, расположенных вблизи аэродромов (в 5-й подзоне), в том числе критериев допустимого риска	Исследование воздействия поражающих факторов аварии на воздушные суда, нормирование методики оценки риска авиакатастроф вследствие аварий на ОПО, установление нормативных критериев допустимого риска [5–7]
6	Обоснование взрывоустойчивости зданий на ОПО согласно требованиям промышленной ³ и механической безопасности	Отсутствие данных о предельном давлении падающей ударной волны, на которое рассчитано здание ³ , неучет данных о взрывоустойчивости зданий вне проектируемого объекта вследствие отсутствия информации, особенно при реконструкции ОПО, недостатки методик оценки взрывных нагрузок, в том числе СП 296.1325800.2017 ⁴	Актуализация СП 296.1325800.2017 ⁴ согласно предложениям [8]
7	Несовершенство системы сбора и анализа данных об инцидентах и авариях	Данные об аварийности, необходимые для предотвращения подобных аварий, в том числе для оценки риска, содержатся лишь в ежегодных отчетах Ростехнадзора о состоянии промышленной безопасности. Обобщенные данные об инцидентах и иных происшествиях отсутствуют. В действующих методиках оценки риска используются зарубежные данные о разгерметизации типового оборудования	Создание единой системы сбора и анализа данных об авариях и инцидентах на ОПО, базы данных на основе внедрения системы дистанционного контроля, классификации техногенных происшествий в области промышленной безопасности ⁵ . Представление в ежегодных отчетах Ростехнадзора перечня аварий и инцидентов с более подробными показателями по аналогии с зарубежными отчетами, например, об аварийности на трубопроводном транспорте [9]
8	Проведение анализа опасностей технологических процессов (HAZID/HAZOP)	Значительная часть проектной документации, документации на техническое перевооружение ОПО не содержит результатов и сведений по проведению анализа опасностей технологических процессов, что является нарушением требований, в том числе федеральных норм и правил ^{3,6} [7]	Контроль выполнения требований промышленной безопасности при экспертизе. Уточнение требований к составу проектной документации, оговоренных в Постановлении Правительства РФ ⁷ и иных документах по экспертизе, в части необходимости проведения и предоставления результатов HAZID/HAZOP
9	Обоснование достаточности мер безопасности, противоаварийной защиты при разработке проектных решений на основе оценки риска	Учет мер безопасности и средств противоаварийной защиты может быть осуществлен при использовании методов анализа риска и концепции барьеров безопасности (мер безопасности): анализ слов защиты (LORA), «галстук бабочка» и т.д., которые отражены в Руководстве по безопасности ² и ряде ГОСТов Р лишь в общем виде	Систематизация и дальнейшее развитие методов анализа мер безопасности ² на основе единой терминологии и разработок соответствующих нормативных документов для типовых ОПО по аналогии с Р Газпром 18000.2-021-2022 «Единая система управления производственной безопасностью. Методические рекомендации по оценке состояния барьеров безопасности персонала объектов ПАО «Газпром» ⁸ и предложениями [10]

⁴ Здания и сооружения. Особые воздействия: СП 296.1325800.2017 / утв. Приказом Министра РФ от 03.11.2017 № 1105/Пр. – <https://minstroy.gov.ru/upload/iblock/950/SP-296-296-Osobyie-vozdeystviya.pdf>

⁵ Методические рекомендации по классификации аварийно-опасных происшествий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса: руководство по безопасности / утв. приказом Ростехнадзора от 20.11.2023 № 410.

⁶ см. п. 5, приложение 1.

⁷ См.: О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию: Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87. – <https://docs.cntd.ru/document/902087949>.

№	Источник проблемы	Проблема	Направления решения проблемы
10	Аттестация экспертов по экспертизе ДПБ и ОБ ОПО	Несовершенство программы подготовки экспертов, которая основана на «зазубривании» кандидатом в эксперты ответов на сотни вопросов (в том числе точных формулировок норм, коэффициентов), требующих отрыва экспертов от работы более чем на месяц. При этом значительная часть вопросов не связана с промышленной безопасностью и анализом риска	Предусмотреть корректировку программ подготовки в части выявления понимания или непонимания кандидатом аварийных процессов и методов анализа риска. При решении об аттестации принимать во внимание не только количество экспертов, выполненных кандидатом в эксперты, но и его участие в работах по анализу риска

непрерывно совершенствоваться [1]), в том числе программных средств, так и с законодательными инициативами для совершенствования надзорной деятельности, при этом исключая возможность избыточной нагрузки на бизнес¹. В этой связи в качестве примера использования риск-ориентированного подхода можно рассмотреть его применение для решения проблемы, указанной в п. 1 таблицы. Так, одной из целей ДПБ может быть учет риска эскалации аварии (каскадного развития аварии, эффекта домино) на рядом расположенных ОПО для уточнения класса ОПО при их идентификации и регистрации в государственном реестре ОПО. Тем самым могут быть исключены имеющиеся в практике регистрации ОПО случаи «механического» сложения опасных веществ одного вида без учета их реальной опасности для соседних объектов и необоснованного повышения их в классе ОПО (например, при размещении ОПО с обращением горючего газа и признаками 3-го класса рядом с магистральными газопроводами 1-го класса).

Для исключения такого положения в Федеральном законе от 14.11.2023 № 534-ФЗ указано (см. ст. 1, п. 4), что в случае если в соответствии со сведениями, содержащимися в ДПБ, иные ОПО в пределах *вероятной зоны действия поражающих факторов аварии* на таком ОПО «не располагаются, суммарное количество опасных веществ одного вида, которые находятся или могут находиться на таком опасном производственном объекте и иных опасных производственных объектах, при определении класса опасности такого опасного производственного объекта не учитывается». Пределы, размеры вероятных зон действия поражающих факторов аварии, а также вероятности (частоты) сценариев их образования рассчитываются при количественной оценке риска, в том числе при разработке ДПБ. Поэтому в целях соблюдения законодательства для этих целей в Федеральном законе № 534-ФЗ указано, что ДПБ ОПО III и IV классов опасности «могут быть разработаны... по инициативе эксплуатирующих их организаций».

При расчете пределов вероятных зон действия поражающих факторов и с целью выполнения требований Федерального закона № 534-ФЗ следует учитывать некоторые перечисленные ниже моменты.

1. Необходимо различать такие понятия, как «нанесение ущерба» в результате аварий

на соседних объектах (например, при взрыве) и «эффект домино», т.е. эскалацию аварии. Под эскалацией аварии понимается² последовательное возникновение аварии, причинами которой являются поражающие факторы аварии на соседних составных частях анализируемого ОПО или рядом расположенных производственных объектов. Очевидно, что эффект домино происходит намного реже попадания объекта в вероятную зону действия поражающих факторов аварий. Для установления факта аварии необходимо обосновать количественные критерии поражения, т.е. условия, параметры разрушения оборудования, сооружения или поражения персонала, операторов, вследствие которого будет потеряна способность к действиям в аварийной ситуации.

Для приближенных оценок эскалации аварии при разрушении оборудования можно принять критерии, основанные на практике разработки ОБ ОПО, количественной оценки риска и расчета пожарного риска, согласно которым эскалация на соседнем ОПО возможна при достижении на его территории:

- давления 20 кПа на фронте падающей ударной волны, что соответствует нижней границе слабой степени разрушения оборудования (наземных трубопроводов) по таблице № 3 Приложения № 3 ФНП ОПВБ³;
- интенсивности теплового излучения 12 кВт/м², что соответствует минимальной величине интенсивности теплового воздействия, при котором возникает разрушение технологического оборудования согласно формуле 5.4 Приложения 5 к Руководству по безопасности².

При необходимости более точных и менее консервативных оценок риска эскалации и наличия необходимой информации допускается применение иных критериев, в том числе с учетом продолжительности воздействия и/или численного моделирования взрывных, тепловых, токсичных и осколочных воздействий².

2. Большинство ОПО технологически связаны потоками опасных веществ по трубопроводам (объекты нефтегазовых месторождений, нефтегазохимические комплексы), т.е. расстояние между ними равно нулю. Они повысят свой класс вследствие неизбежного попадания почти в любую зону действия поражающих факторов аварий. Для исключения таких случаев необходимо определить не только показатели поражающих факторов, приводящих к аварии, но и вероятность (частоту) реализации

этих факторов, способных вызвать аварию на соседнем ОПО. Поэтому под «вероятной зоной действия поражающих факторов» следует понимать такие зоны, при реализации которых происходит эскалация аварии на соседнем ОПО с определенной частотой (вероятностью). Соответствующая этой предельной частоте граница (предел) *вероятной зоны действия поражающих факторов аварии* может быть рассчитана методами количественной оценки риска и отображена в виде изолиний частоты эскалации на ситуационном плане ОПО² [1].

По аналогии с п. 3.1 Приложения 3 ФНП ОПВБ³ для предварительных расчетов целесообразно определить сценарий с максимальной по размеру зоной действия поражающих факторов, т.е. так называемую границу зоны «нулевого риска». В ином случае, при необходимости, в ОБ ОПО (учитывая недостаточность требований промышленной безопасности) целесообразно установить количественный критерий допустимого риска эскалации аварии, который может быть проверен расчетами, представленными в ДПБ. Исходя из практики, указанной выше, в качестве предельной частоты эскалации аварии между соседними ОПО может быть принята величина 10⁻⁴ год⁻¹.

3. Далее, в Федеральном законе № 534-ФЗ при установлении класса опасности для ОПО трубопроводного транспорта суммарное количество опасных веществ одного вида, «которые находятся или могут находиться в линейных частях присоединенных трубопроводов, оснащенных отключающей трубопроводной арматурой, обеспечивающей возможность автоматического управления остановкой технологического процесса, учитывается до узлов такой арматуры», расположенных на расстоянии не менее 500 м от границ указанного ОПО.

В отношении данного положения, позволяющего существенно уменьшить учитываемую для классификации ОПО массу количества опасных веществ в линейной части трубопровода, следует отметить, что для трубопроводов транспортировки газа или сжиженного газа время образования поражающих факторов (достижения максимальных зон поражения) вследствие быстрого процесса разрушения, как правило, меньше общего времени перекрытия потока автоматической быстродействующей арматурой, складывающегося в основном из времени обнаружения разрыва (не менее 1...3 мин в зависимости от системы

обнаружения утечки и аварийного расхода опасных веществ) и последующего времени срабатывания арматуры (20...60 с в зависимости от диаметра трубопровода). В итоге установка даже самой современной отсекающей арматуры на таких трубопроводах может мало влиять на размеры максимальных зон действия поражающих факторов в виде взрыва парогазовых облаков, факельного горения и осколочного поражения. В таких случаях при необходимости

для учета эскалации рекомендуется применять вероятностный критерий 10^{-4} год⁻¹.

Предложенный подход в целом может быть также применен для определения зон действия локальной системы оповещения, устанавливаемой согласно Постановлению Правительства РФ⁸ в соответствии с требованиями промышленной безопасности по расчету границы зон воздействия поражающих факторов аварии на декларируемых ОПО.

Список литературы

1. Лисанов М.В. Актуализация руководств по безопасности в области оценки риска аварий на производственных объектах / М.В. Лисанов, А.А. Агапов, С.Х. Зайнетдинов и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2023. – № 7. – С. 85–92. – DOI: 10.24000/0409-2961-2023-7-85-92.
2. Программный комплекс ТОХИ+Risk 5. – <https://toxi.ru/produkty/programmnyi-kompleks-toxirisk-5>
3. Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта: федеральные нормы и правила в обл. промышленной безопасности. – М.: НТЦ ПБ, 2018. – 16 с. – (Сер. 03. – Вып. 73).
4. Жуков И.С. О единых критериях допустимого риска на опасных производственных объектах / И.С. Жуков, М.В. Лисанов // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 82–90.
5. Аверкиев А.А. Критерии допустимого риска при обосновании безопасности размещения магистральных газопроводов в пределах пятой подзоны приаэродромной территории / А.А. Аверкиев, Г.Ю. Чуркин, Н.Н. Таланова и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2023. – № 3. – С. 83–89. – DOI: 10.24000/0409-2961-2023-3-83-89.
6. Гайнулина И.Н. Проблемы анализа риска, связанные с размещением магистральных газопроводов в пределах пятой подзоны приаэродромной территории / И.Н. Гайнулина, Г.Ю. Чуркин, Н.Н. Таланова // Актуальные проблемы защиты и безопасности: Труды XXIV Всероссийской научно-практической конференции РАРАН (31 марта – 3 апреля 2021 г.). – М.: Российская академия ракетных и артиллерийских наук, 2021. – Т. 2. – С. 359–363.
7. Чуркин Г.Ю. Проблемы обоснования безопасности размещения магистральных газопроводов в пределах пятой подзоны приаэродромной территории / Г.Ю. Чуркин, Н.Н. Таланова, А.С. Софьин // Вестник государственной экспертизы. – 2022. – № 02/2022 (23). – С. 38–46.
8. Лисанов М.В. Критерии взрывоустойчивости зданий и сооружений на опасных производственных объектах / М.В. Лисанов, И.С. Жуков, Р.В. Базалий // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 5. – С. 40–46. – DOI: 10.24000/0409-2961-2019-5-40-46.
9. Лисанов М.В. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 7. – С. 16–22.
10. Бархатов В.Д. Подходы к качественной оценке состояния барьеров безопасности на объектах нефтегазовой отрасли / В.Д. Бархатов, Е.В. Зайцева, М.В. Лисанов и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 12. – С. 55–62.

⁸ См.: О порядке создания, реконструкции и поддержания в состоянии постоянной готовности к использованию систем оповещения населения: Постановление Правительства РФ № 769 от 17.05.2023.

Top ten issues of risk-based approach to provision of industrial safety at dangerous oil-and-gas facilities

M.V. Lisanov^{1*}, I.S. Zhukov²

¹ STC “Industrial Safety”, Block 14, Bld. 13, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082, Russian Federation

² Industrial Risk Research Agency, Block 14, Bld. 13, Perevedenovskiy bystreet, Moscow, 105082, Russian Federation

* E-mail: risk@safety.ru

Abstract. The article lists ten key challenges in advancing the risk-based safety assessment for the dangerous oil-and-gas facilities. This named summary was compiled on the grounds of reviewing the regulatory requirements to industrial safety and practice of risk assessment. Authors suggest the leads to solve the named problems including the upgrade of the industrial safety standards and development of guidelines for assessing the emergency risks. In particular, the clauses of the Federal Law no. 534-ФЗ dated November 14, 2023 are examined in regard to consideration of emergency escalation when determining a facility’s hazard class by summing the similar hazardous substances in case the dangerous facilities are spaced 500 m apart. To determine the hazard classes of the named facilities, it is suggested to adopt the standard criteria of adverse factors (baric exposure, heat exposure, toxic exposure, fragmentation effect) initiating emergency at a neighbor facility, and to nominate a threshold frequency of 10^{-4} per year for attaining the affecting factors of an accident as a criterion of tolerable escalation risk.

Keywords: emergency, declaration, hazard class, criteria, safety case, dangerous industrial facility, industrial safety, risk.

References

- LISANOV, M.V., A.A. AGAPOV, S.Kh. ZAYNETDINOV et al. Updating safety guides in the field of accident risk assessment at the production facilities [Aktualizatsiya rukovodstv po bezopasnosti v oblasti otsenki riska avarii na proizvodstvennykh obyektakh]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2023, no. 7, pp. 85–92, ISSN 0409-2961. (Russ.) DOI: 10.24000/0409-2961-2023-7-85-92.
- Software package TOXI+Risk 5* [online]. Available from: <https://toxi.ru/produkty/programmnyi-kompleks-toxirisk-5>
- General requirements to safety case of a dangerous industrial facility* [Obshchiye trebovaniya k obosnovaniyu bezopasnosti opasnogo proizvodstvennogo obyektakh]: federal rules and regulations on industrial safety. Moscow: NTTs PB, 2018, Series 03, is. 73. (Russ.).
- ZHUKOV, I.S., M.V. LISANOV. About the unity of acceptable risk criteria at hazardous production facilities [O yedinykh kriteriyakh dopustimogo riska na opasnykh proizvodstvennykh obyektakh]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 82–90. ISSN 2306-8949.
- VERKIYEV, A.A., G.YU. CHURKIN, N.N. TALANOVA et al. Acceptable risk criteria when justifying the safety of the placement of main gas pipelines within the fifth subzone of the aerodrome territory [Kriterii dopustimogo riska pri obosnovanii bezopasnosti razmeshcheniya magistralnykh gazoprovodov v predelakh pyatoy podzony priaerodromnoy territorii]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2023, no. 3, pp. 83–89, ISSN 0409-2961. (Russ.) DOI: 10.24000/0409-2961-2023-3-83-89.
- GAYNULINA, I.N., G.Yu. CHURKIN, N.N. TALANOVA. Challenges of risk analysis referred to positioning of trunk gas pipelines within the 5th subzone of aerodrome environs [Problemy analiza riska, svyazannyye s razmeshcheniyem magistralnykh gazoprovodov v predelakh pyatoy podzony proaerodromnoy territorii]. In: *Actual problems of protection and safety* [Aktualnyye problem zashchity i bezopasnosti]: Proc. of XXIV All-Russia R&D conference of Russian Academy Of Rocket And Artillery Sciences, 31 March – 3 April 2021. Moscow: Russian Academy Of Rocket And Artillery Sciences, 2021, vol. 2, pp. 359–363. (Russ.).
- CHURKIN, G.Yu., N.N. TALANOVA, A.S. SOFYIN. Challenges of a safety case for positioning trunk gas pipelines within the 5th subzone of aerodrome environs [Problemy obosnovaniya bezopasnosti razmeshcheniya magistralnykh gazoprovodov v predelakh pyatoy podzony priaerodromnoy territorii]. *Vestnik Gosudarstvennoy Ekspertizy*, 2022, no. 02/2022 (23), pp. 38–46, ISSN 2658–588X. (Russ.).
- LISANOV, M.V., I.S. ZHUKOV, R.V. BAZALIY. Criteria for buildings and structures blast resistance at hazardous production facilities [Kriterii vzryvoustoychivosti zdaniy i sooruzheniy na opasnykh proizvodstvennykh obyektakh]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2019, no. 5, pp. 40–46, ISSN 0409-2961. (Russ.) DOI: 10.24000/0409-2961-2019-5-40-46.
- LISANOV, M.V., A.V. SAVINA, D.V. DEGTYAREV et al. Analysis of Russia and foreign data on the rate of accidents at pipeline facilities [Analiz rossiyskikh i zarubezhnykh dannykh po avariynosti na obyektakh truboprovodnogo transporta]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2010, no. 7, pp. 16–22, ISSN 0409-2961. (Russ.).
- BARKHATOV, V.D., Ye.V. ZAYTSEVA, M.V. LISANOV et al. Approaches to the qualitative assessment of the of safety barriers performance at oil and gas facilities [Podkhody k kachestvennoy otsenke sostoyaniya baryerov bezopasnosti na obyektakh neftegazovoy otrasli]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2022, no. 12, pp. 55–62, ISSN 0409-2961. (Russ.).

УДК 65.01, 332.145

Технологическое прогнозирование как инструмент минимизации инновационных рисков

М.Ю. Недзвецкий^{1,2}, В.С. Сафонов^{1*}, А.Е. Ремизов¹, С.М. Барабанова¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский проспект, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ПАО «Газпром», 197229, г. Санкт-Петербург, Лахтинский пр-т, д. 2, корп. 3, стр. 12

* E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В работе рассмотрены современные методические подходы к идентификации и анализу потенциальных угроз, факторов и событий, связанных с антропогенной деятельностью человека, способных оказать негативное влияние как на сам инновационный процесс, так и на его результаты с точки зрения недостижения или неполного достижения цели. Обращено внимание на необходимость комплексного анализа полного жизненного цикла инновационной продукции. Особо выделены методические подходы к минимизации рисков при прогнозировании технологической (производственной) готовности предприятий к выпуску инновационной продукции. В качестве наиболее перспективных рассмотрены такие методические инструменты, как метод анализа иерархий при выборе альтернативных решений и метод анализа трудностей достижения (вероятности недостижения) цели.

Ключевые слова: инновационный процесс, технологическое прогнозирование, экспертиза технологической (производственной) готовности, анализ риска, методы принятия решений в условиях неопределенности.

Современная государственная инновационная политика ставит основными целями развитие, рациональное размещение и эффективное использование научно-технического потенциала страны, увеличение вклада науки и техники в формирование инновационной экономики, обеспечение прогрессивных структурных преобразований в производственной сфере, повышение ее эффективности и конкурентоспособности¹. В рамках этого вектора развития организации, занимающиеся инновационной деятельностью, неизбежно сталкиваются с повышенным уровнем рисков. Объекты инновационного риска – это, прежде всего, научно-технические и инновационные процессы, а также процессы коммерциализации результатов научно-технической деятельности. Важно подчеркнуть, что действующая федеральная нормативно-правовая база однозначно устанавливает и регулирует право на обоснованный риск для технологических компаний при осуществлении инновационной деятельности, а также определяет ряд критериев принятия этого риска со стороны субъектов государственной поддержки² [1–3].

В контексте рассматриваемой проблемы необходимо обратить внимание на то, что понятие риска является по своей сути искусственной конструкцией (рисков в природе не существует), введенной в практику для акцентирования внимания на вероятностной природе реализации различного рода негативных событий (потенциальных угроз). При этом в основе идентификации и анализа рисков всегда находится осознанная (плановая) деятельность человека.

В этой связи риски, поскольку они рассматриваются как характеристики реализации угроз различной природы, целесообразно классифицировать по приоритетности предотвращения и/или минимизации (устранения) последствий (ущербов)

¹ См.: Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации / утв. Указом Президента РФ от 28.02.24 № 145.

² См.: О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года: Указ Президента РФ от 21.07.2020 № 474. См. также: О некоторых вопросах реализации государственной поддержки инновационной деятельности, в том числе путем венчурного и (или) прямого финансирования инновационных проектов, и признании утратившими силу акта Правительства Российской Федерации и отдельного положения акта Правительства Российской Федерации (с изменениями и дополнениями от 15.06.2023): Постановление Правительства РФ от 22.12.2020 № 2204.

в зависимости от их величины и прогнозируемой динамики по интегральным показателям обеспечения безопасности для функционирования и развития предприятия в целом на некотором промежутке времени [4] (рис. 1).

При реализации риск-ориентированного подхода в инновационной деятельности применение управленческих концепций допустимого (неприемлемого) уровня риска зависит от определения риска, принятого в организации:

- если «риск» выявляется и анализируется как «неопределенность в достижении целей»³, то применение концепции увязано с определением допустимых отклонений от целей из-за влияния совокупности всех негативных факторов и с контролем этих отклонений;
- если «риск» выявляется и анализируется как «событие, воздействующее на само достижение цели»⁴, то применение концепции увязано с выявлением и оценкой влияния таких событий на достижение целей организации.

Очевидно, что допустимый уровень риска должен соответствовать ключевым стратегическим и операционным целям компании и быть связанным с этими целями. В этом контексте система стратегического управления организацией должна обеспечивать постоянный мониторинг интересов и возможностей участвующих сторон, возникающих обстоятельств и угроз, а также разработку (корректировку) стратегии развития (достижения цели).

Важно учитывать, что существуют принципиальные отличия инновационных проектов от инвестиционных (для которых разработана единая общепринятая система оценки на основе доходности):

- во-первых, доходность (эффективность) многих инноваций имеет заведомо отсроченный (стратегический) характер;
- во-вторых, инновационная деятельность осуществляется в условиях неопределенности и повышенного риска, поскольку процесс разработки и реализации проекта является достаточно длительным (жизненный цикл инновации), а внешняя среда меняется очень быстро (и зачастую непредсказуемо).

В силу указанных обстоятельств и объективных сложностей прогнозирования продолжительных инновационных процессов в мировой практике известны многочисленные случаи значительных отклонений фактических показателей инновационной деятельности от плановых, особенно по высокотехнологичным разработкам «низкого старта». Зафиксированы превышения ряда показателей в 2,5...3 раза [5–12]. Например, статистическая обработка информации о ряде крупных инновационных проектов ведущих компаний США [12] позволила получить следующие эмпирические зависимости для ожидаемых отклонений:

- сроки реализации проекта: $\ln N_T = 0,81 + 0,21 \ln A + 0,46 S - 0,01 \ln t - 0,29 \ln L$ (среднеквадратичное отклонение $R^2 = 0,34$);
- общие затраты на проект: $\ln N_C = -0,01 + 0,51 \ln A + 0,32 S + 0,39 \ln t - 0,38 \ln C + 0,40 \ln L$ ($R^2 = 0,23$), где N_T – отношение действительного времени реализации проекта к плановому; N_C – отношение действительной стоимости проекта к плановой; C – оценка стоимости проекта; A – уровень технологической новизны (англ. technological advance score); $S = 1$, если проект направлен на несколько разных применений, $S = 0$, если он направлен на единственное применение; t – год, на который сделана оценка, по порядку (для корректировки инфляции); L – продолжительность проекта.

Несмотря на то что эта работа была проведена в первой половине 1970-х гг., она по своей методической сущности не потеряла актуальность и в наши дни и цитируется многими исследователями инновационных процессов.

Идентификация и аттестация этапов «технологической готовности» в рамках инновационного проекта

Одним из наиболее эффективных инструментов минимизации инновационных рисков является своевременная и детальная оценка уровней технологической и производственной готовности (зрелости) инновационной разработки. Концепция «оценки готовности» представляет собой систему (модель), имеющую форму специальной шкалы характеристик состояния разработок в рамках жизненного цикла инноваций, эволюционирующих во времени. Процедура идентификации (аттестации) уровней готовности предприятия к разработке инновационной продукции должна при этом не только включать анализ текущих

³ См.: Risk management – Guidelines: ISO 31000:2018. См. также: Менеджмент риска. Принципы и руководство: ГОСТ Р ИСО 31000-2019.

⁴ См.: Enterprise Risk Management. Integrating with Strategy and Performance / Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission. – 2017. – <https://www.coso.org/guidance-erm>.

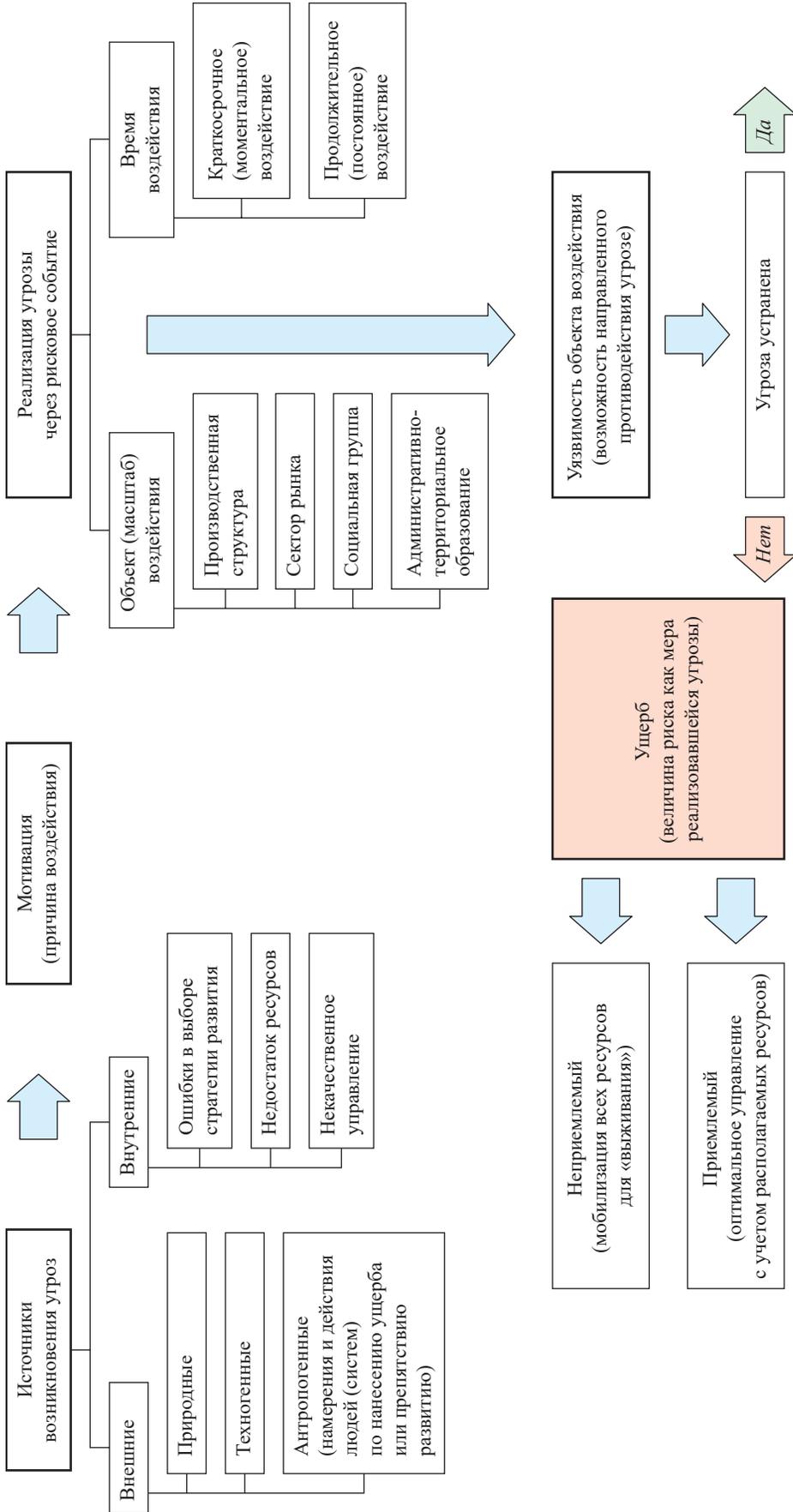


Рис. 1. Схематичное представление последовательности реализации негативного события

достижений, но и предусматривать наличие или необходимость формирования соответствующего потенциала для последующего развития инновационного процесса.

В настоящее время общепринятыми считаются 9-балльная шкала оценки технологической готовности и 10-балльная шкала производственной готовности инновации⁵. Анализ применения этих шкал в инновационной практике посвящена многочисленная научная [13–17] и методическая⁶ литература. Для нас в данном случае имеет значение то, что процесс достижения цели в рамках жизненного цикла инноваций носит выражено неравномерный характер и может быть условно представлен в виде трех характерных этапов (проектов) (рис. 2), занимающих различные доли в общих затратах и имеющих различные отношения к рискам «срыва» проекта.

В подтверждение этого положения в табл. 1 представлены результаты статистической обработки долевого распределения затрат на различные этапы инновационных проектов, проведенной для 50 крупнейших компаний США [12]. В этой связи обратим внимание на то, что приводимое рядом авторов [16, 17] пропорциональное снижение показателей риска инновационного процесса по мере повышения уровней технологической

готовности, на наш взгляд, некорректно, поскольку можно, например, достигнуть 6-го уровня технологической готовности (опытный образец) и надолго «застрять» в доводочных работах с прямой угрозой срыва общих сроков проекта. Поэтому точнее будет, видимо, говорить о том, что достижение каждого последующего уровня готовности повышает вероятность общего «успеха» в будущем. Д.Н. Маврис с соавторами трактуют это как повышение уровня доверия [18].

Из представленной информации следует, что при организации мониторинга общего инновационного процесса показатели технологической готовности разных уровней должны учитываться с разным весом.

С учетом отмеченных выше положений можно предложить следующую формулу для оценки общего уровня готовности (Ω_τ):

$$\Omega_\tau = \gamma_{1-3} \sum_{j=1}^3 M_j + \gamma_{4-6} \sum_{j=4}^6 M_j + \gamma_{7-9} \sum_{j=7}^9 M_j,$$

где γ_i – весовые коэффициенты выделенных трех типов проектов (см. рис. 2), где $i = 1-3; 4-6; 7-9$; M_j – коэффициент «успешности» выполнения числа нормированных задач (K_j), входящих в конкретный уровень готовности $j = 1, 2, \dots, 9$.

$$M_j = \frac{m_j}{K_j - n_j} \leq 1,$$

где m_j – фактическое число выполненных (решенных на данном уровне) задач из числа нормированных K_j , по ГОСТ Р 58 048 ($K_1 = 12$; $K_2 = 26$; $K_3 = 31$; $K_4 = 45$; $K_5 = 48$; $K_6 = 47$; $K_7 = 29$; $K_8 = 22$; $K_9 = 14$); n_j – число задач (вопросов по шкале) со статусом «не применима».

Обратим внимание на то, что на разных уровнях готовности для перехода на следующий уровень зрелости необходимо решать задачи в разных количествах и что действующие нормативные документы не ранжируют эти задачи по приоритету выполнения и фиксируют только факт выполнения всего объема.

Ввиду отсутствия в открытой печати статистически значимой информации о показателях реализуемости в России инновационных проектов предлагается ориентироваться на данном этапе на американскую статистику (см. табл. 1) и принимать $\gamma_{1-3} = 0,15$; $\gamma_{4-6} = 0,45$; $\gamma_{7-9} = 0,4$.

Следует иметь в виду, что технология может быть, например, на последнем,

⁵ См.: Порядок проведения комплексного аудита организаций, осуществляющих или планирующих изготовление продукции для нужд ПАО «Газпром»: СТО Газпром 178-2020. См. также: Трансфер технологий. Технологический аудит: ГОСТ Р 57194.3; см. также: Трансфер технологий. Методические указания по оценке уровня зрелости технологий: ГОСТ Р 58048; см. также: Комплексная система управления научными исследованиями и разработками. Паспорт технологии. Паспорт технической концепции: ГОСТ Р 59676; см. также: Комплексная система управления научными исследованиями и разработками. Оценка уровней готовности технологий и систем: ГОСТ Р 59677.

⁶ См.: Методика определения уровней готовности технологии в рамках проектов Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» / утв. замминистра образования и науки Российской Федерации Г.В. Трубниковым 11.07.2017, № ГТ-57/14вн. См. также: Методические рекомендации по сопоставлению уровня технологического развития и значений ключевых показателей эффективности акционерных обществ с государственным участием, государственных корпораций, государственных компаний и федеральных государственных унитарных предприятий с уровнем развития и показателями ведущих компаний-аналогов / Минэкономразвития России. – 2017.



Рис. 2. Характерные этапы инновационного процесса в рамках жизненного цикла

Таблица 1

Долевое, %, распределение затрат на инновации в США

Этап	Химическая промышленность	Машиностроение	Электроника	Среднее
Прикладные исследования	16,9 / 17	3,0 / 5	3,9 / 6	9,5
Спецификация	13,1 / 17	3,5 / 6	2,9 / 3	7,6
Прототип	12,6 / 8	40,9 / 17	44 / 17	29,1
Оснастка и строительство	41,4 / 29	37,1 / 10	30,4 / 18	36,9
Запуск производства	8,3 / 8	4,5 / 6	13,6 / 9	9,1
Маркетинговый этап	7,4 / 12	11 / 12	5,5 / 5	7,7

Примечание: в числителях дробей – доли затрат; в знаменателях – стандартные отклонения.

девятом, уровне зрелости, в то время как готовность ее логистического обслуживания будет оставаться низкой. Это делает использование технологии заведомо затруднительным, а в отдельных случаях и вовсе невозможным. В этой связи наряду с системами уровней технологической (УГТ) и производственной (УГП) готовности разработана система уровней готовности логистики (УГЛ) [15]. Основная цель данной методики заключается в том, чтобы оптимизировать издержки и рационализировать процесс разработки технологии, ее производства, сбыта и сопутствующего сервиса в рамках как одного, так и группы предприятий.

С точки зрения назначения инновационная логистика представляет собой самостоятельное направление логистической деятельности, перед которой стоят специфические задачи [20]. В работе Дж.В. Билбро [21] дано описание специального УГЛ-калькулятора, выполненного

в среде Microsoft Excel в виде крупноформатной таблицы.

Вполне естественно, что на определенном этапе развития инновационной деятельности задача оценки уровня готовности программного обеспечения (ПО) при разработке системных инновационных проектов становится столь же актуальной и важной, как и задача оценки уровня готовности самой технологии, ее интеграции, логистики и производства. Несмотря на то что затраты на разработку ПО, как правило, составляют лишь небольшой процент от бюджета всего проекта, проблемы, связанные с ПО, зачастую являются определяющими при использовании системного продукта по назначению в реальных условиях эксплуатации. Установлено, что вычислительные мощности фактически удваиваются каждые полтора-два года, а производства наукоемкой высокотехнологичной продукции без ПО уже практически не встречается.

В настоящее время общепринято, что уровень готовности ПО важен и должен оцениваться по аналогии с экспертно-тестовой методикой УГТ, применяемой для оценки зрелости технологий. При этом возникает необходимость в разработке определенной системы оценки уровней готовности ПО (УГПО) [22]. Обычно в методиках оценки выделяют девять взаимосвязанных уровней (по аналогии с методикой УГТ). Дополнительный блок имеет существенное значение, так как при обнаружении каких-либо несоответствий стандартам и нормам доработка конструкции на последующих стадиях УГТ, а тем более на стадиях серийного производства и эксплуатации будет стоить всему проекту существенно дороже. По опыту разработки инновационных проектов авиатехники [15], корректировка проектных параметров подчинена так называемому правилу «1–10–100». Это означает, что если стоимость корректировки на этапе проектирования принять за единицу, то корректировка на этапе производства окажется на порядок дороже, на этапе эксплуатации – уже на два порядка. Правило «1–10–100» применимо практически ко всем проектам, общая логика этого принципа проста: чем более качественно работа будет выполнена на ранних этапах, тем меньше затрат предстоит на следующих этапах.

Как уже отмечалось, проект может состоять из набора подсистем, каждая из которых вышла на высокий уровень готовности, однако на системном уровне этот набор может плохо интегрироваться, а потому полная система (сложная техническая система) фактически будет иметь низкий уровень готовности с большим техническим риском. Поэтому необходимо проводить оценку каждой подсистемы в отдельности, но с учетом возможных последствий (выгод) их совместного применения.

Хотя сама система УГТ не обеспечивает оценки технического риска полной системы (см. выше), идентификация уровней построена по иерархическому принципу, необходимо тщательно рассматривать риски интеграции всей системы независимо от используемой методики оценки УГТ.

Интеграция – это объединение и координирование отдельных компонент в единый модуль через интерфейс совместного взаимодействия различных технологий. Современный экспертно-тестовый подход к оценке уровней готовности интеграции технологических

инноваций (УГИ), входящих в единый инновационный проект – систему инновационных технологий (ИТ), рассмотрен в нескольких публикациях [23–28]. Схематически взаимодействие n -й компоненты с $n+1$ -й компонентой системы представлено на рис. 3 [19]. Понятно, что УГИ двух подсистем не может быть высоким, если уровни их технологической готовности сильно отличаются друг от друга. Поэтому совершенствование взаимной интеграции «подтягивает» уровни готовности отдельных компонент и, как следствие, повышает уровень готовности всей системы в целом.

Упрощенный «механический» процесс соединения системы из входящих в нее компонентов может исказить результат. При этом уровень зрелости сложной технической системы в целом, естественно, зависит от УГИ, хотя, как показывает анализ [23, 25, 28], это влияние на конечный результат менее значимо, чем собственное влияние самих УГТ.

Принимая, что относительное влияние уровней интеграции компонент меньше влияния уровней готовности самих компонент [15], имеем для уровня зрелости системы (S):

$$S = F(\text{УГТ}_i, \alpha_{ij}, \text{УГИ}_{ij}),$$

где α_{ij} – элементы матрицы взаимной интеграции технологий, $0 \leq \alpha_{ij} \leq 1$; $i = 1, 2, \dots, n$; $j = 1, 2, \dots, n$; n – количество новых технологий, входящих в систему:

$$\|\alpha_{ij}\| = \begin{vmatrix} 0 & \alpha_{12} & \alpha_{13} & \dots & \alpha_{1n} \\ \alpha_{21} & 0 & \alpha_{23} & \dots & \alpha_{2n} \\ \alpha_{31} & \alpha_{32} & 0 & \dots & \alpha_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \alpha_{n3} & \dots & 0 \end{vmatrix}.$$

Эта матрица симметрична ($\alpha_{ij} = \alpha_{ji}$), поскольку взаимные интеграции i -й компоненты с j -й и j -й компоненты с i -й по понятным причинам одинаковы.

Рассмотрим систему, в которой все n компонент связаны друг с другом определенным



Рис. 3. Схема взаимодействия уровней готовности интеграции технологических инноваций n -й компоненты с $n+1$ -й компонентой системы

ненулевым уровнем интеграции, и пусть, для простоты, все элементы матрицы α_{ij} одинаковы и равны α . В этом случае количество m взаимных связей подсистем можно выразить через число компонент n , входящих в систему: $m = 0,5n(n - 1)$.

С учетом отмеченных положений выражение для вычисления уровня зрелости системы в целом может быть представлено как

$$S = \frac{2}{n(n+1)} \left(\sum_{i=1}^n \text{УГТ}_i + \frac{\alpha}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \text{УГИ}_{ij} \right).$$

На рис. 4 для примера представлена некоторая схема системы инновационных технологий, состоящей из трех компонент, находящихся соответственно на 8-м, 6-м и 7-м УГТ: УГТ₈-I, УГТ₆-II и УГТ₇-III. Все компоненты связаны друг с другом различными УГИ: УГТ₈-I и УГТ₆-II – пятым, УГТ₆-II и УГТ₇-III – шестым, УГТ₈-III и УГТ₇-III – пятым.

В данном примере $n = m = 3$. При $\alpha = 0$ представленная выше формула дает $S = 3,5$. Это наименьшее возможное значение (оценка снизу), которое соответствует полному отсутствию влияния интеграции подсистем на уровень зрелости S системы в целом. При максимальном влиянии (оценка сверху) $\alpha = 1$, $S = 6,2$. В наиболее реалистичном случае $\alpha \approx 0,5$; тогда получаем, что для системы инновационных технологий, показанной на рис. 4, $S = 4,8$. Другими словами, система находится в данном случае не более чем на 5-м УГТ, несмотря на то что по отдельности ее компоненты находятся на 6-м, 7-м и 8-м УГТ. Приведенный пример показывает, что значения УГИ_{ij}, так же как и значения α_{ij} , оказывают заметное влияние на величину S .

Обоснование уровня зрелости системы интеграции проводится с использованием экспертных оценок различного рода. Здесь есть много «подводных камней», но эта тема выходит за рамки данной работы.

В контексте рассматриваемой проблемы в соответствии с действующими ГОСТами необходимо также отметить такую метрику, как готовность систем. Оценка готовности системы является структурированным систематическим процессом изучения зрелости системы на основе совместного изучения уровня зрелости технологий, интегрированных в единую систему, и уровня зрелости интеграции отдельных технологий между собой.

Шкала уровней готовности системы (УГС) в соответствии с ГОСТ Р 58048-2017 включает пять уровней с определенными весовыми индексами:

- УГС1. Уточнение концепции (индексы 0,10...0,39);
- УГС2. Разработка технологии (индексы 0,40...0,59);
- УГС3. Разработка и демонстрация опытного образца системы (индексы 0,60...0,79);
- УГС4. Производство системы (индексы 0,70...0,89);
- УГС5. Применение и поддержка системы (индексы 0,90...1,00).

Рекомендуемая форма сопряжения различных метрик оценки готовности приведена в табл. 2.

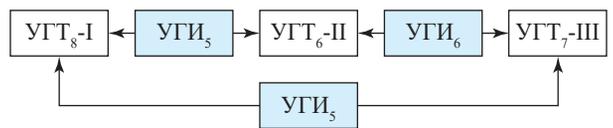


Рис. 4. Система инновационных технологий (СИТ = УГТ + УГИ)

Таблица 2

Сопряжение различных метрик оценки готовности

База УГТ	УГП	УГИ	УГС
1	1	1	1
2	2	2	
3	3	3	
4	4	4	
5	5	5	2
6	6	6	
7	7	7	3
	8		
8	9	8	4
9	10	9	

На основании проведенного анализа можно констатировать, что несмотря на детальность проработок и практику широкого применения отдельных метрик оценки готовности технологий, в настоящее время не сформирована унифицированная и сбалансированная система оценки готовности инновационных проектов в целом.

Важно разделять оценку уровня развития технологий как таковых и развития инновационных процессов в рамках жизненного цикла инновации, при котором проводится само исследование и осуществляется коммерциализация результатов исследований. Очевидно, что параллельно с развитием технологий при этом необходимо обращать внимание и на широкий спектр иных задач, без решения которых вероятность сбоев в коммерциализации результатов исследований (как цель) существенно возрастает.

А.Н. Петровым с соавторами предложена [29] методология TPRL (*англ.* Technology Project Readiness Level) сбалансированного подхода к оценке готовности инновационных проектов в целом, включающая набор из шести обобщенных базовых параметров, которые характеризуют «ценность» проекта:

- 1) технологическая готовность (TRL);
- 2) производственная готовность (MRL);
- 3) инженерная готовность (ERL);
- 4) организационная готовность (ORL);
- 5) преимущества и риски (BRL);
- 6) рыночная готовность и коммерциализация (CRL).

Модель TPRL широко применялась для оценки нескольких десятков проектов федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям научно-технического развития России на 2014–2020 годы».

Поскольку каждая из задач имеет определенные целевые параметры, то их достижение фиксируется наличием конкретных документов, например актов, моделей, отчетов, заключений и т.п. Если зафиксировано наличие документа, то задаче присваивается статус 1, в исходном состоянии значение статуса равно 0. Подуровни имеют градацию по готовности от 0 до 1 в зависимости от статуса выполнения входящих в них задач. Уровень считается достигнутым, когда выполнены все задачи последнего подуровня.

Индекс TPRL проекта рассчитывается на основе значений индексов шести базовых

параметров с введением при необходимости весовых коэффициентов по отдельным параметрам. Результат такой оценки может быть представлен количественно в виде таблиц или визуальных диаграмм различного рода.

Как было показано выше, для каждого из принятых к рассмотрению показателей готовности может быть сформирован динамический показатель готовности, учитывающий как уже достигнутый уровень зрелости, так и текущее состояние перехода от уровня N к уровню $(N+1)$, которое определяется отношением числа фактически проведенных мероприятий (решенных задач) к нормированному ГОСТ Р 58048-2017 (необходимому) числу мероприятий. При этом текущее значение показателя готовности будет иметь дробное значение. Например, если уже был достигнут 4-й УГТ и на момент контроля из числа нормированных задач с одинаковым весом (по ГОСТ Р 58048-2017, для данного уровня их 48 штук) выполнены 24, тогда текущий показатель технологической готовности будет равен 4,5.

Для удобства и наглядности оперативного контроля целесообразно представить состояние дел по каждой метрике готовности в виде семафорной («тепловой») матрицы. Типовая цветовая дифференциация обычно означает: зеленый – выполнено; желтый – в работе; красный – угроза срыва. При этом задачи каждого уровня можно выделять либо напрямую, либо дифференцировать через подуровни.

Для наглядной количественной интерпретации состояния дел по проекту в целом наиболее целесообразно использовать известный прием построения «лепестковой диаграммы», суть которого заключается в следующем. В качестве основных рассматриваются метрики готовности, определенные ГОСТ Р 58048-2017. Это УГТ, УГП, УГИ, УГС. Шкалы всех метрик готовности сопрягаются при этом с 9-уровневой шкалой технологической готовности (см. табл. 2).

Поскольку разные метрики готовности имеют разные шкалы, то их все целесообразно представить в относительном виде унифицированной шкалой от 0 до 1,0. Тогда метрики УГТ и УГИ будут иметь 10 делений с весом 0,111; метрика УГП – 10 делений с весом 0,10; метрика УГС – 5 делений с весом 0,2. Метрика рисков в данном случае представляется как величина, обратно-пропорциональная показателям УГТ и УГП, т.е. как риски самого

эволюционного процесса. В относительной шкале 0/1 этот показатель можно рассматривать как нарастающую вероятность успеха (см. выше). Вес одного деления составляет при этом 0,111 (как и для УГТ).

В случае привлечения для анализа дополнительных шкал – ERL, ORL, BRL, их деление проводится, как и выше, прямым сопряжением с УГТ в диапазоне от 0 до 1,0.

Расчеты (числовая идентификация данных, представленных в опросных листах и других документах) начинаются с оценки готовности технологий. При этом будет получено некоторое нецелое число, учитывающее (фиксирующее) как факт прохождения (достижения) определенного уровня (например, 4-го), так и выполнение определенной доли работ (задач) из установленного ГОСТом объема (перечня) при переходе от уровня 4 к уровню 5. Например, из 45 нормированных задач выполнены 32. Тогда текущая доля выполнения в пределах уровня равна 0,711, а показатель готовности равен 4,711. Относительно состояния, которого нужно достигнуть (УГТ 9), имеем относительный показатель $4,711/9,0 = 0,523$, который откладывается на соответствующей шкале лепестковой диаграммы (рис. 5).

Поскольку сам инновационный проект (разработка и внедрение на конкретном промышленном объекте новой высокотехнологичной продукции) в пределах жизненного цикла инновации проходит различные временные стадии зачастую с выраженным доминированием определенных составляющих, целесообразно на начальных стадиях проекта строить лепестковую диаграмму в упрощенном формате (например, УГТ, УГП, УГИ).

При таком подходе комплексный показатель готовности (проекта) вне зависимости от числа используемых для анализа метрик может быть выражен через отношение текущей и плановой площадей совокупного набора показателей готовности, т.е. $\Omega = \frac{S(\tau)}{S_0}$.

Эта характеристика часто является существенной для потенциального инвестора, оценивающего эффективность управления и принимающего решение о выборе проекта для финансирования. Наряду с семафорной диаграммой при этом получаем систему идентификации узких мест и информацию о состоянии проекта в целом.

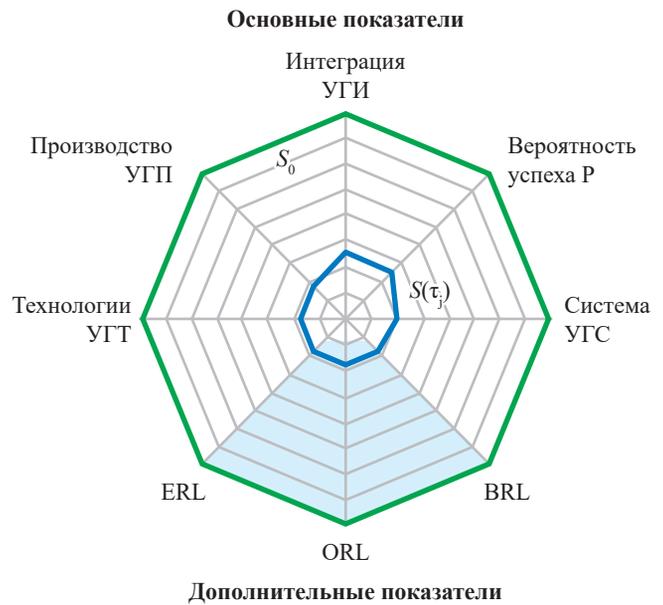


Рис. 5. Пример представления результатов оценки сбалансированности и динамики развития инновационного проекта по шести ключевым параметрам на лепестковой диаграмме:
 S_0 – итоговое состояние проекта по совокупности принятых показателей готовности; $S(\tau_j)$ – текущее состояние показателей готовности проекта

Общие принципы организации и управления инновационным процессом

Как показывает и мировая, и отечественная практика, инновационный процесс является, как правило, далеко не поступательным и может включать целый ряд итерационных процедур, когда, например, в результате проведения контрольных испытаний опытного образца потребовались пересмотр ряда технических параметров, проведение дополнительных исследований, расчетов, замена материалов, отдельных деталей и т.п.

В случае если в результате проведенной плановой экспертизы будет получен отрицательный результат, исполнитель должен (в соответствии с п. 4.15 ГОСТ Р 58048-2017) разработать план развития, который следует рассматривать как целевую программу перехода с уровня N на уровень $(N + 1)$, для чего требуется обосновать и выполнить комплекс специальных мероприятий по достижению поставленной цели, а также привлечь (создать) необходимые для этого материально-технические, кадровые и иные ресурсы.

Создание сложных инновационных технических систем происходит и будет происходить в условиях определенных ресурсных

ограничений. Для обоснования баланса между финансовыми и временными затратами необходима разработка соответствующих научно-технических программ. К подобным целевым программам предъявляются следующие общие критерии:

- четкая формулировка цели программы, соответствующая приоритетам политики компании, а также полномочиям и сферам ответственности организации-исполнителя;
- описание поддающихся количественной оценке ожидаемых результатов реализации программы, включая как непосредственные результаты (предоставление услуг определенного качества и объема), так и конечные результаты (эффект от предоставления услуг для их получателей);
- наличие системы показателей для измерения результатов реализации программы (индикаторов технологической, экономической и социальной эффективности) и целевых значений каждого из показателей, необходимых и достаточных для предварительной (на этапе подготовки), текущей (на этапе реализации) и завершающей (после завершения программы или ее этапа) оценки программы (анализ «затраты – выгода»);
- обоснование общих потребностей в ресурсах и детализация их номенклатуры и количества для достижения целей и отдельных результатов программы, оценка внешних условий и рисков для реализации программы;
- обоснование специальной системы управления для реализации программы, разграничение полномочий и ответственности на различных уровнях управления.

Одной из ключевых является при этом задача обоснования как общего перечня работ (мероприятий), необходимых для достижения поставленной (промежуточной) цели, так и, что очень важно, причинно-следственной (производственно-технологической) логики их выполнения, причем с обязательной привязкой к временной шкале и, как правило, в условиях ограниченных (не всегда достаточных) ресурсов.

Рекомендуемым в данном случае подходом является классический принцип декомпозиции за счет разделения базовой задачи (цели) и дифференциации ее сверху вниз на составные элементы (построение иерархической структуры), имеющие характерные признаки самостоятельной идентификации и обладающие структурными связями как между элементами в рамках рассматриваемого горизонта, так и между верхней и нижней стратами [30]. Схематически такая структура представлена на рис. 6.

При этом с самого начала имея в виду последующую разработку модели управления, целесообразно искать возможность структурировать задачи j -го уровня с максимальным набором альтернатив («степеней свободы»). В терминах булевой алгебры это будут логические символы «и», «или» перехода с одного уровня на другой.

Среди современных методических инструментов формирования и мониторинга программ особого внимания заслуживают сетевые модели. В отечественной литературе представлен целый ряд работ, где достаточно полно рассмотрены вопросы теории и практики использования сетевых методов при управлении научно-техническими разработками [31–33].

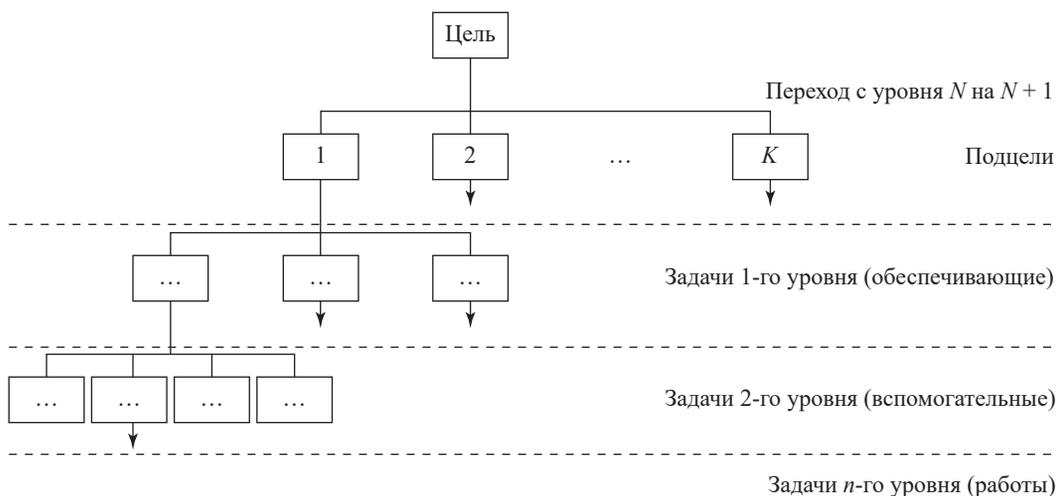


Рис. 6. Схематическое представление принципа декомпозиции

Общий пример построения сетевого графика представлен на рис. 7.

Любая работа сетевого графика соединяет два события: непосредственно предшествующее данной работе (начальное событие – i) и следующее за ней (конечное событие – j). Все события в сетевом графике кодируются. Таким образом, любая работа сети оказывается закодирована номерами ее начального и конечного событий (состояний). Например, для работы 02–03 событие 02 является начальным, событие 03 – конечным. Это дает возможность ввода всего массива работ в компьютер, их распределение по исполнителям.

Оптимизация работ заключается при этом, во-первых, в их распараллеливании и обеспечении возможности их выполнения в рамках одного временного интервала (или нескольких, но близкорасположенных) и на разных площадках и, во-вторых, в исключении «простоя», т.е. случаев, когда одна работа уже закончена, а технологически следующая за ней еще не подготовлена. По существу, по аналогичному принципу строится программа работ и по другим технологиям, входящим в состав сложной технической системы (СТС). В дальнейшем акцент делается уже на сопряжении отдельных технологий (элементов) между собой в рамках СТС и синхронизации сроков их поставки для предприятия-интегратора.

Следующим важнейшим понятием является понятие критического пути. Любая

последовательность работ в сети, в которой конечные события каждой работы совпадают с начальными событиями следующих за ней работ, называется путем. Критическим путем называется такая последовательность взаимосвязанных работ и событий, которая имеет наибольшую продолжительность во времени. Продолжительность критического пути характеризует и продолжительность всего комплекса работ в целом (на рис. 7 это путь $01 \rightarrow 04 \rightarrow 06 \rightarrow 07$).

Помимо выявления критического пути при расчете сетевого графика получают ряд необходимых показателей: ранние и поздние сроки начала и окончания работ, резервы времени, оценки вероятности событий и т.д. Эти показатели применяются для оптимизации плана, для принятия решений по рациональной организации выполнения всего комплекса работ. При этом необходимо исследовать чувствительность конечного результата на возможные (статистически обоснованные) изменения временных интервалов выполнения отдельных работ. Как правило, для этой цели используются методы PERT и Монте-Карло [32–34].

Сетевые методы для сложных технических систем в целом требуют разработки иерархии сетевых графиков. Сводный сетевой график будет охватывать все работы по программе, включая всех соисполнителей. Этот график будет достаточно укрупнен и схож с линейным. Частные сетевые графики охватят работы

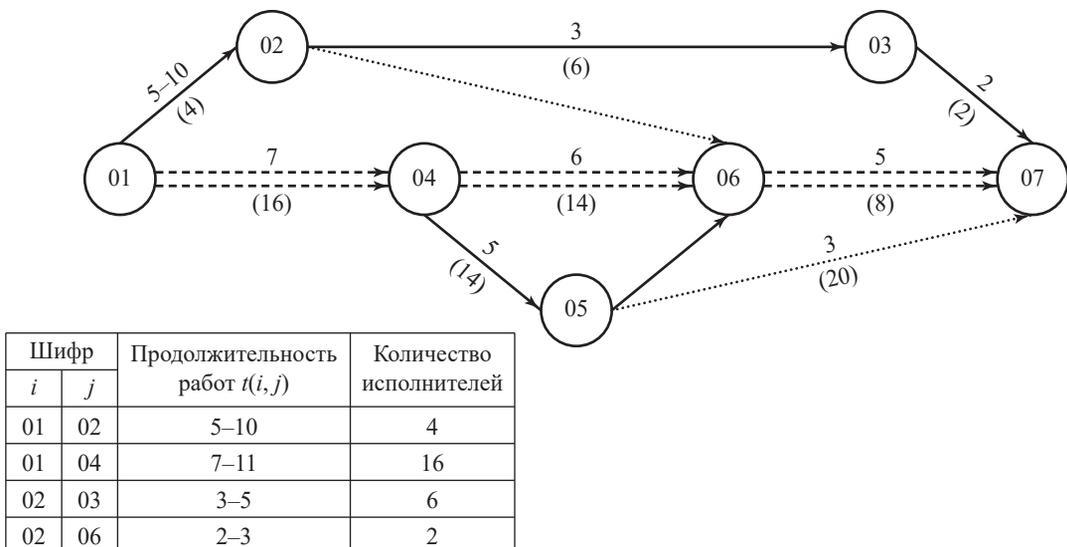


Рис. 7. Сетевой график (сетевая модель)

по отдельным организациям и будут частью сводного.

Следует также обратить внимание на то, что помимо понятия критического пути существует также понятие критического (потенциального критического) элемента сложной технической системы. При этом важно учитывать, что потенциальный критический элемент системы, порождая угрозу, связанную с возможностью выхода его «из строя», становится элементом, влияющим на функционирование системы в целом, если жизненный цикл этого элемента сопоставим или превышает жизненный цикл системы или затраты на создание элемента сопоставимы с затратами, характерными для системы в целом.

Модель жизненных циклов, таким образом, задает ограничения на альтернативы механизмов парирования угроз и обеспечения интересов, а модель критических элементов является основой для анализа системы и определения возможных угроз ее функционированию [35].

Для реализации сформированных планов необходимо разработать и обеспечить в организации-исполнителе соответствующий бизнес-процесс. В число наиболее передовых методов построения систем эффективного управления входит так называемый процессный подход, который заключается в выделении в организации сети процессов и управлении этими процессами для достижения максимальной эффективности деятельности организации.

Главными фокусами в любой системе управления являются «объект управления», т.е. то, чем управляют, и «субъект управления» – тот, кто управляет. Соответственно, для системы процессного управления эти фокусы определяются терминами «процесс» и «владелец процесса» [36].

Процесс – это устойчивая целенаправленная совокупность взаимосвязанных видов деятельности, которая по определенной технологии преобразует «входы» в «выходы», представляющие ценность для потребителя⁷. Как правило, в организации выделяют три основные группы процессов:

1) сквозные (межфункциональные) процессы, проходящие через несколько подразделений организации или через всю организацию,

т.е. пересекающие границы функциональных подразделений;

2) внутрифункциональные процессы (подпроцессы) подразделений, деятельность которых ограничена рамками одного функционального подразделения;

3) операции (функции) самого нижнего уровня декомпозиции деятельности организации (как правило, могут выполняться уже одним сотрудником).

Вход бизнес-процесса – продукт, который при выполнении целевых процедур преобразуется в выход. Вход всегда должен иметь своего поставщика. К входам процесса могут относиться сырье, материалы, полуфабрикаты, документация, информация, персонал, услуги и т.д.

Выход бизнес-процесса – материальный или информационный объект или услуга, являющиеся результатом выполнения процесса преобразования и используемые внешними по отношению к процессу клиентами. Выход процесса всегда имеет потребителя. В случае если потребителем является другой процесс, то для него этот выход служит входом. Выход (продукт) процесса также может использоваться в качестве ресурса при выполнении другого процесса. К выходам процесса могут относиться готовая продукция, документация, информация (в том числе отчетная), подготовленный персонал, услуги и т.д.

Ресурс бизнес-процесса – материальный или информационный объект, постоянно используемый для выполнения процесса, но не являющийся входом процесса. К ресурсам процесса могут относиться информация, персонал, оборудование, программное обеспечение, инфраструктура, среда, транспорт, связь и пр.

Владелец процесса в ходе планирования и управления процессом производит распределение и перераспределение ресурсов для достижения наилучшего результата процесса преобразований. Ресурсы процесса (их объем) планируются на большое количество циклов или длительный период работы процесса. Входы процесса (их объем) планируются на один или несколько циклов работы процесса или на выпуск определенного объема продукта.

Для того чтобы вести управление процессом, владелец процесса должен получать информацию о ходе самого процесса и информацию (обратную связь) от потребителя (клиента) процесса. Поэтому одной из важных

⁷ Определение из стандарта МС ИСО 9000:2000.

составляющих частей процессного управления является система поступления информации владельцу процесса.

Процесс не может существовать отдельно вне организации. Для обеспечения работы процессов руководство должно определить назначение процесса, поставить перед владельцем процесса цели и утвердить плановые значения показателей результативности и эффективности процесса. Владелец процесса, в свою очередь, принимает управленческие решения на основании поступившей информации и установленных планов.

Создание продукта и локализация бизнес-процесса в рамках одного структурного подразделения чаще всего предполагают взаимодействие с другими подразделениями, которые также выполняют определенные процессы. Управлять сквозным процессом в целом и отдельными его сегментами, находящимися в разных подразделениях, гораздо труднее. Существует ряд требований к выделению сквозного процесса:

- весь сквозной процесс от начала до конца должен протекать в пределах полномочий (зоны ответственности) одного владельца;
- этот владелец должен иметь в своем распоряжении необходимые ресурсы, полномочия и управлять всем сквозным процессом.

Необходимо обратить внимание на то, что выделение в организации сквозных процессов приводит к «потере» подразделениями части функций или работ.

Подавляющее большинство организаций в современном мире устроены по функционально-иерархическому принципу, подразумевающему наличие нескольких (3–12) уровней управления. При этом звенья иерархической системы (подразделения организации) часто сгруппированы по функциональному признаку, т.е. по видам деятельности внутри организации, например: управление сбыта, финансовый отдел, производственный отдел и т.д. Внутри каждого такого звена существует функциональная иерархия от начальника верхнего уровня к рядовому исполнителю. Очевидно, что внутри звеньев функциональной иерархии существуют потоки информации, направленные сверху вниз и снизу вверх.

На рис. 8 вертикальные потоки управленческих решений показаны пунктирными стрелками, идущими от вершины пирамиды (символизирующей иерархию управления) к основанию

и наоборот, информация о процессах идет снизу вверх.

Построение иерархии бизнес-процессов приводит к тому, что приходится в общем случае строить новую систему управления этими процессами. При этом в организации появятся две параллельно существующие системы менеджмента. Две системы управления (процессная и функциональная) потребуют двух систем учета и отчетности, двух систем распределения ресурсов, а формально – двух систем планирования. Количество отчетных документов возрастет как минимум в два раза.

Предлагается не порождать две параллельные системы менеджмента, а оставить традиционную систему, изменяя при этом границы структурных подразделений так, чтобы они совпадали с процессами, а не «рвали» их [36]. «Реальность» процессов достигается путем привязки сети (системы) процессов к функциональным подразделениям предприятия. Структура подразделений организации, безусловно, может оказаться неоптимальной для целей бизнеса. Выделяя, документируя и анализируя процессы в привязке к структуре, можно обосновать уже направленные изменения, обеспечивающие эффективное сочетание структуры и сквозных процессов, создающих ценность (т.е. продукты, услуги). Именно поэтому целесообразно начинать описание организационных процессов с описания функций, выполняемых структурными подразделениями.

На рис. 9 продемонстрированы для наглядности две распространенные ошибки, которые допускают при попытках описать сеть процессов организации. Первая ошибка: процесс № 5 (выделен цветом) не имеет ни одного входа, ничего не расходует и не использует для создания выхода (результата), который потребляет процесс № 8. Вторая ошибка: процесс № 10 (выделен цветом), наоборот, ничего не создает. Этот процесс только расходует входы и ресурсы, не выдавая на выход никакого результата.

Привязав процессы к функциональным подразделениям организации, можно добиваться:

- 1) однозначного определения границ процессов (по входам / выходам, функциям подразделений);
- 2) однозначного определения взаимодействия процессов в рамках сети (системы) процессов предприятия;

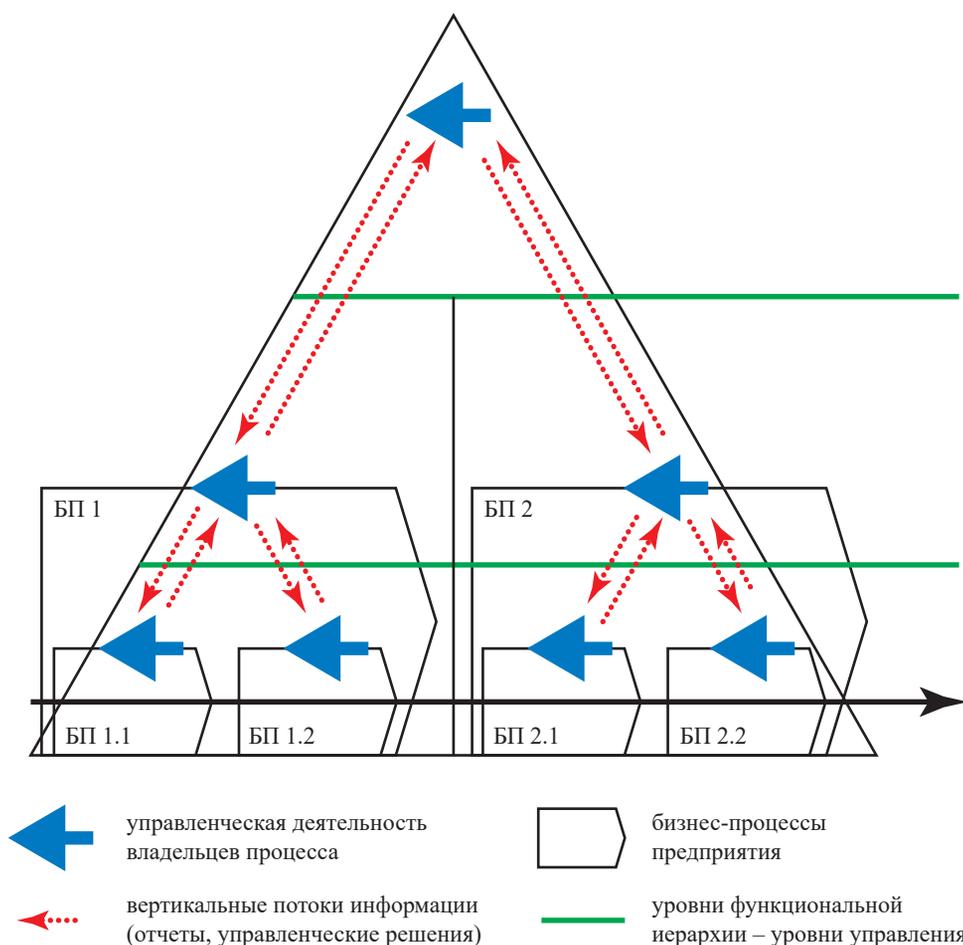


Рис. 8. «Вложенность» процессов по иерархии и вертикальные потоки информации

3) однозначного определения владельцев процессов, отвечающих за результативность и эффективность каждого процесса.

Можно резюмировать, что процесс включает:

- владельца процесса – должностное лицо, имеющее в своем распоряжении ресурсы процесса, с определенными правами, зоной ответственности и полномочиями;
- технологии процесса – порядок выполнения деятельности по преобразованию входов в выходы;
- системы показателей процесса – показателей продукта, показателей эффективности процесса, показателей удовлетворенности потребителей;
- управление процессом – деятельность владельца процесса по анализу данных о процессе и принятию управленческих решений;
- ресурсы процесса – информацию и материальные средства, которые владелец распределяет в ходе планирования работ по процессу и учитывает при расчете эффективности

процесса как соотношение затраченных ресурсов и полученного результата процесса.

Для того чтобы определить, какие процессы будут выделены в организации, необходимо их классифицировать и установить, по каким требованиям или критериям будет строиться система управления процессами. К основным процессам следует относить процессы, добавляющие ценность продукции для потребителя. Вспомогательные процессы напрямую не добавляют стоимости и являются по своей сути затратными. Критерием выделения вспомогательного процесса может являться, например, использование результатов этого процесса многими функциональными подразделениями и процессами. Важно, чтобы количество процессов, находящихся в подчинении у одного владельца, не превышало типовых норм управляемости (не более чем 7 ± 2 процесса).

Выделенные процессы не могут оставаться неизменными раз и навсегда. Периодически необходимо проводить аудит процессов

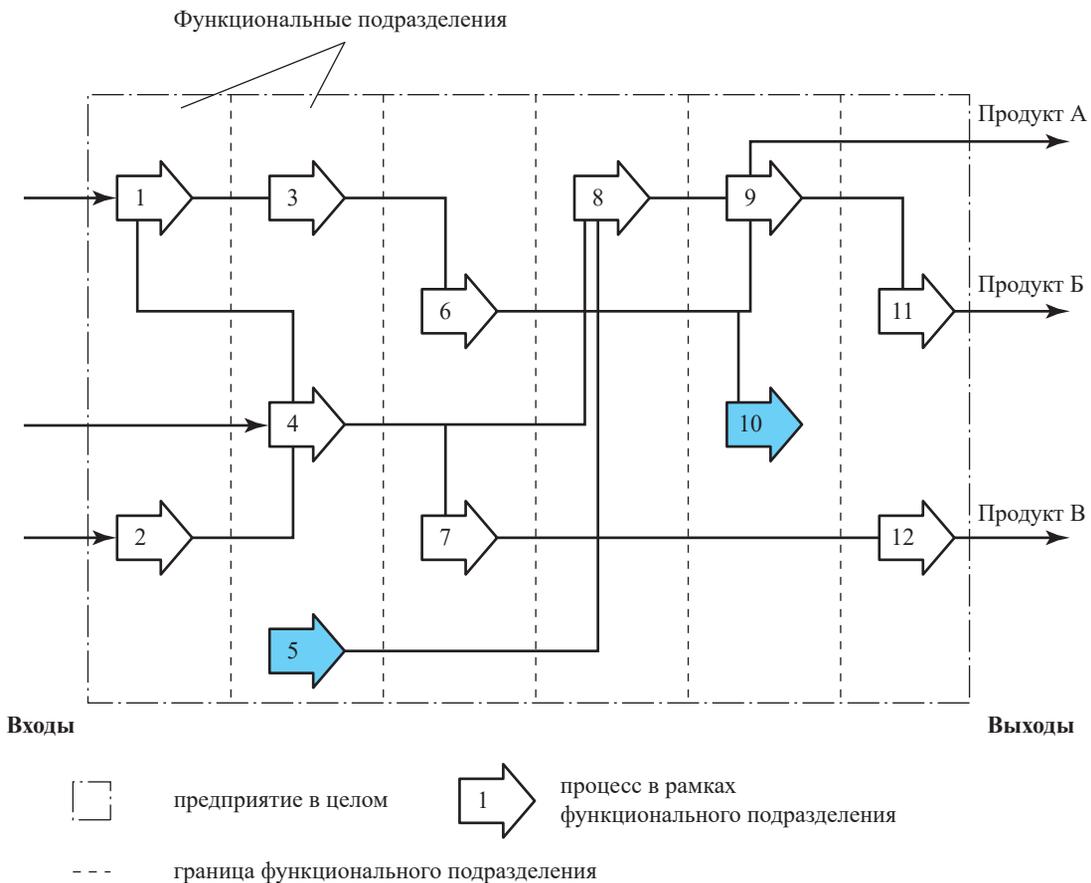


Рис. 9. Сеть процессов предприятия

с целью выяснения их эффективности и целесообразности пересмотра.

Как уже отмечалось, в рамках жизненного цикла инновации как сам процесс организации, так и результаты исследовательской деятельности, являясь, по существу, базисом всего инновационного процесса, несут в себе высокий уровень неопределенности и отсутствие четких критериев эффективности и качества. Отчасти это связано с терминологической путаницей, поскольку при этом не определены понятия «цель» и «успех». Заметим также, что в английском языке понятие «эффективность» выражается двумя различными терминами – *effectiveness* и *efficiency*. Первый характеризует, скорее, продукты исследования, второй – уровень организации именно процесса.

Для многих процессов производства, когда имеется возможность сразу оценить результат деятельности, можно наладить эффективное управляющее воздействие на процесс с помощью обратной связи. Но даже здесь часто обнаруживается неадекватность критериев оценки продукта. Это положение

приобретает особое значение в науке, где даже в прикладных исследованиях разрыв во времени между получением первичного результата и его полным использованием так велик, что отзыв «потребителя» уже может не представлять большой ценности для управления данным исследованием. А поскольку продукция здесь не является серийной (часто бывает уникальной), ретроспективное изучение также не дает прямых рекомендаций, хотя в целом необходимо для выявления коррекций результатов по косвенным индикаторам.

Обычно рассматриваются три характеристики исследовательского труда: интенсивность, продуктивность и эффективность. Относительно первого показателя следует учитывать, что различные виды ресурсов имеют разный предел скорости их использования. Если один из них становится лимитирующим, то остальные ресурсы, которые расходуются гораздо интенсивнее, уже не могут дать соответствующей отдачи.

Продуктивность труда характеризует скорее объем полученной научной продукции,

которая очевидно обладает потенциальной ценностью, однако еще не несет в себе оценки реальной полезности для потребителей.

Эффективность исследования – показатель, который предполагает получение оценки реальной ценности результата, данной потребителем. Однако исходный результат самого исследования и даже разработки – это пока «полуфабрикат», который раскрывает свой потенциал только в ходе дальнейших сложных и дорогостоящих операций, в которые вовлекается много дополнительных ресурсов, в них участвуют многие системы, причем их участие обязательно включает и творческий аспект. Поэтому методически правильнее рассматривать не только (и не столько) «экономический эффект исследования» (экономический эффект исследования реализуется в течение довольно длительного времени и с достоверностью может быть определен лишь в ретроспективе), а «эффект, получение которого стало возможным благодаря данному исследованию».

Принятие решений в условиях многокритериальности и альтернативности выбора

Выше при анализе технологической готовности было использовано понятие «интегратор» (или, условно, сборочное производство), когда в создании сложного инновационного технического изделия могут участвовать многочисленные подрядчики, зачастую различной ведомственной принадлежности (подчиненности). При этом, как правило, на головную (выпускающую) организацию возлагаются функции управления процессом достижения цели, в частности, вопросы выбора подрядчиков. Методические аспекты этой проблемы с точки зрения неопределенности и рисков достаточно подробно изложены [37–39] и здесь не рассматриваются.

В то же время, в контексте данной работы представляется целесообразным дополнительно акцентировать внимание именно на самой процедуре выбора подрядчика.

В общем случае процесс принятия решений может осуществляться в одной из трех возможных ситуаций:

- 1) в условиях определенности, когда данные известны точно;
- 2) в условиях риска, когда данные можно описать только с помощью вероятностных распределений;

3) в условиях неопределенности, когда данным нельзя приписать даже относительные веса, которые представляли бы степень их значимости в процессе принятия решений.

В последние десятилетия все более актуальным становится принятие обоснованных управленческих решений в условиях риска и информационной неопределенности. В свою очередь, это актуализирует потребность в соответствующих информационных технологиях – системах поддержки принятия решений, среди которых важное место занимают экспертно-аналитические системы (ЭАС), основанные на алгоритмах метода анализа иерархий (МАИ) и метода аналитических сетей (МАС). МАИ предназначен для сравнения фиксированного числа заданных альтернатив, когда критерии выбора, зачастую противоречивые, не могут быть измерены (описаны) в количественной форме, но могут быть заданы качественно. МАС в дополнение к этому учитывает связи между элементами и уровнями иерархической модели, что позволяет уточнить экспертные оценки не только относительно сравниваемых альтернатив, но и относительно самих критериев оценки [40, 41]. Здесь мы будем рассматривать только МАИ.

МАИ за рубежом нашел широкое применение для решения слабоструктурированных задач еще в 1970-е гг. С 1993 г. как результат публикации русского перевода книги Т. Саати [40] в научной литературе начинают появляться работы отечественных исследователей по экспертно-аналитическому моделированию сложных процессов на базе МАИ в различных областях экономики и управления. Интенсификации работ российских исследователей в данной области способствовала публикация в 2001 г. учебного пособия А.В. Андрейчикова и О.Н. Андрейчиковой [42], в котором рассматриваются экспертно-аналитические модели выбора альтернатив в условиях информационной неопределенности. Среди этих работ, в частности, следует упомянуть диссертационные исследования [43, 44], монографии [45, 46], учебные пособия [47].

Развитию отечественных исследований по применению МАИ для решения экономических задач способствовала также разработка специалистами Орловского государственного технического университета и Орловской региональной академии государственной службы в 2000–2001 гг. экспертно-аналитической

системы (ЭАС) Expert Decide, поддерживающей алгоритмы МАИ и обладающей дружелюбным интерфейсом [48]. Данная система позволяет группе экспертов взаимодействовать по обсуждаемой проблеме и объединять групповые суждения по принципу консенсуса. ЭАС Expert Decide, наряду с расчетными и графическими функциями, выполняет и некоторые аналитические функции, предоставляя эксперту возможность оперативного просмотра результатов, полученных другими экспертами, а также оценки степени их близости или различия. Известны также и другие программные продукты, поддерживающие алгоритмы МАИ, – система поддержки принятия решений MPRIORITY 1,0 (СПБГУ), система «Император» и др. [49–51].

МАИ служит для обоснования принятия решений в условиях определенности, но многокритериальности. МАИ не предписывает принимающему решение лицу (ЛПР) какого-либо «правильного» решения, а позволяет ему в интерактивном режиме найти такой вариант (альтернативу), который наилучшим образом согласуется с его пониманием сути проблемы и требованиями к ее решению.

Анализ проблемы принятия решения в МАИ начинается с построения иерархической структуры, которая включает цель, критерии, альтернативы. Иерархия считается полной, если каждый элемент заданного уровня связан со всеми элементами последующего уровня.

Решение проблемы – это процедура поэтапного установления приоритетов. На первом этапе выявляются наиболее важные компоненты проблемы, на втором – наилучший способ проверки и оценки выбранных альтернатив, на следующем этапе вырабатывается решение и оценивается его качество. Процесс может быть проведен также над последовательностью иерархий: в этом случае результаты, полученные в одной из них, используются в качестве входных данных при изучении следующей.

В соответствии с МАИ для оценок экспертами используются целые числа от 1 до 9 (табл. 3). При этом $a_{ij} = 1$ означает, что i -й и j -й критерии одинаково важны, а, например, $a_{ij} = 5$ отражает мнение, что i -й критерий значительно важнее, чем j -й. Если $a_{ij} = 9$, то это указывает на то, что i -й критерий чрезвычайно (заведомо) важнее j -го. Прочие промежуточные значения между 1 и 9 интерпретируются аналогично.

Рассмотрим общие теоретические положения МАИ на простом примере, суть которого заключается в выборе ЛПР места для размещения производства нового высокотехнологичного оборудования между тремя подрядчиками A , B , C (в качестве альтернатив). При этом приняты два основных критерия достижения цели: местонахождение подрядчика (упрощение логистики) и его репутация (рейтинг). ЛПР оценивает репутацию подрядчика как

Таблица 3

Шкала парных сравнений (относительной важности) Т. Саати

Степень предпочтения	Определение	Пояснение
1	Критерии равнозначны	Значимость обоих сравниваемых ресурсных критериев одинакова
2	Промежуточное значение	
3	Слабое преимущество	Опыт эксперта позволяет считать значимость 1-го ресурсного критерия сравниваемой пары несколько выше значимости 2-го критерия
4	Промежуточное значение	
5	Сильное преимущество	Эксперт считает, что значимость 1-го ресурсного критерия сравниваемой пары выше, чем 2-го
6	Промежуточное значение	
7	Явное преимущество	Эксперт считает, что значимость 1-го ресурсного критерия сравниваемой пары явно выше, чем 2-го, и имеющаяся информация в отношении анализируемых ресурсных критериев, а также расчеты на моделях это подтверждают
8	Промежуточное значение	
9	Абсолютное преимущество	У эксперта нет никаких сомнений относительно того, что значимость 1-го ресурсного критерия сравниваемой пары несравнимо выше, чем 2-го

значительно более важный критерий, чем его местонахождение (в пять раз выше по шкале парных сравнений).

Обозначив через R критерий репутации подрядчика, а через L критерий его местонахождения, с учетом оценок критериев по степени важности по таблице парных сравнений можно записать матрицу A сравнения критериев R и L следующим образом:

$$A = \begin{matrix} & L & R \\ \begin{matrix} L \\ R \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & 1/5 \\ 5 & 1 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Здесь элементу a_{21} матрицы A приписано значение 5. Это автоматически предполагает, что $a_{12} = 1/5$.

Относительные веса критериев R и L определяются путем деления элементов каждого столбца на сумму элементов этого же столбца (делим элементы первого столбца на значение $1 + 5 = 6$, элементы второго – на значение $1 + 1/5 = 1,2$). Искомые относительные веса W_R и W_L критериев вычисляются теперь в виде средних значений элементов соответствующих строк нормализованной матрицы N . Следовательно,

$$N = \begin{matrix} & L & R \\ \begin{matrix} L \\ R \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0,17 & 0,17 \\ 0,83 & 0,83 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Средние значения элементов строк:

$$W_R = \frac{0,83 + 0,83}{2} = 0,83; \quad W_L = \frac{0,17 + 0,17}{2} = 0,17.$$

Относительные веса альтернативных решений, соответствующих подрядчикам A , B и C , вычисляются в пределах каждого критерия R и L с использованием следующих двух матриц сравнения, для которых принимается, что значительно ближе других находится подрядчик C , а подрядчик B несколько более предпочтителен репутационно по отношению к A , но заведомо хуже C . По шкале парных сравнений это соответствует показателям 5 и 2 соответственно (сравнение проводится в последовательности $A \rightarrow B$; $A \rightarrow C$; $B \rightarrow C$).

$$A_L = B \begin{matrix} & A & B & C \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & 1/2 & 1/5 \\ 2 & 1 & 1/2 \\ 5 & 2 & 1 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Суммы элементов столбцов = [8; 3,5; 1,7].

Аналогично

$$A_R = B \begin{matrix} & A & B & C \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & 2 & 3 \\ 1/2 & 1 & 3/2 \\ 1/3 & 2/3 & 1 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

При делении элементов каждого столбца матриц A_R и A_L на сумму элементов этих же столбцов получаем следующие нормализованные матрицы.

$$N_L = B \begin{matrix} & A & B & C \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0,125 & 0,143 & 0,118 \\ 0,250 & 0,286 & 0,294 \\ 0,625 & 0,571 & 0,588 \end{pmatrix} \end{matrix} \quad \begin{matrix} \text{Средние значения элементов строк:} \\ W_{LA} = (0,125 + 0,143 + 0,118)/3 = 0,129; \\ W_{LB} = (0,250 + 0,286 + 0,294)/3 = 0,277; \\ W_{LC} = (0,625 + 0,571 + 0,588)/3 = 0,594. \end{matrix}$$

$$N_R = \begin{matrix} & A & B & C \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \end{matrix} & \begin{pmatrix} 0,545 & 0,545 & 0,545 \\ 0,273 & 0,273 & 0,273 \\ 0,182 & 0,182 & 0,182 \end{pmatrix} \end{matrix}$$

Средние значения элементов строк:
 $W_{RA} = (0,545 + 0,545 + 0,545)/3 = 0,545;$
 $W_{RB} = (0,273 + 0,273 + 0,273)/3 = 0,273;$
 $W_{RC} = (0,182 + 0,182 + 0,182)/3 = 0,182.$

Величины $(W_{RA}, W_{RB}, W_{RC}) = (0,545; 0,273; 0,182)$ дают соответствующие веса подрядчикам A , B и C с точки зрения их репутации. Аналогично величины $(W_{LA}, W_{LB}, W_{LC}) = (0,129; 0,277; 0,594)$ являются относительными весами подрядчиков с точки зрения их местонахождения.

Проведенные выше построения схематично представлены на рис. 10.

Общая оценка основана на вычислении комбинированного весового коэффициента для каждого из трех подрядчиков. Имеем для A : $0,17 \cdot 0,129 + 0,83 \cdot 0,545 = 0,4743$; для B : $0,17 \cdot 0,277 + 0,83 \cdot 0,273 = 0,2737$; для C : $0,17 \cdot 0,594 + 0,83 \cdot 0,182 = 0,2520$. Таким образом, оптимальным выбором в данном случае является альтернатива A .

Важным (и в методическом плане однозначно необходимым) критерием эффективного анализа является показатель согласованности матрицы сравнения. При этом считается, что исходные матрицы сравнения A и A_R являются согласованными, а матрица A_L таковой не является. С математической точки зрения согласованность матрицы A означает, что $a_{ij} \cdot a_{jk} = a_{ik}$ для всех i, j, k . Например, в матрице A_R имеем $a_{13} = 3$ и $a_{12} \cdot a_{23} = 2 \cdot 3/2 = 3$. Кроме того, все диагональные элементы a_{ij} матрицы A должны быть равны 1, так как они выражают оценку критерия относительно самих себя.

В качестве весов, полученных в результате экспертного оценивания, принимают компоненты максимального собственного вектора матрицы парных сравнений A . Если ω – максимальный собственный вектор матрицы A , то для нахождения его компонентов необходимо решить уравнение.

$$A \cdot \omega = \lambda_{\max} \cdot \omega,$$

где λ_{\max} – собственное число матрицы A .

Матрица A согласована, как уже отмечалось, если $a_{ij} \cdot a_{jk} = a_{ik}$ для всех i, j, k . Это соотношение соответствует правилу логического вывода, согласно которому: если i -й объект предпочтительнее k -го объекта на a_{jk} и k -й объект предпочтительнее j -го объекта на a_{kj} , то i -й объект предпочтительнее j -го объекта на a_{ij} , причем $a_{ij} \cdot a_{jk} = a_{ik}$. Известно также, что согласованность положительной обратно симметричной матрицы A эквивалентна требованию $\lambda_{\max} = n$, где n – размерность матрицы.

Отклонение от согласованности определяется индексом согласованности $CR = \frac{CI}{RI}$, где $CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}$ – коэффициент согласованности матрицы A ; $RI = 1,98 \frac{n - 2}{n}$ – стохастический

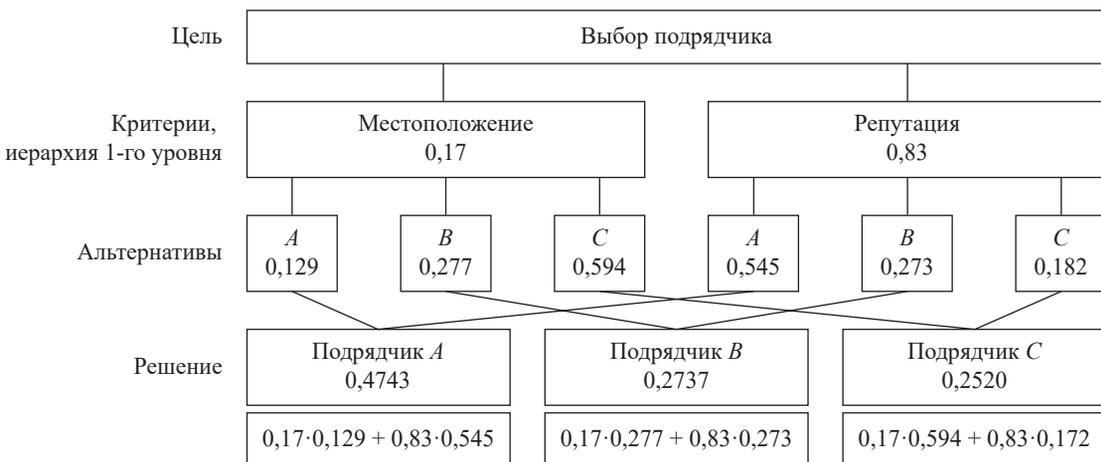


Рис. 10. Пример визуализации выбора подрядчика с использованием МАИ

Таблица 4

Допустимая согласованность матриц парных сравнений

Размер матрицы	3	4	5	6	7	8	9	10
Средняя согласованность	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49
Максимально допустимое значение CR	0,116	0,180	0,224	0,248	0,264	0,282	0,290	0,298

коэффициент согласованности матрицы A . RI в этом уравнении определяется эмпирическим путем как среднее значение CI для большой выборки генерированных случайным образом матриц сравнения A . Средние значения CR для матриц порядка от 1 до 10, полученные на базе 500 случайных выборок [40], представлены в табл. 4.

Величина CR, чтобы быть приемлемой, должна составлять около 10 % или менее (в некоторых случаях допускается 20 %, но не более). Если CR выходит из этих пределов, то экспертам нужно заново исследовать задачу и проверить свои суждения.

Как было показано выше, матрица A_L является несогласованной, так как столбцы нормализованной матрицы A_L неодинаковы. Исследуем согласованность матрицы A . Вычислим значение n_{\max} . Из полученных выше расчетов имеем, что собственный вектор имеет следующие компоненты: $\bar{w}_1 = 0,129$; $\bar{w}_2 = 0,277$; $\bar{w}_3 = 0,594$. Следовательно,

$$A\bar{w} = \begin{pmatrix} 1 & 1/2 & 1/5 \\ 2 & 1 & 1/2 \\ 5 & 2 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0,129 \\ 0,277 \\ 0,594 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,3863 \\ 0,8320 \\ 1,7930 \end{pmatrix}.$$

Откуда получаем $n_{\max} = 0,3863 + 0,8320 + 1,7930 = 3,0113$.

Следовательно, для $n = 3$ имеем:

$$CI = \frac{n_{\max} - n}{n - 1} = \frac{3,0113 - 3}{3 - 1} = 0,00565;$$

$$RI = 1,98 \frac{n - 2}{n} = 1,98 \cdot \frac{1}{3} = 0,66;$$

$$CR = \frac{CI}{RI} = \frac{0,00565}{0,66} = 0,00856.$$

Поскольку $CR = 0,00856 < 0,116$, уровень несогласованности матрицы A_L , по данным табл. 4, является приемлемым, и в качестве весов критериев A , B , C принимаются значения: $\bar{w}A = 0,129$; $\bar{w}B = 0,277$; $\bar{w}C = 0,594$.

Обоснование контрольных точек мониторинга инновационного процесса с учетом риска недостижения цели

Вернемся к проблеме проведения оценок зрелости различных показателей инновационного процесса. Обратим внимание на то, что при формальной констатации факта достижения определенного уровня зрелости, по существу, не рассматривается такой значимый фактор, как время (см. выше), и «затеняются» такие важные показатели, как «трудность достижения цели» (промежуточной), а также наличие ресурсов (включая производственно-технологический задел), необходимых для последующего поступательного движения к общей цели. Заметим также, что, начиная примерно с 3-го уровня технологической зрелости необходима разработка (примерно однотипной по сущностному содержанию) специальной программы мероприятий по решению набора задач, определяющих достижение последующего уровня зрелости, т.е. на каждом уровне необходимо разрабатывать соответствующую модель проектного управления (см. выше). В контексте анализируемой проблемы представляется важным рассмотреть понятие «трудность достижения цели» более подробно.

Пусть объекту, выполняющему задачу, предписывается достичь к заданному моменту времени определенного результата (значения какого-либо показателя). Задачей системы контроля будет являться оценка текущего состояния системы, т.е. объема выполненных работ, риска невыполнения плана, а также близости состояния системы к «критической области», откуда достижение цели станет уже невозможным при любых допустимых затратах. В такой постановке система контроля будет являться одновременно и системой перепланирования.

Допустим, что за время $t_{\text{пл}}$ нужно добиться результата, количественным выражением которого служит $A_{\text{пл}}$ (рис. 11). При анализе особенностей системы контроля движения к цели в данном случае будем исходить из того, что

уполномоченными (ведомственными) структурами или профильными экспертными организациями могут быть заданы предельные векторы скорости движения к цели – v_{\max} (максимальный) и v_{\min} (минимальный). При этом, например, минимальная скорость движения может быть обоснована имеющейся статистической информацией о выпуске данным машиностроительным предприятием продукции, близкой по тактико-техническим характеристикам, а максимальная – как желательная скорость движения, для достижения которой могут быть привлечены дополнительные организационно-технические и финансовые ресурсы.

Проведем из точки $M(A_{\text{пл}}, t_{\text{пл}})$ две линии, параллельные заданным векторам скоростей, что сразу будет обозначать коридор возможных значений траектории движения к цели (см. рис. 11). Нужно обосновать «критические» точки контроля состояния объекта, выполняющего работу, когда нужно принять решение об управляющем воздействии или решение о пересмотре параметров цели. Если в процессе движения объект попадает в область, лежащую в нашем случае ниже прямой MN , то достижение заявленной цели в заданное время станет уже невозможным, поэтому эта область становится запретной, и приближение к ней надо рассматривать как угрозу невыполнения задачи. Контроль объекта должен быть организован таким образом, чтобы можно было своевременно вмешаться в процесс и скорректировать деятельность объекта, если его состояние приближается к опасной зоне. Задача в подобной постановке и способ ее решения рассматриваются М.К. Бабунашвили и др. [52, 53].

Предложена также видоизмененная постановка этой задачи, представляющая для нас непосредственный интерес, когда контроль – это не разовая, а непрерывная операция, и в каждый момент времени нужно принимать решение об «интенсивности» контроля на последующий момент [54]. Дополнительным эффектом решения данной задачи будет возможность для любого момента времени узнать текущую «трудность достижения цели», которая может трактоваться как степень риска невыполнения плана.

Для любого момента t можно оценить текущую «трудность достижения цели» $d(t)$

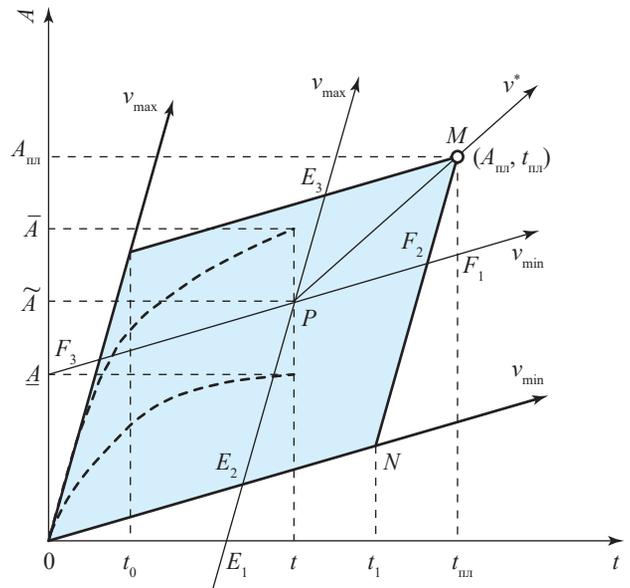


Рис. 11. Схема анализа траектории движения к цели

(или вероятность недостижения цели) следующим образом (см. рис. 11):

$$d(t) = \frac{v^*(t) - v_{\min}}{v_{\max} - v_{\min}};$$

$$v^*(t) = \frac{A_{\text{пл}} - A(t)}{t_{\text{пл}} - t},$$

где $v^*(t)$ – минимальная постоянная скорость, с которой необходимо двигаться из текущей точки $(t, A(t))$, чтобы выполнить плановый объем работ в срок.

Таким образом, за вероятность достижения цели для текущей точки (момента времени) принимается отношение длины отрезка возможных скоростей к длине отрезка приемлемых скоростей (двигаясь с которыми постоянно, можно выполнить задание не позже отведенного срока). Тогда

$$\tilde{A}(t) = \int_0^t \tilde{v}(\tau) d\tau;$$

$$\bar{A}(t) = \int_0^t \bar{v}(\tau) d\tau = \int_0^t \left(\tilde{v}(\tau) + \frac{v_{\max} - v_{\min}}{2} \delta(\tau) \right) d\tau;$$

$$\underline{A}(t) = \int_0^t \underline{v}(\tau) d\tau = \int_0^t \left(\tilde{v}(\tau) - \frac{v_{\max} - v_{\min}}{2} \delta(\tau) \right) d\tau,$$

где $\tilde{v}(t)$, $v(t)_{\max}$, $v(t)_{\min}$ – соответственно мгновенная, верхняя и нижняя оценки скорости в момент t ; $\tilde{v}(t)$, $\bar{v}(t)$, $\underline{v}(t) \in [v_{\min}, v_{\max}]$, причем точность оценки $\Delta v(t) = (v_{\min} - v_{\max})\delta(t)$;

$$\bar{v}(t) = \tilde{v}(t) + \frac{\Delta v(t)}{2}; \quad \underline{v}(t) = \tilde{v}(t) - \frac{\Delta v(t)}{2};$$

$\delta(t)$ – относительная точность измерения скорости $\delta(t) \in [0, 1]$; $\tilde{A}(t)$, $\bar{A}(t)$ и $\underline{A}(t)$ – оценки проделанной работы к моменту t , рассчитанные через $\tilde{v}(t)$, $\bar{v}(t)$ и $\underline{v}(t)$ соответственно.

Можно показать, что

$$\delta(t) = \frac{\sqrt{t_{пл}} \left(v_{max} - \frac{A_{пл}}{t_{пл}} \right) - \int_0^t \frac{v_{max} - \tilde{v}(\tau)}{\sqrt{t_{пл} - \tau}} d\tau}{(v_{max} - v_{min}) \sqrt{t_{пл} - t}}.$$

Для частного случая, когда $\tilde{v}(t) = 0,5(v_{max} + v_{min}) = \text{const}$, относительная точность

$$\delta(t) = 1 - \sqrt{\frac{t_{пл}}{t_{пл} - t} \left(\frac{A_{пл}}{v_{max} - v_{min}} - \frac{t_{пл}}{v_{max} - v_{min}} \right)}.$$

Найдем для этого случая величины t_0 и t_1 (t_0 и t_1 – временные координаты моментов достижения контрольных точек области существования траектории движения к цели – см. рис. 11). Подставив $\delta(t_0) = 1$ в последнее выражение, получим

$$\left(\frac{A_{пл} - v_{min}}{v_{max} - v_{min}} \right) \sqrt{\frac{t_{пл}}{t_{пл} - t}} = 0,$$

а значит, если задача нетривиальна и достижение цели за время $t_{пл}$ невозможно даже при постоянном движении с минимальной скоростью, то контроль прекращать нельзя.

Аналогично при $\delta(t_0) = 0$ имеем

$$t_1 = t_{пл} \left(1 - \left(\frac{A_{пл} - v_{min}}{v_{max} - v_{min}} \right)^2 \right).$$

Идея введения коэффициентов трудности достижения цели и разработки способов их расчета принадлежит И.Б. Руссману (при прочих равных условиях получить результат определенного качества тем труднее, чем ниже качество ресурса и выше требования к качеству результата) [52].

С точки зрения достижения целей системы не все значения качеств ресурсов являются достижимыми. Поэтому используется дополнительно понятие требования к качеству k -го ресурса – ε_k , удовлетворяющее условиям $0 < \varepsilon_k < 1$ и $\varepsilon_k \leq \mu_k$ (μ_k – относительная оценка качества k -го ресурса, $0 < \mu_k \leq 1$). Можно показать [52],

$$\text{что } d = \frac{\varepsilon(1 - \mu)}{\mu(1 - \varepsilon)}.$$

Для рассматриваемой задачи: $d = \max(d_1, d_2)$, где

$$d_1 = \frac{\varepsilon_1(1 - \mu_1)}{\mu_1(1 - \varepsilon_1)} = \frac{|E_1 E_2| \cdot |E_3 P|}{|E_1 P| \cdot |E_2 E_3|} \text{ (см. рис. 11),}$$

что после подстановки приведенных выше выражений дает следующие формулы для $d_i(t)$:

$$d_1(t) = \frac{v_{min} \frac{v_{max} t - A(t)}{v_{max} - v_{min}} [A_{пл} - v_{min} t_{пл} - t(v_{max} - v_{min})]}{A(t) [A_{пл} - v_{min} t_{пл} + A(t) - v_{max} t]},$$

$$d_2(t) = \frac{\frac{v_{max} t - A(t)}{v_{max} - v_{min}} [A(t) - A_{пл} - v_{min} t_{пл} + v_{min} t]}{(t_{пл} - t)(v_{max} t_{пл} - A_{пл})}.$$

Риск недостижения цели трактуется при этом как

$$r(M) = \max \left\{ \ln \left(\frac{1}{1 - d_1} \right); \ln \left(\frac{1}{1 - d_2} \right) \right\}.$$

Подставляя в выражение для расчета $d_i(t)$ вместо $A(t)$ величину $\underline{A}(t)$ (см. выше), с учетом $\delta(t) = 1 - d(t)$ и условия $\tilde{A}'(t) = v(t)$ можно получить соответствующее дифференциальное уравнение (ввиду громоздкости оно здесь не приводится), решение которого позволяет дать оценку данного вида трудности d_i .

Поскольку процедура контроля движения к цели является в данном случае ключевой, рассмотрим ее более подробно для характерных вариантов построения коридора траектории движения в трактовке Е.В. Куркина [55] (рис. 12).

Рассмотрим две трудности: d_1 и d_2 , причем d_1 стремится к 1 (к максимальной трудности),

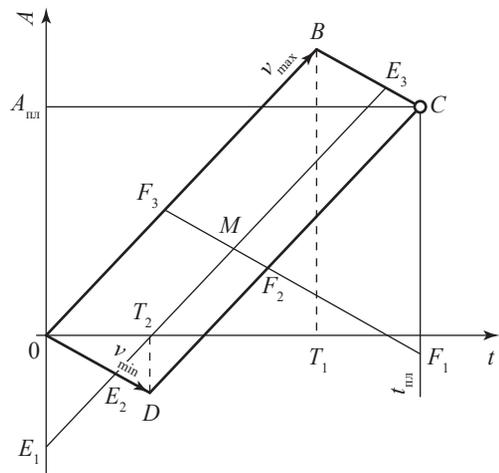


Рис. 12. К расчету допустимых положений объекта управления

когда M приближается к прямой OD , поскольку область, лежащую ниже прямой OD , будем считать, как уже отмечалось, запретной. Аналогично d_2 стремится к 1 при приближении точки M к прямой CD , так как область, лежащая за прямой CD , также является запретной.

Поскольку точка E_1 лежит на оси OA , а E_2 – на прямой OD , то ε будет являться нижней границей к качеству ресурса, и чем ближе OD к оси OA (имеется в виду, чем меньше угол между ними), тем меньше требования к нижней границе качества мы предъявляем. Полное отсутствие требований будет выражаться в совпадении прямой OD с осью OA и соответствовать отрицательной бесконечной минимальной скорости объекта. И так как исследуемая точка контроля M находится в параллелограмме $OBCD$, то она всегда будет выше точки E_2 и оценка качества ресурса $\mu = \frac{E_1M}{E_1E_3}$ будет больше ε – нижней границы требований к качеству.

Аналогичная ситуация с максимальной скоростью, где

$$\varepsilon = \frac{E_1E_2}{E_1E_3} = \frac{F_1F_2}{F_1F_3}, \mu = \frac{F_1M}{F_1F_3}.$$

При увеличении максимальной скорости F_2 будет стремиться к F_1 , тем самым нижняя граница требований к максимальной скорости объекта будет убывать. Подставляя ε и μ в формулу трудности (см. выше), получим

$$d_1 = \frac{E_1E_2(E_1E_3 - E_1M)}{E_1M(E_1E_3 - E_1E_2)} \text{ и } d_2 = \frac{F_1F_2(F_1F_3 - F_1M)}{F_1M(F_1F_3 - F_1F_2)}.$$

Рассмотрим вопрос отыскания временного отрезка контроля системы. Введем в рассмотрение две точки на временной шкале T_1 и T_2 (рис. 13). Найдем для них выражения через параметры состояния, абсциссы пересечения прямых OB и BC и прямых OD и CD :

$$T_1 = \frac{A_{пл} - v_{\min} t_{пл}}{v_{\max} - v_{\min}}; T_2 = \frac{v_{\max} t_{пл} - A_{пл}}{v_{\max} - v_{\min}}.$$

Приравнивая выражения для T_1 и T_2 , получаем:

$$v_{\max} + v_{\min} < \frac{2A_{пл}}{t_{пл}} \quad \text{при } T_1 > T_2;$$

$$v_{\max} + v_{\min} \geq \frac{2A_{пл}}{t_{пл}} \quad \text{при } T_1 \leq T_2.$$

В первом случае контроль следует производить на отрезке $[T_1, T_2]$, так как объект мог первоначально двигаться с максимальной скоростью и к моменту T_1 попасть в точку B , после чего, двигаясь даже с минимальной скоростью, мы достигнем цели. После же момента T_2 объект может попасть в запретную область, из которой, даже двигаясь с максимальной скоростью, ему уже не выйти. В случае $T_1 \geq T_2$, контроль необходимо производить за время не позднее точки T_2 , так как в противном случае система может выйти из-под контроля, таким образом получаем отрезок $[0, T_2]$. В этом случае, т.е. для $T_1 > T_2$, под T_1 будем понимать 0, чтобы сохранить обозначение отрезка контроля $[T_1, T_2]$.

Выразим стоящие в формулах d_1 и d_2 длины отрезков через параметры состояния

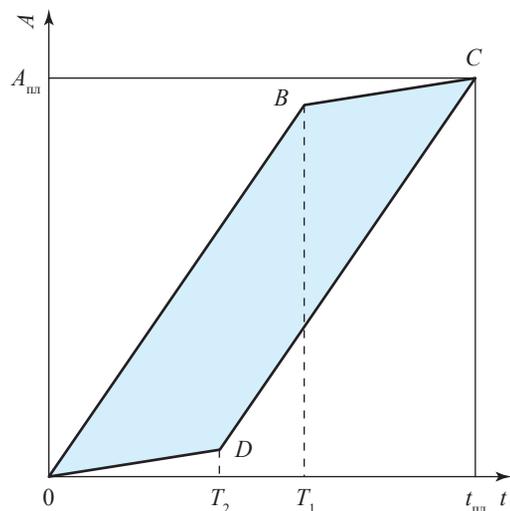
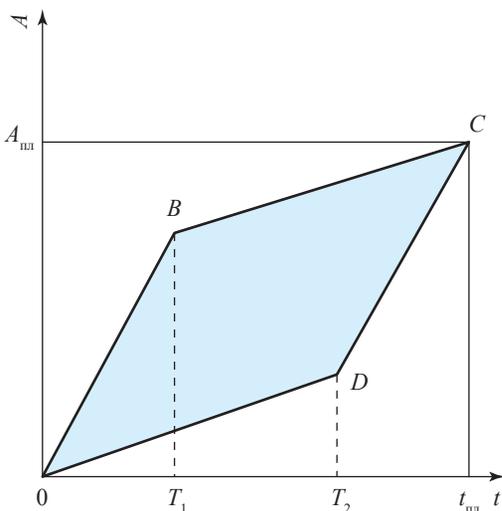


Рис. 13. Варианты расположения точек контроля

$(A_{пл}, t_{пл}, v_{max}, v_{min})$ и координаты точки (A_0, t_0) , для этого сначала необходимо найти координаты точек $E_1, E_2, E_3, F_1, F_2, F_3$ (см. рис. 12). Далее можно вычислить длины отрезков, входящих в состав формулы трудностей:

$$d_1 = \frac{(v_{max}t_0 - A_0)(A_{пл} + v_{min}t_0 - v_{min}t_{пл} - A_0)}{t_0(A_{пл} - v_{min}t_{пл})(v_{max} - v_{min})},$$

$$d_2 = \frac{(v_{max}t_0 - A_0)(A_{пл} + v_{min}t_0 - v_{min}t_{пл} - A_0)}{(t_{пл} - t_0)(v_{max}t_{пл} - A_{пл})(v_{max} - v_{min})}.$$

Таким образом, можем выписать модель для вычисления точки контроля M [52]:

$$\left. \begin{aligned} d(t_0) &= d_1(t_0) + d_2(t_0) - d_1(t_0)d_2(t_0) = 1 - (1 - d_1)(1 - d_2), \\ d_1(t_0) &= \frac{(v_{max}t_0 - F(t_0))(A_{пл} + v_{min}t_0 - v_{min}t_{пл} - F(t_0))}{t_0(A_{пл} - v_{min}t_{пл})(v_{max} - v_{min})}, \\ d_2(t_0) &= \frac{(v_{max}t - F(t_0))(A_{пл} + v_{min}t - v_{min}t_{пл} - F(t_0))}{(t_{пл} - t_0)(v_{max}t_{пл} - A_{пл})(v_{max} - v_{min})}, \\ T_1 \leq t_0 \leq T_2. \end{aligned} \right\}$$

Решение данной задачи дает координату точки минимума функции трудности $d(t_0)$ (оптимальная точка проведения контрольного мероприятия при минимуме затрат).

После получения очередной точки контроля необходимо провести перерасчет параметров системы: из планового результата вычесть уже достигнутое и из планового срока вычесть значение найденной оптимальной точки контроля с момента предыдущего контроля, получив тем самым новые параметры состояния, и далее рассматривать полученную задачу как исходную.

Найдя таким образом некоторое количество точек контроля со значениями трудности в них, необходимо эти значения просуммировать по формуле

$$d = d_1 \oplus d_2 \oplus \dots \oplus d_n = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - d_i).$$

В результате получим итоговую трудность, которая будет являться характеристикой конкретной траектории движения рассматриваемого объекта.

Приведенный алгоритм контроля может применяться для системы, следующей к единой скалярной цели. В тех случаях, когда цель задана вектором – многокритериальная цель, необходимы более общие алгоритмы контроля, рассмотренные, например, Е.В. Куркиным [55]. Использование метода И.Б. Руссмана в приложении к ряду прогнозных задач развития структурно сложных систем приведено в нескольких работах [4, 57, 57].

Представленная выше модель может быть реализована штатными средствами MS Excel без программирования.

Заключение

1. Современные инновационные проекты в силу специфики инновационной деятельности организаций объективно связаны с высоким уровнем рисков, вызванных как правило, продолжительным жизненным циклом инноваций, а также неопределенностью и слабой предсказуемостью параметров внешней среды. Как следствие, и в отечественной, и в мировой практике известны далеко не единичные случаи значительных отклонений фактических показателей инновационной деятельности от плановых.

2. Указанные особенности инновационных процессов диктуют необходимость использования при формировании средне- и долгосрочных программ развития инструментов идентификации, анализа и управления рисками в рамках жизненного цикла инноваций. Одним из наиболее эффективных инструментов мониторинга инновационных рисков, причем на всех этапах жизненного цикла проекта, является последовательная идентификация состояния системы через этапы с характерным набором параметров, из которых формируются специальные шкалы (метрики) готовности к использованию отдельного нового продукта или сложной технической системы. При этом важно, чтобы набор используемых метрик позволял

рассматривать и контролировать развитие инновационного проекта в целом.

3. Для повышения динамичности инновационного процесса особое внимание должно быть уделено при этом самой процедуре обеспечения перехода системы на более высокий уровень зрелости (готовности) как процессу достижения промежуточной цели. Представляется наиболее рациональным использовать при этом методические подходы и инструменты программно-целевого планирования и управления, в том числе сетевые методы и модели, с учетом возможных ограничений на ресурсы и отклонений отдельных работ от плановых сроков.

4. Поскольку ряд управленческих решений в ходе инновационного процесса приходится принимать, как правило, при отсутствии

количественных приоритетов в условиях альтернативности и многокритериальности, для повышения обоснованности выбора целесообразно использовать метод парных сравнений Т. Саати.

5. Эффективность мониторинга инновационного процесса будет зависеть прежде всего от выбора параметров (индикаторов) состояния системы и обоснования совокупности контрольных точек процесса, позволяющих своевременно выявлять отклонения процесса от заданной траектории, оценивать их критичность и обеспечивать необходимые корректирующие действия.

Одним из наиболее перспективных методов подобного анализа является метод оценки трудностей достижения (вероятности недостижения) цели И. Руссмана.

Список литературы

1. Крючков Р.А. Риск в праве: генезис, понятие и управление: автореф. дис. ... канд. юр. наук / Р.А. Крючков. – Нижний Новгород, 2011.
2. Мелихов А.В. Деятельность по оказанию медицинских услуг – разновидность деятельности предпринимательской / А.А. Мохов, А.В. Мелихов // Медицинское право. – 2006. – № 2. – С. 27–34.
3. Федорова М.Ю. Теоретические проблемы правового регулирования социального страхования: дис. ... д-ра юр. наук / М.Ю. Федорова. – СПб., 2003.
4. Бочков А.В. На пути к формализму риска. Размышления о риске и его природе / А.В. Бочков, В.В. Лесных. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – 296 с.
5. Трошин Д.В. Подход к типологии и классификации угроз и рисков экономической безопасности Российской Федерации / Д.В. Трошин // Безопасность бизнеса. – 2018. – № 1. – С. 18–24.
6. Авдийский В.И. Риски хозяйствующих субъектов: теоретические основы, методология анализа, прогнозирования и управления: учеб. пособие / В.И. Авдийский, В.М. Безденежных. – М.: Альфа-М: ИНФРА-М, 2013. – 368 с.
7. Богданов И.Я. Экономическая безопасность России. Теория и практика / И.Я. Богданов. – М.: ИСПИ РАН, 2001. – 348 с.
8. Информационно-аналитическая система мониторинга угроз экономической безопасности РФ в инновационной и научно-технологической областях: общие контуры системы: сб. м-лов симпозиума «Проблемы стратегического управления», Москва, 15 марта 2017 г. / под ред. С.Н. Сильвестрова. – М.: Когито-Центр, 2017. 61 с.
9. Кротов М.И. Экономическая безопасность России: системный подход / М.И. Кротов, В.И. Мунтян. – СПб.: НПК «РОСТ», 2016. – 336 с.
10. Лесных Ю.Г. Актуализация методологии мониторинга экономической безопасности России как страны – экспортера нефти / Ю.Г. Лесных // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2014. – № 10 (247). – С. 50–58.
11. Трошин Д.В. Методический подход к оцениванию безопасности хозяйствующего субъекта / Д.В. Трошин // Экономический анализ: теория и практика. – 2015. – № 29 (428). – С. 47–60.
12. Mansfield E. Research and innovation in the modern corporation / E. Mansfield, J. Rappoport, J. Schnee et al. – London: Macmillan, 1972. – 239 с.
13. Силакова Л.В. Оценка технологий: как принимать решения в инновационной экономике / Л.В. Силакова. – СПб.: Университет ИТМО, 2021.
14. Лукина С.В. Прогностическое моделирование проектных инновационных решений по конфигурации средств оснащения высокотехнологичных производств / С.В. Лукина // Инновации. – 2015. – № 8 (202). – С. 68–71.

15. Брутян М.М. Методы оценки уровня технологической зрелости инновационных технологий с учетом их системной интеграции и экологических факторов на примере авиастроительной отрасли: дис. ... канд. эк. наук / М.М. Брутян. – Жуковский: ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского, 2020. – 190 с.
16. Сливицкий А.Б. Концепция оценки уровня готовности технологий, производств как механизм формирования единого инновационно-технологического пространства / А.Б. Сливицкий // Россия: тенденции и перспективы развития / РАН; ИНИОН, отд. науч. сотрудничества; отв. ред. В.И. Герасимов. – М., 2017. – Ч. 1. – С. 618–624.
17. Сливицкий А.Б. Основные требования к системе процессного управления научно-инновационным развитием / А.Б. Сливицкий // Россия: тенденции и перспективы развития / РАН; ИНИОН, отд. науч. сотрудничества; отв. ред. В.И. Герасимов. – М., 2017. – Ч. 3. – С. 262–268.
18. Mavris D.N. A method for the identification and assessment of critical technologies needed for an economically viable HSCT / D.N. Mavris, O. Bandte, J.T. Brewer // 1st AIAA Aircraft Engineering, Technology, and Operations Congress. – Los Angeles, 1995.
19. Климентьев А. Современное состояние малотоннажного производства СПГ в РФ / А. Климентьев. – https://www.gubkin.ru/news/spravochnik_mtspg.pdf.
20. Рыкалина О.В. Теоретико-методические основы логистики инноваций / О.В. Рыкалина // Логистика. – 2012. – № 1. – С. 39–41.
21. Bilbro J.W. Using the advancement degree of difficulty (AD2) as an input to risk management / J.W. Bilbro // Technology Maturity Conference, Sept. 8–12, 2008.
22. Blanchette S. Beyond technology readiness levels for software: U.S. Army Workshop Report / S. Blanchette, C. Albert, S. Garcia-Miller. – Pittsburgh, PA: Carnegie Mellon University, 2010. – 71 с.
23. Брутян М.М. Значение уровня готовности программного обеспечения при реализации системных инновационных проектов / М.М. Брутян // Сибирская финансовая школа. – 2013. – № 1. – С. 149–151.
24. Брутян М.М. К вопросу оценки уровня зрелости системы инновационных технологий / М.М. Брутян // Инновации и инвестиции. – 2012. – № 4. – С. 88–93.
25. Брутян М.М. Методика оценки уровня зрелости системы инновационных технологий с учетом уровней готовности интеграции ее подсистем / М.М. Брутян // Материалы II Международной научно-практической конференции «Управление инновациями: теория, методология, практика». – Новосибирск, 2012. – С. 65–71.
26. Брутян М.М. Основные критерии оценки уровня зрелости системы инновационных технологий / М.М. Брутян // Материалы II Международной научно-практической конференции «Управление инновациями: теория, методология, практика». – Новосибирск, 2012. – С. 71–75.
27. Buede D.M. The engineering design of systems / D.M. Buede. – New York: John Wiley & Sons, 2000.
28. Raymer D.P. Aircraft design: A conceptual approach / D.P. Raymer. – 4th ed. – Reston, Va.: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2006. – (AIAA Ed. Ser.).
29. Петров А.Н. Комплексная оценка состояния научно-технических проектов через уровень готовности технологий / А.Н. Петров, А.В. Сартори, А.В. Филимонов // Экономика науки. – 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 244–260.
30. Романов В.Н. Техника анализа сложных систем / В.Н. Романов. – СПб.: СЗТУ, 2011. – 287 с.
31. Управление научно-техническими программами / под ред. Д.Н. Бобрышева. – М.: Экономика, 1983. – 343 с.
32. Царьков И.Н. Математические модели управления проектами: учеб. / И.Н. Царьков. – М.: Инфра-М, 2018. – 514 с.
33. Кудрявцев Е.М. Методы сетевого планирования и управления проектом / Е.М. Кудрявцев. – М.: ДМК Пресс, 2008. – 238 с.
34. Демкин И.В. Методический подход к количественной оценке риска срыва плановых сроков реализации проектов поставки нового технологического оборудования на объекты нефтегазовых компаний / И.В. Демкин, С.А. Ковалев, А.А. Митченко // Проблемы анализа риска. – 2024. – № 21(2). – С. 54–77.
35. Кучкаров З.А. Стратегическое планирование и управление организацией / З.А. Кучкаров. – М.: Концепт, 2004.
36. Елиферов В.Г. Бизнес-процессы: регламентация и управление: учеб. / В.Г. Елиферов, В.В. Репин. – М.: Инфра-М, 2024. – 319 с.
37. Золотухина М.М. Риски при выборе поставщиков и заключении контрактов / М.М. Золотухина, Н.А. Половникова // Экономика и бизнес: теория и практика. – 2023. – № 8 (102). – С. 86–90. – <https://cyberleninka.ru/article/n/riski-pri-vybore-postavschikov-i-zaklyuchenii-kontraktov>.

38. Мишура Л.Г. Оценка поставщика с учетом требований ГОСТ Р ИСО 9001 / Л.Г. Мишура, Ю.В. Васильева // ЭПИ. – 2020. – № 2. – С. 4–9. – <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-postavschika-s-uchetom-trebovaniy-gost-r-iso-9001>.
39. Дегтярева Н.М. Методические подходы к выбору и оценке поставщиков предприятия / Н.М. Дегтярева, Р. Яковлев // Вестник ВУиТ. – 2015. – № 1 (33). – <https://cyberleninka.ru/article/n/metodicheskie-podhody-k-vyboru-i-otsenke-postavschikov-predpriyatiya>.
40. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. – М.: Радио и связь, 1993. – 278 с.
41. Саати Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: аналитические сети / Т. Саати; пер. с англ. под науч. ред. А.В. Андрейчикова, О.Н. Андрейчиковой. – М.: ЛКИ, 2008. – 360 с.
42. Андрейчиков А.В. Анализ, синтез, планирование решений в экономике / А.В. Андрейчиков, О.Н. Андрейчикова. – М.: Финансы и статистика, 2001.
43. Атаев А.М. Управление рисками инновационного проекта на основе экспертно-аналитических методов: автореф. дис. ... канд. экон. наук / А.М. Атаев. – М.: ГАСИС, 2012.
44. Батин Б.А. Развитие методов оценки рисков инвестиционных проектов промышленного предприятия на основе экспертно-аналитического моделирования: автореф. дис. ... канд. экон. наук / Б.А. Батин. – М.: ГАСИС, 2009.
45. Покровский А.М. Сравнительная оценка инновационных проектов в условиях неопределенности исходной информации. Методология, инструментальные средства, практика / А.М. Покровский. – М.: Палеотип, 2013.
46. Шуметов В.Г. Управление риском производственных предприятий на основе экспертно-аналитических моделей / В.Г. Шуметов, А.М. Покровский. – М.: Риалтекс, 2012.
47. Шуметов В.Г. Математические и инструментальные методы поддержки принятия решений: учебно-методическое пособие / В.Г. Шуметов, А.М. Покровский. – Орел: Орловский филиал РАНХиГС, 2012.
48. Кузнецов А.И. Expert Decide для Windows 95, 98, NT, 2000, Me. Версия 2.2. Руководство пользователя / А.И. Кузнецов, В.Г. Шуметов. – Орел: ОРАГС, 2001. – 48 с.
49. Абакаров А.Ш. Программная система поддержки принятия рациональных решений «MPRIORITY 1.0» / А.Ш. Абакаров, Ю.А. Сушков // Исследовано в России. – 2005. – Т.8. – С. 2130–2146.
50. Терелянский П.В. Система поддержки принятия решений, реализующая анализ матриц парных сравнений экспертных суждений на основе метода анализа иерархий: св-во об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2009611488 / П.В. Терелянский; № 2009610329; заявл. 03.02.2009. – М.: Роспатент, 2009.
51. Технологии принятия решений: метод анализа иерархий / ЗАО «Нейросплав». – <http://citforum.ru/consulting/BI/resolution>.
52. Бабунашвили М.К. Контроль и управление в организационных системах / М.К. Бабунашвили, М.А. Бермант, И.Б. Руссман // Экономика и математические методы. – М.: Наука, 1969. – Т. 5. – Вып. 2. – С. 212–227.
53. Бабунашвили М.К. Оперативное управление в организационных системах / М.К. Бабунашвили, М.А. Бермант, И.Б. Руссман // Экономика и математические методы. – М.: Наука, 1971. – Т. 7. – Вып. 3. – С. 377–388.
54. Каплинский А.И. Моделирование и алгоритмизация слабоформализованных задач выбора наилучших вариантов систем / А.И. Каплинский, И.Б. Руссман, В.М. Умывакин. – Воронеж: ВГУ, 1991. – 168 с.
55. Куркин Е.В. Математические методы поддержки процесса перехода региональных экономических систем в режим устойчивого развития: дис. ... канд. физ.-мат. наук / Е.В. Куркин. – Воронеж: Воронежский государственный университет, 2014. – 175 с.
56. Ридли А.Н. Метод синтеза рисков в условиях противоречивости и неполноты оценок влияющих факторов / А.Н. Ридли, А.В. Бочков, Н.М. Кузьмина и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. – № 2 (51): Повышение надежности и безопасности объектов газовой промышленности. – С. 91–105.
57. Бочков А.В. Методические аспекты анализа риска недостижения цели при формировании среднесрочных прогнозов развития структурно сложных систем / А.В. Бочков, В.С. Сафонов // Проблемы анализа риска. – 2023. – Т. 20. – № 2. – С. 42–66. – DOI: 10.32686/1812-5220-2023-20-2-42-66.

Technological forecast as an instrument minimizing risk of innovations

M.Yu. Nedzvetskiy^{1,2}, V.S. Safonov^{1*}, A.Ye. Remizov¹, S.M. Barabanova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhninsky Prospekt, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Gazprom PJSC, Block 1, Bld. 3, Estate 2, Lakhtinskiy prospect, St. Petersburg, 197229, Russian Federation

* E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The paper deals with the modern methodical approaches to identification and analysis of the potential hazards, factors and events related to anthropogenic activities, which are able to affect negatively either the innovation process itself or its results from the standpoint of non-achievement or incomplete achievement of goals. Authors attract attention to necessity of the complex analysis of life cycle for novelty products. Especially, they point out the methods of risk minimization when predicting the industrial readiness of the enterprises to manufacture the innovated products. In the capacity of the most promising methodical instruments, the hierarchy analysis while selecting optional solutions and the analysis the task difficulties (probability of failure) are examined.

Keywords: innovation process, technological prediction, expertise of technological availability, risk analysis, methods of decision-making in situation of uncertainty.

References

1. KRYUCHKOV, R.A. *Risk in jurisprudence: genesis, concept and management* [Risk v prave: genezis, ponyatiye i upravleniye]. Synopsis of candidate's thesis (law). Nizhniy Novgorod, 2011. (Russ.).
2. MELIKHOV, A.V., A.A. MOKHOV. Healthcare activity as a sort of business [Deyatelnost po okazaniyu meditsinskikh uslug – raznovidnost deyatelnosti predprinimatelskoy]. *Meditsinskoye Pravo*, 2006, no. 2, pp. 27–34, ISSN 1813-1239. (Russ.).
3. FEDOROVA, M.Yu. *Theoretical problems of legal regulation in social insurance* [Teoreticheskiye problemy prabvovogo regulirovaniya sotsialnogo strakhovaniya]. Doctor's thesis (law). St. Petersburg, 2003. (Russ.).
4. BOCHKOV, A.V., V.V. LESNYKH. *On the way toward the formalism of risk. Reflection about risk and its nature* [Na puti k formalizmu riska. Razmyshleniya o riske i yego prirode]. Vologda: Infra-Inzheneriya, 2024. (Russ.).
5. TROSHIN, D.V. An approach to the typology and classification of threats and risks to the economic security of the Russian Federation [Podkhod k tipologii i klassifikatsii ugroz i riskov ekonomicheskoy bezopasnosti Rossiyskoy Federatsii]. *Bezopasnost Biznesa*, 2018, no. 1, pp. 18–24, ISSN 2072-3644. (Russ.).
6. AVDIYSKIY, V.I., V.M. BEZNADEZHNYKH. *Risks of economic entities: theoretical principles, methodology of analysis, forecasting and management* [Riski khozyaystvuyushchikh subyektov: teoreticheskiye osnovy, metodologiya analiza, prognizirovaniya i upravleniya]: study guide. Moscow: Alpha-M: Infra-M, 2013. (Russ.).
7. BOGDANOV, I.Ya. *Economic security of Russia. Theory and practice* [Ekonomicheskaya bezopasnost Rossii. Teoriya i praktika]. Moscow: Institute of Socio-Political Research under the Russian Academy of Sciences, 2001. (Russ.).
8. SILVESTROV, S.N. (ed.). *Information analytics system for monitoring the threats to economic security of Russian Federation in fields of innovations and R&D – the outline sketch* [Informatsionno-analiticheskaya sistema monitoringa ugroz ekonomicheskoy bezopasnosti RF v innovatsionnoy i nauchno-tekhnicheskoy oblastiakh: obshchiye kontury sistemy]: proc. of the Conference for problems of strategic management, Moscow, 15 March, 2017. Moscow: Kogito-Tsentr, 2017. (Russ.).
9. KROTOV, M.I., V.I. MUNTIIAN. *Economic security of Russia – the system approach* [Ekonomicheskaya bezopasnost Rossii: sistemnyy podkhod]. St. Petersburg: NPK “ROST”, 2016. (Russ.).
10. LESNYKH, Yu.G. Updating of methodology of monitoring of economic security of Russia as the oil exporter [Aktualizatsiya metodologii monitoring ekonomicheskoy bezopasnosti Rossii kak strany – eksportera nefti]. *Natsionalnyye Interesy: Priority i Bezopasnost*, 2014, no. 10 (247), pp. 50–58, ISSN 2073-2872. (Russ.).
11. TROSHIN, D.V. A methodological approach to economic entity's security evaluation [Metodicheskiy podkhod k otsenivaniyu bezopasnosti khozyaystvuyushchego subyekta]. *Ekonomicheskyy analiz: teoriya i praktika*, 2015, no. 29 (428), pp. 47–60, ISSN 2073-039X. (Russ.).
12. MANSFIELD, E., J. RAPPOPORT, J. SCHNEE et al. *Research and innovation in the modern corporation*. London: Macmillan, 1972. – 239 c.
13. SILAKOVA, L.V. *Evaluation of technologies: taking decisions in innovative economics* [Otsenka tekhnologiy: kak prinyat resheniya v innovatsionnoy ekonomike]. St. Petersburg: ITMO University, 2021. (Russ.).
14. LUKINA, S.V. Predictive modelling of design innovative solutions for the configurations of means of equipment of high-tech productions [Prognosticheskoye modelirovaniye proyektnykh innovatsionnykh resheniy po konfiguratsii sredstv osnashcheniya vysokotekhnologichnykh proizvodstv]. *Innovatsii*, 2015, no. 8 (202), pp. 68–71, ISSN 2071-3010. (Russ.).

15. BRUTYAN, M.M. *Methods for assessing level of technological maturity of innovative techniques with consideration of their system integration and ecological factors. A case of aircraft engineering* [Metody otsenki urovnya tekhnologicheskoy zrelosti innovatsionnykh tekhnologiy s uchedom ikh sistemnoy integratsii i ekologicheskikh faktorov na primere aviastroitelnoy oterasl]. Candidate's thesis (economics). Zhukovskiy, Moscow region: Central Aerohydrodynamic Institute, 2020. (Russ.).
16. SLIVITSKIY, A.B. Concept of evaluating technology and works maturity as a tool to form a united innovative technological environment [Kontsepsiya otsenki urovnya gotovnosti tekhnologiy, proizvodstva kak mekhanizm formirovaniya yedinogo innovatsionnotekhnologicheskogo prostranstva]. In: GERASIMOV, V.I. (ed.). *Russia – trends and advance outlooks* [Rossiya: tendentsii i perspektivy razvitiya]. Moscow, 2017, pt. 1, pp. 618–624. (Russ.).
17. SLIVITSKIY, A.B. The major requirements to a system of process-based management of R&D innovative development [Osnovnyye trebovaniya k sisteme protsessnogo upravleniya nauchno-innovatsionnym razvitiyem]. In: GERASIMOV, V.I. (ed.). *Russia – trends and advance outlooks* [Rossiya: tendentsii i perspektivy razvitiya]. Moscow, 2017, pt. 3, pp. 262–268. (Russ.).
18. MAVRIS, D.N., O. BANDTE, J.T. BREWER. A method for the identification and assessment of critical technologies needed for an economically viable HSCT. In: *1st AIAA Aircraft Engineering, Technology, and Operations Congress*, Los Angeles, 1995.
19. KLIMENTYEV, A. *Modern status of low-tonnage LNG production in Russia* [Sovremennoye sostoyaniye malotonnagnogo proizvodstva SPG v RF]. [online]. Available from: https://www.gubkin.ru/news/spravochnik_mtspg.pdf. (Russ.).
20. RYKALINA, O.V. Theoretical and methodical background for logistics of innovations [Teoretiko-metodicheskiye osnovy logistiki innovatsiy]. *Logistiki*, 2012, no. 1, pp. 39–41, ISSN 2219-7222. (Russ.).
21. BILBRO, J.W. Using the advancement degree of difficulty (AD2) as an input to risk management. In: *Technology Maturity Conference*, Sept. 8–12, 2008.
22. BLANCHETTE, S., C. ALBERT, S. GARCIA-MILLER. *Beyond technology readiness levels for software: U.S. Army Workshop Report*. Pittsburgh, PA: Carnegie Mellon University, 2010.
23. BRUTYAN, M.M. Influence of software readiness level on realization of innovative system projects [Znachenie urovnya gotovnosti programmnoy obespecheniya pri realizatsii sistemnykh innovatsionnykh projektov]. *Sibirskaya Finansovaya Shkola*, 2013, no. 1, pp. 149–151, ISSN 1993-4386/ (Russ.).
24. BRUTYAN, M.M. To a question of maturity level assessment for a system of innovative techniques [K voprosu otsenki urovnya zrelosti sistemy innovatsionnykh tekhnologiy]. *Innovatsii i Investitsii*, 2012, no. 4, pp. 88–93, ISSN 2307-180X. (Russ.).
25. BRUTYAN, M.M. Procedure for assessing maturity level of an innovative technologies system taking into account integration readiness of its subsystems [Metodika otsenki urovnya zrelosti sistemy innovatsionnykh tekhnologiy s uchedom urovney gotovnosti integratsii yeye podsystem]. In: *Proc. of the 2nd International R&D conference “Management of innovations: theory, methodology, practice”*. Novosibirsk, 2012, pp. 65–71. (Russ.).
26. BRUTYAN, M.M. Major criteria for estimating maturity level of a system of innovative technologies [Osnovnyye kriterii otsenki urovnya zrelosti sistemy innovatsionnykh tekhnologiy]. In: *Proc. of the 2nd International R&D conference “Management of innovations: theory, methodology, practice”*. Novosibirsk, 2012, pp. 71–75. (Russ.).
27. BUEDE, D.M. *The engineering design of systems*. New York: John Wiley & Sons, 2000.
28. RAYMER, D.P. *Aircraft design: A conceptual approach*. 4th ed. Reston, Va.: American Institute of Aeronautics and Astronautics, 2006. AIAA Ed. Ser.
29. PETROV, A.N., A.V. SARTORI, A.V. FILIMONOV. Comprehensive assessment of the status scientific and technical projects using technology project readiness level [Kompleksnaya otsenka sostoyaniya nauchno-tekhnicheskikh projektov cherez uroven gotovnosti tekhnologiy]. *Ekonomika Nauki*, 2016, vol. 2, no. 4, pp. 244–260, ISSN 2410-132X. (Russ.).
30. ROMANOV, V.N. *Procedure for analyzing complicated systems* [Tekhnika analiza slozhnykh system]. St. Petersburg: NWOTU, 2011. (Russ.).
31. BOBRYSEV, D.N. (ed.). *Management of R&D programs* [Upravleniye nauchno-tekhnicheskimi programmami]. Moscow: Ekonomika, 1983. (Russ.).
32. TSARKOV, I.N. *Mathematical models for project management* [Matematicheskiye modeli upravleniya proyektami]: textbook. Moscow: Infra-M, 2018. (Russ.).
33. KUDRYAVTSEV, Ye.M. *Methods of network planning and project management* [Metody setevogo planirovaniya i upravleniya proyektom]. Moscow: DMK Press, 2008. (Russ.).
34. DEMKIN, I.V., S.A. KOVALEV, A.A. MITCHENKO. Methodological approach to quantifying the risks of disrupting the planned deadlines for the implementation of projects for the supply of new technological equipment to the facilities of oil and gas companies [Metodicheskiy podkhod k kolichestvennoy otsenke riska sryva planovykh srokov realizatsii projektov postavki novogo tekhnologicheskogo oborudovaniya na obyekty neftegazovykh kompaniy]. *Problemy Analiza Riska*, 2024, no. 21(2), pp. 54–77, ISSN 1812-5220. (Russ.).
35. KUCHKAROV, Z.A. *Strategic planning and corporate management* [Strategicheskoye planirovaniye i upravleniye organizatsiyey]. Moscow: Kontsept, 2004.

36. YELIFEROV, V.G., V.V. REPIN. *Business processes – regulation and management* [Biznes-protsessy: reglamentatsiya i upravleniye]: textbook. Moscow: Infra-M, 2024. (Russ.).
37. ZOLOTUKHINA, M.M., N.A. POLOVNIKOVA. Risks in the selection of suppliers [Riski pri vybore postavshchikov i zaklyuchenii kontraktov]. *Ekonomika i Biznes: Teoriya i Praktika* [online], 2023, no. 8 (102), pp. 86–90, ISSN 2411-0450. (Russ.). Available from: <https://cyberleninka.ru/article/n/riski-pri-vybore-postavshchikov-i-zaklyuchenii-kontraktov>.
38. MISHURA, L.G., Yu.V. VASILYEVA. Supplier assessment taking into account the requirements of GOST R ISO 9001 [Otsenka postavshchikov s uchetom trebovaniy GOST R ISO 9001]. *Ekonomika. Pravo*, 2020, no. 2, pp. 4–9, ISSN 2713-1874. (Russ.). Available from: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-postavshchika-s-uchetom-trebovaniy-gost-r-iso-9001>.
39. DEGTYAREVA, N.M., R. YAKOVLEV. Procedural approaches to selection and assessment of company suppliers [Metodicheskiye podkhody k vybory i otsenke postavshchikov predpriyatiya]. *Vestnik VUiT*, 2015, no. 1(33), ISSN 2076-7919. (Russ.). Available from: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodicheskie-podhody-k-vyboru-i-otsenke-postavshchikov-predpriyatiya>.
40. SAATY, T.L. *The analytic hierarchy process* [Prinyatiye resheniy. Metod analiza iyerarkhiy]. Translated from English. Moscow: Radio i svyaz, 1993. (Russ.).
41. SAATY, T.L. *Decision making with dependence and feedback: analytic networks* [Prinyatiye resheniy pri zavisimostyakh i obratnykh svyazyakh: analiticheskiye seti]. Translated from English. Moscow: LKI, 2008. (Russ.).
42. ANDREYCHIKOV, A.V., O.N. ANDREYCHIKOVA. *Analysis, synthesis, decision planning in economics* [Analiz, sintez, planirovaniye resheniy v ekonomike]. Moscow: Finansy i statistika, 2001. (Russ.).
43. ATAYEV, A.M. *Risk management for an innovative project using the expert-analytic methods* [Upravleniye riskami innovatsionnogo proyekta na osnove ekspertno-analiticheskikh metodov]: synopsis of candidate's thesis (economics). Moscow: GASIS, 2012. (Russ.).
44. BATIN, B.A. *Advancing methods of investment risks assessment for an industrial company on the grounds of expert-analytic simulation* [Razvitiye metodov otsenki investitsionnykh projektov promyshlennogo predpriyatiya na osnove ekspertno-analiticheskogo medelirovaniya]: synopsis of candidate's thesis (economics). Moscow: GASIS, 2009. (Russ.).
45. POKROVSKIY, A.M. *Comparative assessment of innovative projects in conditions of uncertain initial information. Methodology, instruments, practice* [Sravnitel'naya otsenka innovatsionnykh projektov v usloviyakh neopredelennosti iskhodnoy informatsii. Metodologiya, instrumentalnyye sredstva, praktika]. Moscow: Paleotip, 2013. (Russ.).
46. SHUMETOV, V.G., A.M. POKROVSKIY. *Risk management at industrial enterprises on the grounds of expert-analytic methods* [Upravleniye riskom proizvodstvennykh predpriyatiy na osnove ekspertno-analiticheskikh modeley]. Moscow: Rialteks, 2012. (Russ.).
47. SHUMETOV, V.G., A.M. POKROVSKIY. *Mathematical and instrumental methods for decision-making support* [Matematicheskiye i instrumentalnyye metody podderzhki prinyatiya resheniy]: study guide. Orel, Russia: Orel subsidiary of Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration, 2012.
48. KUZNETSOV, A.I., V.G. SHUMETOV. *Expert Decide for Windows 95, 98, NT, 2000, Me. Version 2.2. User's manual*. Orel, Russia: ORAGS, 2001. (Russ.).
49. ABAKAROV, A.Sh., Yu.A. SUSHKOV. *Program system «MPRIORITY 1.0» for support of rational decision making* [Programm'naya sistema podderzhki prinyatiya ratsionalnykh resheniy «MPRIORITY 1.0»]. Issledovano v Rossii [online], 2005, vol. 8, pp. 2130–2146. (Russ.).
50. ROSPATENT. *System for decision making support realizing the hierarchy analysis of matrixes of the pairwise comparison of expert verdicts* [Sistema podderzhki prinyatiya resheniy, realizuyushchaya analiz matrits parnykh sravneniy ekspertnykh suzheniy na osnove metoda analiza iyerarkhiy]: certificate of program registration no. № 2009611488. Inventor: P.V. TERLYANSKIY. Appl. no. 2009610329 dated 03 March, 2009. (Russ.).
51. NEYROSPLAV CJSC. *Decision-making techniques: method of hierarchy analysis* [Tekhnologiya prinyatiya resheniy: metod analiza iyerarkhiy]. [online]. Available from: <http://citforum.ru/consulting/BI/resolution>. (Russ.).
52. BABUNASHVILI, M.K., M.A. BERMANT, I.B. RUSSMAN. Control and management in institutional systems [Kontrol i upravleniye v organizatsionnykh sistemakh]. *Ekonomika i Matematicheskiye Metody*, 1969, vol. 5, is. 2, pp. 212–227, ISSN 0424-7388. (Russ.).
53. BABUNASHVILI, M.K., M.A. BERMANT, I.B. RUSSMAN. Dispatching control in institutional systems [Operativnoye upravleniye v organizatsionnykh sistemakh]. *Ekonomika i Matematicheskiye Metody*, 1971, vol. 7, is. 3, pp. 377–388, ISSN 0424-7388. (Russ.).
54. KAPLINSKIY, A.I., I.B. RUSSMAN, V.M. UMYVAKIN. *Simulation and algorithmization of ill-defined problems on selection of the best variants of systems* [Modelirovaniye i algoritimizatsiya slaboformalizovannykh zadach vybora nailuchshikh variantov system]. Voronezh: Voronezh State University, 1991. (Russ.).

55. KURKIN, Ye.V. *Mathematical methods for supporting a process of regional economic systems transition to a mode of stable development* [Matematicheskiye metody podderzhki protsessa perekhoda regionalnykh ekonomicheskikh system v rezhim ustoychivogo razvitiya]. Candidate's thesis (physics and mathematics). Voronezh State University, 2014. (Russ.).
56. RIDLI, A.N., A.V. BOCHKOV, N.M. KUZMINA, et al. Method of risk synthesis against contradictoriness and incompleteness of estimates of affecting factors [Metod sinteza riskov v usloviyakh protivorechivosti i nepolnoty otsenok vliyayushchikh faktorov]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, no. 2: Improvement of reliability and safety at gas-industry facilities, pp. 91–105. ISSN 2306-8949.
57. BOCHKOV, A.V., V.S. SAFONOV. Methodical aspects of risk analysis of target underachievement in forming the mid-term forecasts of development of structurally complex systems [Metodicheskiye aspekty analiza riska nedostizheniya tseli pri formirovaniy srednesrochnykh prognozov razvitiya strukturno slozhnykh system]. *Problemy Analiza Riska*, 2023, vol. 20, no. 2, pp. 42–66, ISSN 1812-5220. DOI 10.32686/1812-5220-2023-20-2-42-66. (Russ.).

ЭКОЛОГИЯ

УДК 631.459:502.561.568

Предотвращение опасных проявлений водно-эрозионных процессов с использованием полимеров-структурообразователей

Д.А. Неретин¹, А.В. Терещнев¹, К.Л. Унанян¹, Е.Е. Ильякова^{1*}, Л.А. Томская¹,
А.М. Алабян², С.Ф. Краснов², Л.С. Шибряева²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 195112, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Малая Охта, Малоохтинский пр-кт, д. 45, литера А, помещ. 2-Н, офис 812

² ООО «Гидроэкология-КГС», Российская Федерация, 119261, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 72/2

* E-mail: E_ilyakova@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

водная эрозия почвы, нарушение устойчивости природно-техногенных систем, надежность инженерных объектов, восстановление почвенно-растительного покрова, биоразлагаемые полимеры-структурообразователи, высев и посадка растений.

Тезисы. Активное проявление эрозионных процессов является следствием воздействия природно-климатических факторов и хозяйственной деятельности человека на почвенно-растительный покров. Одним из перспективных способов предупреждения эрозионных процессов и восстановления почвенно-растительного покрова является использование биоразлагаемых полимеров-структурообразователей, позволяющих улучшить агрофизические свойства и структуру почв. Эффективность существенно повышается при совместном применении полимерных структурообразователей и высева либо посадке растений. При этом основные задачи полимера – оказывать скрепляющее действие на частицы почвы до образования плотной дернины, а также создать благоприятные условия для роста и развития растений и их корневой системы.

Техногенные воздействия приводят к трансформации почвенно-растительного покрова, изменению гидрологического режима территорий освоения, в том числе локализации источников талого и дождевого стока на площадках объектов, изменению влажного и теплового режимов грунтовой толщи и существенному изменению ее общего состояния. Все это обуславливает развитие водно-эрозионных и экзогенных процессов и появление реальной опасности нарушения устойчивости природно-техногенных систем и, как следствие, надежности инженерных объектов.

Анализ показывает, что предотвратить проявления водно-эрозионных процессов и восстановить почвенно-растительный покров можно двумя способами: 1) укреплением почвенной поверхности за счет формирования развитой корневой системы растений; 2) искусственным оструктурированием почв с применением структурообразователей, в частности, полимерных биоразлагаемых. Однако наибольший эффект в решении данной проблемы достигается при совместном применении полимерных структурообразователей и высева и посадки растений.

Корни растений пронизывают верхний гумусовый горизонт почв в различных направлениях, в результате чего почвенная масса оказывается переплетенной корнями на глубину 20...30 см. При росте и утолщении корни сдавливают прилегающие к ним почвенные частицы и фиксируют их, плотно прижимая друг к другу [1].

Искусственное оструктурирование почв осуществляется за счет формирования водопрочных агрегатов с гидрофобными свойствами при оптимальном соотношении фракций разного размера. Образовавшиеся агрегаты предотвращают коркообразование, создают благоприятные условия для появления экранов, препятствующих подъему водно-растительных солей из подпахотных слоев, и снижения испарения воды из почвы. Основную роль в этом случае играют структурообразователи, обладающие способностью скреплять почвенные частицы путем воздействия

химических реакций сшивания, окисления, ферментативного гидролиза на макромолекулы полимера и почвенную среду.

К структурообразователям относятся высокомолекулярные соединения, способные вызывать коагуляцию почвенных коллоидов. В результате образуются клеесобразные вещества, под действием которых происходит формирование водопрочных почвенных агрегатов. Одновременно улучшается влагоудерживающая способность, увеличиваются аэрация и рыхлость почвы, что связано с неплотной упаковкой частиц почвы в агрегатах. В качестве искусственных структурообразователей применяют линейные полимеры, хорошо растворимые в воде и легко адсорбирующиеся на поверхности глинистых частиц, препятствуя их слипанию, например: полиакрилат, полиакриламид (ПАА), полиметакрилат и др. Структурообразующие свойства полимеров зависят от молекулярной массы, вязкости и дозы внесения, а также от свойств почвы и вида ее глинистых минералов [2].

Биодеградируемые структурообразователи почвы, кроме того, являются стимуляторами роста. Назначение полимерной композиции при совместном применении с высевом и посадкой растений сводится к обеспечению экологически чистых условий выращивания семян, их защите от воздействия патогенных систем, созданию микроклимата, благоприятного для прорастания семян и развития растения, а также к надежному закреплению почвенных частиц до образования плотной дернины.

По заданию ПАО «Газпром» специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Гидроэкология-КГС» совместно разработан биоразлагаемый полимер-структурообразователь. Основой функционирования композиции является управление стимуляцией роста растений с помощью кинетики распада биодеградируемых материалов [3]. Такие требования, как легкость приготовления композиции, стимулирование прорастания семян и развитие корневой системы в почве, обеспечение эффекта «склеивания» почвы для предотвращения эрозии, применение воды в качестве растворителя компонентов и нетоксичность вводимых в композицию добавок определили направление работ по его созданию.

Важным этапом разработки рецептуры полимера-структурообразователя стал подбор компонентов композиции, максимально

удовлетворяющих приведенным выше условиям. По результатам анализа отечественного и зарубежного опыта разработки и применения полимеров-структурообразователей для исследований были отобраны следующие биодеградируемые полимеры: гидрогель на основе полиакрилата натрия, поливинилпирролидон (ПВП), крахмал, альгинат натрия. Данные материалы подвержены деструкции под действием ферментов, воды, термоокислительного процесса и ультрафиолетового излучения. При этом напряжения, возникающие в полимерных матрицах под действием механических сил, не только вызывают распад молекулярных связей, но и инициируют радикально-цепные процессы окисления [4–6]. Также в качестве одного из компонентов рассмотрен анионный ПАА.

Гидрогель на основе полиакрилата натрия является влагоудерживающим веществом, позволяющим улучшить характеристики почв: глинистые почвы становятся более рыхлыми, а сыпучие – комковатыми. Также к группе гидрогелей с влагоудерживающими свойствами относится альгинат натрия. В свою очередь, ПВП характеризуется высокими адгезионными свойствами. Кроме того, он, как и крахмал, оказывает стимулирующее действие на рост растений, развитие их корневой системы и обеспечивает их питательными компонентами. ПАА уменьшает поверхностное уплотнение и образование корки, предотвращает проявление последствий эрозии. Анионный ПАА представляет собой отрицательно заряженный полимер, притягивающий к себе положительно заряженные частицы грунта, глины или песка и обладающий адгезивными свойствами, что позволяет закрепить грунт на период до прорастания семян растений и образования дернины. Он безопасен для рыб и водных организмов, животных и растений, что очень важно при выборе ПАА в качестве структурообразователя почв.

В ходе лабораторных исследований было изучено влияние различных вариантов композиций полимера-структурообразователя на прорастание и рост растений (рис. 1), противозерозионную и противодефляционную стойкость. Также осуществлен подбор массовых соотношений компонентов, которые позволяют обеспечивать повышенное противозерозионное действие на почвогрунт и одновременно стимулируют прорастание семян выбранных трав.

При оценке влияния композиции на рост и развитие растений в лабораторных условиях имитировались различные климатические условия (рис. 2), осуществлен контроль по следующим показателям: количество всходов, высота всходов, прирост биомассы. Также оценивалась динамика роста и развития растений. Исследования проведены для различных типов почвы.

Противоэрозионная стойкость образцов, обработанных различными вариантами композиций полимера-структурообразователя, исследовалась на гидравлической установке – «эрозионном лотке» (рис. 3, 4). В ходе экспериментов определены значения «критической скорости» потока, при которой начинается смыв частиц поверхностного слоя почвогрунта. При этом выполнена имитация водных потоков различной

интенсивности и различных углов наклона лотка. Исследованы образцы почв, обработанные композициями как с высевом трав, так и без высева.

Исследование влияния полимера-структурообразователя на противодефляционную стойкость образцов проведены на аэродинамической установке (рис. 5). Для исследуемых образцов был определен показатель противодефляционной стойкости почв и грунтов – критическая скорость воздушного потока.

Лабораторные исследования показали, что по мере роста травяной растительности и развития ее корневой системы противоэрозионная стойкость грунта существенно возрастает. Корни прочно связывают частицы почвы. Надземная часть растений, в свою очередь, является своего рода изолирующей «подушкой», по которой передвигается основная масса



Рис. 1. Исследование влияния различных вариантов композиций полимера-структурообразователя на прорастание и рост растений



Рис. 2. Имитация различных климатических условий



Рис. 3. Гидравлическая установка для исследования противоэрозионной стойкости



Рис. 4. Исследуемый образец с проросшей травой на гидравлической установке

водяного потока, что снижает размывающую нагрузку на поверхность почвы.

Выявлено, что гидрогель в поверхностном слое грунта ухудшает его противэрозионную стойкость, ввиду чего он должен быть заглублен не менее чем на 4 см от поверхности.

Отмечено, что повышению противэрозионной и противодефляционной стойкости способствует использование в составе композиции ПАА. В свою очередь, положительное влияние на рост и развитие растений, способствующих скорейшему образованию дернины, обеспечивается введением в композицию ПВП.

По результатам лабораторных исследований наиболее перспективные композиции были отобраны для исследований в полевых условиях, которые проводились в разных климатических зонах: на Крайнем Севере (ООО «Газпром добыча Надым», Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение), в средней полосе России (на территории научно-исследовательской базы ООО «Гидроэкология-КГС» на р. Оке), в Южном федеральном округе (объекты ООО «Газпром трансгаз Краснодар»). Экспериментальные участки выбирались с учетом основных форм рельефа и преобладающих типов почв и располагались на откосах отсыпных сооружений и на естественных нарушенных склоновых поверхностях, подверженных проявлению водно-эрозионных процессов.

Рабочий раствор полимера-структурообразователя, приготовленный путем растворения компонентов в водной среде, наносился после высева семян травосмесей на поверхность почвы. При впитывании и последующем отверждении композиций с почвой происходило формирование агрегатов минеральных частиц,

благодаря которым была обеспечена механическая защита от развития водно-эрозионных процессов в период, предшествующий развитию корневой системы растений.

Оценка эффективности восстановления почвенно-растительного покрова проводилась через 1 год после начала экспериментов с использованием методики [7], определяющей качество проведенных восстановительных работ и базирующейся на интегральном показателе, учитывающем проективное покрытие, равномерность распределения всходов по площади, среднюю высоту надземных побегов (рис. 6), суммарную долю жизнеспособных и незначительно ослабленных растений, урожайность, развитость корневой системы (рис. 7), количество особей на единицу площади (рис. 8). Кроме того, выполнена фиксация наличия проявлений опасных экзогенных процессов.

Путем анализа результатов полевых исследований определены оптимальные объемы внесения полимера-структурообразователя и семян травосмесей и граничные условия применимости полимера-структурообразователя. Установлено, что применение полимера-структурообразователя целесообразно на территориях с различными типами почв и уклоном поверхности до 30°, где высока возможность возникновения опасных проявлений водно-эрозионных процессов и эоловой дефляции: на склоновых поверхностях или откосах отсыпных сооружений, в том числе на многолетнемерзлых породах. Однако его использование не приводит к положительному результату в следующих условиях: при преобладании на восстанавливаемом



Рис. 5. Аэродинамическая установка

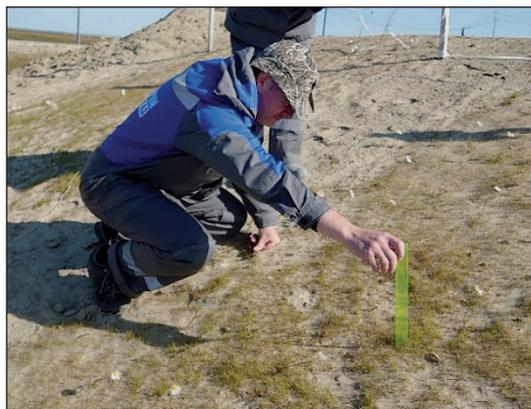


Рис. 6. Определение средней высоты надземных побегов



Рис. 7. Определение развитости корневой системы



Рис. 8. Определение количества особей на единицу площади

участке глинистых почв; при угле наклона участка более 30°; в случаях активного образования и развития солифлюкционных сплывов, обусловленных залеганием многолетне-мерзлых пород, покрытых слоем слабо скрепленного растительностью водонасыщенного грунта, интенсивного проявления суффозионных процессов, карста и термокарста, пучения грунтов, пльвунов, оползней, подтопления и т.д. Применение разработанной

композиции полимера-структурообразователя на нарушенных склоновых поверхностях и откосах отсыпных сооружений позволит сохранить их устойчивость, восстановить нарушенный почвенно-растительный покров, предотвратить развитие водно-эрозионных процессов и в целом внести вклад в сохранение природных территорий в районах расположения объектов ПАО «Газпром» в различных природно-климатических условиях.

Список литературы

1. Глазовская М.А. Общее почвоведение и география почв / М.А. Глазовская. – М.: Высшая школа, 1981. – 400 с.
2. Денисов В.В. Экология: учеб. пособие для вузов / В.В. Денисов и др.; под ред. В.В. Денисова. – 2-е изд., испр., доп. – Ростов н/Д: Март, 2004. – 672 с.
3. Shibryaeva L. Effect of plant environment on decomposition of biodegradable materials based on poly-3-hydroxybutyrate and polylactide / L. Shibryaeva, Yu. Tertyshnaya, Yu. Solovova et al. // Norwegian journal of development of the international science. – 2019. – № 27. – С. 11–24.
4. Шибряева Л.С. Биodeградируемые полимеры как материалы для посева семян зерновых культур / Л.С. Шибряева, Ю.В. Тertyshnaya, Д.Д. Пальмина и др. // Сельскохозяйственные машины и технологии. – 2015. – № 6. – С. 14–18.
5. Пальмина Д.Д. Биodeградируемые полимерные материалы на основе поли-3-гидроксibuтирата, полученные методом ЭФВ, – носители семян зерновых культур / Д.Д. Пальмина, М.А. Смuльская, Ю.В. Тertyshnaya и др. // Десятые Петряновские и Первые Фуковские чтения, Москва 21–23 апреля 2015 г. – С. 67–70.
6. Tertyshnaya Yu.V. Degradation of poly(3-hydroxybutyrate) and its blends during treatment with UV light and water / Yu.V. Tertyshnaya, L.S. Shibryaeva // Polym Sci., Ser. B. – 2013. – Т. 55. – № 3–4. – С. 164.
7. Разработка предложений по рекультивации нарушенных и загрязненных земель: в 2-х ч.: отчет о НИР по дог. 3105-0850-12-1. Этап 4. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – 441 с.

Prevention of dangerous water erosion processes using polymeric soil-aggregating agents

D.A. Neretin¹, A.V. Trebnov¹, K.L. Unanyan¹, Ye.Ye. Ilyakova^{1*}, L.A. Tomskaya¹, A.M. Alabyan², S.F. Krasnov², L.S. Shibryayeva²

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC, Office 812, Premises 2-H, Litt. A, Bld. 45, Malookhtinskiy prospect, Malaya Okhta municipal district, St. Petersburg, 195112, Russian Federation

² Hidroekologiya-KGS LLC, Bld. 72/2, Leninskiy prospect, Moscow, 119261, Russian Federation

* E-mail: E_Ilyakova@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. The active exposition of the erosive processes is a result of climatic and manmade impact to soil and vegetation. Application of the biodegradable polymeric agents is a promising way to overcome this problem, as they help to improve the agrophysical properties and structure of soils. Performance considerably rises in case of applying the polymeric soil-aggregating agents in combination with planting and seeding. At that, the main tasks of the polymeric agents are to clamp the soil particle together up to the consistence of the dense timber and create favorable conditions for growth and development of plants and their root system.

Keywords: aqueous erosion of soil, destabilization of the combined natural & manmade systems, reliability of utility facilities, rehabilitation of vegetation and soil cover, biodegradable soil-aggregating agents, seeding and planting.

References

1. GLAZOVSKAYA, M.A. *General agrology and geography of soils* [Obshcheye pochvovedeniye i geografiya pochv]. Moscow: Vysshaya shkola, 1981. (Russ.).
2. DENISOV, V.V. *Ecology* [Ekologiya]: study guide for higher school. 2nd ed., revised. Rostov-na-Dony: Mart, 2004. (Russ.).
3. SHIBRYAEVA, L., Yu. TERTYSHNAYA, Yu. SOLOVOVA et al. Effect of plant environment on decomposition of biodegradable materials based on poly-3-hydroxybutyrate and polylactide. *Norwegian Journal of Development of the International Science*, 2019, no. 27, pp. 11–24, ISSN 3453-9875.
4. SHIBRYAEVA, L.S., Yu.V. TERTYSHNAYA, D.D. PALMINA et al. Biodegraded polymers as materials for sowing of grain crops seeds [Biodegradiruyemye polimery kak materialy dlya vyseva semyan zernovykh kultur]. *Selskokhozyaystvennyye Mashiny i Tekhnologii*, 2015, no. 6, pp. 14–18, ISSN 2073-7599. (Russ.).
5. PALMINA, D.D., M.A. SMULSKAYA, Yu.V. TERTYSHNAYA et al. Biodegradable polymeric materials on the poly3-hydroxybutyrate base produced by electrical forming as the carriers of the cereal seeds [Biodegradiruyemye polimernyye materialy na osnove poli-3-gidroksibutirata, poluchennyye metodom EFV, – nositeli semyan zernovykh kultur]. In: *The 10th Petryanov's and the 1st Fuks's readings*, Moscow, 21–23 April 2015, pp. 67–70. (Russ.).
6. TERTYSHNAYA, Yu.V., L.S. SHIBRYAEVA. Degradation of poly(3-hydroxybutyrate) and its blends during treatment with UV light and water. *Polym Sci., Ser. B.*, 2013, vol. 55, no. 3–4, p. 164, ISSN 1560-0904.
7. *Development of recommendations for reclamation of disturbed and contaminated lands* [Razrabotka predlozheniy po rekultivatsii narushennykh i zagryaznennykh zemel]: in 2 pts.: report according to the contract no. 3105-0850-12-1. Stage 4. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. (Russ.).

Сведения об авторах

<i>Алабян Андрей Михайлович</i>	к.г.н., главный гидролог ООО «Гидроэкология-КГС». E-mail: andrei_alabyan@mail.ru
<i>Аливердиев Абутраб Александрович</i>	д.ф.-м.н., доцент, главный научный сотрудник Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала ОИВТ РАН в г. Махачкале, профессор кафедры общей и теоретической физики Дагестанского государственного университета. E-mail: aliverdi@mail.ru
<i>Алиев Расул Магомедович</i>	д.ф.-м.н., профессор, главный научный сотрудник Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала ОИВТ РАН в г. Махачкале, заведующий кафедрой Дагестанского государственного технического университета. E-mail: georgomooo@yandex.ru
<i>Амирова Анисе Александровна</i>	старший инженер Института физики им. Х.И. Амирханова Дагестанского федерального исследовательского центра РАН. E-mail: anise65@mail.ru
<i>Барабанова Светлана Михайловна</i>	главный специалист Отдела маркетинговых исследований Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Barabanova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бейбалаев Ветлугин Джабраилевич</i>	к.ф.-м.н., старший научный сотрудник Института проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиала ОИВТ РАН в г. Махачкале, доцент Дагестанского государственного университета. E-mail: kaspjij_03@mail.ru
<i>Болодян Иван Ардашевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Бондарев Евгений Владимирович</i>	старший научный сотрудник Отдела по работе на зарубежных ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Вагенлейтнер Евгений Владимирович</i>	начальник отдела Оренбургского филиала ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: of@vniipo.ru
<i>Вогман Леонид Петрович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Вольнец Игорь Григорьевич</i>	к.т.н., главный инженер ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Volynets@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гамера Юрий Васильевич</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории анализа риска на опасных производственных объектах Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Голуб Виктор Петрович</i>	директор Брянского инженерного центра ООО «Газпром инвест». E-mail: golubvp@mail.ru
<i>Гречко Александр Георгиевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Отдела ученого совета в Московской области ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., чл.-корр. РАН, начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ», главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гудымов Алексей Владимирович</i>	к.т.н., начальник лаборатории АО «Газпром промгаз». E-mail: promgaz@promgaz.gazprom.ru
<i>Денисевич Екатерина Владимировна</i>	начальник Центра геоинформационных и космических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Denisevich@vniigaz.gazprom.ru

<i>Докутович Алексей Борисович</i>	начальник Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Dokutovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Дурум Анастасия Артуровна</i>	младший научный сотрудник Лаборатории анализа риска на опасных производственных объектах Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Durum@vniigaz.gazprom.ru
<i>Жуков Илья Сергеевич</i>	старший научный сотрудник Агентства исследований промышленных рисков. E-mail: ilzhukov@safety.ru
<i>Заричняк Юрий Петрович</i>	к.т.н., д.ф.-м.н., профессор, доцент Национального исследовательского университета информационных технологий, механики и оптики. E-mail: zarich4@gmail.com
<i>Затырко Виктор Алексеевич</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: v.zatyрко@adm.gazprom.ru
<i>Извеков Иван Борисович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории научно-аналитического сопровождения исследований ядра и флюидов Московского центра исследования пластовых систем (ядро и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ильичев Александр Валерьевич</i>	начальник отдела ФГБУ ВНИИПО МЧС России. E-mail: vniipo@vniipo.ru
<i>Ильякова Елена Евгеньевна</i>	к.г.н., заместитель начальника Лаборатории геоэкологических исследований и экологического мониторинга Корпоративного научно-технического центра экологической безопасности и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Ilyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кашковский Роман Владимирович</i>	к.х.н., начальник Лаборатории экспериментальных исследований ресурса производственных объектов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: R_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Краснов Сергей Федорович</i>	к.г.н., ведущий специалист ООО «Гидроэкология-КГС». E-mail: skras@mail.ru
<i>Кулапов Сергей Михайлович</i>	заместитель начальника Центра геоинформационных и космических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Kulapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лисанов Михаил Вячеславович</i>	д.т.н., директор Центра анализа риска ЗАО НТЦ ПБ. E-mail: risk@safety.ru
<i>Лихущин Александр Михайлович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Likhushin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лихущин Игорь Александрович</i>	студент РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. E-mail: Likhushin2004@gmail.ru
<i>Лобанов Алексей Валерьевич</i>	к.т.н., начальник отдела ПАО «Газпром». E-mail: al.lobanov@adm.gazprom.ru
<i>Ломоносова Ольга Владимировна</i>	заместитель начальника Отдела геологии ПХГ Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Lomonosova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лохов Максим Сергеевич</i>	геолог 2 категории Филиала ООО «Газпром ПХГ» «Краснодарское УПХГ». E-mail: m.lokhov@krs.phg.gazprom.ru
<i>Маслов Алексей Станиславович</i>	к.т.н., начальник Технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск». E-mail: A.Maslov@gtt.gazprom.ru
<i>Мельников И.И.</i>	АО «Силовые машины». E-mail: lusus19@yandex.ru

<i>Микляева Евгения Сергеевна</i>	к.г.-м.н., начальник Отдела геокриологических исследований и анализа Центра геоинформационных и космических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Miklyeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Михайловский Александр Артемович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Недзвецкий Максим Юрьевич</i>	к.э.н., Генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заместитель начальника департамента ПАО «Газпром». E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Неретин Денис Анатольевич</i>	начальник Корпоративного научно-технического центра экологической безопасности и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: D_Neretin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Николаев Олег Валерьевич</i>	д.т.н., заместитель начальника Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нищик Александр Владимирович</i>	старший научный сотрудник Лаборатории экспериментальных исследований ресурса производственных объектов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Nischik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Панкратьев Данила Павлович</i>	главный технолог отдела ПАО «Газпром». E-mail: d.pankratiev@adm.gazprom.ru
<i>Петрова Юлия Юрьевна</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории анализа риска на опасных производственных объектах Центра производственной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru
<i>Плосков Александр Александрович</i>	к.т.н., заместитель начальника Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Погуляев Степан Иванович</i>	заместитель начальника Лаборатории экспериментальных исследований ресурса производственных объектов Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Pogulyaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Поляков Александр Вадимович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Лаборатории многофункциональных материалов Уфимского университета науки и технологий. E-mail: alex-v.polyakov@mail.ru
<i>Попович Александра Павловна</i>	научный сотрудник Отдела проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в истощенных месторождениях Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Popovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ремизов Алексей Евгеньевич</i>	начальник Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Remizov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ротов Александр Александрович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории внутрипромыслового транспорта газа Центра промысловых технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ряховских Илья Викторович</i>	к.т.н., начальник Корпоративного научно-технического центра управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Семенова Виктория Алексеевна</i>	инженер Отдела геопространственной информации Центра геoinформационных и космических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: VA_Semenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Семенова Ирина Петровна</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории многофункциональных материалов Уфимского университета науки и технологий. E-mail: semenova-ip@mail.ru
<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического сопровождения и мониторинга геологоразведочных работ Центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатова Екатерина Викторовна</i>	младший научный сотрудник ЗАО «МиМГО». E-mail: skorobogatova.995@gmail.ru
<i>Стонозженко Иван Васильевич</i>	начальник Лаборатории моделирования газожидкостных потоков в системах добычи Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Теребнев Александр Владимирович</i>	к.т.н., заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра экологической безопасности и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: A_Terebnev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ткачева Екатерина Владимировна</i>	заместитель начальника Отдела геокриологических исследований и анализа Центра геoinформационных и космических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: E_Tkacheva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Томская Людмила Аркадьевна</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории геоэкологических исследований и экологического мониторинга Корпоративного научно-технического центра экологической безопасности и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: L_Tomsкая@vniigaz.gazprom.ru
<i>Унаниян Константин Левонович</i>	к.г.н., начальник Лаборатории геоэкологических исследований и экологического мониторинга Корпоративного научно-технического центра экологической безопасности и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: K_Unanyan@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ухова Юлия Александровна</i>	научный сотрудник Лаборатории нетрадиционных ресурсов газа Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: Y_Ukhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Федоров Василий Николаевич</i>	начальник Управления перспективного развития ООО «Газпром инвест». E-mail: office@invest.gazprom.ru
<i>Шибряева Людмила Сергеевна</i>	д.х.н., ведущий специалист-биохимик ООО «Гидроэкология-КГС». E-mail: lyudmila.shibryaeva@yandex.ru
<i>Шулепин Сергей Александрович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории проектирования и анализа эксплуатации ПХГ в водоносных пластах Центра технологий хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Эдер Леонтий Викторович</i>	д.э.н., заместитель Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по перспективному развитию. E-mail: L_Eder@vniigaz.gazprom.ru
<i>Эфендиева Марият Рамзесовна</i>	студентка Дагестанского государственного университета. E-mail: dgu@dgu.ru
<i>Ямкин Александр Владимирович</i>	заместитель начальника Технического отдела ООО «Газпром трансгаз Томск». E-mail: A.Yamkin@gtt.gazprom.ru

Information about the authors

<i>Alabyan Andrey Mikhaylovich</i>	candidate of geography, chief hydrologist at the Hidroekologiya-KGS LLC. E-mail: andrei_alabyan@mail.ru
<i>Aliverdiyev Abutrab Aleksandrovich</i>	doctor of physics and mathematics, chief research associate in the Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, professor of the General and theoretical physics department at the Dagestan State University. E-mail: aliverdi@mail.ru
<i>Aliyev Rasul Magomedovich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, head of the General and theoretical physics department at the Dagestan State University. E-mail: geopromooo@yandex.ru
<i>Amirova Anise Aleksandrovna</i>	senior engineer at the Dagestan Institute of Physics after Kh.I. Amirhanov affiliated with Dagestan Federal Research center of RAS. E-mail: anise65@mail.ru
<i>Barabanova Svetlana Mikhaylovna</i>	chief specialist of the Marketing research division in the Center for engineering prediction and scientific-technical information at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Barabanova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Beybalayev Vetlugin Dzhabrailovich</i>	candidate of physics and mathematics, chief research associate in the Institute for problems of geothermics and renewable energy research – Makhachkala subsidiary of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences, assistant professor in Dagestan State University. E-mail: kaspj_03@mail.ru
<i>Bolodyan Ivan Ardashevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Bondarev Yevgeniy Vladimirovich</i>	senior research associate in the Division for operation of foreign UGSs of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Bondarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Denisevich Yekaterina Vladimirovna</i>	head of the Center for geoinformation and space technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Denisevich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Dokutovich Aleksy Borisovich</i>	head of the Center for process safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Dokutovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Durum Anastasiya Arturovna</i>	junior research associate in the Laboratory for risk analysis at dangerous industrial facilities of the Center for process safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Durum@vniigaz.gazprom.ru
<i>Eder Leontiy Viktorovich</i>	doctor of economics, deputy general director of the Gazprom VNIIGAZ LLC on long-term growth. E-mail: L_Eder@vniigaz.gazprom.ru
<i>Efendiyeva Mariyat Ramzesovna</i>	student of Dagestan State University. E-mail: dgu@dgu.ru
<i>Fadorov Vasily Nikolayevich</i>	head of the Long-term growth administration at the Gazprom Invest LLC. E-mail: office@invest.gazprom.ru
<i>Gamera Yuriy Vasilyevich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate in the Laboratory for analysis of risk at dangerous industrial facilities of the Center for industrial safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Golub Viktor Petrovich</i>	director of the Bryansk engineering center at the Gazprom Invest LLC. E-mail: golubvp@mail.ru

<i>Grechko Aleksandr Georgiyevich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Administrative council division at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Grechko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, correspondent member of RAS, head of the Administrative council division at the Gazprom VNIIGAZ, chief research associate at the Oil and gas research institute of Russian Academy of Sciences. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gudymov Aleksy Vladimirovich</i>	candidate of engineering, head of a laboratory at the Gazprom Promgaz JSC. E-mail: promgaz@promgaz.gazprom.ru
<i>Ilichev Aleksandr Valeryevich</i>	head of a division at the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: vniipo@vniipo.ru
<i>Ilyakova Yelena Yevgenyevna</i>	candidate of geography, deputy head of the Laboratory for geocological research and environmental monitoring in the Corporate scientific-technical center for environmental safety and energy efficiency at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Ilyakova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Izvekov Ivan Borisovich</i>	senior research associate in the Laboratory for scientific-analytical provision of core and fluids research of the Moscow center for research of bedded systems (core and fluids) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Izvekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kashkovskiy Roman Vladimirovich</i>	candidate of chemistry, head of the Laboratory for testing health of industrial facilities in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: R_Kashkovskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Krasnov Sergey Fedorovich</i>	candidate of geography, leading specialist at the Hidroekologiya-KGS LLC. E-mail: skras@mail.ru
<i>Kulapov Sergey Mikhaylovich</i>	deputy head of the Center for geoinformation and space technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Kulapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Likhushin Aleksandr Mikhaylovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for development of well construction technologies of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Likhushin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Likhushin Igor Aleksandrovich</i>	student of Gubkin University. E-mail: Likhushin2004@gmail.ru
<i>Lisanov Mikhail Vyacheslavovich</i>	doctor of engineering, director of the Risk analysis center at the STC «Industrial Safety». E-mail: risk@safety.ru
<i>Lobanov Aleksy Valeryevich</i>	candidate of engineering, head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: al.lobanov@adm.gazprom.ru
<i>Lokhov Maksim Sergeyevich</i>	geologist of the 2 nd category at the Subsidiary of the Gazprom PKhG LLC – Krasnodarskoye UPKhG. E-mail: m.lokhov@krs.phg.gazprom.ru
<i>Lomonosova Olga Vladimirovna</i>	deputy head of the UGSs geology division in the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Lomonosova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Maslov Aleksy Stanislavovich</i>	candidate of engineering, head of the Technical division at the Gazprom Transgaz Tomsk LLC. E-mail: A.Maslov@gtt.gazprom.ru
<i>Melnikov I.I.</i>	Silovyye Mashiny JSC. E-mail: lusus19@yandex.ru

<i>Mikhaylovskiy Aleksandr Artemovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for design and analysis of UGSs in water-bearing beds of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Miklyayeva Yevgeniya Sergeyevna</i>	candidate of geology and mineralogy, head of the Division for permafrost research and analysis in the Center for geoinformation and space technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Miklyaeva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nedzvetskiy Maksim Yuryevich</i>	candidate of economics, General director of the Gazprom VNIIGAZ LLC, deputy head of a Department at the Gazprom PJSC. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Neretin Denis Anatolyevich</i>	head of the Corporate scientific-technical center for environmental safety and energy efficiency at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: D_Neretin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nikolayev Oleg Valeryevich</i>	doctor of engineering, deputy head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in production systems in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: O_Nikolaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nishchik Aleksandr Vladimirovich</i>	senior research associate in the Laboratory for testing health of industrial facilities of the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Nischik@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pankratyev Danila Pavlovich</i>	chief technologist at a division of the Gazprom PJSC. E-mail: d.pankratiev@adm.gazprom.ru
<i>Petrova Yuliya Yuryevna</i>	candidate of physics and mathematics, head of the Laboratory for risk analysis at dangerous industrial facilities in the Center for process safety at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: PetrovaYY@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ploskov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Ploskov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Pogulyayev Stepan Ivanovich</i>	deputy head of the Laboratory for testing health of industrial facilities in the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Pogulyaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Polyakov Aleksandr Vadimovich</i>	candidate of engineering, senior research associate in the Laboratory for multifunctional materials at Ufa University of Science and Technology. E-mail: alex-v.polyakov@mail.ru
<i>Popovich Aleksandra Pavlovna</i>	research associate in the Division for design and analysis of UGSs operation in depleted fields of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Popovich@vniigaz.gazprom.ru
<i>Remizov Aleksey Yevgenyevich</i>	head of the Center for engineering prediction and scientific-technical information at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Remizov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rotov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, head of the Laboratory for intra-field transport of gas in the Center for field gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Rotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ryakhovskikh Ilya Viktorovich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific research center for control of technical state and integrity of production facilities at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru

<i>Safonov Vladimir Sergeevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Center for engineering prediction and scientific-technical information at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Semenova Irina Petrovna</i>	doctor of engineering, chief research associate in the Laboratory for multifunctional materials at Ufa University of Science and Technology. E-mail: semenova-ip@mail.ru
<i>Semenova Viktoriya Alekseyevna</i>	engineer of the Division for geospatial information in the Center for geoinformation and space technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: VA_Semenova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shibryayeva Lyudmila Sergeevna</i>	doctor of chemistry, leading specialist-biochemist at the Hidroekologiya-KGS LLC. E-mail: lyudmila.shibryaeva@yandex.ru
<i>Shulepin Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, leading research associate in the Laboratory for design and analysis of UGSs in water-bearing beds of the Center for technologies of gas storing at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: S_Shulepin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatov Viktor Aleksandrovich</i>	doctor of geology and mineralogy, senior research associate in the Laboratory for scientific and methodical support and monitoring of geological prospecting in the Center for geological support of field development in European Russia and West Siberia at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Skorobogatova Yekaterina Viktorovna</i>	junior research associate at the MiMGO CJSC. E-mail: skorobogatova.995@gmail.ru
<i>Stonozhenko Ivan Vasilyevich</i>	head of the Laboratory for modelling gas-liquid flows in production systems in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Stonozhenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Terebnev Aleksandr Vladimirovich</i>	candidate of engineering, deputy head of the Corporate scientific-technical center for environmental safety and energy efficiency at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: A_Terebnev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tkacheva Yekaterina Vladimirovna</i>	deputy head of the Division for permafrost research and analysis in the Center for geoinformation and space technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: E_Tkacheva@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tomskaya Lyudmila Arkadyevna</i>	leading research associate in the Laboratory for geoecological research and environmental monitoring of the Corporate scientific-technical center for environmental safety and energy efficiency at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: L_Tomskaya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ukhova Yuliya Aleksandrovna</i>	research associate in the Laboratory for alternative gas resources of the Centre for hydrocarbon resources and reserves at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: Y_Ukhova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Unanyan Konstantin Levonovich</i>	candidate of geography, head of the Laboratory for geoecological research and environmental monitoring in the Corporate scientific-technical center for environmental safety and energy efficiency at the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: K_Unanyan@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vagenleytner Yevgeniy Vladimirovich</i>	head of a division at the Orenburg subsidiary of the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: of@vniipo.ru
<i>Vogman Leonid Petrovich</i>	doctor of engineering, chief research associate in the All-Russian Research Institute for Fire Protection of EMERCOM of Russia. E-mail: vniipo-3.5.3@yandex.ru
<i>Volynets Igor Grigoryevich</i>	candidate of engineering, chief engineer of the Gazprom VNIIGAZ LLC. E-mail: I_Volynets@vniigaz.gazprom.ru

<i>Yamkin Aleksandr Vladimirovich</i>	deputy head of the Technical division at the Gazprom Transgaz Tomsk LLC. E-mail: A.Yamkin@gtt.gazprom.ru
<i>Zarichnyak Yuriy Petrovich</i>	candidate of engineering, doctor of physics and mathematics, senior research associate, professor, assistant professor at the ITMO University. E-mail: zarich4@gmail.com
<i>Zatyрко Viktor Alekseyevich</i>	head of a division at the Gazprom PJSC. E-mail: v.zatyрко@adm.gazprom.ru
<i>Zhukov Ilya Sergeevich</i>	Senior research associate at the Industrial Risk Research Agency. E-mail: ilzhukov@safety.ru

**ВЫШЛО В СВЕТ НОВОЕ ИЗДАНИЕ
РОССИЙСКОЙ ГАЗОВОЙ ЭНЦИКЛОПЕДИИ
в 3-х томах (2021–2023 гг.)**

В отличие от первого издания, выпущенного в 2004 г. под редакцией Р.И. Вяхирева, трехтомная Российская газовая энциклопедия 2021–2023 гг. построена по тематическому принципу и направлена на объемное и системное представление российской газовой отрасли как крупнейшего топливно-энергетического комплекса в его историческом развитии и перспективе. Справочное издание освещает основные этапы развития газовой отрасли по всем направлениям деятельности от самых истоков. Научным редактором новой книги выступил заместитель Председателя Правления – начальник Департамента ПАО «Газпром», член-корреспондент РАН, доктор технических наук Олег Евгеньевич Аксютин. Разработчиком издания является головной научно-технический центр ПАО «Газпром» – ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Публикация осуществлена в 2021–2023 гг. (по одному тому в год).

Том 1 «Газовая промышленность: история и современность» не имеет алфавитно-ориентированной структуры. Материал разбит на крупные тематические разделы и подразделы (более 30), том содержит 300 иллюстраций (фотографии, схемы, карты).

Том 2 «Теория и практика развития минерально-сырьевой базы углеводородов (суша и шельф)» позволяет получить основные сведения по геологии, поиску и разведке месторождений углеводородов, добыче газа, бурению, разработке месторождений углеводородов на суше и на шельфе, сбору и подготовке газа. Словник тома сформирован в алфавитном порядке и состоит из 709 языковых единиц. Словарные статьи проиллюстрированы рисунками и картографическими материалами (143 единицы).

Том 3 «Строительство и эксплуатация отраслевой инженерно-технической инфраструктуры, коммерческая продукция газовой промышленности» позволяет получить основные сведения о хранении и транспортировке природного газа, его переработке и использовании, разработке и внедрении инновационных технологий в области строительства и эксплуатации трубопроводов (суша и море), водородной энергетике, сжижении природного газа и др. Словник тома также сформирован в алфавитном порядке, включает 642 языковые единицы. Том содержит 135 иллюстраций.

Российская газовая энциклопедия предназначена как для специалистов – научных, инженерно-технических работников, менеджеров, предпринимателей, осуществляющих деятельность в газовой промышленности, студентов и аспирантов, обучающихся по соответствующим образовательным и научным специальностям, так и для широкого круга читателей.

*Редакционный совет
Российской газовой энциклопедии*



РОССИЙСКАЯ ГАЗОВАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ



РОССИЙСКАЯ ГАЗОВАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ

Просветительский мегапроект 2021–2023 гг.