



ВЕСТНИК

РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК

Издается с 2001 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Шахвердиев А.Х. (РФ)

Заместитель главного редактора

Ростанец В.Г. (РФ)**Алексеев А.С.** (РФ)**Башкирцева Н.Ю.** (РФ)**Бобров А.В.** (РФ)**Гулиев И.С.** (Азербайджан)**Жданов М.С.** (США)**Закиров Э.С.** (РФ)**Капаунов Д.Р.** (РФ)**Кервалишвили П.Д.** (Грузия)**Мандрик И.Э.** (РФ)**Михайлов Н.Н.** (РФ)**Можаев Е.Е.** (РФ)**Мымрин В.А.** (Бразилия)**Петросян В.С.** (РФ)**Петров В.А.** (РФ)**Суаейманов Б.А.** (Азербайджан)**Чень Цзяньпин** (Китай)**Чжао Пенда** (Китай)**Шевченко Ю.А.** (РФ)**Шестопалов Ю.В.** (РФ)**Шогенов Б.А.** (РФ)**Яннакопулос П.** (Греция)

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Аренс В.Ж. (РФ)**Бурак П.И.** (РФ)**Воловик А.М.** (РФ)**Гейхман И.А.** (РФ)**Золотарев В.А.** (РФ)**Мелуа А.И.** (РФ)**Новиков В.С.** (РФ)**Панин А.Н.** (РФ)**Панов Ю.П.** (РФ)**Степашин С.В.** (РФ)**Хайруллин М.Х.** (РФ)

РЕДАКЦИЯ ЖУРНАЛА

Руководитель редакции

Иваницкая Л.В.

Ответственный секретарь

Поротникова М.В.

Технический секретарь

Горелкина Е.И.

Журнал зарегистрирован в Министерстве по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций РФ.

Рег. свид. ПИ № 77-11708

Все права защищены. Никакая часть этого издания не может быть воспроизведена в какой-либо форме без письменного разрешения издателя.

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов.
© РАЕН 2024 г.

119002, Москва, пер. Сивцев Вражек, 29/16
тел.: +7 (495) 954-26-11

Тираж 500 экз.

Отпечатано в издательстве «Маска»
Москва, ул. Малая Юшуньская, д. 1, корп. 1

Журнал включен в перечень ВАК РФ по 10 группам специальностей; размещается на сайтах РИНЦ и «РОССИЙСКИЕ НАУЧНЫЕ ЖУРНАЛЫ»



СОДЕРЖАНИЕ

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С УЧЕТОМ РИСКА ПРИ ОТКЛОНЕНИИ ЗАПАСОВ

А.Х. Шахвердиев, Ю.П. Панов 3

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С НЕДОНАСЫЩЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

С.В. Арефьев 15

ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ ПОДВОДНО-ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНСПЕКЦИЙ НА БАЗЕ АНАЛИЗА РИСКОВ

Ю.А. Харченко, Д.А. Беликова 28

КОНЦЕПЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ КОМПЛЕКСНЫХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

С.А. Кириллов, А.М. Алисолтанов 34

РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА ПРИ НЕРЕГУЛЯРНОЙ СМЕНЕ СОРТА НЕФТИ

А.Ф. Секачев, А.С. Ланбина, В.В. Шалай, А.У. Якупов 42

НАУЧНЫЕ СТАТЬИ ПОБЕДИТЕЛЕЙ МОЛОДЕЖНОГО КОНКУРСА «ТЕХНИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНЫЕ НАУКИ» НА СОискАНИЕ ПРЕМИИ ИМЕНИ АКАДЕМИКА А.И. БЕРГА

СОВМЕСТНЫЙ КВАЗИОПТИМАЛЬНЫЙ АЛГОРИТМ ОБРАБОТКИ РАДИОСИГНАЛОВ ИСТОЧНИКОВ РАДИОИЗЛУЧЕНИЯ АВИАЦИОННЫМ СРЕДСТВОМ РАДИОТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ

И.Д. Бирюков 48

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КУМУЛЯНТНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ РАСПОЗНАВАНИЯ QAM-МОДУЛЯЦИИ В УСЛОВИЯХ АПРИОРНОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

В.К. Курбаналиев, А.Е. Латышев, А.С. Якушев 59

РАЗРАБОТКА ВОЗДУШНОГО КОМПЛЕКСА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КООРДИНАТ НАЗЕМНЫХ ИСТОЧНИКОВ РАДИОИЗЛУЧЕНИЯ БАЗОВО-КОРРЕЛЯЦИОННЫМ МЕТОДОМ

И.А. Кустков, А.О. Тектинов, Э.В. Волков, Д.Ю. Ломакина 66

ЭКОЛОГИЯ

УТИЛИЗАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОПАСНОГО РОСТА ТЕМПЕРАТУРЫ АТМОСФЕРЫ ЗЕМЛИ

В.А. Мымрин 72

ПРОБЛЕМЫ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА ЦИФРОВИЗАЦИЯ АГРАРНОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ В КОНТЕКСТЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Б.А. Шогенов, А.Б. Елканов, Т.Х. Созаева 86

ЭКОНОМИКА

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ СИСТЕМ СЕТЕВОГО ПЛАНИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ: ОПЫТ ВЫДАЮЩИХСЯ СОВЕТСКИХ УЧЕНЫХ С.П. НИКАНОРОВА И П.Г. КУЗНЕЦОВА

Е.Ф. Шамаева, Е.М. Брюхова, Е.Б. Попов, М.С. Сайдумов 93

НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗВИТИЯ ПЕРСОНАЛА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ИНСТИТУТА

А.В. Русалаев 102

О СРАВНЕНИИ ПРОСТОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ АНАЛОГИИ С ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ НЕБОЛЬШОГО КОЛЛЕКТИВА МЕДИЦИНСКОГО УЧРЕЖДЕНИЯ

И.Э. Новоселов, С.Л. Гольдштейн, Е.М. Грицюк 105

МЕДИЦИНА

ОСОБЕННОСТИ ПРЕПОДАВАНИЯ ВОЕННОЙ ТОКСИКОЛОГИИ: ПРОТИВОРЕЧИЯ И ПОДХОДЫ К ИХ ПРЕОДОЛЕНИЮ

С.В. Чепур, М.А. Юдин, Н.Г. Венгерович, А.С. Никифоров, Т.В. Шефер, И.В. Фатеев, М.А. Колесник 113

«ВИТАФИЛД» – ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ РЕСУРСОВ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ОРГАНИЗМА

И.В. Стегайло 119

БОТАНИКА

ГРИБЫ РОДА FUSARIUM – МНОГООБРАЗИЕ СВОЙСТВ, ЗНАЧЕНИЕ КАК ОБЪЕКТОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ БИОТЕХНОЛОГИИ

Т.А. Нугманова, М.В. Кабаргина 123

ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ

ПАМЯТНИК РУССКОЙ ИСТОРИИ И КУЛЬТУРЫ XII ВЕКА – СПАСО-ПРЕОБРАЖЕНСКИЙ СОБОР В ПЕРЕСЛАВЛЕ-ЗАЛЕССКОМ. ИЗУЧЕНИЕ И РЕСТАВРАЦИЯ. I ЧАСТЬ

С.И. Воробьев 140

Хроника 149



SCIENTIFIC & PUBLIC JOURNAL

BULLETIN

OF RUSSIAN ACADEMY OF NATURAL SCIENCES

Published since 2001
4 issues per year

EDITORIAL BOARD

Editor-in-Chief –
A.H. SHAHVERDIEV (RF)

Deputy Editor-in-Chief –
V.G. ROSTANETS (RF)

A.S. ALEKSEEV (RF)
N.YU. BASHKIRTSEVA (RF)
A.V. BOBROV (RF)
I.S. GULIEV (AZERBAIJAN)
M.S. ZHDANOV (USA)
E.S. ZAKIROV (RF)
D.R. KAPLUNOV (RF)
P.D. KERVALISHVILI (GEORGIA)
I.E. MANDRIK (RF)
N.N. MIKHAILOV (RF)
E.E. MOZHAEV (RF)
V.A. MYMRIN (BRAZIL)
V.S. PETROSYAN (RF)
V.L. PETROV (RF)
B.A. SULEYMANOV (AZERBAIJAN)
CHEN JIANPING (CHINA)
ZHAO PENGDA (CHINA)
YU.L. SHEVCHENKO (RF)
YU.V. SHESTOPALOV (RF)
B.A. SHOGENOV (RF)
P. YANNAKOPOULOS (GREECE)

EDITORIAL COUNCIL

V.ZH. ARENS (RF)
P.I. BURAK (RF)
A.M. VOLOVIK (RF)
I.L. GEYKHMAN (RF)
V.A. ZOLOTAREV (RF)
A.I. MELUA (RF)
V.S. NOVIKOV (RF)
A.N. PANIN (RF)
YU.P. PANOV (RF)
S.V. STEPASHIN (RF)
M.KH. KHAIRULLIN (RF)

EDITORIAL BOARD

Editorial Head
L.V. IVANITSKAYA

Executive Secretary
M.V. POROTNIKOVA

Technical Secretary
E.I. GORELKINA

All rights reserved. No part of this publication may be reproduced in any form or by any means without permission in writing from the publisher.

© RANS 2024
ISSN 1682-1696 / 1727-7892

➔ Editorial Board Address:
29/16, Sivcev Vrazhek, 119002,
Moscow, Russia, tel.: +7 (495) 954-26-11

CONTENTS

EARTH SCIENCE

SELECTION OF THE OPTIMAL PROJECT OPTION FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELDS, TAKING INTO ACCOUNT THE RISK OF RESERVE DEVIATION
A.KH. SHAKHVERDIEV, YU.P. PANOV 3

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF OIL DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA WITH UNDERSATURATED RESERVOIRS
S.V. AREFIEV 15

SAFETY ASSESSMENT OF SUBSEA GAS CONDENSATE FIELD COMPLEX USING RISK-BASED INSPECTIONS
Y.A. KHARCHENKO, D.A. BELIKOVA 28

THE CONCEPT OF TECHNOLOGY FOR DIGITAL INFORMATION EXPERT ASSESSMENT OF COMPLEX MODELS OF OIL AND GAS FIELD FACILITIES
S.A. KIRILLOV, A.M. ALISOLTANOV 34

RATIONALIZATION OF TECHNOLOGICAL PIPING OF THE TANK FARM WITH IRREGULAR CHANGES IN OIL GRADE
A.F. SEKACHEV, A.S. LANBINA, V.V. SHALAY, A.U. YAKUPOV 42

SCIENTIFIC ARTICLES BY THE WINNERS OF THE YOUTH COMPETITION "TECHNICAL AND ENGINEERING SCIENCES" FOR THE ACADEMICIAN A.I. BERG PRIZE

JOINT QUASI-OPTIMAL ALGORITHM FOR PROCESSING RADIO SIGNALS OF RADIO EMISSION SOURCES BY AVIATION RADIO SURVEILLANCE FACILITIES
I.D. BIRYUKOV 48

USING CUMULANT ANALYSIS TO RECOGNIZE QAM MODULATION UNDER CONDITIONS OF A PRIOR UNCERTAINTY
VC. KURBANALIEV, A.E. LATYSHEV, A.S. YAKUSHEV 59

DEVELOPMENT OF AN AERIAL COMPLEX FOR DETERMINING THE COORDINATES OF GROUND-BASED RADIO SOURCES BY THE BASIC CORRELATION METHOD
I.A. KUSTKOV, A.O. TEKTINOV, E.V. VOLKOV, D.YU. LOMAKINA 66

ECOLOGY

RECYCLING INDUSTRIAL AND MUNICIPAL WASTE TO PREVENT DANGEROUS INCREASES IN THE EARTH'S ATMOSPHERIC TEMPERATURE
V.A. MYMRIN 72

PROBLEMS OF THE AGRO-INDUSTRIAL COMPLEX

DIGITIZATION OF THE AGRICULTURAL SECTOR OF THE ECONOMY IN THE CONTEXT OF ENVIRONMENTAL SAFETY
B.A. SHOGENOV, A.B. BALKIZOV, T.KH. SOZAEVA 86

ECONOMY

FORMATION AND DEVELOPMENT OF NETWORK PLANNING AND MANAGEMENT SYSTEMS: THE EXPERIENCE OF OUTSTANDING SOVIET SCIENTISTS S.P. NIKANOROV AND P.G. KUZNETSOV
E.F. SHAMAIEVA, E.M. BRYUKHOVA, E.B. POPOV, M.S. SAIDUMOV 93

DIRECTIONS FOR IMPROVING THE PERSONNEL DEVELOPMENT SYSTEM OF A RESEARCH INSTITUTE
A.V. RUSALEEV 102

ABOUT COMPARING A SIMPLE MECHANICAL ANALOGY TO THE ACTIVITIES OF THE MEDICAL INSTITUTION'S SMALL TEAM
I.E. NOVOSELOV, S.L. GOLDSTEIN, E.M. GRITSYUK 105

MEDICINE

TEACHING ASPECTS OF MILITARY TOXICOLOGY: CONTRADICTIONS AND APPROACHES TO THEIR SOLUTION
S.V. CHEPUR, M.A. YUDIN, N.G. VENGEROVICH, A.S. NIKIFOROV, T.V. SHEFER, I.V. FATEEV, M.A. KOLESNIK 113

VITAFIELD – FUNCTIONAL RESTORATION OF THE HUMAN BODY RESOURCES
I.V. STEGAILO 119

BOTANY

FUSARIUM FUNGI – DIVERSITY OF PROPERTIES, IMPORTANCE AS OBJECTS OF INDUSTRIAL BIOTECHNOLOGY
T.A. NUGMANOVA, M.V. KABARGINA 123

HUMANITARIAN SCIENCE

MONUMENT OF RUSSIAN HISTORY AND CULTURE OF THE XII CENTURY – TRANSFIGURATION CATHEDRAL IN PERESLAVL-ZALESSKY. STUDY AND RESTORATION. 1 PART
S.I. VOROBYEV 140

CURRENT EVENTS 149

УДК 622.276

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-4-3-14

Научная статья

EDN: XZMWHX

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С УЧЕТОМ РИСКА ПРИ ОТКЛОНЕНИИ ЗАПАСОВ

А.Х. ШАХВЕРДИЕВ, Ю.П. ПАНОВРОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ (МГРИ),
МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

Мониторинг большого числа месторождений углеводородного сырья в Российской Федерации показал существенное отклонение проектных показателей разработки от фактически достигнутых, что, несомненно, определяет высокий уровень риска, который может привести к нерациональности проекта и к серьезным коллизиям между собственником недр, инвестором и недропользователем. Многовариантность и многофакторность решаемой задачи определяются сложностью методики выбора варианта системы разработки нефтяной залежи. Проект считается устойчивым и рентабельным для сторон, если при возможных изменениях основных технологических параметров проекта (коэффициента извлечения нефти, газа, конденсата [КИН, КИГ, КИК] и его экономического составляющего – чистого дисконтированного дохода [ЧДД]) он оказывается финансово эффективным, а возможные неблагоприятные последствия устраняются мерами, предусмотренными организационными, технологическими и экономическими механизмами в рамках проекта. В процессе выбора оптимального варианта проектов разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) необходимо учитывать неполноту и неточность используемой информации об условиях реализации проекта. Наиболее сложной задачей является априорное испытание чувствительности проекта при ожидаемом отклонении геологических и извлекаемых запасов от утвержденных в проекте запасов. Исследования, проводимые в рамках первого этапа, показали, что поиск оптимального решения возможен путем совместного учета и синтеза результатов вероятностно-статистических методов, методов теории игр, в том числе критерий Лапласа, критерий минимаксного риска Севиджа, критерий пессимизма-оптимизма Гурвица, критерий Ходжа-Лемана, критерий максимума ожидаемой полезности, а также их свертывания с использованием аппарата теории нечетких множеств Л. Заде и построения

Original article

SELECTION OF THE OPTIMAL PROJECT OPTION FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELDS, TAKING INTO ACCOUNT THE RISK OF RESERVE DEVIATION

A.KH. SHAKHVERDIEV, YU.P. PANOVRUSSIAN STATE GEOLOGICAL
EXPLORATION UNIVERSITY NAMED AFTER
S. ORDZHONIKIDZE (MGRI), MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

Monitoring of a large number of hydrocarbon fields in the Russian Federation has shown a significant deviation of project development indicators from the actually achieved ones, which undoubtedly determines a high level of risk that can't lead to rationality of the project and to serious collisions between the subsoil owner, investor and subsoil user. The multi-variability and multifactor nature of the problem to be solved determine the complexity of the methodology for selecting a variant of the oil deposit development system. The project is considered sustainable and profitable for the parties if, in case of possible changes in the main technological parameters of the project - oil, gas, condensate recovery factor [ORF, CIG, CIC] and its economic component - net discounted income [NDI] - it turns out to be financially effective, and possible adverse effects are eliminated by measures provided for by organizational, technological and economic mechanisms within the project. In the process of selecting the optimal variant of projects for the development of hydrocarbon deposits (HCS) it is necessary to take into account the incompleteness and inaccuracy of the used information about the conditions of the project implementation. The most difficult task is a priori testing of the project sensitivity under the expected deviation of geological and recoverable reserves from the reserves approved in the project. The research conducted within the framework of the first stage showed that the search for an optimal solution is possible by jointly taking into account and synthesising the results of probabilistic and statistical methods, game theory methods, including the Laplace criterion, Sevidge's minimax risk criterion, Hurwitz's pessimism-optimism criterion, Hodge-Lehman criterion, maximum expected utility criterion, as well as their convergence using the apparatus of L. Zadeh's fuzzy set theory and building a strategic decision-making scenario. The basis for such a decision,

стратегического сценария принятия решения. Основой такого решения являются результаты, рассчитанные с помощью геолого-гидродинамической модели объекта разработки, в том числе технологических и экономических показателей, сведенных в матрицы прибылей или риска. Выбор оптимального варианта разработки осуществлен на основе нечеткой логики расчетным подбором максимального значения функции принадлежности. На основе разработанной методики и программного продукта «ОПТИМАКС» обеспечивается выбор оптимального варианта проекта разработки углеводородной залежи.

Ключевые слова: выбор оптимального варианта проекта, коэффициент извлечения нефти, чисто дисконтированный доход, нечеткие множества, функция принадлежности, минимаксные принципы, геологические и извлекаемые запасы

«С возрастанием сложности точные утверждения становятся менее осмысленными, а осмысленные утверждения теряют точность».

А. Заде

ВВЕДЕНИЕ

Глобализация мировой экономики и сопровождающие эти процессы неопределенности и риски в области принятия глобальных и оперативных локальных решений привели к вторжению в прикладную науку новейших математических методов цифровизации, компьютерных технологий моделирования объектов и процессов, которые, в свою очередь, обеспечивают возможность решить возникшие сложные задачи в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Перспективы состоят в том, что удастся включить в этот сложный процесс прогрессивные методы математического аппарата: искусственный интеллект, нечеткую логику, фрактальную геометрию, теорию хаоса, искусственные нейронные сети, генетические алгоритмы, теорию катастроф, игровые методы теории принятия решений, а также экспертные системы оценки оптимальности решений и рисков, составляющие основу новой парадигмы.

В замечательной монографии Питера Бернстайна «Против богов», посвященной «укрощению риска», автор лаконично отмечает, что «сущность управления риском состоит в максимизации набора обстоятельств, которые мы можем контролировать, и минимизации набора обстоятельств, контролировать которые нам не удастся и в рамках которых связь причины и следствия от нас скрыта» [3].

Следовательно, очевидны актуальность и востребованность проблем принятия решений в условиях неопределенности и недостаточности информации, чреватой большими рисками в сфере недропользова-

are the results calculated using a geological and hydrodynamic model of the development object, including technological and economic indicators, summarised in profit or risk matrices. The choice of the optimal development variant is carried out on the basis of fuzzy logic by computational selection of the maximum value of the belonging function. On the basis of the developed methodology and software product 'OPTIMAX' the selection of the optimal variant of the hydrocarbon deposit development project is provided.

KEY WORDS: selection of the optimal project variant, oil recovery factor, net discounted income, fuzzy sets, belonging function, minimax principles, geological and recoverable reserves

ния, в особенности при разработке месторождений жидкого и газообразного углеводородного сырья.

Как известно, нефтяная или газовая залежь со всеми наземными и подземными коммуникациями представляет собой сложную динамическую систему, анализ, диагноз, прогноз и управление которой основаны на мультидисциплинарном подходе теории больших и сложных систем. Важное значение для такой системы имеет признак целостности, подразумевающий не просто сумму составляющих его элементов. Решающим правилом здесь является то, что выделение или разделение на элементы возможно, потому что существует целое, а не наоборот [13, 26].

Исходя из общих соображений, система может быть структурно простой, но ее динамическое поведение – чрезвычайно сложным. Таким образом, большое количество скважин необязательно означает большую сложность системы и наоборот.

В случае, когда динамическое поведение системы претерпевает существенные изменения, возникают неопределенности, необратимости и неустойчивости. Однако динамическую систему в подобных условиях невозможно моделировать системой нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, точнее исследовать динамическую систему только детерминированными методами [13, 26, 33].

Все это связано с рядом принципиальных решений относительно методов оптимизации проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений в условиях низкого качества и дефицита информации и, как следствие, характером и степенью рисков, возникающих из-за следующих факторов:

- ограничений в ходе физического моделирования лабораторных исследований;
- погрешностей, допущенных при промысловых сейсмических, комплекса геофизических, геологических и гидродинамических исследований;

– допущенных осреднений, ограничений и идеализации при математической формализации, геологическом и гидродинамическом моделировании объектов разработки;

– несовершенства нормативно-правовой базы проектирования месторождений жидкого и газообразного углеводородного сырья.

Следовательно, детерминированные многомерные, многофазные геолого-гидродинамические модели, направленные на описание сложного объекта и динамики процесса, не всегда адекватны в целях управления разработкой и долгосрочного прогноза основных показателей.

В процессе выбора оптимального варианта проектов разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) необходимо учитывать неполноту и неточность используемой информации об условиях реализации проекта.

Такие ключевые показатели эффективности проекта, как конечный коэффициент извлечения УВС, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, индекс доходности затрат, индекс доходности инвестиций, срок окупаемости, исчисленные с учетом факторов риска и неопределенности, именуются ожидаемыми. Они используются только для обоснования положительных или отрицательных решений для выбора лучшего из нескольких вариантов одного проекта. Поэтому эти показатели не являются ни минимально возможными, ни гарантированными, и не могут использоваться для установления каких-либо обязательств для участников проекта. Согласно основным положениям, методическим рекомендациям [4, 12], проект считается устойчивым и приемлемым для сторон, если при возможных изменениях основных технологических параметров проекта (коэффициента извлечения нефти, газа, конденсата [КИН, КИГ, КИК] и его экономического составляющего – чистого дисконтированного дохода [ЧДД]) он оказывается рентабельно реализуемым и эффективным, а возможные неблагоприятные последствия устраняются мерами, предусмотренными организационными, технологическими и экономическими механизмами в рамках проекта. И, соответственно, проект считается неустойчивым и неприемлемым для сторон, если при некоторых достаточно вероятных изменениях его основных технологических параметров или его экономической составляющей он оказывается финансово нереализуемым или приводит к последствиям, не отвечающим целям и интересам сторон.

Российская практика создания проектного документа на разработку нефтяного месторождения и методика выбора оптимального или рационального варианта проекта разработки осуществляется на основании нормативных документов и экспертизы [8, 17] и решения Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР Роснедра).

Процесс выбора стратегии разработки нефтегазовых месторождений отличается зависимостью показателей и критериев оценки эффективности проектных решений от геолого-геофизической информации, структуры запасов, изменчивости природных условий, вероятностного характера большинства технико-экономических показателей разработки и формирования структуры капиталовложений. На основе этих особенностей формируются системы рисков, к основным из которых относятся следующие отклонения и ошибки:

- при расчетах геологических и извлекаемых запасов углеводородов;
- конечного коэффициента извлечения нефти, газа, конденсата;
- динамики текущей и накопленной добычи нефти, газа, конденсата;
- при прогнозе цен на углеводородные продукты и волатильности валютного рынка;
- при изменении капитальных вложений и сроков окупаемости инвестиций;
- целого ряда неверных технологических решений и форс-мажорных обстоятельств.

Последствия таких рисков в общем случае можно оценить потерями, которые могут иметь место при несоответствии проектных и технологических решений разработки месторождения ожидаемым экономическим результатам: чистому дисконтированному потоку наличности, внутренней норме доходности, индексу дисконтированной доходности затрат и инвестиций, сроку окупаемости инвестиций и другим экономическим критериям. Многовариантность и многофакторность решаемой задачи определяют сложность выбора системы разработки нефтяной залежи. При расчетах вариантов разработки на основе многомерных детерминированных геолого-гидродинамических моделей используются крайне ограниченные, часто косвенные и весьма приближенные сведения о залежах. Как следствие, низкая надежность получаемых данных ведет к регулярному уточнению проектных показателей разработки, пересчету балансовых геологических и извлекаемых запасов, текущего и конечного коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата [1, 2, 6, 7, 9, 11, 14, 21, 30, 31, 34].

Для оценки проектов разработки нефтяных месторождений, как правило, используются следующие основные показатели экономической эффективности [17]:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- внутренняя норма рентабельности (ВНР);
- индекс доходности затрат;
- индекс доходности инвестиций;
- срок окупаемости.

Кроме того, в систему оценочных показателей включаются следующие показатели:

- капитальные вложения на освоение месторождения;

- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Как правило, оценивается влияние следующих факторов риска, изменение которых может отражаться на эффективности проекта:

- объем добычи нефти;
- цены реализации нефти на внутреннем и внешнем рынках;
- объем капитальных вложений;
- объем текущих затрат и другие показатели.

На практике, как правило, рекомендуемый вариант разработки выбирается с большим запасом прочности, и поэтому проведенный анализ чувствительности остается устойчивым по отношению к нормативно установленным изменениям рисков. В реальности риски, связанные с подобным рода неопределенностью, сохраняются от проекта к проекту и отражаются на неоправданно низких значениях КИН.

Отметим некоторые особенности и недостатки вышеуказанного подхода при процедуре выбора оптимального варианта проекта рациональной разработки месторождений углеводородов.

Во-первых, проект разработки и содержащиеся в его основе геологическая и гидродинамическая модели объекта разработки рассчитываются исключительно на утвержденный государственным балансом запас углеводородного сырья (УВС) в соответствии с границами лицензионного участка. Целью проектного документа является достижение максимального чистого дисконтированного дохода и максимально возможного коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата.

В соответствии с этими требованиями нормативных документов проект разработки залежи рассчитывается на весь срок разработки на утвержденный объем запасов. При этом протоколами ЦКР Роснедра основные показатели разработки утверждаются на существенно ограниченный срок – 3, 5, 7 лет – в зависимости от статуса проектного документа.

Следовательно, за всю историю разработки месторождения приходится составлять десяток новых проектных документов и дополнений к ним, и каждый раз без должной оценки возможного изменения в перспективе запасов и без априорной оценки риска, связанного с вероятными отклонениями утвержденных геологических и извлекаемых запасов.

Очевидно, что и геологические, и извлекаемые запасы за весь срок разработки объекта с высокой вероятностью будут изменяться в большую или меньшую сторону, зачастую эти изменения становятся существенными [11, 19, 21, 27].

Во-вторых, для полноценного учета факторов неопределенности и риска требуется производить расчеты не только показателей ожидаемой эффективности единственного избранного варианта проекта с боль-

шим запасом устойчивости, необходимо априорно анализировать чувствительность наиболее рискованных вариантов проекта разработки объекта, в первую очередь рассчитанную на существенное отклонение утвержденных в проекте запасов.

Таким образом, для нефтегазовой сферы достаточно ограничиться тремя нормированными показателями эффективности проекта разработки месторождений: одним экономическим – ЧДД, одним технологическим показателем – КИН и одним смешанным показателем – произведением КИН*ЧДД.

Исследования, проводимые в рамках первого этапа, показали, что поиск оптимального решения возможен путем совместного учета и синтеза результатов вероятностно-статистических методов, эвристических критериев, их свертывания с использованием аппарата теории нечетких множеств и построения стратегического сценария принятия решения. Основой такого решения являются результаты, рассчитанные с помощью геолого-гидродинамической модели объекта разработки, в том числе технологических и экономических показателей, сведенных в матрицы прибылей или риска. Выбор оптимального варианта разработки осуществляется на основе нечеткой логики расчетным подбором максимального значения функции принадлежности. При составлении технологической схемы или проекта разработки залежи углеводородов многие характеристики пласта известны с некоторой неопределенной погрешностью. В то же время такие показатели, как технология разработки, плотность сетки скважин [28], система воздействия (в том числе инновационные технологии повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти [22–25, 29, 32]) в существенной степени зависят от фильтрационно-емкостных свойств пласта. Поэтому необходимо выбрать такую стратегию действий, чтобы по возможности уменьшить риск, возникающий из-за принятого к реализации варианта проекта разработки залежи, который основан на исходных данных, содержащих существенные погрешности и неопределенности.

Критический анализ и синтез методов принятия решений в условиях неопределенности и риска на основе обзора отечественных и зарубежных источников [1–4, 6–9, 11–14, 17, 21, 26, 30, 31, 34] позволил установить, что в мировой практике используются различные методы оценки эффективности инвестиционных проектов в условиях риска и неопределенности, к наиболее распространенным из которых следует отнести следующие методы:

- метод корректировки ставки дисконтирования (премия за риск);
- метод достоверных эквивалентов (коэффициентов достоверности);
- анализ чувствительности показателей эффективности;

- метод сценариев;
- метод построения «дерева решений»;
- имитационное моделирование по методу Монте-Карло;
- методы теории статистического анализа (критерий Лапласа, Вальда, критерий минимаксного риска Севиджа, критерий пессимизма-оптимизма Гурвица, критерий Ходжа-Лемана, критерий максимума ожидаемой полезности);
- теория нечетких множеств Л. Заде.

Метод анализа чувствительности показателей эффективности проекта позволяет на количественной основе оценить влияние на проект изменения его главных показателей эффективности. Главный недостаток данного метода заключается в том, что в нем допускается изменение одного параметра проекта изолированно от всех остальных, т. е. все остальные параметры проекта остаются неизменными и равны спрогнозированным величинам и не отклоняются от них. Возможны обстоятельства, когда соображения о вероятностях стратегий расплывчаты, тогда выбор решения затруднителен и зависит от опыта и знания проектантов и экспертов и математической формализации их опыта и знаний.

ПРИМЕР ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ

Отклонение геологических и извлекаемых запасов в зависимости от категории и объема запасов по оценке экспертов может колебаться в среднем более 50% в большую или меньшую сторону по сравнению с утвержденными в проектных документах [11, 20, 21]. При применении статистических критериев, методов теории игр, теории вероятности и теории нечетких множеств, конкретизируемых на основе оценки степени и характера неопределенности, выбирается оптимальное решение. Выбор оптимального варианта системы разработки производится путем обработки исходных данных (рис. 1, табл. 1). Здесь ячейки матрицы заполнены значениями чистого дисконтированного дохода [ЧДД] для всех семи вариантов проекта при соответствующих отклонениях запасов. Результаты расчета приведены в таблице 2, по всем семи вариантам проекта получены 13 столбцов альтернатив оптимальности выбора проекта разработки по все критериям.

Параметр K определяет значение пессимизма, и при $K=1$ критерий Ходжа-Лемана сводится к критерию максимина Вальда, в связи чем этот критерий исключен из расчета. Варьируя K , можно достаточно четко подобрать нужное значение пессимизма, отражающее реальные желания разработчика. На основании исходных данных одного из месторождений в качестве примера составлена исходная матрица ЧДД на случай вероятного колебания запасов (табл. 1). Для удобства разнознаковые элементы нормируем исклю-

чительно в положительные, прибавив к каждому значению ЧДД поправочный коэффициент, равный 3671. Таким образом, без ущерба для конечной цели получается приведенная матрица в таблице 2.

В столбце 5 таблицы 2 также представлены КИН по всем семи вариантам только для утвержденного в проекте уровня запасов при нулевом отклонении.

Оптимальный вариант разработки находится в отдельности по каждому из значений K и соответствует максимальному значению критерия при данном K . Таким образом, в данном случае при $K=0,1$ и $0,2$ оптимальным вариантом является вариант №4. При $K=0,5, 0,8, 0,9$ оптимальным вариантом разработки является первый вариант. По всем критериям подобраны оптимальные альтернативы и выбраны 1 и 4 варианты проекта согласно оценке 13 критериев.

ОПТИМАЛЬНАЯ АЛЬТЕРНАТИВА СОГЛАСНО ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ

Теория нечетких множеств достаточно точно моделирует процессы принятия решений и легко синтезируется с другими методами принятия решений в условиях неопределенности и риска, обусловленных недостаточностью и нечеткостью информации [5, 10, 15, 16, 18].

Нечеткая логика является системой, где дробные величины увеличивают способность теории множеств моделировать реальность, при этом применение теории нечетких множеств обусловило успехи искусственного интеллекта [5, 10, 15, 16, 18].

Необходимо различать случайность (randomness) и расплывчатость (fuzziness), причем последняя является основным источником неточности во многих процессах принятия решений. Под расплывчатостью подразумевается та неточность, которая связана с расплывчатыми множествами, то есть с классами, в которых нельзя указать границу, отделяющую элементы, принадлежащие к данному классу, и элементы, не принадлежащие к нему. По этой причине даже в тех случаях, когда расплывчатость в процессе принятия решений может быть представлена вероятностной моделью, обычно удобнее оперировать с ней методами теории расплывчатых множеств без привлечения аппарата теории вероятностей. Известно, что для методов теории вероятностей и математической статистики основное требование – это однородность выборки, свойство репликации и рандомизации.

Основное определение теории расплывчатых множеств по профессору Л. Заде гласит: $X = \{x\}$ – совокупность объектов (точек), обозначаемых через x . Тогда расплывчатое множество A в X есть совокупность упорядоченных пар (1).

$$A = \{x, \mu_A(x)\}, x \in X, \quad (1)$$

где $\mu_A(x)$ представляет собой степень принадлежности

ТАБЛИЦА 1.

Пример исходных данных в виде матрицы

Варианты	КИН	+50	+35	+25	+10	0	-10	-25	-35	-50
Вероятность реализации состояния природы		0,16	0,32	0,18	0,12	0,1	0,07	0,03	0,015	0,005
Вариант 1	0,189	1647	1602	1551	1206	974	715	321	223	56
Вариант 2	0,274	2225	2013	1818	1036	509	-163	-1188	-1424	-2137
Вариант 3	0,312	2646	2556	2289	1478	934	113	-1137	-1634	-2050
Вариант 4	0,330	2312	2155	2199	2289	1932	1030	-335	-1813	-1956
Вариант 5	0,345	1715	1783	1925	2153	2289	1272	-270	-2057	-2204
Вариант 6	0,352	1587	1523	1680	1867	2235	1054	-523	-2417	-2768
Вариант 7	0,360	1315	1217	1423	1315	1815	623	-1007	-2956	-3670

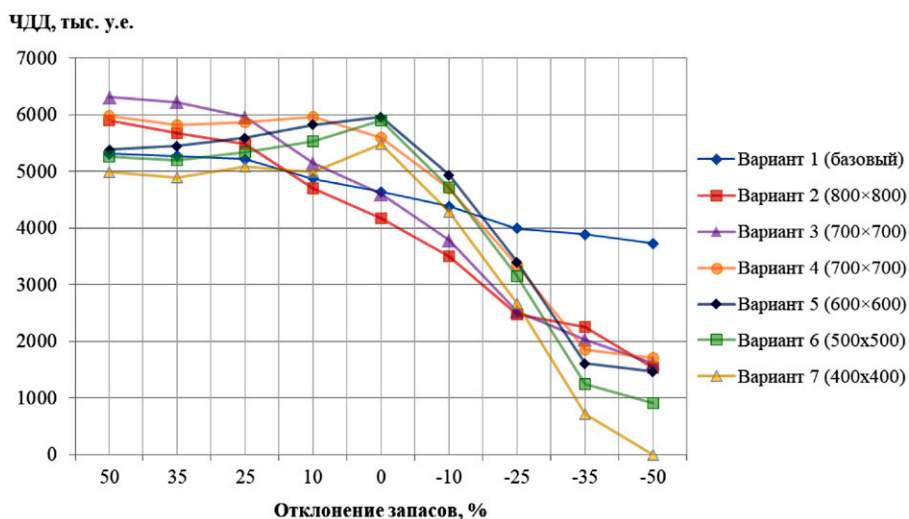


РИС. 1.

Графическое изображение матрицы ЧДД при отклонении запасов по всем вариантам

х к А, а $\mu_A(x): X \rightarrow M$ – функция, отображающая X в пространстве M , называемом пространством принадлежности. Когда M содержит только две точки 0 и 1, A является не расплывчатым, и его функция принадлежности совпадает с характеристической функцией нерасплывчатого множества. Таким образом, основное предположение состоит в том, что расплывчатое множество A , несмотря на нечеткость его границ, может быть точно определено путем сопоставления каждому объекту x числа, лежащего между 0 и 1, которое представляет степень его принадлежности к A .

Для целей предложенной задачи более подходящими являются функции принадлежности, представленные в таблице 4. После проведения всех описанных выше расчетов матрица 1 оценена по нескольким критериям. Этот результат можно представить так: получено несколько нечетких множеств типа «оптимальное решение по j -му критерию», нумерация критериев произвольна. Элементами каждого из данных

нечетких множеств являются варианты разработки, т.е. альтернативы принятия решения. Функции же принадлежности в каждом из множеств различны.

Причем значение функции принадлежности множества, соответствующее альтернативе A_i , позволяет судить, насколько i -я альтернатива близка к оптимуму по j -му критерию. Чем ближе значение функции принадлежности к единице, тем благоприятнее i -я альтернатива по j -му критерию. Для оптимальной альтернативы значение функции принадлежности равно 1, для наименее благоприятной по данному критерию – 0. В данной работе вместо нуля и единицы как граничных значений функций принадлежности используются 0,1 и 0,9. Этот выбор субъективен и никак не влияет на результаты расчетов. Таким образом, мы приходим к еще одному нечеткому множеству, которое можно назвать «оптимальное решение по совокупности критериев». Его элементами также являются альтернативы, только теперь им не соответствуют значения

ТАБЛИЦА 2.

Приведенная матрица ЧДД

Варианты разработки	КИН	Отклонение количества запасов, %								
		50	35	25	10	0	-10	-25	-35	-50
Вариант 1 (базовый)	0,189	5317	5272	5221	4876	4644	4385	3991	3893	3726
Вариант 2 (800×800)	0,274	5895	5683	5488	4706	4179	3507	2482	2246	1533
Вариант 3 (700×700)	0,312	6316	6226	5959	5148	4604	3783	2533	2036	1620
Вариант 4 (700×700)	0,330	5982	5825	5869	5959	5602	4700	3335	1857	1714
Вариант 5 (600×600)	0,345	5385	5453	5595	5823	5959	4942	3400	1613	1466
Вариант 6 (500×500)	0,352	5257	5193	5350	5537	5905	4724	3147	1253	902
Вариант 7 (400×400)	0,360	4985	4887	5093	4985	5485	4293	2663	714	1

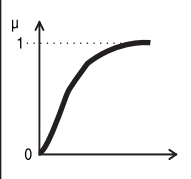
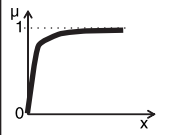
ТАБЛИЦА 3.

Соответствие ЧДД и вариантов разработки по всем критериям

Вариант	Лаплас	Сэвидж	Гур (K=0,1)	Гур (K=0,2)	Гур (K=0,5)	Гур (K=0,8)	Гур (K=0,9)	Макс. о.п.	Х-Л (K=0,1)	Х-Л (K=0,2)	Х-Л (K=0,5)	Х-Л (K=0,8)	Х-Л (K=0,9)
1	4592	1315	3885	4044	4522	4999	5158	5031	3856	3987	4378	4770	4900
2	3969	2193	1969	2405	3714	5023	5459	5094	1889	2245	3313	4381	4737
3	4247	2106	2090	2559	3968	5377	5846	5533	2011	2403	3577	4750	5142
4	4538	2036	2141	2568	3848	5128	5555	5618	2104	2495	3666	4837	5228
5	4404	2280	1915	2365	3713	5060	5510	5388	1858	2250	3427	4603	4996
6	4141	2824	1402	1903	3404	4904	5405	5169	1329	1755	3036	4316	4742
7	3678	3726	549	1097	2743	4388	4937	4816	482	963	2408	3853	4334

ТАБЛИЦА 4.

Функция принадлежности

№П/П	График	Формула
1		$\mu(x) = 1 - \exp(-Kx^a), K > 0, a > 0$
2		$\mu(x) = 1 - \frac{1}{k_1 x + k_2}, k_1 > 0, k_2 > 1$

ЧДД. Используя операцию пересечения нечетких множеств, мы непосредственно определим значения функции принадлежности, соответствующие каждой альтернативе. Это значит, что мы определяем функцию

принадлежности множества «оптимальное решение по совокупности критериев». Функция принадлежности пересечения нечетких множеств определяется так: для любого $x: \mu(x) = \min(\mu_i(x))$, где $\mu_i(x)$ – функции принадлежности всех нечетких множеств вида «оптимальное решение по критерию ...».

Авторы [16], сопоставляя различные методы, приходят к выводу о том, что «подход, основанный на теории нечетких множеств, преодолевает недостатки вероятностного и минимаксного подходов, связанных с учетом неопределенности». Далее таблицу 3 с помощью теории нечетких множеств трансформируем в таблицу 4, в которой рассчитаны функции принадлежности по всем семи вариантам проекта разработки. Максимальное значение среди минимальных значений функции принадлежности равно 0,813, что указывает на оптимальность 4 варианта проекта разработки (рис. 4).

Для удобства и наглядности используется приведенный КИН, параллельно смещенный и приближенный на уровень пересечения с кривыми ЧДД. Это позволяет сделать сравнительный анализ для выбора

ТАБЛИЦА 5.

Финальное распределение значений принадлежностей

Вариант	Лаплас	Сэвидж	Гур (K=0,1)	Гур (K=0,2)	Гур (K=0,5)	Гур (K=0,8)	Гур (K=0,9)	Макс. о.п.	Х-Л (K=0,1)	Х-Л (K=0,2)	Х-Л (K=0,5)	Х-Л (K=0,8)	Х-Л (K=0,9)	min μ
1	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,849	0,695	0,714	0,900	0,900	0,900	0,893	0,852	0,695
2	0,746	0,852	0,796	0,802	0,832	0,853	0,839	0,761	0,792	0,795	0,808	0,830	0,805	0,746
3	0,850	0,859	0,808	0,819	0,862	0,900	0,900	0,890	0,805	0,813	0,843	0,891	0,891	0,805
4	0,895	0,864	0,813	0,820	0,849	0,871	0,860	0,900	0,814	0,822	0,853	0,900	0,900	0,813
5	0,878	0,845	0,790	0,797	0,832	0,860	0,851	0,866	0,789	0,796	0,825	0,873	0,870	0,789
6	0,822	0,775	0,705	0,718	0,773	0,826	0,824	0,801	0,701	0,709	0,746	0,811	0,807	0,701
7	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100

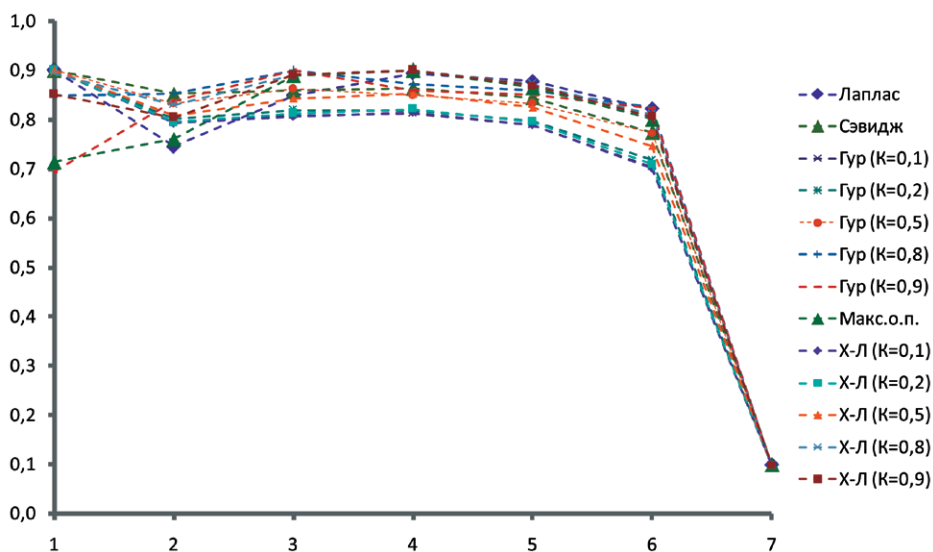


РИС. 2.

Функции принадлежности нечетких множеств

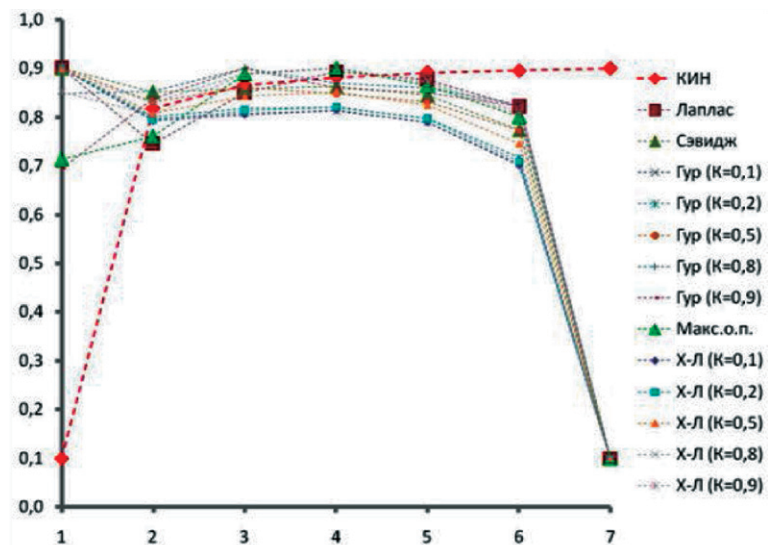


РИС. 3.

КИН и ЧДД как критерии при выборе варианта проекта

ТАБЛИЦА 6.

Матрица ЧДД с соответствующими значениями КИН

Варианты разработки	Отклонение количества запасов, %								
	50	35	25	10	0	-10	-25	-35	-50
Вариант 1 (базовый)	0,181	0,183	0,186	0,189	0,189	0,191	0,192	0,192	0,194
	5317	5272	5221	4876	4644	4385	3991	3893	3726
Вариант 2 (800×800)	0,269	0,271	0,271	0,273	0,274	0,275	0,277	0,277	0,279
	5895	5683	5488	4706	4179	3507	2482	2246	1533
Вариант 3 (700×700)	0,306	0,31	0,31	0,312	0,312	0,314	0,314	0,317	0,319
	6316	6226	5959	5148	4604	3783	2533	2036	1620
Вариант 4 (700×700)	0,325	0,326	0,326	0,328	0,33	0,33	0,333	0,333	0,335
	5982	5825	5869	5959	5602	4700	3335	1857	1714
Вариант 5 (600×600)	0,34	0,343	0,342	0,344	0,345	0,346	0,348	0,348	0,35
	5385	5453	5595	5823	5959	4942	3400	1613	1466
Вариант 6 (500×500)	0,347	0,348	0,35	0,351	0,352	0,354	0,354	0,355	0,357
	5257	5193	5350	5537	5905	4724	3147	1253	902
Вариант 7 (400×400)	0,356	0,358	0,36	0,36	0,36	0,361	0,363	0,364	0,365
	4985	4887	5093	4985	5485	4293	2663	714	1

ТАБЛИЦА 7.

Распределение значений принадлежности для матрицы ЧДД · КИН

Вариант	Лаплас	Сэвидж	Гур (K=0,1)	Гур (K=0,2)	Гур (K=0,5)	Гур (K=0,8)	Гур (K=0,9)	Макс. о.п.	Х-Л (K=0,1)	Х-Л (K=0,2)	Х-Л (K=0,5)	Х-Л (K=0,8)	Х-Л (K=0,9)	min μ
1	0,10	0,10	0,90	0,88	0,10	0,10	0,10	0,10	0,90	0,89	0,10	0,10	0,10	0,10
2	0,76	0,71	0,85	0,84	0,77	0,83	0,83	0,82	0,85	0,84	0,66	0,80	0,81	0,66
3	0,86	0,84	0,88	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,88	0,89	0,87	0,88	0,88	0,84
4	0,90	0,90	0,89	0,90	0,90	0,89	0,89	0,90	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,89
5	0,90	0,90	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90	0,90	0,88	0,89	0,89	0,90	0,90	0,88
6	0,89	0,88	0,83	0,85	0,88	0,90	0,90	0,90	0,83	0,84	0,85	0,89	0,89	0,83
7	0,86	0,81	0,10	0,10	0,75	0,88	0,89	0,89	0,10	0,10	0,49	0,87	0,88	0,10

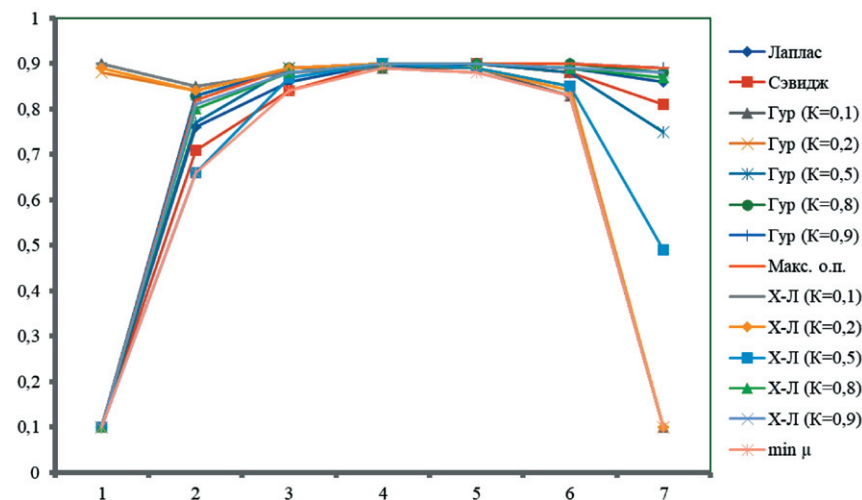


РИС. 4.

Определение оптимального варианта проекта разработки нефтяной залежи при исходной матрице с элементами ЧДД·КИН

оптимального варианта при условии максимума ЧДД при возможном максимуме КИН. К примеру, можно рассчитать и сопоставить выигрыш по КИН потери по ЧДД между 4 и 5 вариантами проекта. Эту же оценку можно сделать, рассчитав матрицу, составленную для произведения ЧДД×КИН (табл. 6), и определив минимальное значение функции принадлежности в таблице 7. Теперь рассмотрим множество «оптимальное решение по совокупности критериев» с только что определенной функцией принадлежности. Альтернатива, которой соответствует максимальное значение функции принадлежности, и есть искомое оптимальное решение.

Из таблиц видно, что варианты проектов 4 и 5 стали еще ближе по рассчитанной функции принадлежности, соответственно, 0,89 и 0,88 для случая произведения ЧДД×КИН, и тем не менее 4 вариант сохраняет оптимальность. При необходимости и определенных изменениях в системе разработки 5 варианта разработки можно добиться его оптимальности, поскольку функции принадлежности достаточно близки. Для этого необходимо заново запустить расчеты с новыми исходными данными и пересчитать функцию принадлежности по всем вариантам и критериям. Максимальный среди минимальных функций принадлежности будет оптимальным вариантом проекта разработки.

Как правило, крайние случаи – 1 вариант с минимальным значением КИН при максимальном ЧДД и 7 вариант проекта при максимальном КИН и при минимальном или отрицательном ЧДД – не могут рассматриваться в качестве оптимального по известным причинам. На рис. 4 предметом обсуждения являются с 2 по 6 варианты проекта разработки нефтяной залежи. Безусловно, в методике имеется возможность существенно сократить количество вариантов с 7 до 5 или критериев оценки с 13 до 9 или 7 без ущерба методике выбора и увеличения степени риска.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Методика позволяет априорно определить оптимальный вариант проекта разработки месторождения углеводородов в условиях неопределенности и риска, связанного с ожидаемым отклонением геологических и извлекаемых запасов. Моделирование опирается на статистический анализ, различные критерии теории игр и их свертывания с применением теории нечетких множеств. Методика позволяет как сократить, так и увеличить число критериев оценки и количество вариантов проекта для рассмотрения.

Рассчитываются матрицы наиболее значимых для процесса разработки показателей: ЧДД и КИН, а также их произведения ЧДД×КИН в соответствии с заданными значениями отклонения запасов, определяемые с помощью гидродинамических моделей объектов разработки. Имеется возможность учета и других тех-

нологических и экономических показателей процесса разработки в необходимом количестве.

Впервые предлагается научно обоснованная методика для выбора оптимального варианта проекта разработки нефтяной залежи в условиях априорного учета риска, возникающего из-за возможного отклонения утвержденных в проекте геологических и извлекаемых запасов.

ЛИТЕРАТУРА

1. АЛТУНИН А.Е., СЕМУХИН М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. Тюмень: ТГУ, 2004. 296 с.
2. БЕЛЛМАН Р., ЗАДЕ Л.А. Принятие решений в расплывчатых условиях. / Вопросы анализа и процедура принятия решений. М.: Мир, 1976.
3. БЕРНСТАЙН П.А. Против богов. Укрощение риска. М.: Олимп-Бизнес, 2000. 396 с.
4. ВИЛЕНСКИЙ П.А., ЛИВШИЦ В.Н., СМОЛЯК С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика. М.: Дело, 2008. 1104 с.
5. ГОРБУНОВ А.Т., МОСКВИН В.Д., БРУСЛОВ А.Ю., СТАРКОВСКИЙ А.В., РОГОВА Т.С. и др. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. Патент RU 2023143 С1, 15.11.1994.
6. ЗАДЕ Л.А. Основы нового подхода к анализу сложных систем и процессов принятия решений / Математика сегодня. М.: Знание, 1974. С. 5–49.
7. ЗАДЕ Л.А. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М.: Мир, 1976. 165 с.
8. ЗАДЕ Л.А. Тени нечетких множеств // Проблемы передачи информации. 1966. Т. 2. № 1. С. 37–44.
9. КАНДЕЛЬ А., БАЙАТТ У. Нечеткие множества, нечеткая алгебра, нечеткая статистика // Труды американского общества инженеров-радиоэлектроников. 1978. Т. 66. № 12. С. 37–61.
10. МАНДРИК И.Э. Потенциал повышения нефтеизвлечения на основе новых технологий стимулирования нефтяного пласта // Вестник РАЕН. 2007. Т. 7. №4. С. 14–19.
11. МАНДРИК И.Э., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., СУЛЕЙМАНОВ И.В. Оценка и прогноз нефтеотдачи на основе моделирования нейронными сетями // Нефтяное хозяйство. 2005. № 10. С. 36–39.
12. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61.
13. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: Наука, 1997. 254 с.
14. НЕДОСЕКИН А.О. Нечетко-множественный анализ риска фондовых инвестиций. СПб.: Сезам, 2002. 181 с.

15. Норвич А.М., Турксен И.Б. Фундаментальное измерение нечеткости / Нечеткие множества и теория возможностей. М: Радио и связь, 1986. С. 54–64.
16. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В. Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 104–109.
17. Шахвердиев А.Х., Дутов Д.В., Шахвердиев Э.А. Проблемы гармонизации нормативно-правовых аспектов законодательства о недропользовании // Нефтяное хозяйство. 2009. № 10. С. 20–23.
18. Шахвердиев А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44–48.
19. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбцкая Л.П., Галушко В.В. Способ определения местоположения застойных и слабодренлируемых зон нефтяной залежи. Патент RU 2105136 С1, 20.02.1998.
20. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбцкая Л.П. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19–23.
21. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Абасов М.Т., Аббасова Н.Н. Модельная основа выбора оптимального варианта разработки нефтяного месторождения при мультикритериальности решений // Нефтяное хозяйство. 2007. №10. С 82–85.
22. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Мандрик И.Э., Бахтияров С.И. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрипластовой генерации газа // Нефтяное хозяйство. 2006. № 11. С. 76–80.
23. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М. Синергетические эффекты при системном воздействии на залежь термореохимическими методами // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 61–65.
24. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Способ разработки нефтяной залежи. Патент RU 2244110 С1, 10.01.2005.
25. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Чукчеев О.А., Галеев Ф.Х. Способ гидроразрыва пласта. Патент RU 2122111 С1, 20.11.1998.
26. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 2004. 452 с.
27. Шахвердиев А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2001. № 5. С. 44–47.
28. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
29. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Jiang R., Vakhtiyarov S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
30. Шопин А.Г. Построение функции принадлежности нечеткого множества и оценка его вероятностных характеристик // Электронный журнал «Исследовано в России». 2003. С. 453–467. <http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2003/040.pdf>
31. Штовба С.Д. Введение в теорию нечетких множеств и нечеткую логику. <http://matlab.exponenta.ru/fuzzylogic/index.php> (дата обращения: 15.07.2024).
32. Gumersky Kh.Kh., Dzhaifarov I.S., Shakhverdiev A.Kh., Mamedov Yu.G. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery // Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France. 2000. P. 499-504.
33. Shestopalov Y., Shakhverdiev A. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems // Symmetry. 2021. T. 13. № 10.
34. Zadeh L.A. Fuzzy Sets // Information and Control. 1965. № 8. P. 338–353.

REFERENCES

1. Altunin A.E., Semukhin M.V. Calculations under Risk and Uncertainty in Oil and Gas Technologies. Tyumen: TSU. 2004:296. (In Russian).
2. Bellman R., Zade L.A. Decision Making in Vague Conditions. Collection. "Questions of Analysis and Decision Making Procedure". Moscow: Mir. 1976. (In Russian).
3. Bernstein P.L. Against the Gods. Taming Risk. Moscow: Olimp-Business. 2000:396. (In Russian).
4. Vilensky P.L., Livshits V.N., Smolyak S.A. Evaluation of Investment Projects Effectiveness. Theory and Practice. Moscow: Delo. 2008:1104. (In Russian).
5. Gorbunov A.T., Moskvina V.D., Bruslov A.Yu., Starkovsky A.V., Rogova T.S. et al. Method of processing the bottomhole zone of a production well. Patent RU 2023143 С1, 11.15.1994. (In Russian).
6. Zade L.A. Fundamentals of a new approach to the analysis of complex systems and decision-making processes. In the book Mathematics today. Moscow: Knowledge. 1974:5–49. (In Russian).
7. Zade L.A. The concept of a linguistic variable and its application to making approximate decisions. Moscow: Mir. 1976:165. (In Russian).
8. Zade L.A. Shadows of fuzzy sets. *Problemy peredachi informatsii*. 1966; 2, 1: 37–44. (In Russian).
9. Kandel A., Byatt W. Fuzzy Sets, Fuzzy Algebra, Fuzzy Statistics. Trudy amerikanskogo obshchestva inzhenerov – radioelektronikov. 1978; 66, 12:37–61.

- (In Russian).
10. MANDRIK I.E. The oil recovery efficiency increase potential with new bed stimulation technologies. *Vestnik RAYEN*. 2007; 7, 4:14–19. (In Russian).
 11. MANDRIK I.E., SHAKHVERDIEV A.KH., SULEIMANOV I.V. Oil recovery estimation and prediction using artificial neural networks. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2005; 10:36–39. (In Russian).
 12. Methodical Recommendations for Designing the Development of Oil and Gas Oil Fields. Appendix to the order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated March 21. 2007;61. (In Russian).
 13. MIRZAJANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH. Dynamic Processes in Oil and Gas Production: Systems Analysis, Diagnosis, Forecast. Moscow: Nauka. 1997:254. (In Russian).
 14. NEDOSEKIN A.O. Fuzzy-set analysis of stock investment risk. SPb.: Sezam. 2002:181. (In Russian).
 15. NORVICH A.M., TURKSEN I.B. Fundamental measurement of fuzziness. In the collection: Fuzzy sets and the theory of possibilities. Moscow: Radio and communication. 1986:54–64. (In Russian).
 16. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. The concept of monitoring and optimization of oil reservoirs waterflooding under the conditions of displacement front instability. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2021;11:104–109. (In Russian).
 17. SHAKHVERDIEV A.KH., DUTOV D.V., SHAKHVERDIEV E.A. Problems of harmonization of normative-legal aspects of the legislation on the subsoil use in Russia. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2009;10:20–23. (In Russian).
 18. SHAKHVERDIEV A.KH. Once again about oil recovery. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014; 1:44–48. (In Russian).
 19. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P., GALUSHKO V.V. Method for determining the location of stagnant and poorly drained zones of an oil deposit. Patent RU 2105136 C1, 02.20.1998. (In Russian).
 20. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P. Modeling of oil deposits from the standpoint of systemic optimization of processes. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000; 12:19–23. (In Russian).
 21. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., AVASOV M.T., ABBASOVA N.N. Model basis of a choice of an optimum variant of an oil field development at multicriteriality of decisions. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;10:82–85. (In Russian).
 22. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., MANDRIK I.E., BAKHTIYAROV S.I. Integrative efficiency of bed stimulation at intrastratal gas generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2006;11:76–80. (In Russian).
 23. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Synergetic effects at the system influence on deposit with thermo-rheochemical technologies summary. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2002;11:61–65. (In Russian).
 24. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method of developing an oil deposit. Patent RU 2244110 C1, 01.10.2005. (In Russian).
 25. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Formation hydraulic fracturing method. Patent RU 2122111 C1, 11/20/1998. (In Russian).
 26. SHAKHVERDIEV A.KH. Systematic Optimization of the Oil Field Development Process. Moscow: Nedra. 2004:452. (In Russian).
 27. SHAKHVERDIEV A.KH. Unified methodology for calculating the effectiveness of geological and technical measures. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2001; 5:44–47. (In Russian).
 28. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Well grid density optimisation and its impact on recovery ratio. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;12:54–58. (In Russian).
 29. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. High efficiency EOR and IOR technology on in-situ CO₂ generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95. (In Russian).
 30. SHOPIN A.G. Construction of the Membership Function of a Fuzzy Set and Estimation of Its Probability Characteristics. *Elektronnyy zhurnal «Issledovano v Rossii»*. 2003:453–467. <http://zhurnal.ape.relarn.ru/articles/2003/040.pdf> (In Russian).
 31. SHTOVBA S.D. Introduction to the theory of fuzzy sets and fuzzy logic. <http://matlab.exponenta.ru/fuzzylogic/index.php> (date of access: 07.15.2024). (In Russian).
 32. GUMERSKY KH.KH., DZHAFAROV I.S., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV YU.G. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery. Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France. 2000:499–504.
 33. SHESTOPALOV Y., SHAKHVERDIEV A. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems. *Symmetry*. 2021;13;10:1884.
 34. ZADEH L.A. Furry Sets. *Information and Control*. 1965; 8:338–353.

Шахвердиев Азизага Ханбаба Оглы,

д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

☎ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23
e-mail: ah_shah@mail.ru

Панов Юрий Петрович,

к.т.н., ректор Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

☎ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya Str, 23
e-mail: panovyp@mgi.ru

УДК 622.276,4/553.982

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-3-15-27

Научная статья

EDN: AQLFER

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С НЕДОНАСЫЩЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

С. В. АРЕФЬЕВПАО «ЛУКОЙЛ», МОСКВА, РОССИЙСКАЯ
ФЕДЕРАЦИЯ

Статья посвящена актуальной проблеме проектирования и разработки недонасыщенных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами с оценкой эффективности и совершенствованием методов увеличения нефтеотдачи. На примере одного из объектов ачимовских отложений Западной Сибири представлен алгоритм действий по выбору оптимальной технологии разработки пласта, имеющего двухэлементное строение, охарактеризованного однородными фильтрационно-емкостными свойствами с высокой вертикальной анизотропией и развитием недонасыщенных зон в подошвенной части. В работе отражена информация о проектных решениях с использованием площадной комбинированной системы скважин и применением многостадийного гидроразрыва пласта. Приведены подходы к разработке нефтяных залежей с недонасыщенными коллекторами, а также детально описано геологическое строение ряда месторождений Западной Сибири, и с учетом корреляции эксплуатационных скважин были установлены различные особенности залегания ачимовской толщи. На примере конкретных месторождений показаны особенности формирования пород ачимовской толщи, основанные на представлении о клиноформном залегании толщи пород неокома в интервале между кровлей баженовской свиты и подошвой урьевской пачки. Предложены два методических приема, которые позволяют раскрывать основные особенности макростроения геологических объектов независимо от того, какого рода геологические процессы обусловили осадконакопление сложнопостроенных объектов: пликативная или разрывная тектоника, дифференцируя их безошибочно.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: трудноизвлекаемые запасы, система разработки, низкопроницаемые коллекторы, недонасыщенные коллекторы, блоковое строение, ачимовская толщина, разрывная тектоника, структурная карта, горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта

ВВЕДЕНИЕ

Рациональная разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, в том числе добыча нерентабельных трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья в

Original article

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF OIL DEPOSITS IN WESTERN SIBERIA WITH UNDERSATURATED RESERVOIRS

S.V. AREFIEVPJSC LUKOIL, MOSCOW, RUSSIAN
FEDERATION

The article is devoted to the urgent problem of designing and developing undersaturated reservoirs with hard-to-recover reserves, with an assessment of efficiency and improvement of methods for increasing oil recovery. Using the example of one of the objects of the Achimov deposits of Western Siberia, an algorithm of actions for choosing the optimal technology for developing a reservoir with a two-element structure characterized by homogeneous filtration and capacitance properties with high vertical anisotropy and the development of undersaturated zones in the plantar part is presented. The paper reflects information on design solutions using an areal combined well system and the use of multistage hydraulic fracturing. The article presents approaches to the development of oil deposits with undersaturated reservoirs, as well as describes in detail the geological structure of a number of fields in Western Siberia, and considering the correlation of production wells, various features of the occurrence of the Achimov strata were established. Using the example of specific deposits, the features of the formation of rocks of the Achimov strata are shown, based on the idea of the clinoform occurrence of the Neocomian rock strata in the interval between the roof of the Bazhenov formation and the sole of the Uriev pack. Two methodological techniques are proposed that allow us to reveal the main features of the macrostructure of geological objects, regardless of what kind of geological processes caused the sedimentation of complex objects: plicative or discontinuous tectonics, differentiating them unmistakably.

KEYWORDS: hard-to-recover reserves, development system, low-permeability reservoirs, undersaturated reservoirs, block structure, Achimov strata, discontinuous tectonics, structural map, horizontal wells, hydraulic fracturing

исторической перспективе безусловно останется значимой и актуальной задачей для нефтепользователей.

Согласно оценкам экспертов, большой интерес представляет проблема огромного фонда нерентабельных высокообводненных скважин с обводненностью 95–98%, находящихся в недонасыщенных нефтью

зонах с различной выработкой извлекаемых запасов. Наряду с полезной работой существуют огромные проблемы, которые создает пластовая и закачиваемая вода в процессе разработки и эксплуатации месторождений, она снижает рентабельность добычи нефти и делает невозможным достижение проектного конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) [15, 18, 20–30]. Следовательно, часть запасов вырабатываемых высокообводненными скважинами так или иначе придется трансформировать в трудноизвлекаемую категорию, особенно запасы недонасыщенных нефтью коллекторов.

Разработка нерентабельных природных и техногенных трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) – актуальная, востребованная и долгосрочная задача, решение которой требует системного подхода, обеспечивающего гармонизацию геологических, технологических, экономических и нормативно-правовых параметров и показателей для обоснования выбора объектов, попадающих под льготы и оценки ожидаемого эффекта от принятых решений [5, 19, 22, 24, 27].

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция на сегодняшний день является одним из основных источников добычи углеводородного сырья в Российской Федерации. Здесь открыто около 500 нефтяных, газовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, содержащих порядка 70% текущих разведанных запасов нефти России. Начальные суммарные ресурсы территории (около 60% от НСР России) и состояние использования открытых запасов нефти свидетельствуют о том, что Западная Сибирь обладает огромным потенциалом для поддержания стабильной добычи нефти [11].

Между тем, наряду с высокопродуктивными залежами с повышенным нефтесодержанием, имеются зоны с недонасыщенными нефтью коллекторами, что создает определенные проблемы при их разработке и требует особого подхода к выработке таких залежей.

Особенностью разрабатываемых залежей ачимовской толщи Западно-Сибирского региона является низкая проницаемость, слабая нефтенасыщенность, высокая расчлененность и неоднородность. С этими факторами связаны следующие трудности при разработке:

- получение промышленных притоков из пласта, отсутствие периода фонтанирования, осуществление механизированной добычи с начала и до конца разработки;
- с первых месяцев эксплуатации скважины имеют высокую обводненность (40–60%), что обуславливает низкую нефтеотдачу объектов разработки и способствует дополнительным расходам на подготовку добываемой продукции;
- увеличение себестоимости добычи нефти.

Все продуктивные пласты ачимовской толщи, приуроченной к нижней части неокомского клиноформного нефтегазоносного комплекса (НГК), харак-

теризуются высокой неоднородностью, сложным распространением пород-коллекторов как по площади, так и по разрезу. В процессе ввода новых скважин на изучаемой территории фиксируется различие ожидаемых притоков с результатами испытаний и опробований в связи со слабой геолого-геофизической изученностью и технологическими неопределенностями при разработке месторождений.

По-видимому, расхождения обусловлены более сложными, чем предполагалось ранее, но не выявленными на сегодняшний день, особенностями внутреннего строения пластов на исследуемой территории.

Различные варианты оценки ресурсной базы должны учитывать неопределенности на этапе петрофизического и геологического моделирования, риски, связанные с сейсмогеологической основой и свойствами пластовых флюидов. По мере накопления новой геолого-геофизической информации степень неопределенности будет уменьшаться.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ В НИЗАХ МЕГИОНСКОЙ И СОРТЫМСКОЙ СВИТ НА НИЖНЕВАРТОВСКОМ И СУРГУТСКОМ СВОДАХ

Учитывая перспективность неокомского комплекса для поиска новых залежей углеводородов и необходимость детализации строения ранее выявленных залежей, изучение строения и условий формирования этих отложений является весьма важной задачей [7]. В связи с этим были рассмотрены различные варианты формирования нижнемелового комплекса Дружного, Восточно-Придорожного, Северо-Конитлорского, Тевлинско-Русскинского, им. А. Усольцева, Нонг-Еганского и других месторождений.

Выбор данных месторождений связан с особенностями их расположения. Так, например, Дружное месторождение расположено соответственно на Сургутском и Нижневартовском сводах, а Восточно-Придорожное – в прогибе между сводовыми поднятиями. В разрезе над баженовской свитой на месторождениях, расположенных в пределах Нижневартовского свода, отложения представлены мегионской свитой, на Сургутском своде – сортымской.

В результате детального изучения геологического строения, главным образом с учетом эксплуатационных скважин, были установлены различные особенности залегания этих свит и их низов – ачимовской толщи:

- 1) клиноформное залегание ачимовской толщи над баженовской свитой;
- 2) в виде компенсационной пачки в смежных с аномальным разрезом в блоках при клавишном погружении;
- 3) залегание ачимовской толщи над баженовской свитой.

Рассматривая эти условия на примере конкретных месторождений, придется еще раз напомнить, как по-

явилось понятие «ачимовская толща». Чтобы каким-то образом отделить ачимовскую толщу от вышележающих остальных пород сортымской и мегийской свит, была проведена параллельно баженовской свите условная линия [13]. Выше ее шельфовые песчаники и алевроито-песчаные пласты обозначались символами БВ или БС, в зависимости от принадлежности к тому или другому своду, а ниже этой линии – глубоководные (ачимовские) алевроито-песчаные пласты обозначались символами АчБВ. При этом полагалось, что на склонах клиноформ шельфовые песчаники замещаются глинами, а в интервале ачимовской толщи они снова становятся песчаниками.

Такое решение основывалось на данных сейсмоки и редкой сети разведочных скважин. При этом основополагающим являлось представление о клиноформном залегании толщ пород неокома в интервале между кровлей баженовской свиты и подошвой урьевской пачки.

Таким образом, подобное вступление к характеристике геологических процессов на начальных стадиях мелового периода на основе детальной корреляции тысяч эксплуатационных скважин в комплексе с сейсмическими исследованиями требует скрупулезного анализа формирования рассматриваемых отложений, представления о продуктивности которых в значительной мере зависят от объективной оценки условий залегания изучаемых пород.

Практическое применение на месторождениях такой операции, как приведение к одной толщине изучаемого в разных скважинах интервала пород, характеризующегося изменением его толщины в каком-либо направлении, показало эффективность этой методики.

Дело в том, что изменение толщин изучаемого интервала разреза, будь то пласт или горизонт, может быть обусловлено различного рода причинами. При стратиграфическом несогласии, связанном или с размывом пород, или перерывом в осадконакоплении, или с примыканием с угловым несогласием к нижележающим породам, уменьшение толщин происходит за счет выпадения из разреза интервала или сверху, или снизу отдельных его частей. В случае же клиноформного изучаемого интервала в каком-либо направлении также клиноформно изменяются толщины всех составляющих этот интервал пластов или пропластков.

Другими словами, приведение к одной толщине дает возможность детализировать представления о внутреннем строении клиноформных интервалов, слагающих разрез отложений, а также судить о происходивших процессах при формировании этих и других осадочных пород, установленных при последовательном палеопрфилировании.

В целом, два этих методических приема позволяют раскрывать основные особенности макростроения геологических объектов независимо от того, какого рода процессы обусловили осадконакопление слож-

нопостроенных объектов: пликативная или разрывная тектоника, дифференцируя их безошибочно.

Следует отметить, что методика приведения толщин изучаемого интервала к одной толщине для объектов с пликативной и разрывной тектоникой одинаковая. Однако результаты зависят от особенностей геологического строения этого интервала.

Практика показывает, что в случае с разрывной тектоникой в результате последовательного палеопрфилирования нередко выявляется блоковое строение интервалов разреза изучаемого объекта, толщины которого изменяются в ту или иную сторону скачкообразно, тогда как внутри блока происходит клиноформное изменение всех элементов толщин изучаемого интервала разреза [12].

В качестве примера предлагается рассмотреть Нонг-Еганское месторождение, принципиальной особенностью которого является усилившаяся в ачимовское время дифференциация разреза на блоки. Если в северном блоке ачимовские отложения практически отсутствуют, то в южном их толщина достигает 150 м. В этой связи также блоково изменяются и толщины каждой отдельной пачки, слагающих ачимовскую толщу.

Соответственно на Нонг-Еганском месторождении можно выделить следующие особенности блокового накопления осадков аномального разреза баженовской свиты (АРБ) и компенсационной ачимовской пачки:

- в северо-западном блоке толщины аномального разреза максимальны, отложения ачимовской толщи или минимальны, или отсутствуют полностью;
- в центральном блоке, наряду с аномальным разрезом, в неполном объеме присутствуют отложения ачимовской толщи;
- в юго-восточном блоке аномальный разрез отсутствует полностью, тогда как толщины ачимовской толщи максимальны (рис. 1).

Необходимо подчеркнуть, что возобновление блоковых погружений при накоплении ачимовской толщи происходило по тем же самым конседиментационным разломам, что и ранее при формировании АР, в результате клавишного погружения смежных тектонических блоков.

Значительный интерес представляет анализ структурных карт и карт толщин АРБ, собственно баженовской свиты и ачимовской компенсационной пачки.

Главное, на что необходимо обратить внимание при таком сравнении, это особенности изменения структурных показателей и толщин применительно к выделенным крупным блокам, а также к отдельным участкам, одинаковые конфигурации которых могут свидетельствовать о тектонической природе таких объектов.

Однако наибольший интерес представляет анализ указанных построений всех трех анализируемых подразделений разреза (рис. 2). Почти на всех картах на площадях, ограниченных крутами, выделяется по-



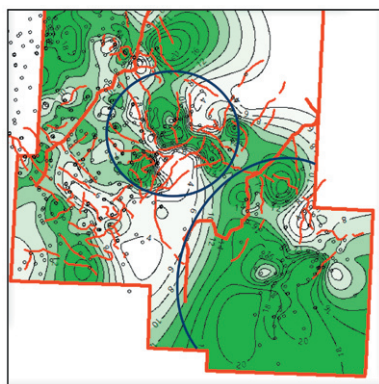
Рис. 1.

Блоковое строение аномального разреза баженовской свиты и компенсационной ачимовской пачки на схеме корреляции скв. 4216, 4319, 4292, 2004, 199R, 644

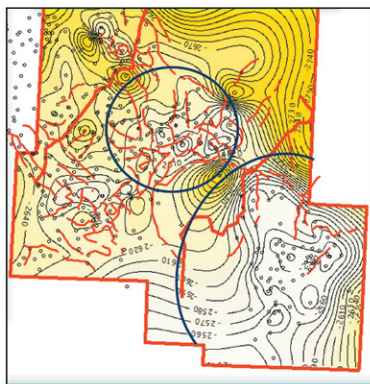
ложительная или отрицательная структура, имеющая практически одинаковые очертания не только на структурных картах, но и на картах толщин трех исследуемых объектов. Если на структурных картах АРБ и, собственно, баженовской свиты это наиболее глубокие участки, то на структурной карте компенсационной ачимовской пачки это наиболее высокие участки, как и на карте доюрского основания.

На картах толщин этот же участок представляется по-разному. На карте АРБ толщины имеют минимальные значения, тогда как на картах баженовской свиты и компенсационной ачимовской пачки – максимальные при сохранении одних и тех же очертаний.

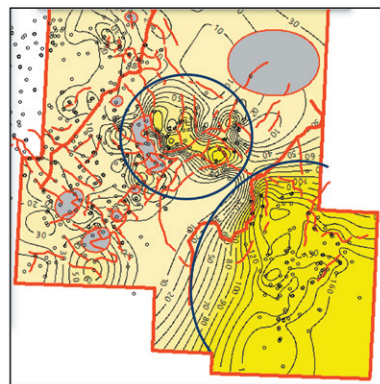
Совершенно по-разному происходит изменение рассматриваемых показателей в юго-восточном блоке месторождения. Если АРБ здесь отсутствует вовсе, то



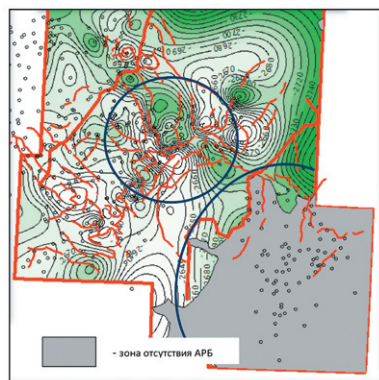
Г – Карта толщин баженовской свиты, залегающей над аномальным разрезом, а в зоне его отсутствия – непосредственно над георгиевской свитой



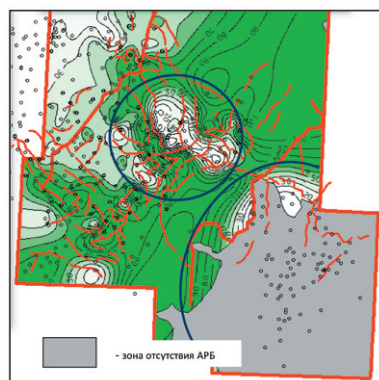
Д – Структурная карта по кровле компенсационной ачимовской пачки по данным корреляции разрезов скважин



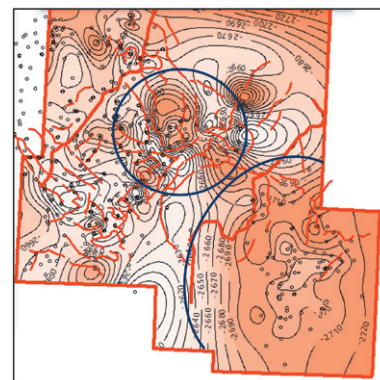
Е – Карта толщин компенсационной ачимовской пачки, залегающей над баженовской свитой



А – Структурная карта по кровле аномального разреза баженовской свиты, по данным корреляции разрезов скважин



Б – Карта толщин аномального разреза баженовской свиты, залегающего над георгиевской свитой



В – Структурная карта по кровле баженовской свиты по данным корреляции разрезов скважин

РИС. 2.

Тектонически обусловленное соответствие площадей распространения разновозрастных объектов в пределах Нонг-Еганского месторождения

на структурной карте и карте толщин, собственно, баженовской свиты фиксируются, соответственно, наиболее глубокое погружение и максимальные толщины. На соответствующей карте компенсационной ачимовской пачки наиболее высоким отметкам на структурных картах соответствуют максимальные толщины.

Все это можно объяснить только отражением тех разнозначных тектонических процессов, которые происходили в указанные выше интервалы времени при формировании этих отложений.

Подытоживая результаты выполненной детальной корреляции разрезов скважин по ряду месторождений Западной Сибири, следует отметить, что ее эффективность на сложнопостроенных объектах в значительной мере была обеспечена комплексированием методических приемов корреляции в интерактивном режиме.

Сравнение месторождений на последовательно меняющихся, но одних и тех же этапах их развития, показало сходство основных особенностей геологического строения разреза в интервале верхнеюрских-нижнемеловых отложений.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ

В настоящее время на крупнейших месторождениях Западной Сибири эксплуатируются залежи нефти, приуроченные преимущественно к неокомскому и верхнеюрскому нефтеносным комплексам. Запасы нефти этих залежей в значительной мере выработаны. Перспективы открытия новых месторождений в таких довольно хорошо изученных комплексах незначительны. В связи с этим особую актуальность приобретают

изучение и вовлечение в промышленную разработку глубокозалегающих перспективных горизонтов, а также пропущенных транзитных объектов. Ярким примером таких объектов является ачимовская толща, распространенная на территории Западной Сибири практически повсеместно [3, 6].

Детальное изучение условий формирования и особенностей распространения сложно построенных коллекторов безусловно является важной задачей для последующей эффективной разработки такого рода залежей. При этом в процессе разработки недропользователям приходится сталкиваться с запасами, содержащимися в недонасыщенных нефтью зонах, что доставляет определенные сложности по их эффективной выработке.

Разработка таких коллекторов требует внедрения современных технологий, таких как использование горизонтальных скважин (ГС) в сочетании с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), а также специализированных подходов. Данные технологические решения позволяют ввести в разработку ранее нерентабельные запасы, увеличить темпы их выработки и в целом повысить нефтеотдачу [8, 9].

Из рассмотренных месторождений, характеризующихся наличием коллекторов с низким насыщением, можно выделить месторождение им. А. Усольцева, которое открыто в 1987 г. и введено в разработку в 2014 г. Добыча нефти на месторождении ведется из девяти объектов: БС10₃¹, БС10₃², БС10⁵, БС11⁰, Ач1-2, Ач3, Ач4, Ач6 и ЮС1. К трудноизвлекаемым относятся Ач1-2, Ач3, Ач4, Ач6 и ЮС1, при этом большая часть недонасыщенных пропластков сконцентрирована в пласте Ач6, что накладывает определенные сложности на его эффективную разработку [4].

Данный объект представляет собой классический разрез ачимовских осадков, сформированных турбидными течениями и мутьевыми потоками различ-

ной плотности. По площади толщи осадков имеют субмеридиональное простирание, выклиниваются на западе и исчезают на востоке, где в результате врезания и разрушения нижележащих битуминозных отложений формируют аномальные разрезы баженовской свиты.

Потоки, обогащенные песчаным материалом и обладающие высокой плотностью, сформировали системы, представленные массивными песчаниками, для которых характерны максимальные в данном интервале фильтрационно-емкостные свойства (рис. 3). Западнее зоны торможения и разгрузки потоков отмечается резкое ухудшение коллекторских свойств за счет уменьшения зернистости до алевритовой фракции, наличия тонкорассеянного углистого детрита и глинистых интракластов.

Учитывая циклический характер выстраивания толщи и принимая во внимание закон Головкинского-Вальтера, отложения потоков высокой плотности подстилаются толщами менее энергоемких мутьевых потоков вплоть до тонкозернистых течений с характерными тонкослойчатыми структурами (рис. 4).

Исходя из принятой модели, в кровельной части комплекса следует ожидать выдержанные резервуары со сравнительно высокими для интервала в целом фильтрационными характеристиками. Для нижней части за счет слоистости и неоднородности вероятно наличие многочисленных экранов, что привело к неоднородному насыщению разреза.

Объект Ач6 является объектом опытно-промышленных работ (ОПР), характеризуется высокой расчлененностью, низкой нефтенасыщенностью и ультранизкой проницаемостью коллекторов. Пласт разделен на два пропластка Ач6/1, который является более однородным и обладает повышенными ФЕС, и Ач6/2, характеризующийся крайне низкими ФЕС и низкой насыщенностью [2].

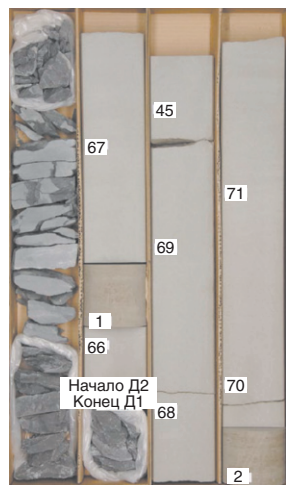


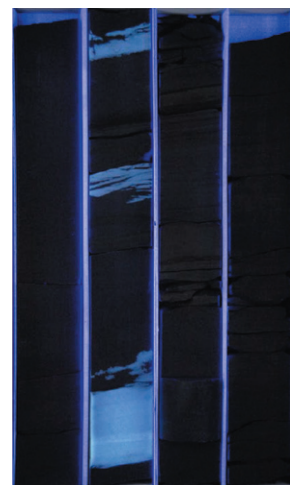
РИС. 3.

Керн верхней части комплекса в дневном и УФ свете



РИС. 4.

Керн нижней части комплекса в дневном и УФ свете



Большая часть коллекторов объекта Ачб имеют в среднем пористость 14–16%, проницаемость в пределах $(0,1 \div 2) \times 10^{-3}$ мкм², водоудерживающая способность изменяется по выборке в интервалах значений 50–70%. Пласт является основным по объему запасов месторождения: согласно актуальной оценке в нем сосредоточено 20% как геологических, так и извлекаемых запасов нефти, запасы отнесены к категории трудноизвлекаемых.

Для изучаемых коллекторов пласта Ачб развитие недонасыщенных зон, или зон насыщения связано с высокой вертикальной анизотропией пласта [10, 17]. Развитие недонасыщенных зон преимущественно приурочено к подошвенной части пласта Ачб, коллекторы не выдержаны по латерали (рис. 5).

Таким образом, объект делится на две части: на верхнюю (Ачб/1, $K_n = 0,52$ д.ед.) и нижнюю (Ачб/2 $K_n = 0,42$ д.ед. и менее). На нижнюю недонасыщенную часть пласта приходится 44 % извлекаемых запасов.

Объект Ачб находится на первой стадии разработки, разрабатывается системой горизонтальных добывающих и наклонно-направленных нагнетательных скважин, интенсивное бурение начато с 2022 г., реализация проектного фонда скважин составляет 18%. Из-за сложности геологического строения и низкой насыщенности нижней части пласта (Ачб/2) при бурении новых скважин отмечаются высокие темпы падения дебитов нефти и жидкости 50–60% за 12 месяцев работы и высокая начальная обводненность добываемой продукции.

Данная проблематика получения обводненных притоков в зоне предельного насыщения и несоответствие результатов испытаний ожидаемым притокам для целей проектирования разработки и оценки рисков бурения в нефтегазодобывающих компаниях решается различными методами [1, 14, 16]. Но общим в используемых подходах является то, что флюидальная модель насыщенности включает чередование продуктивных и водонасыщенных интервалов. В случае нефтенасыщенных ачимовских пластов в работе [14] выдвинута идея о формировании капиллярных барьеров первого рода по классификации Ю.А. Большакова. Авторы предполагают, что на этапе формирования залежи при процессе дренирования в текстурно-неоднородных ачимовских отложениях нефть не смогла преодолеть пороговое давление вытеснения, и порода осталась водонасыщенной. Такая ситуация характерна для прослоев с более низкой проницаемостью.

В связи с этим на рассматриваемом объекте реализуются технологии для эффективной выработки запасов нефти нижней недонасыщенной части разреза и снижения темпов падения уровня добычи нефти.

Проектные решения по разработке всего объекта предусматривают организацию площадной комбинированной системы на основе однорядной сетки,

строительство наклонно-направленных нагнетательных и горизонтальных (ГС) добывающих скважин (расстояние между рядами – 450 м, между наклонно-направленными нагнетательными скважинами – 400 м) и проведением гидроразрыва пласта, при этом коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,239 д.ед. Для вовлечения нижней недонасыщенной части (Ачб/2) предусмотрено бурение самостоятельной сетки скважин с горизонтальным окончанием в направлении с юга на север, длина горизонтального ствола – 500 м с многостадийным гидроразрывом пласта. Реализация проектных решений позволяет достигнуть коэффициент охвата $K_{охв} = 0,469$ д.ед.

В целях эффективной выработки запасов нижней недонасыщенной части разреза пласта Ачб предложено провести бурение самостоятельных горизонтальных скважин с последующей интенсификацией многозонными гидроразрывами (рис. 6). Для реализации данной технологии выбран первоочередной участок ОПР, по результатам которого предусмотрено тиражирование технологии на всю залежь (рис. 7).

На текущем этапе для опробования оптимальной проводки горизонтального участка скважин реализованы два варианта. В первом исполнении горизонтальный участок проведен по кровельной части объекта с охватом пропластков с максимальной нефтенасыщенностью. Во втором случае, осуществленным для целей ОПР, скважины вскрыли нефтенасыщенный разрез от кровли до подошвы.

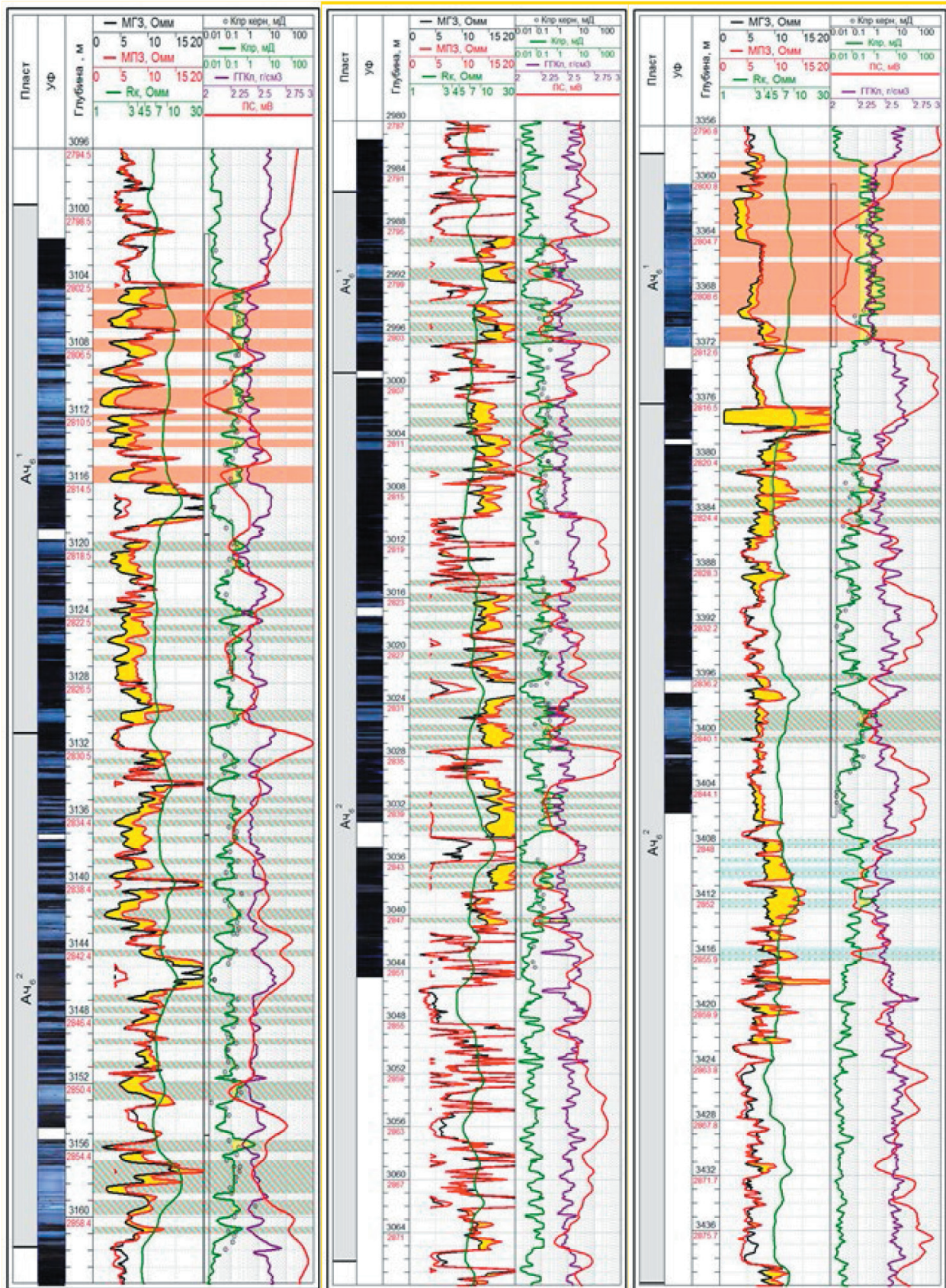
В результате горизонтальные скважины обоих исполнений показали сопоставимые эксплуатационные показатели как в абсолютных (дебиты жидкости), так и относительных величинах (удельный дебит жидкости с 1 метра эфф. мощности пласта) (рис. 8).

С целью оценки коэффициента охвата выполнено гидродинамическое моделирование в сертифицированном программном комплексе Tempest MORE V2021.3, широко используемом как в России, так и за рубежом.

Для имитации процессов разработки пласта выбрана изотермическая модель фильтрации двухфазной (углеводороды, вода) трехкомпонентной (нефть, вода, растворенный в нефти газ) слабосжимаемой жидкости в поровой среде (модель черной нелетучей нефти).

При адаптации гидродинамической модели на фактические данные зафиксировано, что при проводке скважин в кровельной части объекта с выполнением МГРП отсутствует охват дренированием нижней недонасыщенной части пласта. В данном варианте проводки горизонтального участка ствола скважины Кохв. составит 0,367 д.ед, что значительно ниже утвержденных решений действующего проектного документа.

При проводке горизонтального участка ствола скважины от кровли до подошвы, вариант не позволя-



2319V

419P

442P

Рис. 5.
Характеристика насыщенности пласта Ач6 по свечению керн в УФ

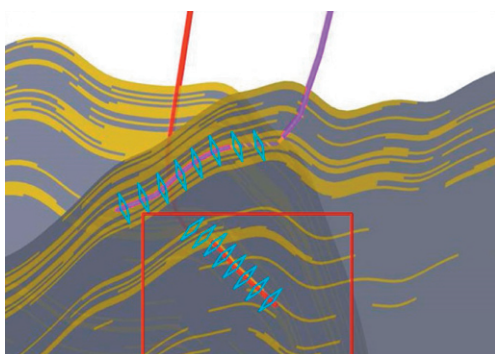


Рис. 6. Схема бурения самостоятельных ГС на нижнюю (недонасыщенную) часть объекта Ачб

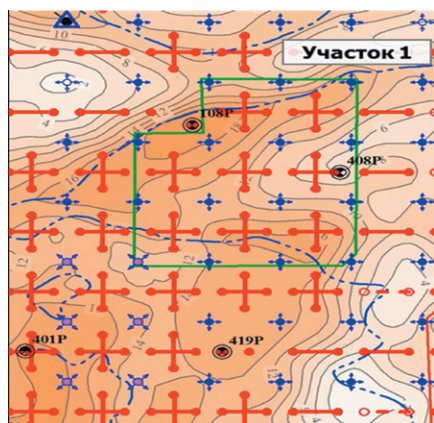


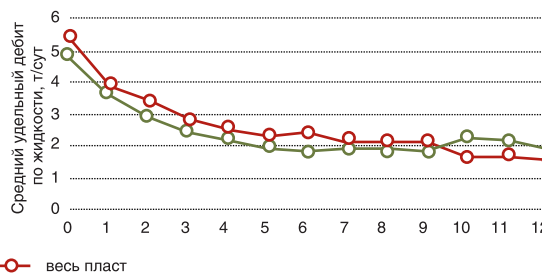
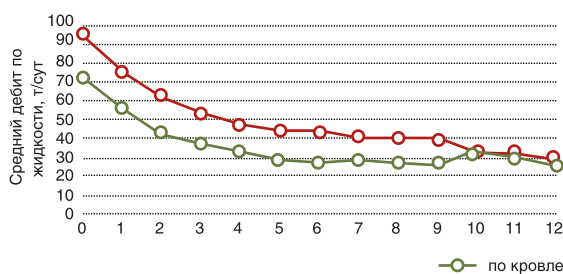
Рис. 7. Фрагмент карты проектного фонда с выделением первоочередного участка ОПР

ет осуществить максимальный охват выработкой запасов всего объекта разработки и достигнуть проектный Кохв по причине ухудшения выработки запасов верхней части разреза. Кохв при реализации данного метода составит 0,445 д.ед.

По этой причине для подтверждения формирования геометрии трещин при ГРП проведены микросейсмические исследования, в результате которых зафиксирована концентрация событий преимущественно в нижней недонасыщенной части объекта разработки, что в свою очередь подтверждает причину высокой начальной обводненности продукции новых скважин и вносит неопределенность в достижение конечной нефтеотдачи кровельной части объекта.

В итоге комплексного анализа данных эксплуатационного бурения, микросейсмических исследований и гидродинамического моделирования подобрана технология, позволяющая осуществить максимальный охват объекта по разрезу за счет концентрации событий эксплуатационного бурения и ГРП от насыщенной верхней части объекта до нижней недонасыщенной части (рис. 9). Кохв данного варианта сопоставим с утвержденным решением на разработку объекта и составляет 0,471 д.ед. (табл. 1). Данный метод выработки запасов дополнительно позволил оптимизировать проектный фонд путем сокращения второй самостоятельной сетки.

Для повышения ценности проекта в условиях выбранной технологии освоения скважин реализовано удлинение горизонтального участка с 500 до 700 м и уплотнение количества портов МГРП (с 6 до 12), что позволило получить эффект увеличения стартового дебита новой скважины в 2 раза по жидкости и в 1,5 раза по дебиту нефти, при этом темпы падения дебита нефти остаются сопоставимыми со скважинами с горизонтальным участком (ГУ) 500 м по причине наличия низких ФЕС.



	Кол-во ГС	Кол-во портов	Мпр сред, т	Длина ГС	Нэфф, м	Кпрон, мД	Qж план	Qж факт (1 мес.)	Qж факт (3 мес.)	Темп падения, план	%/ год факт
Проводка в кровельной части	20	7	48,4	470	14,66	0,74	53,5	76,4	53,4	20,0	43,8
Проводка через весь пласт	5	8–9	50,4	437	17,22	0,73	44,0	94,0	72,3	16,0	55,7

Рис. 8. Динамика показателей работы скважин различной проводки скважин

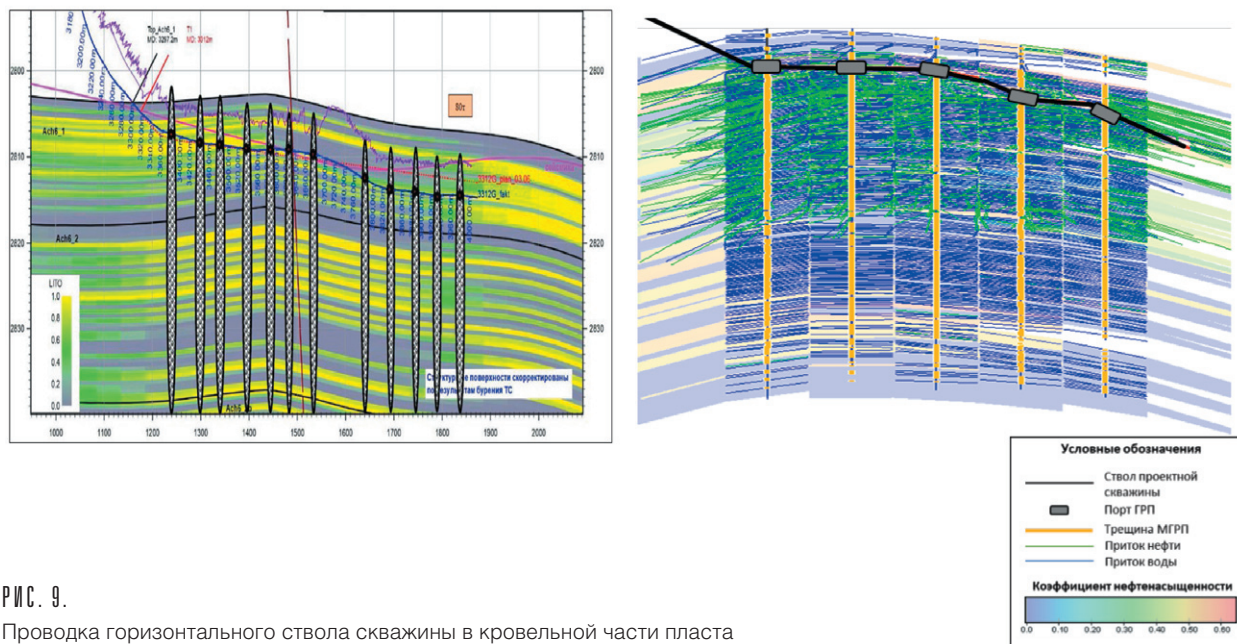


РИС. 9.
Проводка горизонтального ствола скважины в кровельной части пласта

ТАБЛИЦА 1.
Сопоставление коэффициента охвата

Утвержденный вариант разработки	Проводка ГУ в кровельной части разреза	Проводка ГУ от кровли до подошвы	Оптимизация проводки ГУ и ГРП
0,469	0,367	0,445	0,471

В связи с успешной подтверждаемостью выработки запасов недонасыщенной части объекта при реализации предлагаемой технологии в ближайшей перспективе запланированы ОНР, направленные на совершенствование метода управления коэффициентом охвата разработкой, и по бурению скважин с длиной горизонтального участка до 1500 м.

Прогнозная эффективность данного решения оценена с помощью гидродинамического моделирования, что позволяет ожидать увеличение входного дебита нефти скважин на 1,8 д.с. и в целом повышение показателя NPV (ЧДД).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Поиск подходов к выработке запасов на залежах, содержащих недонасыщенные коллекторы, является неоспоримо перспективным направлением. Выполненные аналитические исследования фактической проводки скважин, микросейсмических исследований, а также данные гидродинамического моделирования позволили подобрать технологию, позволяющую осуществить максимальный охват объекта по разрезу за счет концентрации событий эксплуатационного бурения и ГРП от насыщенной верхней части объекта до нижней недонасыщенной части, что в свою

очередь позволило дополнительно оптимизировать проектный фонд путем сокращения второй самостоятельной сетки.

Реализация предложенного решения повышает ценность проекта в условиях выбранной технологии освоения скважин на коллекторах с низким насыщением, позволяет ожидать увеличение стартовых дебитов нефти скважин и направлена на совершенствование метода управления коэффициентом охвата разработкой коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Антипин Я.О., Вершинина И.В., Тарачева Е.С., Гильманова Н.В. Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи при условии значительных перепадов водонефтяного контакта // Известия ВУЗов. Нефть и газ. 2019. №5. С. 24–31.
2. АРЕФЬЕВ С.В. Определение по данным ГИС параметров коллекторов и оценка характера насыщения ачимовских отложений западного склона Нижневартовского свода // Технологии ТЭК. 2006. №6. С. 16–19.
3. АРЕФЬЕВ С.В. Освоение трудных недр как источник пополнения сырьевой базы нефтяных компаний

- // Нефть, газ и бизнес. 2006. №4. С. 13–17.
4. **АРЕФЬЕВ С.В.** Особенности и перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов месторождения им. А. Усольцева // Нефтяное хозяйство. 2023. № 3. С. 36–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-3-36-41
 5. **АРЕФЬЕВ С.В.** Подходы к разработке зрелых месторождений // Ежегодная научно-практическая конференция: «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее» им. Н.Н. Лисовского. 15.12.2021.
 6. **АРЕФЬЕВ С.В.** Покорение «трудных» недр // Нефть России. 2005. №12. С. 48–51.
 7. **АРЕФЬЕВ С.В.** Разработка модели геологического строения Ачимовской толщи в Северо-Западной части Нижневартовского свода. Дис. на соискание уч.-ой ст. к.г.-м.н. Томск: Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья. 2008. 155 с.
 8. **АРЕФЬЕВ С.В., СОКОЛОВ И.С., ПАВЛОВ М.С.** Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом в условиях низкопроницаемого нефтяного пласта // Нефтяное хозяйство. 2022 №9. С. 90–95.
 9. **АРЕФЬЕВ С.В., ЮНУСОВ Р.Р.** Новый подход к старым месторождениям // Деловой журнал Neftegaz. RU. 2018. №3. С. 50–53.
 10. **ГРИШКЕВИЧ В.Ф., ЛАГУТИНА С.В., ПАНИНА Е.В., ДОЛМАТОВА С.С., ЛАПТЕЙ А.Г. и др.** Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты: физическое моделирование и практическое применение // Геология, геофизика и разработка месторождений нефти и газа. 2017. №3. С. 33–47.
 11. **ГУТМАН И.С., АРЕФЬЕВ С.В. и др.** Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных объектов и геологическая интерпретация ее результатов. 2022. Раздел.5.4. С. 146–172.
 12. **ГУТМАН И.С., АРЕФЬЕВ С.В., МИТИНА А.И.** Обоснование блокового строения аномальных разрезов Баженовской свиты и смежных с ними разрезов Ачимовской толщи на примере Северо-Конитлорского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 2. С. 4–12.
 13. **ГУТМАН И.С., АРЕФЬЕВ С.В., ОБГОЛЬЦ А.А.** Особенности геологического строения Мегийской и Сортымской свит нижнемеловых отложений Западной Сибири // Недропользование XXI век. 2020 №2. С. 16–27.
 14. **ЖИЖИМОНТОВ И.Н., МАХМУТОВ И.Р., ЕВДОЩУК А.А., СМЕРНОВА Е.В.** Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. №3. С. 30–35.
 15. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАКСИМОВ М.М., РЫБИЦКАЯ Л.П., ГАЛУШКО В.В.** Способ определения местоположения застойных и слабодренлируемых зон нефтяной залежи. Патент на изобретение RU 2105136 С1, 20.02.1998. Заявка № 97114425/03 от 03.09.1997.
 16. **РОДИВИЛОВ Д.Б., ГРЕЧНЕВА О.М., МАХМУТОВ И.Р., НАТЧУК Н.Ю., МОИХОВА В.О.** Петрофизический способ прогноза характера насыщенности коллекторов ачимовской толщи при изменении минерализации пластовых вод // Нефтяное хозяйство. 2022. №8. С. 56–59.
 17. **ШАЛАМОВА В.И., ВЕРШИННИНА И.В., КОВАЛЕНКО М.А., БАЖЕНОВА Е.С.** Особенности гидродинамического моделирования разрезов ачимовской толщи и АРБ с выраженной вертикальной анизотропией // Горные ведомости. 2018. №5. С. 52–60.
 18. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.О., АРЕФЬЕВ С.В.** Влияние фактора времени на показатели процесса разработки нефтяных месторождений // Вестник РАЕН. 2021. Т. 21. № 4. С. 45–52.
 19. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДАВЫДОВ А.В.** Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. №10. С. 76–85.
 20. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В.** Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2021. №11. С. 104–109.
 21. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В.** Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа // Вестник РАЕН. 2024. Т. 24. № 1. С. 3–19.
 22. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ПОЗДЫШЕВ А.С., ИЛЬЯЗОВ Р.Р.** О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023 №4. С. 34–39.
 23. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., БАРЬЮДИН В.Л., МАЛЫШЕК Г.В., СВИЩЕВ Ю.М., АНИСИМОВ В.Ф.** Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52–55.
 24. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., БУНЬКИН А.В., ЧУКЧЕЕВ О.А.** Системный анализ поздней стадии процесса разработки Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1993. № 2. С. 30–33.
 25. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАМЕДОВ Б.А., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х., ИБРАГИМОВ Р.Г., ЗАЗИРНЫЙ Д.В.** Способ закачки воды в нагнетательные скважины. Патент на изобретение RU 2077662 С1, 20.04.1997. Заявка № 96115904/03 от 22.08.1996.
 26. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э., ШАРИФУЛЛИН Ф.А.** Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент на изобретение RU 2095548 С1,

- 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
27. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., РЫБИЦКАЯ Л.П.** Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
 28. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений. Дис. на соискание уч.-й ст. д.т.н. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2001. 235 с.
 29. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
 30. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ШЕСТОПАЛОВ Ю.В., МАНДРИК И.Э., АРЕФЬЕВ С.В.** Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118–123.
- REFERENCES**
1. **ANTIPIN YA.O., VERSHININA I.V., TARACHEVA E.S., GILMANOVA N.V.** 3D geological modeling Achimov sequence sediments under conditions of significant changes of oil-water contact. *Izvestiya VUZov. Neft' i gaz*. 2019;(5):24–31. (In Russian).
 2. **AREFIEV S.V.** Determination of reservoir parameters using GIS data and assessment of the nature of saturation of Achimov deposits on the western slope of the Nizhnevartovsk arch. *Tekhnologii TEK*. 2006;(6):16–19. (In Russian).
 3. **AREFIEV S.V.** Development of difficult subsoil as a source of replenishment of the raw material base of oil companies. *Neft', gaz i biznes*. 2006;(4):13–17. (In Russian).
 4. **AREFIEV S.V.** Features and prospects of development of hard-to-recover reserves of the A. Usoltsev field. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;(3):36–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-3-36-41 (In Russian).
 5. **AREFIEV S.V.** Approaches to the development of mature fields // Annual scientific and practical conference: “Hard-to-recover reserves – present and future” named after N.N. Lisovsky. 12.15.2021. (In Russian).
 6. **AREFIEV S.V.** Conquest of “difficult” subsoil. *Neft' Rossii*. 2005;(12):48–51. (In Russian).
 7. **AREFIEV S.V.** Development of a model of the geological structure of the Achimov strata in the North-Western part of the Nizhnevartovsk arch dis. ... Ph.D.: 25.00.12 Tomsk, 2008:155. (In Russian).
 8. **AREFIEV S.V., SOKOLOV I.S., PAVLOV M.S.** Implementation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing for low-permeability oil reservoir development. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022;9:90–95. (In Russian).
 9. **AREFIEV S.V., YUNUSOV R.R.** A new approach to old fields. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*. 2018;3:50–53. (In Russian).
 10. **GRISHKEVICH V.F., LAGUTINA S.V., PANINA E.V., DOLMATOVA S.S., LAPTEY A.G. ET AL.** Geomechanical model of abnormal sequences formation of bazhenov suite: physical simulation and practical application. *Geologiya, geofizika i razrabotka mestorozhdeniy nefti i gaza*. 2017;3:33–47. (In Russian).
 11. **GUTMAN I.S., AREFIEV S.V. ET AL.** West Siberian oil and gas province. Correlation of well sections of complex objects and geological interpretation of its results. 2022. Section 5.4;146–172. (In Russian).
 12. **GUTMAN I.S., AREFIEV S.V., MITINA A.I.** The rationale for the block structure of the abnormal sections of the Bazhenov formation and related sections of the Achimov sequence by the example of the North-Konitlorskoe field. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovyykh mestorozhdeniy Nedropol'zovaniye*. 2020; 2:4–12. (In Russian).
 13. **GUTMAN I.S., AREFIEV S.V., OBGOLTS A.A.** Lower cretaceous Megionsky and Sortymysky formations in Western Siberia: features of subsurface geology. *Nedropol'zovaniye KHKHI vek*. 2020;2:16–27. (In Russian).
 14. **ZHIZHIMONTOV I.N., MAKHMUTOV I.R., EVDOSHCHUK A.A., SMIRNOVA E.V.** Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022;3:30–35. (In Russian).
 15. **SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P., GALUSHKO V.V.** A method for determining the location of stagnant and poorly drained zones of an oil deposit. Patent for invention RU 2105136 C1, 02/20/1998. Application N 97114425/03 dated 09/03/1997. (In Russian).
 16. **RODIVILOV D.B., GRECHNEVA O.M., MAKHMUTOV I.R., NATCHUK N.YU., MONAKHOVA V.O.** Petrophysical method of estimating Achimov reservoir fluid types with variable salinity of formation waters. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022;8:56–59. (In Russian).
 17. **SHALAMOVA V.I., VERSHININA I.V., KOVALENKO M.A., BAZHENOVA E.S.** Features of hydrodynamic modeling of sections of the Achimov strata and anomalous sections of the Bazhenov formation with pronounced vertical anisotropy. *Gornyye vedomosti*. 2018;5:52–60. (In Russian).
 18. **SHAKHVERDIEV A.KH.O., AREFIEV S.V.** Influence of time factor on indicators oil field development process. *Vestnik RAYEN*. 2021;21;(4):45–52. (In Russian).
 19. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V.** Hard-to-recover reserves of reservoirs under-saturated with oil. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022; 10:76–85. (In Russian).
 20. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V.** The concept of monitoring and optimization of oil reservoirs wa-

- terflooding under the conditions of displacement front instability. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2021;11:104–109. (In Russian).
21. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. Negative impact of hysteresis phenomena on the oil and gas field development process. *Vestnik RAYEN*. 2024;24;(1):3–19. (In Russian).
 22. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S., ILYAZOV R.R. On inclusion of high-watered reserves of oil-poor reservoirs in the category of hard-to-recover reserves. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;4:34–39. (In Russian).
 23. SHAKHVERDIEV A.KH., BARYUDIN V.L., MALYSHEK G.V., SVISHCHEV YU.M., ANISIMOV V.F. A systematic approach to regulating the hydrodynamic impact on a deposit (in order of discussion). *Neftyanoye khozyaystvo*. 1990;10:52–55. (In Russian).
 24. SHAKHVERDIEV A.KH., BUNKIN A.V., CHUKCHEEV O.A. System analysis of the late stage of the Samotlor field development process. *Neftyanoye khozyaystvo*. 1993;2:30–33. (In Russian).
 25. SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV B.A., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH., IBRAGIMOV R.G., ZAZIRNY D.V. Method of pumping water into injection wells. Patent for invention RU 2077662 C1, 04.20.1997. Application N 96115904/03 dated 08.22.1996. (In Russian).
 26. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., SHARIFULLIN F.A. A method for determining the technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2095548 C1, 11.10.1997. Application N 97104539/03 dated 03.28.1997. (In Russian).
 27. SHAKHVERDIEV A.KH., RYBITSKAYA L.P. Assessment of technological efficiency when influencing hydrocarbon deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2003;4:65–68. (In Russian).
 28. SHAKHVERDIEV A.KH. System optimization of the process of additional development of oil fields. Dis. for Doctor of Technical Sciences. Moscow, I.M. Gubkin's Russian State University of Oil and Gas. 2001:235. (In Russian).
 29. SHAKHVERDIEV A.KH. A method for determining the technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2149256 C1, 05.20.2000. Application N 99126412/03 dated December 22, 1999. (In Russian).
 30. SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV YU.V., MANDRIK I.E., AREFIEV S.V. Alternative concept of monitoring and optimization water flooding of oil reservoirs in the conditions of instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2019;12:118–123. (In Russian).

Арефьев Сергей Валерьевич,

к.г.-м.н., начальник Управления разработки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского и Пермского регионов ПАО «Лукойл»

☎ 101000, г. Москва, Сретенский бульвар, д. 11,
101000, Moscow, Sretensky Boulevard, 11,
тел: +7 (495) 627-44-44, e-mail: svarev@mail.ru

УДК 658.58

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-3-28-33

Научная статья

EDN: SAHDDO

ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ ПОДВОДНО-ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНСПЕКЦИЙ НА БАЗЕ АНАЛИЗА РИСКОВ

Original article

Ю.А. ХАРЧЕНКО¹, Д.А. БЕЛИКОВА²¹РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (МГРИ) ИМЕНИ С. ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ²РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМ. И.М. ГУБКИНА, МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ**SAFETY ASSESSMENT OF SUBSEA GAS CONDENSATE FIELD COMPLEX USING RISK-BASED INSPECTIONS**Y.A. KHARCHENKO¹, D.A. BELIKOVA²¹SERGO ORDZHONIKIDZE RUSSIAN STATE UNIVERSITY FOR GEOLOGICAL PROSPECTING, MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION²NATIONAL UNIVERSITY OF OIL AND GAS "GUBKIN UNIVERSITY", MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

Подводная добыча углеводородов становится одним из наиболее приоритетных типов обустройства месторождений на шельфе России. В связи с коротким периодом навигации доступ к подводному оборудованию затрудняется. Таким образом, система инспектирования является ключевым процессом в жизненном цикле подводного оборудования в связи с повышенной производственной опасностью морских месторождений. В работе рассмотрены особенности применения методологии инспектирования подводных добычных комплексов на основе анализа рисков на акватории замерзающего моря.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: подводный вид обустройства (ПВО), подводный добычный комплекс (ПДК), вероятностный анализ, подводные инспекции, риск, ущерб, фонтанная арматура

Subsea hydrocarbon production is becoming one of the most prioritized types of field development on the Russian shelf. Due to the short navigation period, access to subsea equipment is difficult. Thus, the inspection system is a key process in the life cycle of subsea equipment due to the increased production hazard of offshore fields. The paper considers the peculiarities of application of subsea production units inspection methodology based on risk analysis in the water area of the freezing sea.

KEYWORDS: subsea form of arrangement (SFA), subsea production complex (SPC), probabilistic analysis, subsea inspections, risk, damage, fountain valves

ВВЕДЕНИЕ

Применение подводного вида обустройства (ПВО) для глубоководных удаленных газоконденсатных месторождений арктического шельфа позволяет исключить воздействие ледовых образований на объекты обустройства и таким образом повысить безопасность их эксплуатации в экстремальных гидрометеорологических условиях. Между тем при освоении месторождения с использованием ПВО возникает ряд проблем, без решения которых обеспечение безопасного круглогодичного функционирования подводного оборудования невозможно. К ним относится

задача поддержания безопасности подводного оборудования на высоком уровне в течении всего периода его эксплуатации, которая обеспечивается контролем его технического состояния и проведением периодических ремонтно-восстановительных работ.

Как известно, оборудование подводного добычного комплекса (ПДК) относится к сооружениям повышенной ответственности, т.к. предназначено для круглогодичной непрерывной эксплуатации в течении всего периода разработки месторождения. При этом его резервирование проектом не предусмотрено. Выполнение работ по обследованию технического состояния оборудования ПДК требует проведения дорогостоящих морских операций с использованием необитаемых телеуправляемых подводных аппаратов и внутритрубных диагностических поршней.

В зависимости от сложности, категории ответственности оборудования, а также наличия резерва могут быть реализованы различные стратегии контроля его технического состояния:

1. Периодическая остановка для проведения регламентных работ.
2. Замена отдельных элементов или всего оборудования по истечении заданного времени.
3. Нарботка на отказ, т.е. эксплуатация до поломки с последующим ремонтом или заменой.
4. Непрерывный контроль определенных технологических параметров оборудования. Выход этих параметров из заданного диапазона свидетельствует о возникновении неисправности. Требуется остановка и проведение ремонтных работ.
5. Периодический контроль определенных технологических параметров оборудования и разработка плана ремонтно-восстановительных работ по результатам этого контроля.

Исходя из уровня ответственности и местоположения объектов ПДК, применение стратегий 1-4 контроля технического состояния либо невозможно, либо связано с высокими расходами и потерями в добыче углеводородов.

Поэтому необходимо использовать пятую стратегию периодического контроля важных технологических параметров подводного оборудования, которая может реализовываться в рамках двух подходов [1]:

- классический подход, при котором эксплуатирующая организация регламентирует перечень работ и периодичность их проведения, исходя из требований производителя оборудования, эксплуатационной документации, национальных и корпоративных нормативных документов;
- инновационный подход, основанный на применении теории рисков, который позволяет оптимизировать периодичность проведения инспекций и технического обслуживания оборудования ПДК и таким образом сократить затраты на их проведение.

Рассмотрим особенности реализации инновационного подхода при контроле технического состояния ПДК на базе анализа рисков.

Основная цель инспектирования подводного оборудования заключается в контроле его технического состояния, выявлении процессов деградации под воздействием различных природных и техногенных факторов, которые могут инициировать аварийную ситуацию по объектах ПДК.

Базовым критерием рассматриваемого подхода является величина риска отказа подводного оборудования и трубопроводов (объектов ПДК).

Риск по своему определению является произведением двух параметров, описанных в формуле 1.

$$\text{Риск} = P_o \times U_o \quad (1)$$

где – P_o – вероятность отказа/аварии отдельного элемента оборудования и U_o – величина ущерба, возникшего в результате аварии.

Вероятность отказа в значительной мере зависит от природы инициирующих факторов.

Они делятся на:

1. Внутренние:
 - 1.1. Коррозия.
 - 1.2. Эрозия.
 - 1.3. Усталость металла.
 - 1.4. Отказы датчиков и др. комплектующих.
 - 1.5. Газопроявления.
 - 1.6 Фазовые превращения (гидратообразование).
2. Внешние:
 - 2.1. Воздействие внешних предметов (единичные события).
 - 2.2. Наносы или вымывание грунта.
 - 2.3. Биообрастание.
 - 2.4. Внешняя коррозия.

Исходя из их природы, отказы можно разделить на две группы:

1. Зависящие от времени, или отказы, вызванные старением (п. 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 2.2, 2.3, 2.4).
2. Не зависящие от времени единичные события и технологические отказы (п.1.5, 1.6, 2.1).

Из-за этого при планировании инспекций необходимо применять две методологии:

- оценка рисков, вызванных временным фактором (старение) – кривые А, В (рис. 1);
- оценка рисков, вызванные технологическими и единичными событиями – С, D (рис. 1).

Для определения вероятности отказов (P_o), связанных с временными факторами, источником может служить база данных OREDA, в которой собраны вероятности отказов оборудования для основных объектов подводного добычного комплекса: фонтанной арматуре, манифольдам, подводным трубопроводам и системам управления.

Важно отметить, что в OREDA проводится интенсивность отказов по первой группе (зависимость от

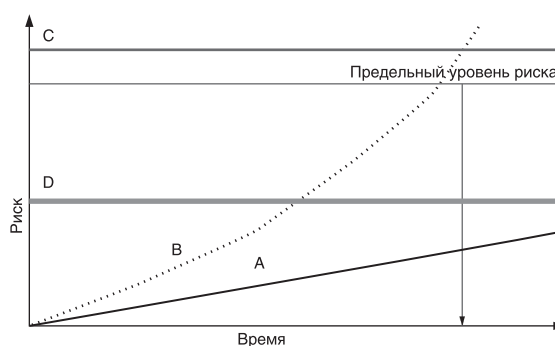


РИС. 1.
График зависимости риска от времени

времени) как интегральная величина без разделения по природе отказов. Между тем, необходимо учитывать, что каждому виду оборудования присущи отказы определенной природы и при более глубоком исследовании показателей надежности подводного оборудования необходимо это учитывать. Такой подход важен на этапе выбора технологий проведения инспекции. Так, например, влияние внутренней коррозии на состояние линейной части подводных трубопроводов может быть оценено только с использованием внутритрубной диагностики, а воздействие внешних факторов (п. 2) – с помощью телуправляемого необитаемого подводного аппарата.

Однако на первом этапе планирования инспекций, когда необходимо выявить наиболее уязвимые элементы оборудования, показатели интенсивности отказов, приведенные в OREDA, можно использовать при определении интегральной вероятности отказа отдельных компонентов подводного оборудования. Так, например, фонтанная арматура (ФА) состоит из ряда компонентов, каждый из которых характеризуется определенной вероятностью отказа. Данные интенсивности отказа основных компонентов подводной ФА, представленные в табл. 1, могут быть взяты из базы данных OREDA.

Для определения вероятности отказа как функции времени воспользуемся нормальным законом распределения безотказности объекта в формуле 2.

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \quad (2)$$

где λ – средняя интенсивность события (отказа) (ч⁻¹), t – время (ч).

Результаты расчетов по формуле (2) изменения во времени вероятности отказа отдельных компонентов ФА с учетом данных OREDA приведены на рис. 2.

ТАБЛИЦА 1.

Частота отказов подводного оборудования [5]

Название модуля	Кол-во оборудования, шт.	Кол-во отказов, шт.
Коннектор	1292	21
Основной блок ФА	159	18
Колпак фонтанной арматуры	417	10
КППТ	434	4
Отсечной клапан	8678	23
Фонтанный штуцер	604	2
Регулирующий клапан	958	5
Подводный модуль управления	221	277

Как видно, наиболее уязвимым элементом подводной ФА является модуль управления, вероятность отказа которого уже на 2-й год достигает 0,5, а к 5-му году без проведения инспекционных, а при необходимости и ремонтных, работ достигает 0,83. Поэтому к этому модулю обеспечен простой доступ, позволяющий проводить его замену без извлечения всей ФА на дневную поверхность. Для поддержания высокого уровня работоспособности модуля управления и своевременного выявления потенциальных отказов необходимо ежегодное инспектирование этого элемента ФА. Вторым элементом ФА по частоте отказов является фонтанный штуцер (ФШ), вероятность отказа которого 0,5 достигается только к 15-му году эксплуатации. На 5-й год эксплуатации вероятность отказа ФШ составляет всего 0,2. Следовательно пятилетняя инспекция ФШ, в соответствии с данными OREDA, вполне достаточна для поддержания этого элемента ФА в удовлетворительном техническом состоянии. Все другие компоненты ФА имеют достаточно высокую отказоустойчивость на протяжении 20 лет эксплуатации. Вероятность их отказа составляет не более 0,25.

Ущерб от отказа подводного оборудования можно проанализировать на основании следующих параметров:

- вид продукта;
- дебит скважины;
- время простоя оборудования.

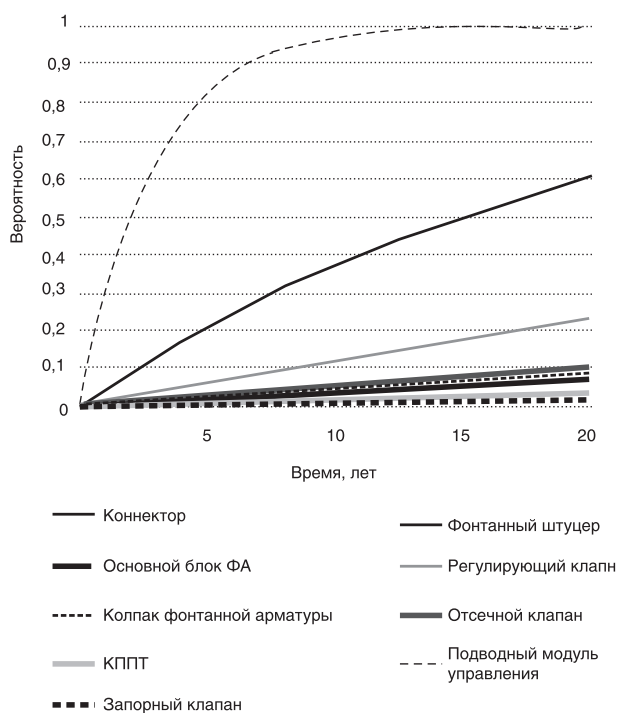


РИС. 2.

Графики изменения во времени вероятности отказа компонентов фонтанной арматуры

Для газоконденсатного месторождения (ГКМ) основными продуктами являются природный газ и конденсат, которые при попадании в морскую воду быстро поднимаются на поверхность и испаряются в атмосферу. Поэтому при подводном обустройстве ГКМ из трех видов ущерба – экологический, угроза жизни персонала и экономический – наиболее значимым является третий, а именно ущерб от потери добычи из-за отказа подводного оборудования, величина которого зависит от времени простоя этого оборудования, т.е. остановки добычи.

Одной из основных особенностей морского месторождения является зависимость возможности проведения морских операций (инспекций или ремонтных работ) от гидрометеорологических условий. Для условий российского арктического шельфа навигационный период, в зависимости от района, может составлять от 3 до 6 месяцев. Поэтому величина ущерба при отказе элемента ПДК в зависимости от времени года может существенно отличаться. В случае возникновения внештатной ситуации в навигационный период доступ к подводному оборудованию практически не ограничен, и для определения времени ремонта в первом приближении можно воспользоваться данными OREDA (табл. 2). В межнавигационный период (МНП) ледовый покров препятствует проведению любых работ с подводным оборудованием и поэтому возможное время ремонта фактически равно данному МНП. Соответственно кратно возрастает ущерб, и расчетный риск при одной и той же вероятности отказа из допустимого в навигационный период (А и D) может перейти в область недопустимого в межнавигационный период (В и С). На рис. 1 показаны кривые А и В изменения вероятности для отказов, зависящих от временного фактора и кривые С и D для отказов, не зависящих от времени.

Отмеченная зависимость величины риска от навигационного периода требует корректировки выводов, полученных по результатам расчетов отказоустойчивости отдельных компонентов ФА с использованием данных OREDA. Например, для проведения ремонтных работ при отказе ФШ по данным OREDA на акватории незамерзающего моря потребуется максимально 72 часа (3 суток). Для акватории замерзающего моря, например Карского, где межнавигационный период составляет 270 суток, время вынужденного простоя ПДК, а следовательно, и потенциальный ущерб от потери добычи возрастает практически на 2 порядка.

В этом случае риски, как показано на рис. 1, развиваются по сценарию В, что потребует корректировки объема ежегодных инспекций ФШ в сторону их увеличения для обеспечения более высокого уровня отказоустойчивости этого компонента фонтанной арматуры.

ОРГАНИЗАЦИЯ ИНСПЕКЦИЙ НА БАЗЕ АНАЛИЗА РИСКОВ (ИБАР)

Изложенные выше расчеты и рассуждения могут использоваться при организации инспекций на базе анализа рисков (ИБАР). Весь процесс организации и проведения инспекций в рамках такого инновационного подхода состоит из следующих этапов:

1. Анализ условий эксплуатации объектов ПДК и выявление основных иницирующих факторов их отказов.
2. Выявление наиболее уязвимых единиц оборудования, склонных к выходу из строя с использованием систематической базы данных аналогичного оборудования.
3. Подбор методов проведения инспекций объектов ПДК.
4. Оптимизация работы по инспектированию, тестированию и техническому обслуживанию объектов ПДК.
5. Обработка полученной информации и выявление аналитических или статистических зависимостей изменения работоспособности оборудования ПДК с учетом условий его эксплуатации.
6. Исключение непредвиденных отказов и повышение эксплуатационных показателей объектов ПДК.

При этом необходимо понимать, что планирование, исполнение и оценка эффективности ИБАР подводного оборудования не являются разовыми мероприятиями, а должны быть непрерывным процессом, в котором информация и данные полученные в процессе предыдущих работ по инспекции, обслуживанию и эксплуатации учитываются в ходе планирования последующих работ, как показано на рисунке 3.

В качестве критерия необходимости проведения ИБАР целесообразно использовать предельный уровень рисков (ПУР) (рис. 1) – это предел рисков, выше которых оператор не может продолжать эксплуатацию объекта, поскольку безопасность объекта становится критически низкой, т.к. риски являются коли-



РИС. 3. Процесс управления ИБАР подводного оборудования [4]

чественной характеристикой безопасности объекта. Эти уровни должны быть определены для каждого типа риска, подлежащего оценке. Поэтому можно постулировать, что ИБАР подводного оборудования количественно классифицирует риск с точки зрения безопасности как для окружающей среды, так и экономики. Как было отмечено выше, допустимый уровень безопасности зависит от продукта, технического состояния объекта и его местоположения. Если продукт токсичен для окружающей среды (жидкие углеводороды, метанол) и ПДК находится в экологически чувствительной зоне, то класс безопасности (предельный уровень риска) должен быть более высоким.

ПУР является критерием для определения времени проверки, которая должна проводиться до превышения заданного предельного уровня. Это позволит либо провести переоценку уровня риска на основе более точной информации, либо провести детальную оценку любого ущерба, либо своевременно произвести ремонт или замену поврежденного компонента оборудования.

Величина ПУР должна определяться для каждой категории ущерба и может базироваться как на предыдущем опыте, основанном на требованиях к проектированию, национальном законодательстве, так и на текущем анализе рисков, который определяется вероятностным анализом технического состояния действующего подводного оборудования

Вообще, как показывает мировой опыт эксплуатации ПДК [4], благодаря быстрой реакции клапанов и датчиков главный риск ФА или манифольдов сводится к экономическому ущербу от потери добычи или выходу из строя компонентов самой ФА или манифольдов.

На рисунке 4 показан процесс подготовки ИБАР, состоящий из следующих этапов:

- сбор данных;
- первоначальная оценка;
- детальная оценка;
- подготовка документов: справочного плана инспекции и справочного плана технического обслуживания.

Сбор информации является фундаментальной задачей в начале любого исследования ИБАР. Объем требуемой информации зависит от уровня детальности оценки ИБАР. Для первоначальной оценки требуется лишь некоторая базовая информация. С повышением уровня оценки требуется больше документации и данных.

Для подготовки ИБАР необходимы (перечень может быть расширен) следующие типы данных:

- тип оборудования;
- материалы конструкции;
- данные об инспекциях, ремонтах, и заменах;
- состав рабочей жидкости;
- перечень жидкостей;

Ю.А. ХАРЧЕНКО, А.А. БЕЛИКОВА
ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ ПОДВОДНО-ДОБЫЧНОГО
КОМПЛЕКСА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ИНСПЕКЦИЙ НА БАЗЕ АНАЛИЗА РИСКОВ



Рис. 4. Рабочий процесс подготовки ИБАР подводного оборудования

- условия эксплуатации;
- системы безопасности;
- системы обнаружения;
- механизмы, скорости и степень износа;
- укомплектованность персоналом;
- данные по покрытию, облицовке и изоляции;
- затраты из-за простоев;
- затраты на замену оборудования;
- затраты на восстановление окружающей среды.

Первоначальная оценка текущего уровня рисков (ТУР) должна быть достаточно эффективной и качественной, но не требующей подробного описания фактического состояния оборудования. Во многих случаях этот уровень может быть наиболее подходящим для планирования инспекций, если отсутствует подробная информация или если выгоды от более дорогостоящей оценки являются незначительными. По сути дела, первоначальная оценка ТУР основана на методе аналогий, когда используются ретроспективные данные по отказам аналогичного оборудования на других проектах [5].

Более точная, детальная оценка выполняется на уровне отдельных компонентов обследуемого подводного оборудования. Проведя анализ причин их износа, можно получить результаты, которые обеспечат возможность разработать оптимизированный план инспекции. Это основное отличие от первоначальной оценки, которая рассматривает индивидуальное подводное оборудование как один целый компонент. Детальная оценка проводится на различных уровнях детализации с использованием передовых и точных

моделей прогнозирования. Детальная оценка включает как детерминированную, так и вероятностную оценку вероятности отказа.

Итоговыми документами проведенной оценки текущего уровня рисков отказов являются Справочный план инспекции (СПИ) и Справочный план технического обслуживания (СПТО).

СПТО включает план действий по «высокорисковым» компонентам оборудования, требующих периодического технического обслуживания. СПИ определяет способы внутренних мероприятий, чтобы продлить срок службы ПДК как единого объекта. СПИ – это документ, который описывает, как будет осуществляться первоначальная оценка ИБАР всего ПДК. Следуя СПИ, можно гарантировать, что сбои, которые могут произойти в подводных системах, будут решаться экономически эффективным образом и их вероятный ущерб будет находиться в приемлемых пределах.

Приведенные выше рассуждения имеют качественный характер и требуют дальнейших количественных обоснований для конкретного района российского шельфа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Инновационный подход к организации и проведению инспекционных и ремонтно-восстановительных работ на объектах ПДК нефтегазовых месторождений с использованием анализа рисков позволяет оптимизировать эти работы путем выделения наиболее уязвимых компонентов оборудования ПДК, определения изменения во времени их показателей надежности с использованием статистических данных по отказам аналогичного оборудования и результатам предыдущих инспекций данного оборудования. В качестве критерия периодичности проведения ИБАР предложено использовать величину предельного риска отказа компонентов оборудования ПДК.

На примере анализа отказоустойчивости основных компонентов подводной ФА показано, что использование данных по надежности объектов ПДК справочника OREDA позволяет в первом приближении определить тренды изменения их работоспособности и таким образом выделить наиболее уязвимые элементы ПДК.

ЛИТЕРАТУРА

1. **КОРЧАГИН А.Б., СЕРДЮК В.С., БОКАРЕВ А.И.** Надежность технических систем и техногенный риск: учеб. пособие: в 2 ч. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011. 228 с.
2. **НИКИТИН Б.А., ХАРЧЕНКО Ю.А., ОГАНОВ А.С., БОГАТЫРЕВА Е.В.** Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа. Часть 1. Предынвестиционная и инвестиционная стадии/ Учебное пособие. М.: Российский государственный

университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 335 с.

3. **ПЕТРЕНКО В.А., НУРИЕВ М.Ф., ШЕВЕЛЕВ М.Б., СЕМЕНОВ Ю.В., ШОЛОГИН Р.А., МОТОВИЛОВ В.Ю.** Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом // Газовая промышленность. 2018. №11. 6 с.
4. **BAI Y., BAI Q.** Subsea Structural Engineering. Elsevier. Oxford. 2010. 911 p.
5. **OREDA: Offshore Reliability Data Handbook. Vol. 2. Subsea Equipment.** SINTEF Technology and Society. 2015. 97 p.

REFERENCES

1. **KORCHAGIN A.B., SERDYUK V.S., BOKAREV A.I.**, Reliability of technical systems and technogenic risk: textbook. Izd-vo OmSTU. 2011:228. (In Russian).
2. **NIKITIN B.A., KHARCHENKO Y.A., OGANOV A.S., BOGATYREVA E.V.** Development of oil and gas fields of the continental shelf. Part 1. Pre-investment and investment stages. Moscow: Rossiyskiy gosudarstvennyy universitet nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. 2018:335. (In Russian).
3. **PETRENKO V.A., NURIEV M.F., SHEVELEV M.B., SEMYONOV Y.V., SHOLOGIN R.A., MOTVILOV V.Y.** Experience of field development on the shelf of the Russian Federation equipped with a subsea production complex. *Gazovaya promyshlennost'*. 2018;(11):6. (In Russian).
4. **BAI Y., BAI Q.** Subsea Structural Engineering. Elsevier. Oxford. 2010:911.
5. **OREDA: Offshore Reliability Data Handbook. Vol. 2. Subsea Equipment.** SINTEF Technology and Society. 2015:97.

Харченко Юрий Алексеевич

д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российский государственный геологоразведочный университет (МГРИ) имени С. Орджоникидзе,

☎ 117485 г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117485 Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23
тел.: +7 (916) 901-48-72, e-mail: KharchenkoYA@mgru.ru

Беликова Дарья Андреевна,

магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

☎ 119296 г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, к. 1,
119296 Moscow, Leninsky Prospekt, 65, building 1,
тел.: +7 (915) 270-16-07, e-mail: belikova.d.a@inbox.ru

УДК 550.834

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-3-34-41

Научная статья

EDN: CHQDRJ

КОНЦЕПЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ КОМПЛЕКСНЫХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

С.А. Кириллов,
А.М. Алисолтанов

АО «ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ
ЭКСПЕДИЦИЯ», МОСКВА, РОССИЙСКАЯ
ФЕДЕРАЦИЯ

Предлагается цифровая технология анализа больших объемов многопараметровых и многомерных систем (объектов) на примере анализа информативности профильных сейсмических полей и скважинных геофизических диаграмм, позволяющая квалифицированно принять управленческое решение по выбору информативного материала для построения геологической модели региона. На основе полученной модели можно выявлять нефтегазоперспективные объекты и конкретизировать дальнейшую детализацию пространственного строения объектов и прогноза его коллекторских свойств.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: большой объем данных, цифровая технология анализа, профильная сейсморастворка, геологическая модель залежи, программно-вычислительные средства, визуальные окна анализа, многопараметровые и многомерные системы

Современная геология сталкивается с необходимостью принимать множество решений, опираясь на результаты экспертного анализа громадных объемов данных, описывающих систему, состоящую из множества многопараметровых и многомерных объектов, которые необходимо обрабатывать в более сжатые сроки, чем когда-либо ранее.

Использование информации в сложных системах предполагает несколько этапов [4, 10]:

- предварительное изучение геологических данных с целью выявления наиболее значимых его элементов;
- более глубокое изучение этих элементов с целью получения оценки данных, установление закономерностей или выработки гипотез;

Original article

THE CONCEPT OF TECHNOLOGY FOR DIGITAL INFORMATION EXPERT ASSESSMENT OF COMPLEX MODELS OF OIL AND GAS FIELD FACILITIES

S.A. KIRILLOV, A.M. ALISOLTANOV
JSC «CENTRAL GEOPHYSICAL EXPEDITION»,
MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

A digital technology for analyzing big data of multiparameter and multidimensional systems (objects) for the example of analyzing the information content of line seismic fields and well data, which makes it possible to make a qualified management decision on the choice of informative material for building a geological model of the region. Based on the obtained model, identify oil and gas prospective objects and specify further details of the spatial structure of objects and the forecast of its reservoir properties.

KEYWORDS: dig data, digital analysis technology, line seismic data, geological model of the deposit, software and computing tools, visual analysis windows, multiparameter and multidimensional systems

- принятие решения или предоставление выводов по дальнейшим мероприятиям заинтересованным сторонам.

Для каждого из этих этапов требуются соответствующие программно-вычислительные средства анализа больших объемов информации описания физического объекта или объекта деятельности для изучения разных аспектов системы, отражающих индивидуальные интересы конечного пользователя и принятия аналитического управленческого решения [3].

Если объекты анализа можно объединить в единую группу по назначению и схожести некоторых свойств, то такая группа образует систему, которая, в свою очередь, по другим признакам может являться объектом более сложной системы и т.д. Объекты, которые описываются однотипным набором параметров, принадлежат к одной сложной системе. Примеров сложных систем множество.

Например, объектами аналитического изучения могут являться нефтегазовая провинция, лицензионная площадь, месторождение, пласт, скважина и другие объекты, имеющие определенное предназначение, живущие во времени и в пространстве по определенным законам и описываемые заданным набором параметров [4].

Совокупность нефтяных скважин-объектов, по которым анализируется текущая геологическая и промысловая информация, образует сложную систему, описывающую состояние залежи углеводородов. Совокупность залежей-объектов образует систему месторождений, которые образуют ресурсную базу нефтегазовой провинции, которые, в свою очередь, образуют еще более сложную систему – ресурсную базу нефтяной компании или страны.

Совокупность профильных временных или глубинных сейсмических разрезов-объектов и скважинные геофизические и промысловые объекты, образует сложную систему, описывающую геологическую структуру и содержание месторождения.

Объемы информации, необходимые для анализа и управления сложными системами, зависят от степени детализации объектов, составляющих ее, количества параметров, описывающих объекты, и частоты изменения их во времени [4].

Так, ресурсную базу страны по нефти и газу можно описать в виде сложной системы, где в качестве объектов выступают либо осадочные бассейны, либо месторождения, либо эксплуатационные скважины. В зависимости от степени погружения получим разные объемы информации. Анализировать весь объем без специализированных программно-технических средств необычайно сложная задача. Но если весь массив, описывающий ресурсную базу, представить в виде упорядоченного набора данных, описывающих различные объекты, то анализ резко упрощается. Это происходит вследствие того, что при формировании более крупного объекта информация интегрируется, и ее объем становится вполне обозримым и анализируемым.

Дело в том, что запомнить, свободно оперировать и анализировать такой объем чисел и параметров средний человек не может, но объемы информации для достаточно сложных систем с точки зрения компьютера невелики.

Разнородность параметров и событийно-временных взаимосвязей параметров объектов системы бывают настолько сложны, что уверенно спрогнозировать и предсказать поведение системы на результаты различных воздействий представляется очень непростым делом, и прогноз опирается на открытие внутренних законов и поведенческих закономерностей многообъектных сложных систем.

Анализ большого количества разнородной и междисциплинарной информации возможен только при

использовании новых удобных средств визуализации и наглядного представления данных.

Возможность оперативного доступа и использования исходных данных и результатов отдельных геологических методов опирается на компьютерную технологию, содержащую интегрированную базу данных, полученную в процессе разведки и разработки месторождения углеводородов, а также опирается на большой набор прикладных программ и динамических окон визуализации. Технология использует единый подход для динамического визуального анализа всех типов исходных данных, результатов интерпретации сейсмических, скважинных и промысловых данных, их комбинации и изменений во времени и в пространстве.

И если цифровой механизм доступа к большому количеству информации обладает такой же скоростью и объемом выборок, как и человеческий мозг, то тогда можно считать, что компьютер расширяет, причем неограниченно, человеческую память [3, 5].

Специалисты АО «Центральная геофизическая экспедиция», базируясь на накопленном опыте обработки больших объемов сейсмических 2D/3D и скважинных данных, построения пространственных геологических моделей, например для Самотлорского месторождения и группы Мессояхских и Красноленинских месторождений, а также на новых идеях комплексного использования всех имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации, выполнили разработку и внедрили в производство программное обеспечение цифровой технологии Динамического Видения (ДВ) [3].

В основу технологии ДВ положено создание очень большой многомерной цифровой базы геолого-геофизических и промысловых данных нефтегазовой провинции, лицензионного участка недр или месторождения (рис. 1) и оперативного доступа к ней для динамического визуального просмотра в четырех-, трех-, двух- и одномерными окнами.

Скорость движения слайсов может быть очень высокой, во всяком случае много большей, чем мозг человека в состоянии воспринимать через зрение, поэтому доступ к накопленной информации можно считать практически мгновенным.

Таким образом, практически с любой требуемой скоростью данные поступают в человеческий мозг, причем дозирование объемов информации определяется его (мозга) индивидуальными особенностями.

Более того, подача информации с экрана дозируется самим аналитиком, который в любой момент может вернуться к любому из заинтересовавших слайсов, остановиться и подумать еще раз для принятия решения.

Использование программного обеспечения ДВ дает возможность реализовывать и визуализировать все процессы получения результатов и корректиро-

вать эти результаты на основе накопленных знаний на всём пути перевода исходных данных в конечный результат.

Все эти простые средства анализа легко и быстро позволяют аналитику сравнивать объекты между собой, находить аналоги выгодных решений, искать причины и закономерности поведения элементов многомерной многопараметровой системы (ММС) от значений на событийно временной оси.

Следует отметить, что очень важным моментом является положение о том, что анализ информации и по многообъектным ММС и по мелкомасштабным ММС производится одним и тем же аналитиком, одинаковыми по подходу и технологии цифровыми средствами. Поэтому быстрый доступ к очень большому объему геологических данных, его визуальному и инструментальному анализу для принятия оптимального решения по поиску и разведке нефтеперспективного объекта, выбора экономически обоснованной и эффективной цифровой технологии изучения его пространственного положения, распределения физических и коллекторских свойств осуществляется компьютерной технологией методом динамического видения [1, 9, 10,] (рис. 1).

Преимущество перед конкурентами в предоставлении геофизических услуг во многом зависит от времени принятия управленческого решения, выбора оптимального графа превращения геофизических данных в геологические модели посредством компьютерных технологий с использованием возможностей искусственного интеллекта. Принятие оптимального решения зависит от структуры и содержания системы (объектов), связей построения информационного обеспечения в геологии, программно-вычислительного обеспечения предприятия и содержания самого сервиса [10].

Рассмотрим изучение сложной системы на примере анализа перспектив ресурсной базы основных нефтегазоносных комплексов палеозой-кайнозойских отложений Терско-Каспийской, Центральной и Восточно-Предкавказской нефтегазоносных областей на основе визуального и инструментального просмотра больших объемов новых и ретроспективных профильных сейсмических разрезов, каротажных скважинных диаграмм геофизических методов, стратиграфических маркеров, по которым будет построена региональная пространственная геологическая модель.

При визуальной экспертизе проводится оценка информативности сейсмических временных полей по выделению опорных и целевых отражающих горизонтов, возможность выделения сильно наклоненных границ складок, тектонических нарушений и т.д.

По результатам геологического моделирования выделяются нефтегазоперспективные зоны и вырабатываются решения, позволяющие решать текущие

задачи нефтяников, и прежде всего такие, как проведение детальных сейсмических работ 3D, выбор обоснованных решений по месту заложения и технологии бурения каждой скважины, проведению конкретного геолого-технологического мероприятия.

Развитие и практическое использование рассматриваемой информационно-аналитической системы построения геологических моделей залежей углеводородов стимулируется увеличением объема сейсмической и скважинной информации, усложнением геологического строения изучаемых залежей, необходимостью системного моделирования месторождения как единого объекта с учетом неоднородного строения коллекторов, пластов, залежей и временных процессов, происходящих при их эксплуатации. Для подсчета начальных геологических запасов, обоснования коэффициента извлечения нефти, проектирования разработки необходимо создание цифровой трехмерной геолого-технологической модели залежи углеводородов.

Необходимыми элементами компьютерной технологии является визуализация и протоколирование исходных данных с целью контроля их качества и отбраковки их из процесса моделирования, анализа результатов вычислений на произвольном этапе моделирования, подготовки конечной документации: табличной и графической информации в соответствии с утвержденными регламентирующими документами.

Основной геологической задачей региональных исследований в Терско-Каспийской, Центральной и Восточно-Предкавказской нефтегазоносных областях является выявление и уточнение геологического строения перспективных зон нефтегазоаккумуляции на основе создания региональной сейсмогеологической модели по сети взаимноувязанных сейсмических профилей и результатов бурения.

Для создания региональной сейсмогеологической модели используются сейсмические МОГТ-2D в объеме 17000 пог. Км, данные по 330 профилям и каротажные диаграммы различных геофизических методов по 272 скважинам, в т.ч. плотностной гамма-каротаж (ГГКп) по 2 скважинам и акустический каротаж (АК) по 25 скважинам. Территория анализа сейсмических и скважинных данных для построения региональной геологической модели административно расположена в Ставропольском крае, в республиках: Северная Осетия, Ингушетия, Дагестан, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкессия и Чеченская республика Северо-Кавказского федерального округа (рис. 2).

Для поиска новых нефтегазоперспективных объектов, определения их геометрии и состава по комплексу геолого-геофизических данных геологу необходимо проанализировать качество большого объема временных разрезов, полученных в разные полевые сезоны, с использованием различных источников возбуж-

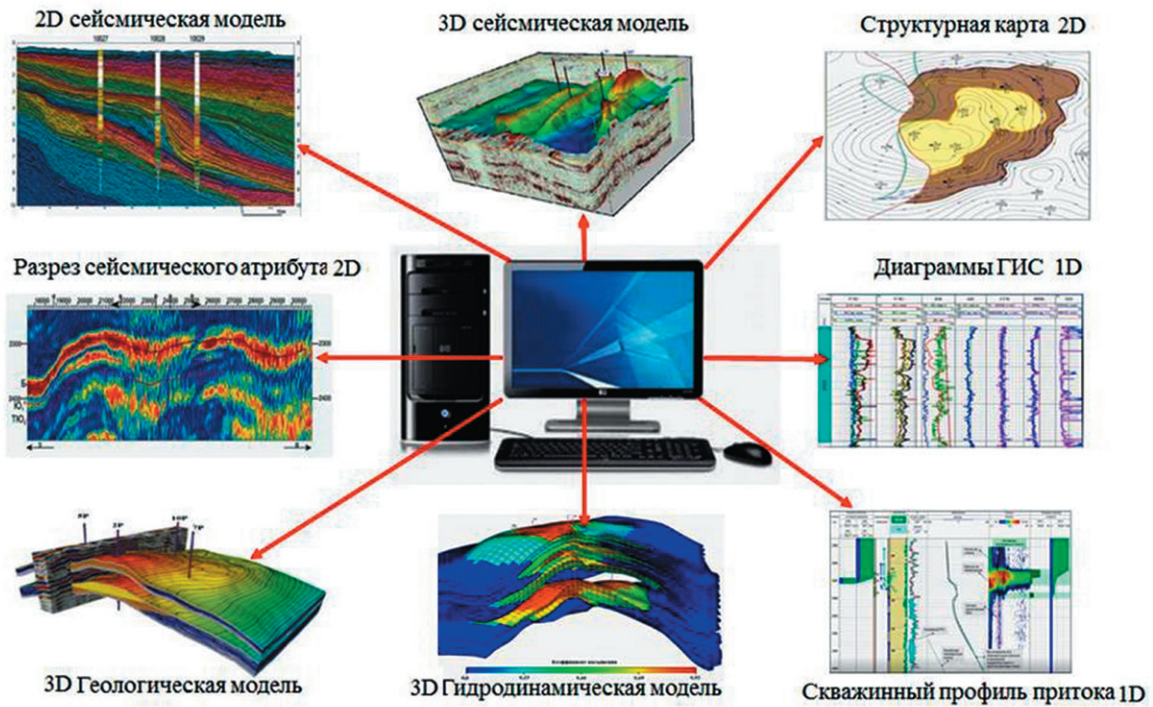
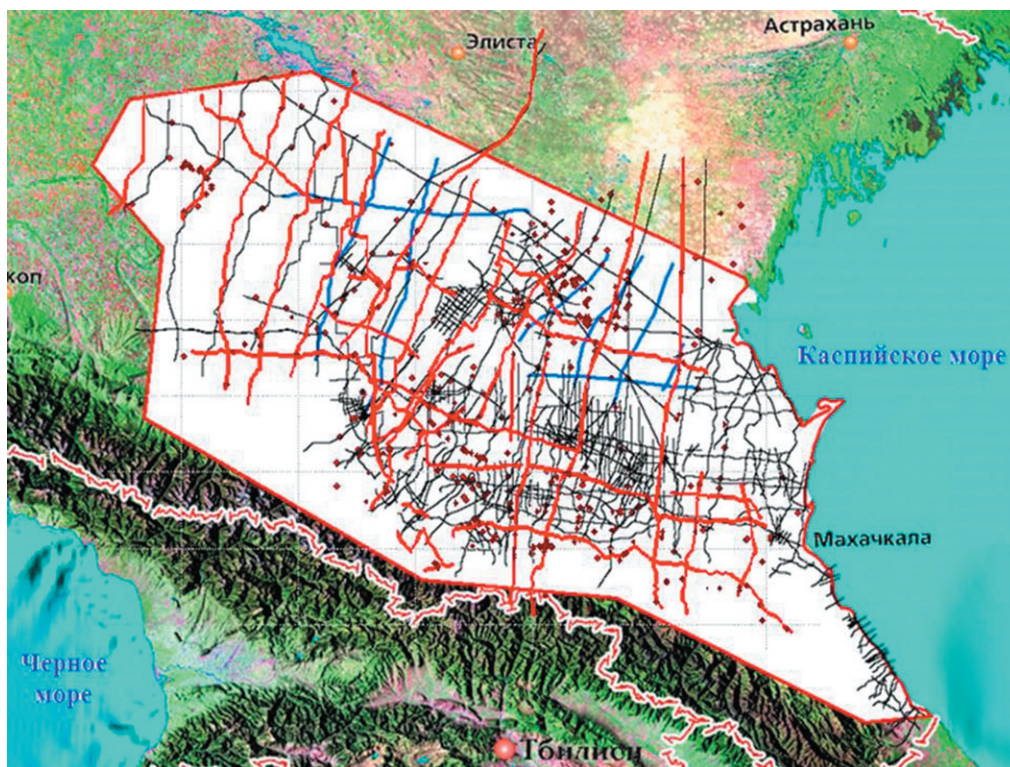


РИС. 1.

Аналитический визуальный анализ информации сложной системы в одномерных, двухмерных и трехмерных окнах, описывающий строение, состав свойств и текущее состояние месторождения углеводородов



— Региональные сейсмические профили — Цветные сейсмические профили разных сезонов ● Поискные, разведочные и эксплуатационные скважины

РИС. 2

Схема расположения 331 сейсмических профилей разных лет и глубоких скважин

дения упругих волн и разных технико-методических приемов регистрации отраженных волн. Обработка полевых сейсмограмм проводилась различными коллективами геофизиков на соответствующих программно-вычислительных средствах.

Для решения непростой задачи по выбору сейсмической информации из большого объема разновременных полученных данных применяются программно-вычислительные средства цифровой технологии быстрого доступа к базе данных и инструменты просмотра, позволяющие оперативно визуализировать характерные особенности временных полей по профилям, сортировать их по годам получения, сопоставлять их с качественным материалом, определять амплитудные и фазово-частотные характеристики поля, подбирать параметры дополнительной обработки для повышения качества.

Визуальный анализ временных разрезов по сети профилей изучаемой территории в компьютерной технологии позволил оперативно оценить качество и информативность разрезов и по ним выделить зоны (рис. 3) с разным качеством сейсмического поля, пригодного для решения поставленной геологической задачи (рис. 4). Результаты анализа позволили принять решение о дальнейшем использовании указанных сейсмических данных в геологической интерпретации, и, во-первых, отбраковать некачественные данные и удалить их из геологической базы данных. Во-вторых, для данных (рис. 3А) подобрать новый граф цифровой обработки с дополнительными вычислительными процедурами, позволяющими повысить качество волнового поля для четкого прослеживания целевых отраженных волн.

Т.е., например, рассчитать априорные статические поправки по первым вступлениям волн, учитывая скоростные неоднородности верхней части разреза, рассчитать обязательно глубинно-скоростную модель (рис. 6) для сети региональных профилей и выполнять глубинную миграцию по сейсмограммам. Для горной местности указанная процедура позволит уточнить положение отражающих границ в глубинном пространстве.

Для большого массива региональных сейсмических временных разрезов применялись пространственные процедуры согласования амплитудных и частотно-фазовых характеристик сейсмического сигнала, которые позволили выровнять амплитудные характеристики по целевым отражающим границам и уменьшить разницу взаимных времен на пересечениях профилей, особенно на полевых съёмках разных лет. Это также позволит прогнозировать коллекторские свойства по сейсмическим атрибутам и скважинным параметрам.

По результатам скорректированных сейсмических временных разрезов за счет дополнительных процедур дообработки, согласования взаимных времен,

амплитудно-частотных характеристик строится единая региональная сейсмогеологическая модель региона во временной области (рис. 5). Для перевода модели из временной области в глубинную область (рис. 7) используется вновь созданная глубинная скоростная модель всего региона (рис. 6).

Рассматриваемая цифровая информационная технология позволяет оперативно анализировать большие объемы сейсмических, скважинных геофизических и промысловых данных, проводить экспертизу их качества, строить сейсмогеологические и геологические модели залежи или месторождения. Анализ данных и подготовка геологической модели региона позволяет обучить нейронные сети по большому набору сейсмических данных, полученных в различных глубинных сейсмогеологических условиях для использования в дальнейшем механизмов искусственного интеллекта при детальном изучении нефтеперспективных объектов.

Во-вторых, из единой региональной сейсмогеологической модели выделяется вся согласованная исходная и результирующая геологическая база на заданную территорию, на конкретный лицензионный участок или место работы республиканской нефтяной компании и т.д. Эта база может дополняться новыми сейсмическими 3D-данными, результатами бурения разведочных и эксплуатационных скважин, промысловыми и геофизическими результатами.

Задача исследования сложнопостроенных систем с целью оценки происходящих в них процессов, прогноза их развития, выбора алгоритмов эффективного управления ими и т.д. является в настоящее время одной из важнейших.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Кириллов С.А. Построение пространственной геологической модели нефтяной залежи в программном комплексе DV-SeisGeo на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, каротажа и петрофизики / Тезисы докладов четвертых геофизических чтений им. В.В. Федынского, 28.02-02.03 2002, М.: Центр ГЕОН, 2002. С. 18.
2. Кашик А.С., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А., Федоров А.А. DV-SeisGeo – компьютерная технология для создания и поддержки трехмерной геолого-технологической модели залежей нефти и газа / Сб. тр. Четвертых геофизических чтений им. В.В. Федынского, 28.02-02.03 2002. М.: Научный Мир, 2003. С. 341–344.
3. Кашик А.С., Гогоненков Г.Н., Билибин С.И., Кириллов С.А. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов. М.: НТЖ «Технологии ТЭК». 2003, июнь, №3. С. 12–17.
4. Кашик А.С., Ерохин В.В. Многомерная анали-

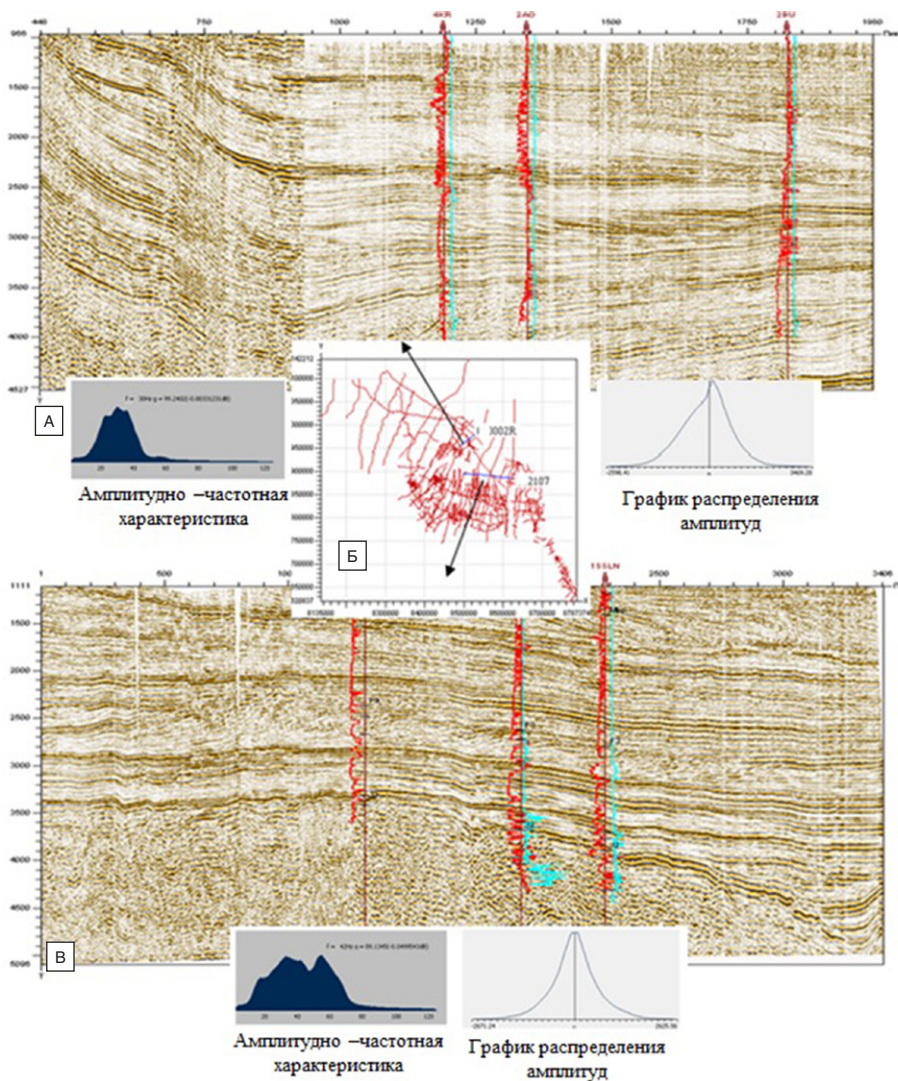


Рис. 3.

Анализ качества временных разрезов по профилям региона.

А – временной разрез по профилю 0002R; Б – схема профилей; В – временной разрез по профилю 2107.

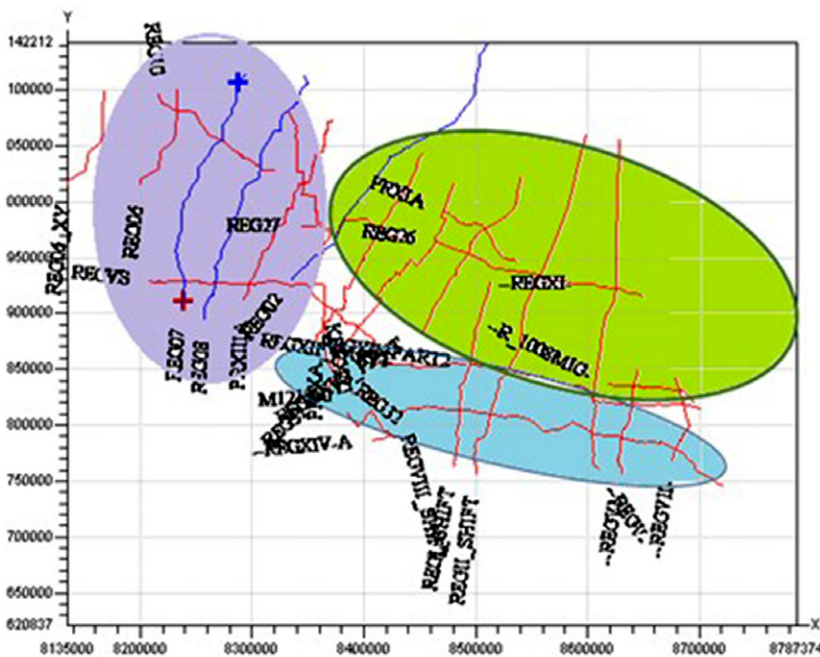


Рис. 4.

Зоны качества временных разрезов

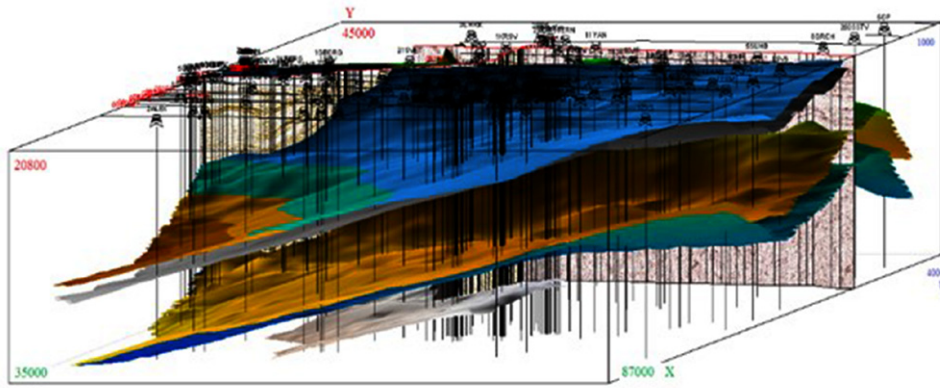


Рис. 5.
 Пространственная сейсмо-геологическая модель региона

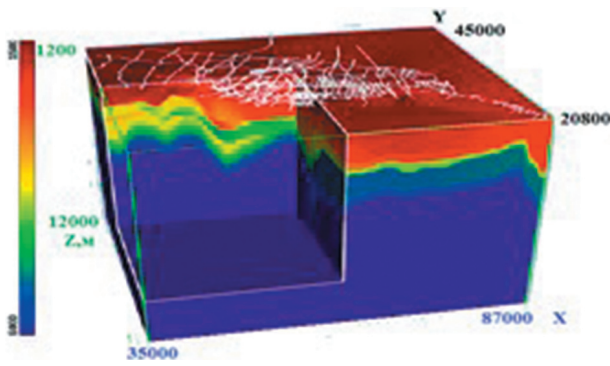


Рис. 6.
 Куб интервальных скоростей в масштабе глубин

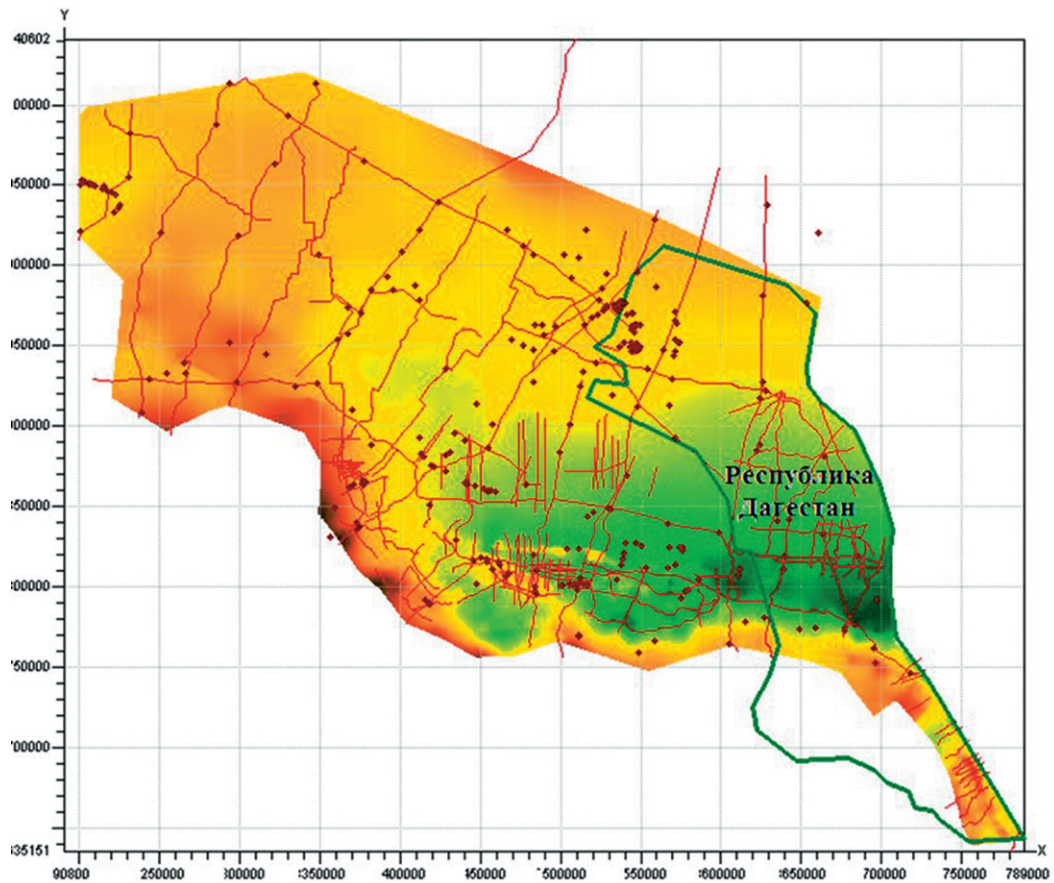


Рис. 7.
 Схема сейсмических профилей и глубокие скважины на структурной карте по кровле верхнего мела K2

- тика развития многообъектных систем методами динамической визуализации. М.: Изд. дом «Юр-ВАК», 2021. 162 с.
5. **КАШИК А.С., КИРИЛЛОВ С.А., ГОРБУНОВ В.И.** Концепция комплексных экспериментальных моделей нефтепромысловых объектов // Специализированный журнал «Бурение и нефть». М. 2006. октябрь, №10. С. 5–7.
 6. **КАШИК А.С., КИРИЛЛОВ С.А., ГОРБУНОВ В.И., ЦОЙ В.Е.** Вклад ЦГЭ в развитие информационных технологий в нефтяной и газовой промышленности. М.: НТЖ «Геофизика». 2007. №4. С. 35–39.
 7. **КАШИК А.С., КИРИЛЛОВ С.А., ФЕДОРОВ А.А. И ДР.** Динамический визуальный анализ геолого-геофизической и промысловой информации в четырехмерном многопараметровом пространстве. Тезисы докл. науч.-практич. конф. «Инновационные технологии в области поисков, разведки и детального изучения месторождений нефти и газа». М., 20–22 мая, 2002. С. 314–322.
 8. **КИРИЛЛОВ С.А.** Единая информационно-аналитическая среда моделирования залежи углеводородов. М.: НТЖ «Геофизика». 2011. №2. С. 50–51.
 9. **КИРИЛЛОВ С.А.** Анализ многопараметровой модели залежи углеводородов. М.: НТЖ «Геофизика». 2011. №3. С. 45–46.
 10. **КИРИЛЛОВ С.А., ГОРБУНОВ В.И.** Роль геофизических исследований в нефтегазовом сервисе при разведке и сопровождении разработки месторождений углеводородов. Саратов. 2008. С. 5–8.
- VAK", 2021:162 (In Russian).
5. **KASHIK A.S., KIRILLOV S.A., GORBUNOV V.I.** The concept of complex experimental models of oilfield facilities. *Spetsializirovannyi zhurnal «Burenije i nefi'»*. Moscow, October, 2006; 10:5–7. (In Russian).
 6. **KASHIK A.S., KIRILLOV S.A., GORBUNOV V.I., TSOI V.E.** Contribution of the CGE to the development of information technologies in the oil and gas industry. Moscow: NTZH «Tekhnologii TEK». 2007; 4:35–39. (In Russian).
 7. **KASHIK A.S., KIRILLOV S.A., FEDOROV A.L. & OTHERS.** Dynamic visual analysis of geological, geophysical and field information in a four-dimensional multiparameter space. Abstracts of the scientific and practical conference "Innovative technologies in the field of prospecting, exploration and detailed study of oil and gas fields". Moscow. 2002; May 20-22:314–322. (In Russian).
 8. **KIRILLOV S.A.** Unified information and analytical environment for modeling hydrocarbon deposits. Moscow: NTZH «Tekhnologii TEK». 2011;2:50–51. (In Russian).
 9. **KIRILLOV S.A.** Analysis of a multiparameter model of a hydrocarbon deposit. Moscow: NTZH «Tekhnologii TEK». 2011;3:45–46. (In Russian).
 10. **KIRILLOV S.A., GORBUNOV V.I.** The role of geophysical research in the oil and gas service in the exploration and support of the development of hydrocarbon deposits. Saratov. 2008:5–8. (In Russian).

REFERENCES

1. **GOGONENKOV G.N., KASHIK A.S., KIRILLOV S.A.** Construction of a spatial geological model of an oil deposit in the DV-SeisGeo software package based on a comprehensive interpretation of seismic exploration, logging and petrophysics data. Abstracts of the fourth geophysical readings named after V.V. Fedynsky, 02.28.03 2002, Moscow: GEON Center. 2002;18. (In Russian).
2. **KASHIK A.S., GOGONENKOV G.N., KIRILLOV S.A., FEDOROV A.L.** DV-SeisGeo is a computer technology for creating and maintaining a three-dimensional geological and technological model of oil and gas deposits/Proceedings of the Fourth Geophysical Readings named after V.V. Fedynsky, 28.02-02.03 2002, Moscow: Nauchnyy Mir, 2003:341–344. (In Russian).
3. **KASHIK A.S., GOGONENKOV G.N., VILIBIN S.I., KIRILLOV S.A.** New technologies in the construction of digital geological models of hydrocarbon deposits. Moscow: NTZH «Tekhnologii TEK», June, 2003;3:12–17. (In Russian).
4. **KASHIK A.S., EROKHIN V.V.** Multidimensional analytics of the development of multi-object systems by dynamic visualization methods. Moscow: Izd. dom "Yur-

Кириллов Сергей Александрович,
 д.т.н., к.ф.-м.н., доцент, советник АО «Центральная геофизическая экспедиция»

✉ e-mail: sakirillov@cge.ru

Алисолтанов Алибек Магомедмуратович,
 управляющий директор Акционерного общества «Центральная геофизическая экспедиция»

✉ 123298, г. Москва, ул. Народного Ополчения, 38/3
 123298 Moscow, Narodnaya Opolcheniya str., 38/3
 e-mail: AlisoltanovAM@rusgeology.ru

УДК 62-112.4; 69.003

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-3-42-47

Научная статья

EDN: DEDPNX

РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБВЯЗКИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА ПРИ НЕРЕГУЛЯРНОЙ СМЕНЕ СОРТА НЕФТИ

А.Ф. СЕКАЧЕВ¹, А.С. ЛАНБИНА¹,
В.В. ШАЛАЙ¹, А.У. ЯКУПОВ²¹ Омский государственный
технический университет, Омск,
Российская Федерация² Тюменский индустриальный
университет, Тюмень, Российская Фе-
дерация

В связи с растущим спросом на сооружение резервуарных парков и необходимостью уменьшения затрат на оборудование, использующееся нерегулярно (ежеквартально) при смене номенклатуры сорта нефти или нефтепродукта, целесообразно улучшение ремонтпригодности и экономичности типовых проектов технологической обвязки. В работе описана замена стандартной запорной арматуры на поворотную заглушку (обтюратор). Приводится экономическое обоснование выбора поворотных заглушек в типовом проекте резервуара вертикального стального. Проведен анализ нормативно-технической документации и методов расчета обтюраторов. Установлено, что внедрение поворотных заглушек обеспечивает повышение надежности типовых проектов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: обтюратор, межфланцевая заглушка, смена номенклатуры нефти, резервуарный парк, задвижки, толщина стенки заглушки, коррозионная активность, технологическая обвязка

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводная запорная арматура является одним из основных технических устройств, формирующих качественное ведение технологических процессов, а также безопасность установок и систем нефтеперерабатывающих производств. Практика эксплуатации и анализ причин аварийных ситуаций свидетельствуют, что количество событий, связанных с неисправностью арматуры, составляет около 35% от общего числа. Это обуславливает необходимость по-

Original article

RATIONALIZATION OF TECHNOLOGICAL PIPING OF THE TANK FARM WITH IRREGULAR CHANGES IN OIL GRADE

A.F. SEKACHEV¹, A.S. LANBINA¹,
V.V. SHALAY¹, A.U. YAKUPOV²¹ OMSK STATE TECHNICAL UNIVERSITY,
OMSK, RUSSIAN FEDERATION² TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY, TYUMEN,
RUSSIAN FEDERATION

Due to the growing demand for the construction of tank farms and the need to reduce the cost of equipment used irregularly (quarterly) when changing the nomenclature of grades of oil or petroleum products, it is advisable to improve the maintainability and cost-effectiveness of standard technological strapping projects. The paper describes the replacement of standard shut-off valves with a rotary plug (obturator). The economic justification for the choice of rotary plugs in a typical RVS design is given. The analysis of normative and technical documentation and methods of calculation of obturators is carried out. It is established that the introduction of rotary plugs provides an increase in the reliability of standard projects.

KEYWORDS: obturator, flanged plug, change of oil nomenclature, tank farm, valves, plug wall thickness, corrosion activity, technological strapping

вышения качества продукции отечественного машиностроения. Трубопроводная арматура по качеству должна соответствовать уровню мировых стандартов, что обеспечит безопасность ее эксплуатации [5].

При реализации технологической схемы обвязки резервуаров, обеспечивающей возможность перевода резервуара со сменой номенклатуры нефти на трубопроводах подключения резервуара к коллекторам с различными сортами, необходимо установить запорную арматуру (задвижки), обеспечивающие подключение резервуара к трубопроводам резервуарного парка (РП) с различными видами нефти. Для каждого резервуара количество дополнительно устанавливаемых задвижек равняется количеству коллекторов вне зоны обвалования. Типовой проект РП, состоящий

© 2024, А.Ф. Секачев, А.С. Ланбина, В.В. Шалай,
А.У. Якупов

Поступила в редакцию 17.05.2024

из 4 резервуаров, имеющих 6 коллекторов диаметром более 350 мм, согласно требованиям пункта 8.24.8, содержит 24 шиберные задвижки [11]. Основным их недостатком является низкая ремонтпригодность [8].

Требованиями к установленной запорной арматуре являются частое техническое обслуживание и ремонт по причине быстрого износа уплотнения, возможности разгерметизации в связи с положением «закрыто» длительное время.

В связи с редкой заменой сортов нефти в резервуаре для уменьшения экономических затрат и повышения ремонтпригодности предлагается установить на трубопроводах подключения резервуаров взамен запорной арматуры поворотные заглушки (обтюраторы) с ручным управлением. Схема обвязки проекта, содержащего в соответствии отраслевыми нормативными документами 6 обтюраторов, представлена на рис. 1.

Поворотная заглушка предназначена для периодического перекрытия потока транспортируемых веществ в трубопроводе (рис. 2). Обтюраторы работают в двух режимах: закрытом, когда на трубопроводном участке стоит глухой фланец, или открытом, когда на трубу установлена сквозная часть. Герметичность установки поворотных заглушек достигается при монтаже их во фланцевое соединение. Такое соединение является одним из наиболее распространенных и эффективных типов монтажного болтового соединения элементов из труб. Такие соединения имеют массу преимуществ: возможность монтажа в любых климатических условиях, высокую надежность, простой контроль соединения, возможность демонтажа без повреждения несущих элементов [7].

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ

Цель – рационализация технологической обвязки вне зоны обвалования резервуарного парка при нере-

гулярной смене сорта нефти с использованием поворотных заглушек.

Задачи исследования – разработка резервуарной обвязки с применением поворотной заглушки; обоснование экономического преимущества проекта; анализ недостатков конструкции обтюратора и рационализация ручного управления; анализ существующих методов расчета толщины стенки межфланцевой заглушки, основанных на теории пластин; сопоставление между межфланцевой и поворотной заглушкой; разработка методики расчета веса колец обтюратора; изучение влияния коррозионной агрессивности напряженного состояния колец обтюратора в период эксплуатации.

МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

В работе рассмотрен РП, включающий в себя редкую замену сорта нефти, а именно малосернистой, сернистой и высокосернистой. Трубопровод для РВС 20000 был выбран диаметром 720 мм и толщиной стенки 8 мм. Схема резервуарной обвязки, включающая в себя обтюратор, трубы с выбранным диаметром и возможность перехода на другой сорт нефти, представлена на рисунке 1. Поворотная заглушка на схеме располагается после дублирующей задвижки между двумя фланцевыми соединениями перед подключением к коллекторам.

Сравнение применения поворотных заглушек и шиберных задвижек с экономической составляющей производится на основании цен, взятых на 2024 год у крупных производителей [12, 13]. В проекте рассчитывается стоимость при фланцевом соединении для каждого вида арматуры с учетом применения двух дублирующих задвижек (Щдубл) в каждом расчете. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Сравнивая сумму, не включающую в себя обслуживание и установку, уменьшение стоимости арматуры с

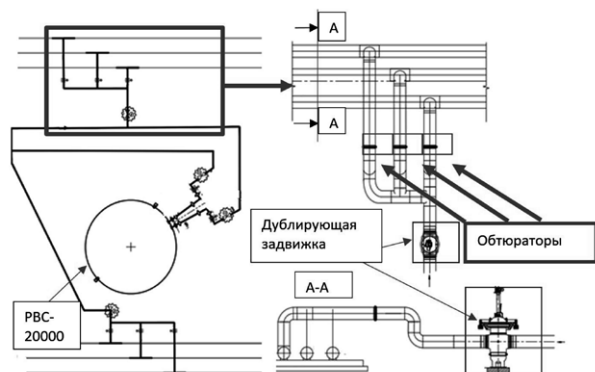


РИС. 1. Схема резервуарной обвязки с применением поворотных заглушек

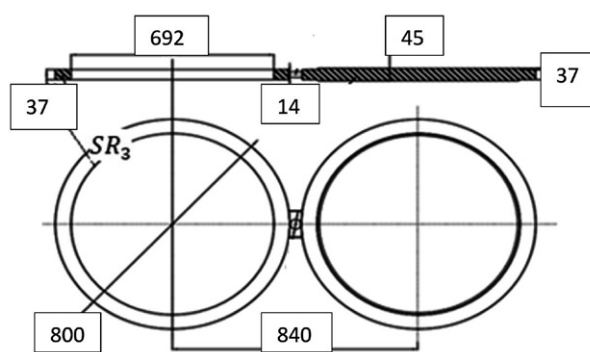


РИС. 2. Поворотная заглушка для D, 700 мм

ТАБЛИЦА 1.

Экономическое сравнение задвижки и заглушки

	Шиберная задвижка, ЗШ-700-1,6-Эп, тыс. руб	Поворотная заглушка (700-1,6-Ру), тыс. руб.	Фланцевое соединение, тыс. руб.	Сумма установок ЗШ, тыс. руб	Сумма установок обтюраторов, тыс. руб
	Цзш	Цобт	Цфл	Цзш + Цфл + Цдубл	Цобт + Цфл + Цдубл
Для 1 арматуры	4613,7	64,0	16,9	–	–
Для 6 арматур 1 РВС	27682,5	384,1	101,1	36909,9	9712,6
РП (4 РВС)	110730,0	1536,3	404,4	147640,0	38850,7

применением обтюлятора уменьшается в 3,8 раз. С учетом простоты конструкции поворотных заглушек также увеличивается надежность конструкции.

Недостатками (слабыми сторонами) применения заглушек поворотных считаются:

1. Отсутствие возможности регулировки напор потока за счет частичного перекрытия.

2. Необходимость освобождения трубопроводного участка от продуктов транспортировки для проведения ремонтно-профилактических работ.

3. Ручной способ переключения заглушки.

4. Применяемое усилие при повороте заглушки влечет за собой большое задействование персонала.

В обоснование недостатков следует отметить:

– по п. 1: согласно [10] «Применение запорной арматуры в качестве регулирующей (дросселирующей) не допускается». На участках трубопроводов, где требуется регулирование расхода или давления, устанавливается регулирующая арматура;

– по п. 2: при проведении ремонтно-профилактических работ и, как следствие, демонтажа оборудования необходимо будет выполнить однотипный объем работ по опорожнению трубопроводов от продукта перекачки (при демонтаже задвижки или обтюлятора);

– по п. 3: при использовании запорной арматуры с электроприводом зачастую можно столкнуться с проблемой выхода из строя электропривода или прекращения подачи электропитания. В свою очередь ручное управление приводит к затрате большого количества времени. Отсутствие электропривода и использование ручного труда для вращения заглушки является плюсом с точки зрения независимости от электропитания и надежности системы [6];

– по п. 4: замена продуктов в резервуарах выполняется с учетом изменения грузопотоков или сезонности поставки, что не требует частой работы по перестановке положения обтюраторов. Для подробного обоснования пункта вычисляется масса каждого кольца поворотной заглушки.

Для заглушки из стали 09Г2С плотность $\rho = 7850 \text{ кг/м}^3$, радиус $R = 400 \text{ мм}$, $R1 = 346 \text{ мм}$, $b = 37 \text{ мм}$, $h = 3 \text{ мм}$.

Масса каждого кольца рассчитывается по размерам, приведенным на рисунке 2:

Масса открытой части обтюлятора:

$$m_0 = V\rho = \pi R^2 \times b\rho \quad (1)$$

Масса сплошной части обтюлятора:

$$m_3 = V\rho = \pi R^2 \times (2h+b) \times \rho \quad (2)$$

Таким образом, по формулам (1) и (2) получаем: масса для положения «открыто» составляет 36,6 кг, для положения «закрыто» 168,7 кг.

Таким образом, единственный явный недостаток конструкции содержится в трудоемкости поворота заглушек большого диаметра из-за большого веса заглушки. Уменьшение трудоемкости достигается использованием кронштейна, расположенного на каждом полукорпусе с противоположной от перемычки стороны, жестко закрепленного на полукорпусе с резьбовыми отверстиями, через которые крепится опорный узел [9].

Чтобы подобрать размер кронштейна, необходимо знать толщину стенки заглушки (SR_3). Анализ нормативно-технической документации показал, что существующие методики расчета запорной арматуры позволяют определить толщину стенки плоских межфланцевых заглушек [1].

Межфланцевые заглушки полностью повторяют форму стального фланца: его исполнение, тип уплотнительной поверхности. Разница между межфланцевой и поворотной заключается в отсутствии сквозного проходного отверстия в центре заглушки (рис. 3).

Определение толщины стенки SR_3 (рис. 4) плоской поворотной заглушки рассчитывается исходя из методики для расчета межфланцевой заглушки.

Расчетная толщина плоской межфланцевой заглушки [3] имеет формулу 3:

$$SR_3 = 0,41(D_{\text{вн}} + b) \sqrt{\frac{p}{\sigma}} \quad (3)$$

Определяется толщина уплотнительной прокладки (b) на основании исходных данных проекта по

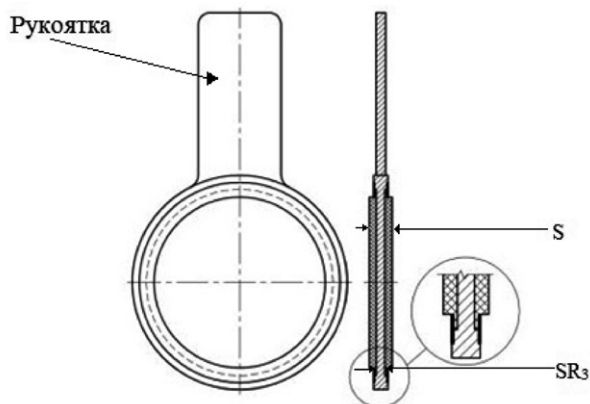


Рис. 3.
Межфланцевая заглушка

формуле 4:

$$b = \frac{D_{вн} - D_1}{2}, \quad (4)$$

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм;
 b – толщина уплотнительной прокладки трубопровода, мм; D_1 – диаметр зеркала фланца, мм. p – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа (2,4 МПа, согласно таблице 2 при давлении 1,6 МПа [4]). $[\sigma]$ – допускаемые напряжения при расчетной температуре, МПа.

Согласно п. 5.3.1 для углеродистых, низколегированных, ферритных, аустенитно-ферритных, мартенситных сталей и сплавов на железоникелевой основе:

$$[\sigma] = \min \left(\frac{\sigma_{в/т}}{2,4}; \frac{\sigma_{p/т} \text{ или } \sigma_{0,2/т}}{1,5}; \frac{\sigma_{2 \cdot 10^5/т}}{1,5}; \frac{\sigma_{1/2 \cdot 10^5/т}}{1,0} \right)$$

$\sigma_{в/т}$ – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре t °С, МПа; $\sigma_{p/т}$ – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t °С, МПа; $\sigma_{0,2/т}$ – минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2%) при расчетной температуре t °С, МПа.

Согласно п. 5.3.1 при определении допускаемых напряжений для низко- и среднетемпературных трубопроводов характеристики длительной прочности $\sigma_{2 \cdot 10^5/т}$ и $\sigma_{1/2 \cdot 10^5/т}$ не используются.

Зависимость изменения прогиба центральной части стенки поворотной заглушки (w), рассчитываемой по формуле (5).

$$\begin{aligned} \omega &= \frac{P \times r^4}{64 \times D} \left(1 + \frac{4}{1+\nu} \times \frac{\delta^2}{r^2} \right) = \\ &= \frac{P \times r^4 \times 12 \times (1-\nu^2)}{64 \times E \times \delta^3} \times \left(1 + \frac{4}{1+\nu} \times \frac{\delta^2}{r^2} \right) \end{aligned} \quad (5)$$

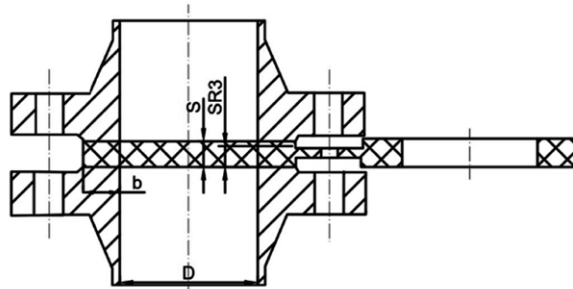


Рис. 4.
Круглая плоская поворотная заглушка

Поворотные заглушки предназначены для работы со средами, вызывающими коррозионное растрескивание металла. Таким образом, при выборе обтюратора необходимо делать прибавку на коррозию, которая составляет 0,4 мм. Срок службы заглушки – 10 лет. Изменение напряжений и прогиба стенки заглушки при эксплуатации с учетом коррозии представлено на рисунке 5 [2].

Согласно классической теории, круглая пластина постоянной толщины описывается дифференциальным уравнением (6), исходя из которого выражается уравнение нагрузки (7), равномерно распределенной по всей поверхности пластины (рис. 6).

$$\frac{1}{r} \times \frac{d}{dr} \left\{ r \frac{d}{dr} \left[\frac{1}{r} \times \frac{d}{dr} \left(r \frac{d\omega}{dr} \right) \right] \right\} = \frac{q(r)}{D} \quad (6)$$

где $D = \frac{E\delta^3}{12(1-\nu^2)}$ – цилиндрическая жесткость

пластины; $q(r)$ – интенсивность внешней поперечной нагрузки.

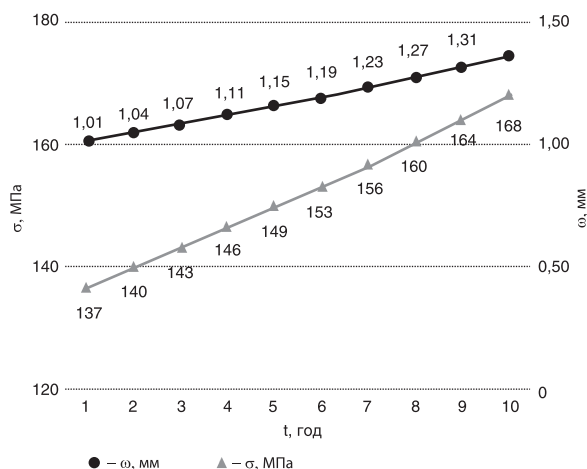


Рис. 5.
Изменение напряжений и прогиба стенки поворотной заглушки при эксплуатации

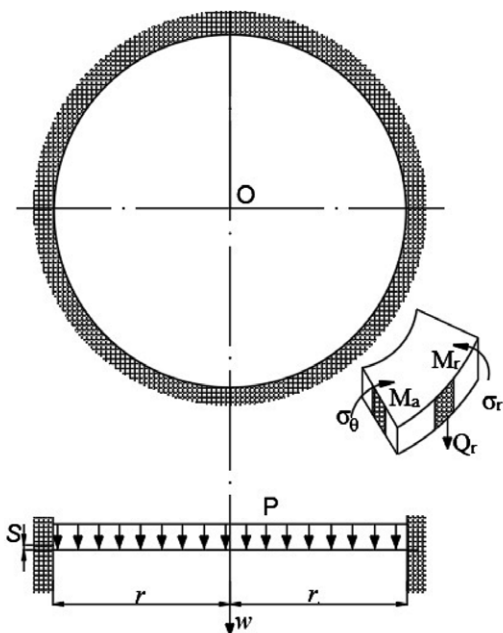


РИС. 6.

Расчетная схема пластины с равномерно распределенной по всей поверхности нагрузкой

Исходя из формулы (7) получаем формулу для расчета толщины стенки (8).

$$\sigma = \frac{3}{8} \times \frac{p \times r^2}{s^2} \times (1 + \nu) = 0,488 \times \frac{p \times r^2}{s^2}. \quad (7)$$

$$s = \sqrt{0,488 \times \frac{p \times r^2}{\sigma}} = \sqrt{0,488 \times \frac{p \times \left(\frac{D_{BH}}{2}\right)^2}{\sigma}} = \quad (8)$$

$$= 0,35 \times D_{BH} \times \sqrt{\frac{p}{\sigma}}.$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При разработке схемы резервуарной обвязки для типового проекта с применением поворотной заглушки проведено экономическое обоснование выбора обтюлятора в сравнении со стандартной запорной арматурой, которое показывает уменьшение стоимости проекта до 4 раз.

Значимым недостатком заглушки является разность веса каждого кольца, что при разъединении фланцевого соединения усложняет работу обслуживающего персонала. Для решения проблемы предложено использование кронштейна, жестко закрепленного на полукорпусе с резьбовыми отверстиями, через которые крепится опорный узел. Таким образом уменьшается трудоемкость обслуживания и время поворота кольца заглушки.

Для возможности подбора размера кронштейна необходимо знать точную толщину стенки заглушки.

А.Ф. СЕКАЧЁВ, А.С. ЛАНБИНА,
В.В. ШАЛАЙ, А.У. ЯКУПОВ
РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
ОБВЯЗКИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА ПРИ
НЕРЕГУЛЯРНОЙ СМЕНЕ СОРТА НЕФТИ

Толщина обтюлятора рассчитана по методике для межфланцевой заглушки и сравнивается с результатом, полученным по теории расчета пластин. Расхождение составило около 3,5%.

Исследовано изменение прогиба центральной части стенки при условии коррозионной активности среды в зависимости от времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. АТК 26-18-5-93 «Альбом типовых конструкций. Заглушки поворотные стальные для фланцев».
2. Вайнберг Д.В., Вайнберг Е.Д. Расчет пластин. Киев: Будивельник, 1970.
3. ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».
4. ГОСТ 356-80 «Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие».
5. Крыгина Е.Г., Клейменова Н.А. Применение регрессионного анализа для повышения качества шибберных задвижек // Новый этап развития науки. 2017. С. 56–59.
6. Миллер О.Ю., Колосков Р.В. Механизация ручного вращения штурвала электропривода запорной арматуры при отсутствии электропитания // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXI Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора МИ Кучина, Томск, 3–7 апреля 2017. Т. 2. С. 648–649.
7. Надольский В.В. Расчет и конструирование фланцевого соединения элементов прямоугольного сечения, подверженных центральному растяжению // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F. Строительство. Прикладные науки. 2018. №. 8. С. 121–130.
8. Никитин С.В., Темпель Ю.А., Осипов М.А., Писарев Д.Е. Нефтегазовое машиностроение: проектирование и моделирование задвижки шибберной // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2022. № 8. С. 412–416. DOI 10.24412/2071-6168-2022-8-412-417. EDN NJCVGU
9. Пивин Г.В., Зуга И.М. Патент № 2747173 С1 Российская Федерация, МПК F16L 55/10, F16L 55/18. Заглушка плоская поворотная: № 2020117123: заявл. 11.05.2020; опубл. 28.04.2021. Заявитель ПАО «ОНХП». EDN WFNAWH.
10. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.2021 № 444 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности». Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.
11. РД 91.200.00-КТН-0032-20 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов.

Нормы проектирования. Ч. 1. Основные положения, требования к технологическому, архитектурно-строительному проектированию и оборудованию».

12. Gremir.ru/сайт. URL: https://gremir.ru/category_1686/54975/
13. Orientpro.ru сайт. URL: <https://orientpro.ru/zadvizhka-shibernaya-tu-3741-007-05749375-2005-klass-germetichnosti-a/>

REFERENCES

1. ATK 26-18-5-93 "Album of standard designs. Rotating steel plugs for flanges". (In Russian).
2. WEINBERG D.V., WEINBERG E.D. Calculation of plates. Kyiv: Budivelnik, 1970. (In Russian).
3. GOST 32388-2013 «Technological pipelines. Standards and methods for calculating strength, vibration and seismic impacts». (In Russian).
4. GOST 356-80 «Fittings and parts of pipelines. Conditional, test and working pressures».
5. KRYGINA E.G., KLEIMENOVA N.L. Application of regression analysis to improve the quality of gate valves. New stage in the development of science. 2017:56–59. (In Russian).
6. MILLER O.YU., KOLOSOKOV R.V. Mechanization of manual rotation of the steering wheel of the electric drive of shut-off valves in the absence of power supply. Problems of geology and subsoil development: proceedings of the XXI International Symposium named after Academician MA Usov of students and young scientists, dedicated to the 130th anniversary of birth of Professor MI Kuchin, Tomsk, April 3–7, 2017;2:648–649. (In Russian).
7. NADOLSKY V.V. Calculation and design of a flange connection of rectangular elements subject to central tension. Bulletin of Polotsk State University. Series F. Construction. Applied Science. 2018;8:121–130. (In Russian).
8. NIKITIN S.V., TEMPEL YU.A., OSIPOV M.A., PISAREV D.E. Oil and gas engineering: design and modeling of a gate valve. News of Tula State University. Technical science. 2022;8:412–416. DOI 10.24412/2071-6168-2022-8-412-417. EDN NJCVGU. (In Russian).
9. PIVIN G.V., ZUGA I.M. Patent N 2747173 C1 Russian Federation, IPC F16L 55/10, F16L 55/18. Flat rotary plug; N 2020117123: appl. 05/11/2020: publ. 04/28/2021. Applicant Public Joint Stock Company "ONHP". EDN WFNAWH. (In Russian).
10. Order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision dated December 21, 2021, N 444 «On approval of federal norms and regulations in the field of industrial safety» Rules for the safe operation of process pipelines. (In Russian).
11. RD 91.200.00-KTN-0032-20 «Main pipeline transport of oil and petroleum products. Design standards. Part 1. Basic provisions, requirements for technological, architectural and construction design and equipment».

(In Russian).

12. Gremir.ru, website. URL: https://gremir.ru/category_1686/54975/ (In Russian).
13. Orientpro.ru, website. URL: <https://orientpro.ru/zadvizhka-shibernaya-tu-3741-007-05749375-2005-klass-germetichnosti-a/> (In Russian).

Секачев Андрей Федорович,

к.т.н., доцент кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Омского государственного технического университета

✉ e-mail: Seka4ev_andrei@mail.ru

Ланбина Анастасия Сергеевна,

студент Омского государственного технического университета

Шалай Виктор Владимирович,

д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Омского государственного технического университета

✉ 644050, Омск, пр-т Мира, д. 11
644050, Omsk, Mira Ave., 11

Якупов Азамат Ульфатович,

к.т.н., доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов» Тюменского индустриального университета, Тюмень

✉ 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38,
625000, Tyumen, Volodarskogo st., 38

УДК 6 621.396.96

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-3-48-58

Научная статья

EDN: FVQXSXJ

СОВМЕСТНЫЙ КВАЗИОПТИМАЛЬНЫЙ АЛГОРИТМ ОБРАБОТКИ РАДИОСИГНАЛОВ ИСТОЧНИКОВ РАДИОИЗЛУЧЕНИЯ АВИАЦИОННЫМ СРЕДСТВОМ РАДИОТЕХНИЧЕСКОГО НАБЛЮДЕНИЯ

И.Д. БирюковАО «ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ РАДИОТЕХНИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ ИМ. АКАДЕМИКА А.И. БЕРГА»

В статье рассматривается разработка совместного квазиоптимального алгоритма обработки радиосигналов источников радиоизлучения авиационным средством радиотехнического наблюдения. Применяется байесовская методика совместного квазиоптимального алгоритма при проведении независимого синтеза решающих правил о различении (распознавании и обнаружении), разрешении, оценки параметров состояния источника радиоизлучения. Представлена блок-схема разработанного алгоритма. Проведен анализ реализуемости квазиоптимального алгоритма с учетом требуемых вычислительных затрат на его реализацию. Проведено математическое моделирование блоков разработанного алгоритма, подтверждающее повышение эффективности обработки радиосигналов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: радиоэлектронное наблюдение, алгоритм обработки информации, оценка параметров, разрешение, непараметрическое распознавание, различение, теория принятия решений, байесовский синтез, шумоподобный сигнал

Original article

JOINT QUASI-OPTIMAL ALGORITHM FOR PROCESSING RADIO SIGNALS OF RADIO EMISSION SOURCES BY AVIATION RADIO SURVEILLANCE FACILITIES

I.D. BIRYUKOVCENTRAL RESEARCH RADIO ENGINEERING
INSTITUTE NAMED AFTER ACADEMICIAN
A.I. BERG

The article discusses the development of a joint quasi-optimal algorithm for processing radio signals from radio emission sources by aviation means of radio surveillance. The Bayesian method of a joint quasi-optimal algorithm is used to conduct an independent synthesis of decision rules on discrimination (recognition and detection), resolution, and assessment of the state parameters of a radio source. A block diagram of the developed algorithm is presented. An analysis of the feasibility of a quasi-optimal algorithm is carried out, taking into account the required computational costs for its implementation. Mathematical modeling of the blocks of the developed algorithm was carried out, confirming the increased efficiency of radio signal processing.

KEYWORDS: electronic surveillance, information processing algorithm, parameter estimation, resolution, nonparametric recognition, discrimination, decision theory, Bayesian synthesis, noise-like signal

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность радиотехнического наблюдения (РТН) за источниками радиоизлучения (ИРИ) в современном мире становится все более значимой в условиях стремительного развития технологий и постоянно увеличивающегося количества ИРИ. Работа

систем РТН касается множества прикладных задач, включая обеспечение безопасности воздушного движения, наблюдение за ИРИ, контроль за использованием частот (эфира) в условиях перегруженности радиочастотного спектра.

В данной статье освещается проблематика разработки и анализа совместного квазиоптимального алгоритма для обработки радиосигналов ИРИ в авиационных средствах РТН с использованием априорных сведений.

Актуальность разработки и исследования таких алгоритмов обусловлена тем, что современные средства РЭБ сталкиваются со все возрастающим числом технологически продвинутых ИРИ, использующих различные методы для сокрытия своей деятельности [5]. Ответной мерой на это служит разработка и реализация более совершенных методов обработки радиосигналов, способных повысить эффективность РТН в рамках выполнения его задач.

Одним из значительных преимуществ РТН перед радиолокационными станциями (РАС) является то, что мощность на входе аппаратуры РТН обратно пропорциональна квадрату расстояния между источником излучения и средством РТН, в то время как мощность на входе в средствах РАС обратно пропорциональна четвертой степени расстояния между РАС и облучаемым средством. Зависимость затухания мощности от расстояния представлена на рис. 1.

Однако, несмотря на такое преимущество, существующие неоптимальные алгоритмы обработки сигналов у РТН сокращают этот потенциальный выигрыш из-за менее эффективных алгоритмов обработки радиосигналов по сравнению с оптимальными алгоритмами РАС. Сравнительные характеристики обнаружения с использованием оптимального и неоптимального алгоритма представлены на рис. 2.

Кроме этого, РТН требуется обнаружение ИРИ не только по основным, но и по боковым лепесткам диаграммы направленности. В свою очередь, ИРИ применяют различные технические и организационные методы противодействия, включая частотные, пространственные и временные ограничения, что усложняет задачу эффективного радиотехнического наблюдения.

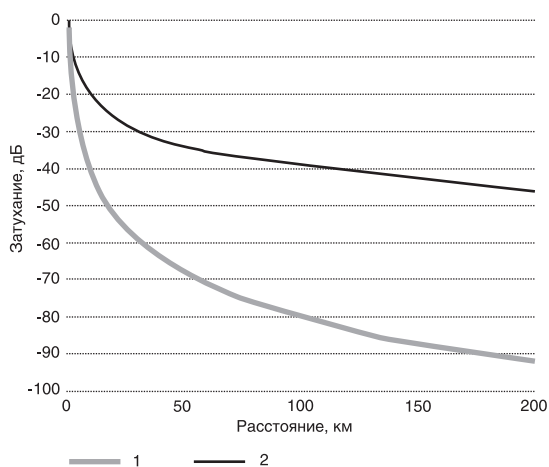


РИС. 1.
Сравнение затухания сигнала для РЛС (1) и РТН (2)

Для повышения оперативности выдачи информации о наличии ИРИ, а также для обработки широкополосных сигналов современные системы РТН вынуждены использовать широкие полосы промежуточных частот в каналах обнаружения, что приводит к увеличению шумовой полосы, а это уменьшает помехозащищенность и снижает среднюю вероятность обнаружения сигналов [2].

Таким образом, разработка квазиоптимального алгоритма обработки радиосигналов представляется крайне актуальной и требует детального исследования и анализа.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ АЛГОРИТМОВ ОБРАБОТКИ НАБЛЮДЕНИЙ

На рис. 3 представлена типовая схема построения первичной обработки радиосигналов в системе РТН. Решаются задачи обнаружения, разрешения, распознавания, оценки параметров в приведенной последовательности.

В большинстве публикаций по оптимальной обработке радиосигналов изложение этих задач и методов их решения ведется совместно лишь частично [4, 6]. Однако ввиду взаимосвязи принимаемых решений при проверке статистических гипотез и оценке параметров соответствующих гипотез целесообразно перечисленные задачи решать совместно [8] и в определенной последовательности. В [7] показано, что наибольшая эффективность совместной обработки принятых радиосигналов достигается при формировании гипотез в следующем порядке: распознавание, разрешение и оценка параметров радиосигналов. Предлагается использовать аналогичную последовательность при первичной обработке радиосигналов.

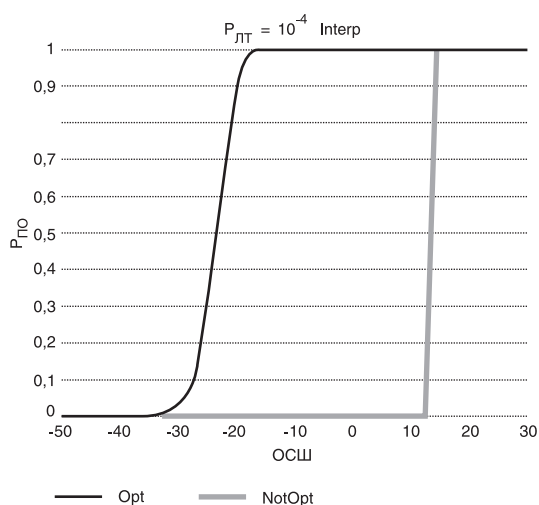


РИС. 2.
Сравнение характеристик обнаружения оптимального (РЛС) и неоптимального (РТН) алгоритмов обнаружения

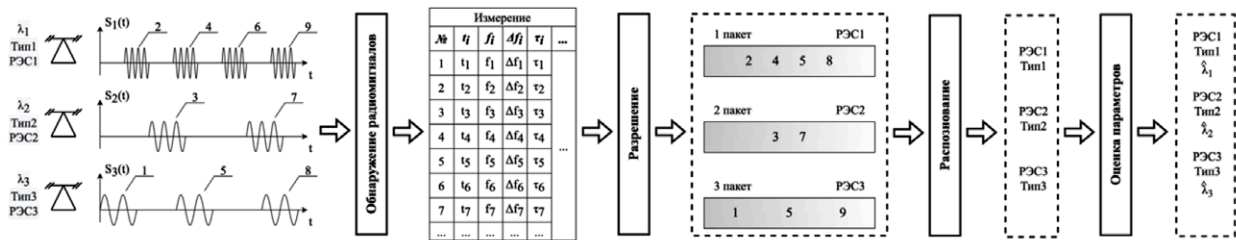


РИС. 3.
Типовая функциональная схема обработки принятых сигналов РЭС

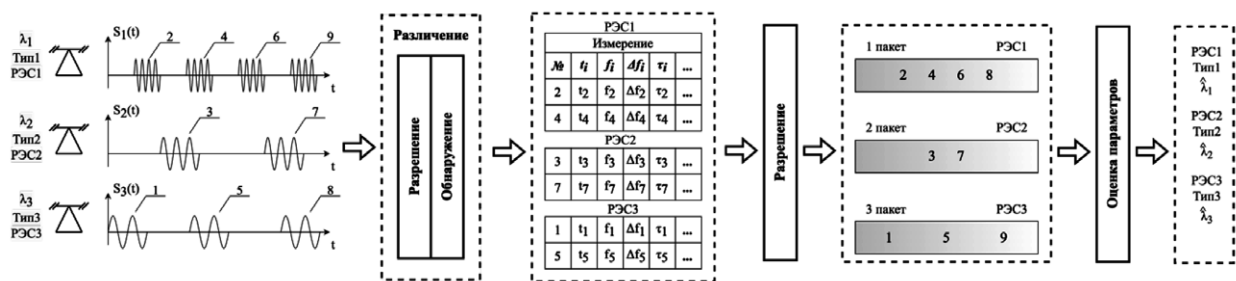


РИС. 4.
Предлагаемая функциональная схема обработки принятых сигналов РЭС

С учетом сказанного, предлагаемая функциональная схема построения первичной обработки радиосигналов в системе РТН имеет вид, представленный на рис. 4. Здесь задачи распознавания и обнаружения соответствуют задаче различения, которая в литературе чаще применяется для радиолокационных и связных РЭС, так как в них используются полностью известные сигналы. В данной работе различение рассматривается не для таких сигналов, а для сигналов, параметры которых определяются диапазоном возможных значений параметров, приведенном в априорном описании типа.

АПРИОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

В аппаратуре РТН имеется априорная информация о типах РЭС, которая в системах РТН используется, в основном, на этапе вторичной обработки. Предлагается использовать эту информацию на этапе первичной обработки, в частности, в процессе решения задачи различения.

При задании априорной информации полагается, что все множество радиосигналов, информация о параметрах которых поступает на вход системы обработки, принадлежит априорной библиотеке типов. Указанная библиотека определяется:

– алфавитом типов:

$$B = \{B_1, B_2, \dots, B_{N_B}\},$$

где N_B – число типов в априорной библиотеке;

– распределением вероятностей типов:

$$p(B) = \{P_{pr}(B_1), P_{pr}(B_2), \dots, P_{pr}(B_{N_B})\};$$

– алфавитом признаков типов:

$$\{a_1, a_2, \dots, a_v, \dots, a_{N_A}\},$$

где N_A – число доступных измерению признаков, характеризующих тип; данный алфавит позволяет описать характеристики радиоизлучающего объекта данного типа как набор значений признаков:

$$A = [a_1, a_2, \dots, a_v, \dots, a_{N_A}]^T;$$

– плотностью распределения вероятностей значений признаков для каждого типа радиоизлучающего объекта:

$$P(A|B_s) = p(a_1, a_2, \dots, a_{N_A} | B_s), s = \overline{1, N_B},$$

которая определяется неточностью априорных знаний об истинных значениях признаков конкретных радиосигналов ИРИ и вариативностью признаков, в зависимости от конкретного экземпляра объекта, его режима работы и излучения.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ СИНТЕЗА

Пусть на интервале времени $(t_{нач}, t_{кон})$ принято дискретное множество радиосигналов $\{\xi_k\}$ от различных радиоизлучающих объектов или только шум.

$$\{\xi_k\} = \{\xi_1, \xi_2, \xi_3, \dots, \xi_K\}$$

Значение ξ_k , наблюдаемое на входе системы обработки в моменты времени t_b представляет собой аддитивную смесь полезного радиосигнала $S(t_k, \lambda_{k|i})$ и дискретного шума наблюдения n_k [21]:

$$\xi_k = \Theta S(t_k, \lambda_{k|i}) + n_k,$$

где Θ – случайная величина, описывающая наличие полезного сигнала принятого колебания; $\lambda_{k|i}$ – вектор параметров i -го ИРИ, от которого в момент времени t_k принято колебание; $S(t_k, \lambda_{k|i})$ – полезный радиосигнал, под которым понимается некоторая векторная функция, чьи компоненты определяют измеренные значения параметров радиосигнала от i -го радиоизлучающего объекта с вектором параметров $\lambda_{k|i}$ при полном отсутствии ошибок измерений.

Требуется для конкретной реализации $\{\xi_k\}$:

- определить принадлежность к одному из типов априорной библиотеки (N_B);
- определить факт наличия сигнала (оценить величину Θ);
- принять решение о принадлежности каждого радиосигнала к определенному подмножеству радиосигналов, полученных от одного ИРИ;
- оценить вектор параметров $\lambda_{k|i}$ каждого ИРИ, которому соответствует разрешенное подмножество сигналов.

Оптимальное решение описанных задач [1] является нереализуемым ввиду большого количества анализируемых гипотез, поэтому требуется осуществить переход от оптимального к квазиоптимальному решению методом частной оптимизации решаемых задач для сокращения числа анализируемых гипотез. При этом на каждом этапе должно приниматься оптимальное решение и сохраняться связь между принимаемыми решениями.

Функции потерь при принятии решений задаются в виде простых функций потерь [3]:

$$\Pi(T_n, D_{d|n}, T_m, D_{b|m}) = 1 - \delta_{nm} \delta_{db}, \quad (1)$$

где δ_{nm} – символ Кронекера.

$$\Pi_T(\Gamma_{r|d_k n_k}, \Gamma_{q|d_k n_k}) = 1 - \delta_{rq}. \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \Pi_\Lambda(\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k}, \Lambda_{r_k d_k n_k}) = \\ = [\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k} - \Lambda_{r_k d_k n_k}]^T [\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k} - \Lambda_{r_k d_k n_k}]. \end{aligned} \quad (3)$$

Функция (1) определяет потери при принятии решения в пользу n -ой гипотезы о распознавании и d -ой гипотезы об обнаружении, когда истинны гипотезы: m -ая гипотеза о распознавании и b -ая гипотеза об обнаружении.

Функция (2) определяет потери при принятии решения в пользу r -ой гипотезы о разрешении, когда ис-

тинна q -ая гипотеза о разрешении.

Функция (3) определяет потери при принятии оценки $\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k}$, когда истинны параметры ИРИ $\Lambda_{r_k d_k n_k}$.

СИНТЕЗ СОВМЕСТНОГО КВАЗИОПТИМАЛЬНОГО АЛГОРИТМА

В качестве критерия оптимальности при синтезе процедуры различения (обнаружения и распознавания) используется минимум апостериорного риска [2]:

$$\begin{aligned} R_{ps}(T_n, D_{d|n}) = \\ = \sum_{m=1}^{N_T} P(T_m | \{\xi_k\}) \sum_{b=0}^{N_D} P(D_{b|m} | \{\xi_k\}) \Pi(T_n, D_{d|n}, T_m, D_{b|m}) \end{aligned} \quad (4)$$

Байесовское правило принятия решения о различении состоит в определении номера n_k гипотезы T_n , доставляющего в k -ому наблюдению минимум риска (4):

$$\begin{aligned} (n_k, d_k) = \operatorname{argmin} R_{ps}(T_n, D_{d|n}), \\ n \in \{1; N_T\}, d \in \{0; N_D\} \end{aligned}$$

На первом этапе минимизации определяется номер d_k гипотезы D, обеспечивающий минимум риска (4) при каждом значении n . Для фиксированного номера n выражение (4) представляется в виде:

$$\begin{aligned} R_{ps}(T_n, D_{d_k|n}) - R_{ps}(T_n, D_{d|n}) \leq 0 \\ n \in \{1; N_T\}, d \in \{0; N_D\} \end{aligned} \quad (5)$$

Подстановка в (5) соотношений (1), (4) даст следующее выражение:

$$\begin{aligned} \sum_{m=1}^{N_T} P(T_m | \{\xi_k\}) \sum_{b=0}^{N_D} P(D_{b|m} | \{\xi_k\}) (1 - \delta_{nm} \delta_{d_k b}) - \\ - \sum_{m=1}^{N_T} P(T_m | \{\xi_k\}) \sum_{b=0}^{N_D} P(D_{b|m} | \{\xi_k\}) (1 - \delta_{nm} \delta_{db}) \leq 0 \end{aligned} \quad (6)$$

С учетом δ_{nm} неравенство (6) примет вид:

$$\begin{aligned} (1 - P(T_n | \{\xi_k\})) P(D_{d_k|n} | \{\xi_k\}) - \\ - (1 - P(T_n | \{\xi_k\})) P(D_{d|n} | \{\xi_k\}) \leq 0. \end{aligned} \quad (7)$$

Упростив неравенство (7), получим правило определения номера гипотезы D:

$$\begin{aligned} P(D_{d_k|n} | \{\xi_k\}) \geq P(D_{d|n} | \{\xi_k\}), \\ n \in \{1; N_T\}, d \in \{0; N_D\} \end{aligned}$$

Или:

$$\begin{aligned} D_{d_k|n} &= \arg \max P(D_{d|n} | \{\xi_k\}) \\ d &\in \{0; N_B\}, n \in \{1, N_T\} \end{aligned} \quad (8)$$

На втором этапе минимизации определяется номер n_k гипотезы T , обеспечивающий с учетом оценки (8) минимум риску (4):

$$\begin{aligned} n_k &= \operatorname{argmin} R_{ps}(T_n, D_{d_k|n}), \\ n &\in \{1; N_T\} \end{aligned} \quad (9)$$

Выражение (9) может быть представлено в виде:

$$\begin{aligned} R_{ps}(T_{n_k}, D_{d_k|n_k}) - R_{ps}(T_n, D_{j_k|n}) &\leq 0 \\ n &\in \{1; N_T\} \end{aligned} \quad (10)$$

Подстановка в (10) соотношений (1), (4) даст следующее выражение:

$$\begin{aligned} \sum_{m=1}^{N_T} P(T_m | \{\xi_k\}) \sum_{b=0}^{N_D} P(D_{b|m} | \{\xi_k\}) (1 - \delta_{n_k m} \delta_{d_k b}) - \\ - \sum_{m=1}^{N_T} P(T_m | \{\xi_k\}) \sum_{b=0}^{N_D} P(D_{b|m} | \{\xi_k\}) (1 - \delta_{nm} \delta_{j_k b}) &\leq 0 \end{aligned} \quad (11)$$

С учетом δ_{nm} неравенство (11) примет вид:

$$\begin{aligned} (1 - P(T_{n_k} | \{\xi_k\}) P(D_{d_k|n_k} | \{\xi_k\})) - \\ - (1 - P(T_n | \{\xi_k\}) P(D_{j_k|n} | \{\xi_k\})) &\leq 0. \end{aligned} \quad (12)$$

Упростив неравенство (12), получим правило определения номера гипотезы T :

$$\begin{aligned} P(T_{n_k} | \{\xi_k\}) &\geq P(T_n | \{\xi_k\}) \frac{P(D_{j_k|n} | \{\xi_k\})}{P(D_{d_k|n_k} | \{\xi_k\})}, \\ n &\in \{1; N_T\} \end{aligned} \quad (13)$$

Таким образом, используя выражения (8), (13), можно определить оптимальное решение задачи обнаружения и распознавания (различения) радиосигнала.

В качестве критерия оптимальности при синтезе процедуры разрешения используется минимум апостериорного риска:

$$R_{ps}(\Gamma_{r|d_k n_k}) = \sum_{q=0}^{L_v} P(\Gamma_{q|d_k n_k} | \{\xi_k\}) \Pi_{\Gamma}(\Gamma_{r|d_k n_k}, \Gamma_{q|d_k n_k}). \quad (14)$$

Принятие решения о разрешении сводится к определению номера r_k гипотезы $\Gamma_{r|n_k}$, который минимизирует риск (14):

$$\begin{aligned} r_k &= \operatorname{argmin} R_{ps}(\Gamma_{r|d_k n_k}), \\ r &\in \{1; L_v\}. \end{aligned}$$

Байесовское правило разрешения записывается в виде: $r_k = r$, если

$$\begin{aligned} \sum_{q=1}^{L_v} P(\Gamma_{r|d_k n_k} | \{\xi_k\}) (1 - \delta_{rq}) - \\ - \sum_{q=1}^{L_v} P(\Gamma_{q|d_k n_k} | \{\xi_k\}) (1 - \delta_{rq}) &\leq 0. \end{aligned} \quad (15)$$

Подстановка в (15) соотношений (14), (2) с учетом δ_{rq} дает:

$$\begin{aligned} [1 - P(\Gamma_{r|d_k n_k} | \{\xi_k\})] - [1 - P(\Gamma_{j|d_k n_k} | \{\xi_k\})] &\leq 0. \\ \text{Или } r_k = r, \text{ если} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P(\Gamma_{r|d_k n_k} | \{\xi_k\}) &\geq P(\Gamma_{j|d_k n_k} | \{\xi_k\}), \\ j &\in \{1; L_v\}. \end{aligned} \quad (16)$$

Таким образом, правило разрешения сигналов сводится к поиску гипотезы $\Gamma_{r|d_k n_k}$ о разрешении, которая обладает максимальной апостериорной вероятностью.

В качестве критерия оптимальности при синтезе процедуры оценивания параметров радиосигнала используется минимум апостериорного риска $R_{ps}(\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k})$ при принятии оценки $\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k}$ параметров состояния ИРИ, представленных в наиболее вероятной гипотезе T_{n_k} о распознавании, гипотезе $D_{d_k|n_k}$ об обнаружении и наиболее вероятной гипотезе $\Gamma_{r_k|d_k n_k}$ о разрешении.

Апостериорный риск $R_{ps}(\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k})$ представляет собой потери, осредненные по апостериорному распределению $p(\Lambda_{r_k d_k n_k} | \{\xi_k\})$ значений обобщенных векторов состояния:

$$\begin{aligned} R_{ps}(\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k}) = \\ \int_{\Lambda_{r_k d_k n_k}} \Pi_{\Lambda}(\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k}, \Lambda_{r_k d_k n_k}) p(\Lambda_{r_k d_k n_k} | \{\xi_k\}) d\Lambda_{r_k d_k n_k}, \end{aligned} \quad (17)$$

где $\Lambda_{r_k d_k n_k}$ – область возможных значений вектора $\Lambda_{r_k d_k n_k}$.

Процедура оптимального оценивания состоит в нахождении байесовской оценки $\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k}$ параметров состояния ИРИ $\Lambda_{r_k n_k}$, минимизирующего риск (17):

$$\begin{aligned} \hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k} &= \operatorname{argmin} R_{ps}(\hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k}), \\ \hat{\Lambda}_{r_k d_k n_k} &\in \{\Lambda_{r_k d_k n_k}\}. \end{aligned} \quad (18)$$

Дифференцирование правой части (18) по $\hat{\Lambda}_{r_k n_k}$ и приравнивание результата дифференцирования к нулю дает (19):

$$\int_{\Lambda_{r_k d_k n_k}} \sum_i (\hat{\lambda}_{i\bar{0}_{r_k d_k n_k}} - \lambda_{i_{r_k d_k n_k}}) p(\Lambda_{r_k d_k n_k} | \{\xi_k\}) d\Lambda_{r_k d_k n_k} = 0, \quad (19)$$

где $\lambda_{i_{r_k d_k n_k}}$ и $\hat{\lambda}_{i\bar{0}_{r_k d_k n_k}}$ – соответственно вектор состояния и байесовская оценка параметров состояния i -го ИРИ из T_{n_k} , обнаруженных $D_{d_k | n_k}$ и разрешенных согласно $\Gamma_{r_k | d_k n_k}$. Перемена местами в (19) знаков интеграла и суммы приводит, с учетом результата интегрирования постоянной величины $\hat{\lambda}_{i\bar{0}_{r_k d_k n_k}}$, к соотношению:

$$\sum_i \left(\hat{\lambda}_{i\bar{0}_{r_k d_k n_k}} - \int_{\Lambda_{r_k d_k n_k}} \lambda_{i_{r_k d_k n_k}} p(\Lambda_{r_k d_k n_k} | \{\xi_k\}) d\Lambda_{r_k d_k n_k} \right) = 0. \quad (20)$$

С учетом того, что интегральное выражение в (20) представляет апостериорное математическое ожидание $M\{\lambda_{i_{r_k d_k n_k}} | \{\xi_k\}\}$ вектора оценки параметров состояния i -го ИРИ, соотношение (21) можно записать в виде:

$$\sum_i \left(\hat{\lambda}_{i\bar{0}_{r_k d_k n_k}} - M\{\lambda_{i_{r_k d_k n_k}} | \{\xi_k\}\} \right) = 0. \quad (21)$$

Решением данного уравнения является совокупность байесовских оценок $\hat{\lambda}_{i\bar{0}_{r_k d_k n_k}}$, составляющих искомую байесовскую оценку $\hat{\lambda}_{\bar{0}_{r_k d_k n_k}}$.

$$\hat{\lambda}_{\bar{0}_{r_k d_k n_k}} = M\{\lambda_{i_{r_k d_k n_k}} | \{\xi_k\}\}, \quad (22)$$

Таким образом, оптимальное оценивание параметров состояния ИРИ, распознанных, обнаруженных и разрешенных согласно гипотезам T_{n_k} , $D_{d_k | n_k}$ и $\Gamma_{r_k | d_k n_k}$, состоит в вычислении на k -ом шаге оценок апостериорного ожидания.

Функционирование алгоритма с независимой оптимизацией процедур поясняется его структурной схемой, представленной на рис. 5.

Порядок работы квазиоптимального алгоритма.

1. При получении очередного k -го наблюдения ξ_k формируется N_T гипотез T_n распознавания.
2. Вычисляются апостериорные вероятности $P(T_n | \{\xi_k\})$, $j \in \{1; N_T\}$ гипотез T_n о распознавании.
3. Для каждой гипотезы T_n определяется номер гипотезы D_{d_n} по формуле (8).
4. По (13) находится T_{n_a} – решение задачи распознавания.
5. Формируется L_v гипотез $\Gamma_{r | d k n k}$ о разрешении.
6. Вычисляются апостериорные вероятности $P(\Gamma_{r | d k n k} | \{\xi_k\})$, $j \in \{1; L_v\}$ гипотез $\Gamma_{r_k | d_k n_k}$ о разрешении.
7. В соответствии с правилом (16) определяется номер наиболее вероятной на k -м шаге гипотезы $\Gamma_{r_k | d_k n_k}$.
8. Вычисляется в соответствии с правилом (18) байесовская оценка параметров состояния ИРИ, распознанных, обнаруженных и разрешенных согласно гипотезам T_{n_k} , $D_{d_k | n_k}$ и $\Gamma_{r_k | d_k n_k}$.

АНАЛИЗ РЕАЛИЗУЕМОСТИ КВАЗИОПТИМАЛЬНОГО АЛГОРИТМА

В процессе выполнения алгоритма при получении K наблюдений формируется N_T гипотез о распознавании $N_T = N_B^K$ и осуществляется вычисление их апостериорных вероятностей.

Для каждой гипотезы о распознавании формируется N_D гипотез об обнаружении: $N_D = 2^K$ и осуществляется вычисление их апостериорных вероятностей.

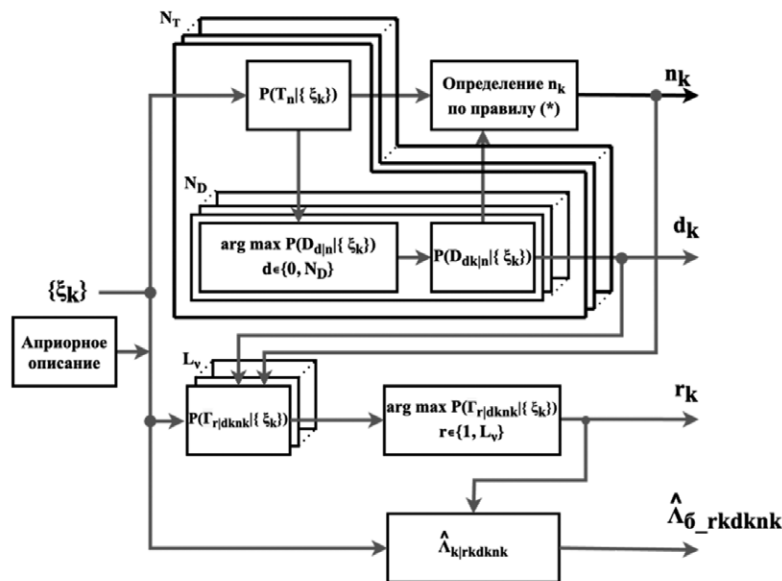


РИС. 5.

Структурная схема квазиоптимального алгоритма

Для выбранных гипотез p_k , d_k об обнаружении и распознавании формируется L_v гипотез о разрешении:

$$L_v = \sum_{r=1}^{L_{v-1}} (I_{v-1|dn} + 1),$$

где v – номер наблюдения; L_v – число гипотез разрешения, сформированных при получении наблюдения с номером v ; $I_{v-1|dn}$ – число источников излучения при получении $(v-1)$ -го наблюдения при номере гипотезы об обнаружении d и номере гипотезы о распознавании n .

Общее число формируемых гипотез определяется выражением $N=N_T N_D + L_v$.

При числе типов в априорной библиотеке $N_B = 32$, для K принятых радиосигналов, общее число формируемых гипотез представлено на рисунке 6.

Ввиду сложности разработанного алгоритма в дальнейшем анализ будет проводиться только для задачи различения. Будет представлен алгоритм различения и проанализирована его эффективность.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕДУРЫ РАЗЛИЧЕНИЯ

Максимум апостериорной вероятности при согласованной фильтрации (согласованной корреляционной обработке) соответствует максимуму коэффициента корреляции [3].

Структурная схема совместного обнаружения и распознавания (различения) представлена на рис. 7.

Схема различения сигналов представляет собой двухканальный квадратурный амплитудный демодулятор. В каждом канале осуществляется выделение видеосигнала, после чего определяется корреляция между видеосигналами разных каналов. В данном алгоритме подстройка под априорное описание

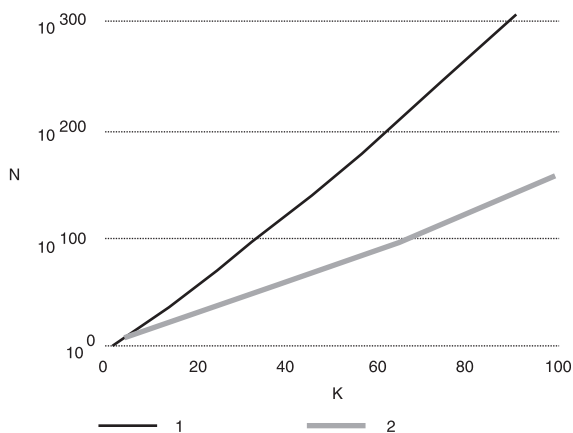


РИС. 6.

Зависимость общего числа формируемых гипотез от k принятых наблюдений при числе типов в априорной библиотеке $N_B = 32$ для оптимального (1) и квазиоптимального (2) алгоритмов

осуществляется путем настройки фильтров низкой частоты (ФНЧ) в каждом канале квадратурного демодулятора, настройкой несущей частоты гетеродина под центральную частоту, согласно априорному описанию. Дополнительно производится настройка интервала корреляции в зависимости от минимально возможной длительности импульса, указанной в описании типа, что способствует повышению характеристик обнаружения.

Сравнительная оценка эффективности различения проводится в два этапа:

- 1) оценка эффективности различения в части обнаружения;
- 2) оценка эффективности различения в части распознавания.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧЕНИЯ В ЧАСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ

Исходные данные:

- система РТН в интересах РЭБ;
- многоканальная система РТН;
- полоса приема (100–200)F;
- минимальная длительность импульса, подлежащая обнаружению системой РТН, 0,2 мкс.

Параметры моделирования:

- длительность выборки 8192 отсчетов;
- 9/10 доля шума поканально независимые (рожденные в канале), 1/10 доля шума общая (из «эфира»);
- отношение сигнал-шум (ОСШ) от -50 дБ до +30 дБ через 0,1 дБ, для каждой точки 40 независимых генераций.

Варианты априорного описания для моделирования представлены в табл. 1.

Оценка эффективности проводилась для двух видов сигналов: сигнал в виде радиоимпульса и сигнал в виде шумоподобного импульса в ограниченной полосе частот. Амплитудные спектры и представление сигналов во времени показаны на рис. 8 и 9 соответственно.

Для сигнала в виде радиоимпульса характеристики обнаружения с использованием оптимального алгоритма (1), неоптимального алгоритма (2) и квазиоптимальных алгоритмов с априорным описанием в соответствии с табл. 1 показаны на рис. 10.

Для варианта априорного описания №1 показатель эффективности или выигрыш в отношении сигнал-шум составляет 18 дБ.

Важно обратить внимание на реализацию наблюдения с ОСШ, при котором достигается достоверное обнаружение с вероятностью правильного обнаружения 0,9 и вероятностью ложной тревоги 10^{-4} для квазиоптимального алгоритма, представленного на рис. 11: сигнал визуально не выделяется во временной области, но различим в спектральной области.

Для сигнала в виде шумоподобного импульса характеристики обнаружения с использованием опти-

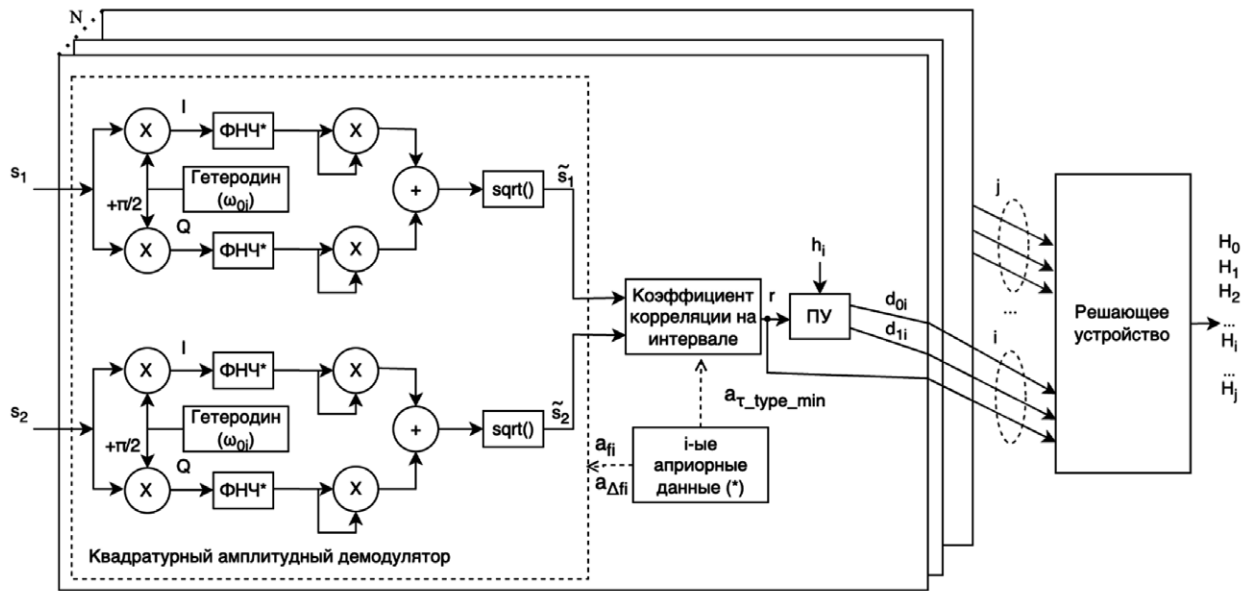


РИС. 7.
Структурная схема различения сигналов известного типа

ТАБЛИЦА 1.
Варианты априорного описания для моделирования

№ варианта	Частотно-временные параметры					
	$F_{0 \min}$	$F_{0 \max}$	τ_{\min} , мкс	τ_{\max} , мкс	Δf_{\min} , кГц	Δf_{\max} , кГц
1	160	165	10	12	150	300
2	155	165	5	15	150	600
3	145	165	1	20	150	900
4	135	175	0,5	25	150	1200

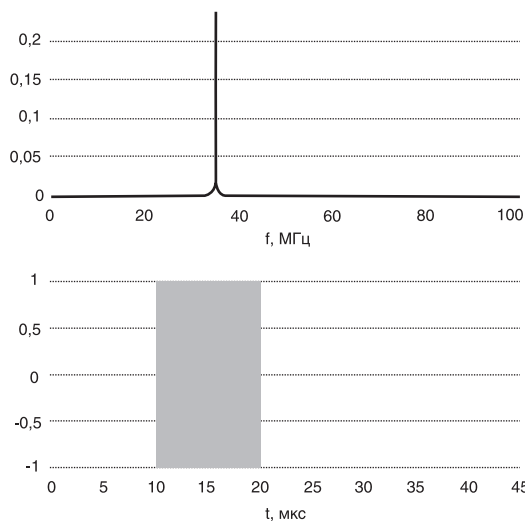


РИС. 8.
Амплитудный спектр и представление радиоимпульса во времени

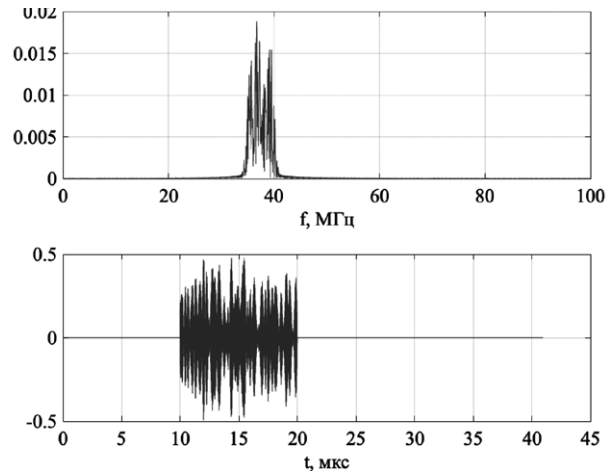
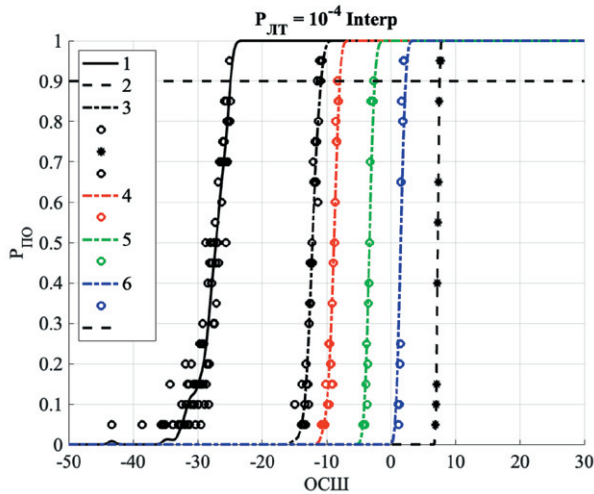


РИС. 9.
Амплитудный спектр и представление сигнала в виде шумоподобного импульса во времени

мального алгоритма (1), неоптимального алгоритма (2) и квазиоптимальных алгоритмов с априорным описанием в соответствии с табл. 1 показаны на рис. 12.

Для варианта априорного описания №1 показатель эффективности или выигрыш в отношении сигнал-шум составляет 26 дБ.

Важно обратить внимание на реализацию наблюдения с ОСШ, при котором достигается достоверное обнаружение с вероятностью правильного обнаружения 0,9 и вероятностью ложной тревоги 10^{-4} для квазиоптимального алгоритма, представленного на рис. 13: сигнал визуально не выделяется ни во временной области, ни в спектральной области.



1. Оптимальный алгоритм с полностью известным сигналом (РЛС);
2. Неоптимальный алгоритм без использования априорного описания;
3. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 1;
4. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 2;
5. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 3;
6. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 4.

РИС. 10.

Характеристики обнаружения сигнала в виде радиоимпульса

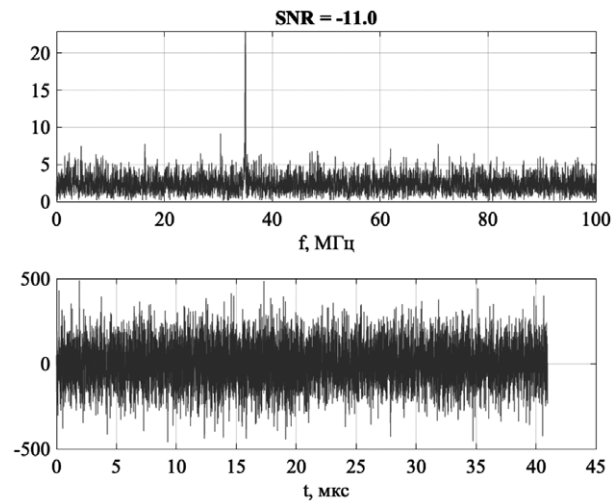


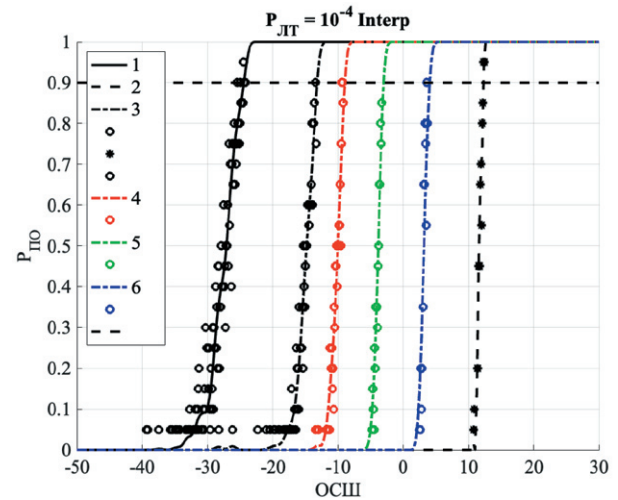
РИС. 11.

Достоверно обнаруженный квазиоптимальным алгоритмом сигнал в виде радиоимпульса

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧЕНИЯ В ЧАСТИ РАСПОЗНАВАНИЯ

Анализ эффективности распознавания проводится при задании априорного описания, как показано в табл. 2.

Полезный сигнал представляет собой радиоимпульс при изменении несущей частоты сигнала в



1. Оптимальный алгоритм с полностью известным сигналом (РЛС);
2. Неоптимальный алгоритм без использования априорного описания;
3. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 1;
4. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 2;
5. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 3;
6. Квазиоптимальный алгоритм с использованием варианта задания априорного описания 4.

РИС. 12.

Характеристики обнаружения сигнала в виде шумоподобного импульса

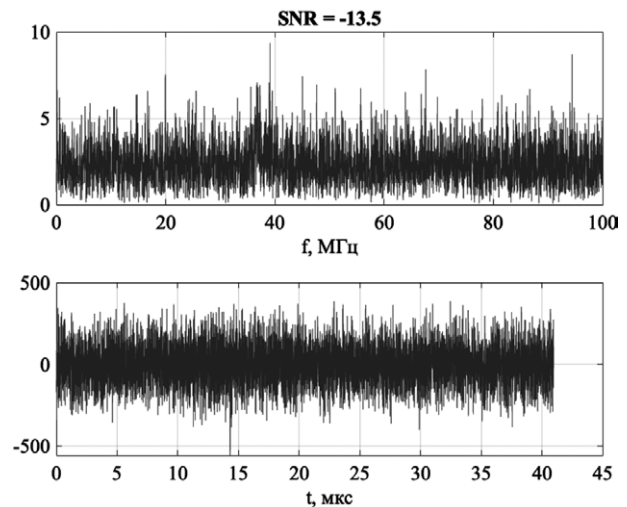


РИС. 13.

Достоверно обнаруженный квазиоптимальным алгоритмом сигнал в виде шумоподобного импульса

пределах от 150 до 185 МГц, поочередно проходя все варианты априорного описания.

Из рис. 14, 15 видно, что разработанный алгоритм позволяет выполнять непараметрическое распознавание сигнала еще до определения его параметров.

Следует также подчеркнуть, что в условиях высокой плотности априорных описаний в частотном

диапазоне наблюдается снижение точности распознавания на границах этих описаний. Подобная характеристика системы обусловлена пологими границами амплитудно-частотной характеристики фильтров. Для улучшения эффективности распознавания сигналов в условиях близких частотных описаний требуется дальнейшее исследование и соответствующая оптимизация фильтров.

Выводы

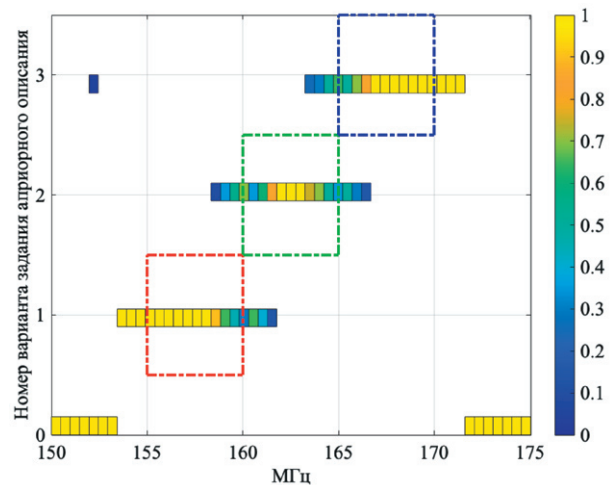
Обоснована и подтверждена необходимость повышения эффективности обработки радиосигналов источников радиоизлучения средствами радиотехнического наблюдения.

Проведен анализ типовых способов обработки радиосигналов средством радиотехнического наблюдения.

ТАБЛИЦА 2.

Анализ эффективности распознавания

Вариант задания априорного описания	Частотно-временные параметры					
	$F_{0 \min}$	$F_{0 \max}$	τ_{\min} , мкс	τ_{\max} , мкс	Δf_{\min} , кГц	Δf_{\max} , кГц
0	Сигнал не обнаружен					
1	150	155	10	15	50	100
2	155	160	10	15	50	100
3	160	165	10	15	50	100



0 Сигнал не обнаружен;
1 Сигнал обнаружен и распознан как 1-й вариант задания априорного описания;
2 Сигнал обнаружен и распознан как 2-й вариант задания априорного описания;
3 Сигнал обнаружен и распознан как 3-й вариант задания априорного описания.

Рис. 14.

Распределение вероятности обнаружения сигнала в зависимости от его частоты

Обоснован и предложен способ первичной обработки, обеспечивающий уменьшение априорной неопределенности при обнаружении сигналов.

Выполнен синтез квазиоптимального алгоритма обработки радиосигналов, обеспечивающий реализацию предложенного способа.

Проведен анализ, показывающий реализуемость разработанного алгоритма.

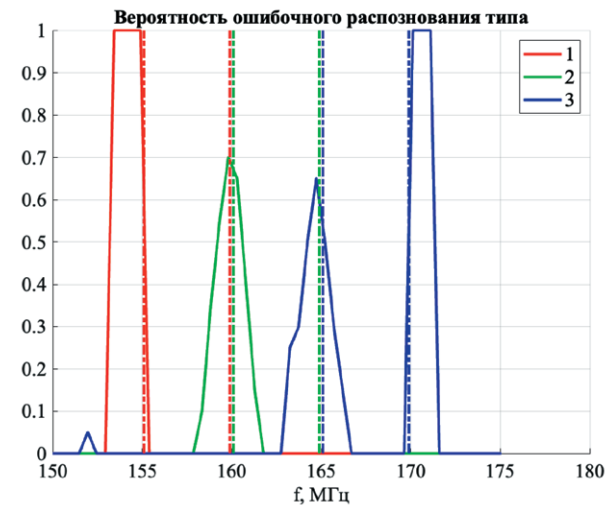
Получена структурная схема алгоритма в части различения.

Проведено математическое моделирование блоков разработанного алгоритма, подтверждающее повышение эффективности обработки радиосигналов. Получен значительный выигрыш в зависимости от точности априорного описания по отношению к ныне существующим алгоритмам для простых и сложных сигналов (18 и 26 дБ соответственно).

Показано, что разработанный алгоритм позволяет выполнять непараметрическое распознавание сигнала еще до определения его параметров сигнала.

Литература

1. Бирюков И.Д. Разработка совместного оптимального алгоритма обработки радиосигналов источников радиоизлучения авиационным средством радиотехнического наблюдения. Труды МАИ, 2023 №129.
2. Куприянов А.И. Петренко П.Б. Теоретические основы радиоэлектронной разведки. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. С. 387.



1 Сигнал обнаружен и распознан как 1-й вариант задания априорного описания;
2 Сигнал обнаружен и распознан как 2-й вариант задания априорного описания;
3 Сигнал обнаружен и распознан как 3-й вариант задания априорного описания.

Рис. 15.

Вероятность ошибочного распознавания в зависимости от частоты сигнала

3. ЛЕВИН Б.Р. Теоретические основы статистической радиотехники. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Радио и связь. 1989. 656 с.
4. ЛИХАЧЕВ В.П., СЕМЕНОВ В.В., ВЕСЕЛКОВ А.А., ДЕМЧУК А.А. Обобщенный алгоритм радиотехнического мониторинга РЛС с синтезированной апертурой антенны // Мат-лы XVI Меж-ой науч.-метод. конф. «Информатика: проблемы, методология, технологии»: сборник трудов. Воронеж: Изд-во Научно-исследовательские публикации. 2016. С. 179–184.
5. НИКОЛЕНКО Н.Ф. Основы теории радиоэлектронной борьбы. М.: Военное издательство, 1987. 351 с.
6. ТРИФАНОВ А.П., ШИНАКОВ Ю.С. Совместное различие сигналов и оценка их параметров на фоне помех. М.: Радио и связь, 1986. 264 с.
7. ФАДЕЕВ Е.В. Алгоритмы обработки принятых радиосигналов в авиационных системах радиоэлектронного наблюдения // Вестник РАЕН. 2021. Т. 21. № 4. С. 11–19. DOI: 10.52531/1682-1696-2021-21-4-11-19.
8. ХАРЧЕНКО В.П., КОСЕНКО Г.Г., КУКУШ А.Г. Байесовская теория совместного разрешения, обнаружения, оценивания и распознавания радиосигналов // Радиотехника, 1994. № 3. С. 52–59.
8. KHARCHENKO V.P., KOSENKO G.G., KUKUSH A.G. Bayesian theory of joint resolution, detection, estimation and recognition of radio signals. *Radioelectronica*. 1994;3:52–59. (In Russian).

REFERENCES

1. BIRYUKOV I.D. Development of a joint optimal algorithm for processing radio signals from radio emission sources by aviation radio surveillance equipment. Proceedings of MAI, 2023;129. (In Russian).
2. KUPRIYANOV A.I. PETRENKO P.V. Theoretical foundations of electronic intelligence. Moscow: Izd-vo MGTU im. N.E. Bauman. 2009;387. (In Russian).
3. LEVIN B.R. Theoretical foundations of statistical radio engineering. 3rd ed., revised. And additional. Moscow: Radio i svyaz'. 1989;656. (In Russian).
4. LIKHACHEV V.P., SEMENOV V.V., VESELKOV A.A., DEMCHUK A.A. Generalized algorithm for radio engineering monitoring of radars with a synthetic aperture antenna. Materials of the XVI Inter-th scientific method. conf. "Informatics: problems, methodology, technologies": collection of works. Voronezh: Izd-vo Nauchno-issledovatel'skiye publikatsii. 2016;179–184. (In Russian).
5. NIKOLENKO N.F. Fundamentals of the theory of electronic warfare. Moscow: Voennoye izdatel'stvo. 1987;351. (In Russian).
6. TRIFANOV A.P., SHINAKOV YU.S. Joint distinction of signals and estimation of their parameters against a background of interference. Moscow: Radio i svyaz'. 1986;264. (In Russian).
7. FADEEV E.V. Algorithms for processing received radio signals in aviation electronic surveillance systems. *Vestnik RAYEN*. 2021;21;4:11–19. DOI: 10.52531/1682-1696-2021-21-4-11-19. (In Russian).

Бирюков Иван Дмитриевич,
начальник сектора АО «Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт им. академика А.И. Берга»

✉ 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 20, стр. 9,
107078, Moscow, st. New Basmannaya, d. 20, p. 9,
тел.: +7 (499) 267-43-93, e-mail: post@cnirti.ru

УДК 621.396

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-3-59-65

Научная статья

EDN: IGVRNI

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КУМУЛЯНТНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ РАСПОЗНАВАНИЯ QAM-МОДУЛЯЦИИ В УСЛОВИЯХ АПРИОРНОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

**В.К. Курбаналиев,
А.Е. Латышев, А.С. Якушев**
АО «ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ РАДИОТЕХНИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ ИМ. АКАДЕМИКА А.И. БЕРГА»

Экспоненциальный рост объемов передаваемых данных требует разработки эффективных методов обработки и анализа сигналов, особенно в условиях априорной неопределенности. В данной статье представлен новый метод оценки смещения несущей частоты и начальной фазы сигналов с квадратурной амплитудной модуляцией (QAM) на основе кумулянтного анализа. В основе метода лежит использование свойств кумулянтов четвертого порядка, которые инвариантны к фазовым сдвигам. Разработан алгоритм, позволяющий точно определить значения несущей частоты и начальной фазы QAM-сигналов в условиях отсутствия априорной информации о параметрах сигнала. Экспериментальные результаты демонстрируют высокую точность и эффективность предложенного метода в задачах радиомониторинга и анализа радиочастотного спектра.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: квадратурная амплитудная модуляция (QAM), кумулянтный анализ, несущая частота, начальная фаза, априорная неопределенность, радиомониторинг

Original article

USING CUMULANT ANALYSIS TO RECOGNIZE QAM MODULATION UNDER CONDITIONS OF A PRIOR UNCERTAINTY

**V.S. KURBANALIEV,
A.E. LATYSHEV, A.S. YAKUSHEV**
CENTRAL RESEARCH RADIO ENGINEERING
INSTITUTE NAMED AFTER ACADEMICIAN
A.I. BERG

The exponential growth in the volume of transmitted data necessitates the development of efficient methods for signal processing and analysis, particularly under conditions of a priori uncertainty. This paper presents a novel method for estimating carrier frequency and initial phase offsets in quadrature amplitude modulation (QAM) signals based on cumulant analysis. The method leverages the properties of fourth-order cumulants, which are invariant to phase shifts. An algorithm is developed that enables accurate determination of carrier frequency and initial phase values for QAM signals in the absence of a priori information about signal parameters. Experimental results demonstrate the high accuracy and efficiency of the proposed method in radio monitoring and radio frequency spectrum analysis applications.

KEY WORDS: quadrature amplitude modulation (QAM), cumulant analysis, carrier frequency, initial phase, a priori uncertainty, radiomonitoring

ВВЕДЕНИЕ

Бурный рост цифровых технологий связи и внедрение новых стандартов передачи данных, таких как WLAN, DVB-C, DVB-T и MMDS, привели к значительному уплотнению радиочастотного спектра. Эта тенденция создает серьезные трудности для задач радиомониторинга и анализа радиочастотного спектра, особенно в условиях априорной неопределенности. В таких условиях точность обнаружения сигналов, оценки параметров и вида модуляции становится сложной задачей.

Несмотря на высокий интерес к проблеме определения вида модуляции и большое количество работ по данной тематике, опубликованных за последние 30 лет, основная их масса посвящена либо отдельным аспектам данной задачи, либо узкоспециализированным решениям, ориентированным на применение в цифровых приемниках. При этом нередко задача распознавания вида модуляции рассматривается в отрыве от оценки параметров сигнала (как правило, предполагается, что они известны), и предлагаемые алгоритмы не могут напрямую применяться в рамках рассматриваемых приложений. На основании этого можно заключить, что задача распознавания вида модуляции при неизвестных пара-

метрах сигнала на сегодняшний день в полной мере не решена.

Традиционные методы анализа сигналов, основанные на анализе спектральных характеристик, часто оказываются неэффективными в условиях наличия шума, многолучевого распространения и применения сложных видов модуляции, таких как M-QAM и OFDM. Возникает необходимость разработки новых методов и алгоритмов, способных эффективно идентифицировать структуру и параметры сигналов в сложной радиоэлектронной обстановке.

Кумулянтный анализ высокого порядка предлагает альтернативный подход, обладающий рядом преимуществ перед традиционными методами:

- робастность к шумам – кумулянты высокого порядка менее чувствительны к аддитивному гауссовскому шуму, что позволяет повысить точность оценки параметров сигналов в зашумленных условиях;
- чувствительность к нелинейным характеристикам – кумулянты способны извлекать информацию о нелинейной структуре сигналов, недоступную при анализе спектральных характеристик;
- эффективность для сложных видов модуляции – кумулянты позволяют идентифицировать сложные виды модуляции, такие как M-QAM, OFDM и др., что особенно актуально для современных радиосистем [1–3, 5, 6, 9–11, 13].

Целью данной работы является разработка алгоритма распознавания вида M-QAM-модуляции на основе кумулянтов высокого порядка, который способен эффективно работать в условиях априорной неопределенности относительно параметров сигнала.

Квадратурная амплитудная модуляция представляет собой один из классов полосовой цифровой модуляции, широко применяемых в настоящее время. QAM-сигнал общего вида на несущей частоте f_0 с начальной фазой θ_0 описывается следующим выражением:

$$S_{RF}(t) = \text{Re} \left\{ \sqrt{\frac{2E_s}{T_s}} \left[\sum_{k=1}^N b_k \rho(t - (k-1)T_s - t_0) \right] e^{j(\theta_0 + \theta_0)} \right\}$$

где, $t \in [0:NT_s]$, E_s – величина, пропорциональная мощности сигнала, T_s – символичный период, t_0 – задержка распространения, $\rho(t)$ – сигнальный импульс, b_k – последовательность N комплексных чисел, выбранных из M-позиционного созвездия в соответствии с передаваемыми символами сообщения.

Принятый сигнал, искаженный шумами, в приемнике подвергается определенной обработке. Эти искажения носят случайный характер, поэтому задача определения параметров сигнала, как правило, должна решаться статистическими методами посредством синтеза выборочных оценок.

С учетом сказанного модель принятого сигнала выражается следующим образом:

$$r_{RF}(t) = S_{RF}(t) + n_{RF}(t),$$

где $n_{RF}(t)$ – аддитивный шум, t – непрерывное время.

Полученные в синфазном и квадратурном каналах отсчеты группируются в комплексные отсчеты r_k , (как показано на рис. 1) и описываются следующими выражениями:

$$\text{Re}[r_k] = \sqrt{\frac{P}{2}} \cos(2\pi\Delta f t + \phi(t) + \Delta\theta) + n_i(t)$$

$$\text{Im}[r_k] = \sqrt{\frac{P}{2}} \sin(2\pi\Delta f t + \phi(t) + \Delta\theta) + n_q(t),$$

где $\Delta f = f_0 - f_r$ отстройка несущей частоты (смещение несущей частоты из-за несоответствия между частотой гетеродина и несущей сигнала) и $\Delta\theta = \theta_0 - \theta_r$ отстройка начальной фазы, f_r и θ_r частота и начальная фаза сигнала гетеродина. Наличие смещений фазы и частоты несущей приводит к отклонению сигналов от оптимального сочетания и, таким образом, к возникновению битовых ошибок из-за меняющегося во времени вращения, вызванного сдвигами фазы и частоты.

Для выполнения предварительной обработки необходимо получить оценку значения несущей частоты f_0 и оценку значения начальной фазы θ_0 .

Полученный комплексный сигнал $r_k = \text{Re}[r_k] - j\text{Im}[r_k]$ и комплексно-сопряженный с ним $\hat{r}_k = \text{Re}[r_k] + j\text{Im}[r_k]$ являются исходными данными для вычисления моментов и кумулянтов. Формулы вычисления кумулянтов высокого порядка подробно описаны в работах [4, 7, 8].

На рисунках 2–3 показаны зависимость кумулянтов от величины расстройки частоты и начальной фазы сигнала.

Анализ полученных значений кумулянтов позволяет утверждать, что информативность того или иного кумулянта о виде модуляции сигнала существенно зависит от отстроек Δf и $\Delta\theta$.

СМЕЩЕНИЕ ЧАСТОТЫ И НАЧАЛЬНОЙ ФАЗЫ НЕСУЩЕГО СИГНАЛА

Смещение частоты несущего сигнала вызывает поворот каждой последующей точки сигнала относительно предыдущей на некоторый угол, пропорциональный смещению частоты.

Влияние смещения частоты можно интерпретировать с точки зрения фазы. Для данного смещения частоты Δf ошибка в градусах, которую это смещение частоты вызывает у символов, определяется выражением:

$$\theta_{\Delta f} = \Delta f T \times 360^\circ,$$

где T – длительность символа. Исходя из этого, можно рассчитать ошибку на выборку N как

$$\theta_{\Delta f} = \frac{\Delta f}{f_s} \times 360^\circ \times N.$$

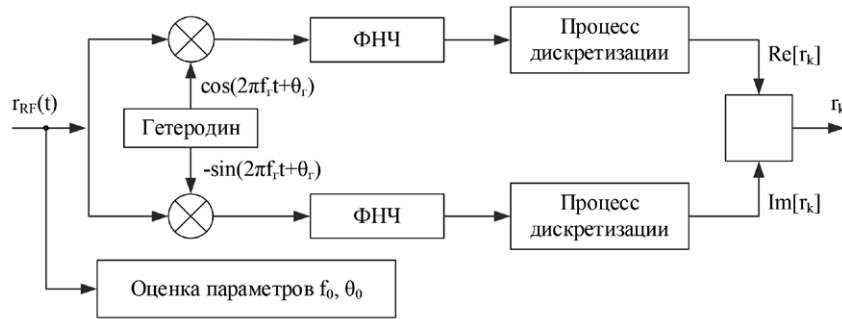


РИС. 1.

Схема предварительной обработки сигнала

Например, если сдвиг частоты гетеродина приемника и несущей частоты сигнала равен $\Delta f = 34$ кГц, то вращение фазы, выбранное из-за этого смещения частоты, будет равно $\theta_{\Delta f} = \frac{34 \times 10^3}{2,5 \times 10^3} \cdot 360^\circ = 0,004896^\circ$, частота дискретизации $f_s = 2,5$ ГГц.

Для информационного сигнала с длительностью $N = 4096$ отсчетов общая ошибка поворота фазы составит порядка 20° .

В результате смещения начальной фазы несущего сигнала все созвездие сигнала поворачивается по часовой стрелке в случае положительного смещения фазы и против часовой стрелки в случае отрицательного смещения фазы.

На рис. 4 представлены фазовые созвездия сигнала 16-QAM: А – без смещения частоты и начальной фазы, Б – смещение частоты равно 34 кГц, но без смещения начальной фазы, В – смещение начальной фазы равно 20° , но без смещения частоты, Г – смещение частоты равно 34 кГц и смещение начальной фазы равно 20° , количество анализируемых отсчетов $N = 4096$, ОСШ = 30 дБ.

Оценка значения несущей частоты и начальной фазы играет важную роль в задаче распознавания видов цифровой модуляции. Основной принцип распознавания видов модуляции с помощью кумулянтов высокого порядка – сравнение найденных значений кумулянтов для полученного сигнала с эталонными значениями при минимальных расстройках.

На рис. 5 представлена блок-схема алгоритма распознавания видов модуляции при неизвестном значении несущей частоты и начальной фазы.

Оценка значений несущей частоты и начальной фазы производится в два этапа. Первым этапом является устранение расстройки несущей частоты с помощью модуля кумулянта $C_{4,0}$.

На рис. 6 представлена зависимость модуля кумулянта $C_{4,0}$ от абсолютного изменения фазы сигнала и зависимость действительной части кумулянта $C_{4,0}$ от изменения начальной фазы для сигналов с M-QAM модуляциями.

Как показано на рис. 6А максимальное значение модуля кумулянта $C_{4,0}$ достигается при нулевой расстройке несущей частоты для выбранных видов цифровой модуляции, и минимальное значение действительной части кумулянта $C_{4,0}$ достигается при нулевой расстройке начальной фазы выбранных видов цифровой модуляции.

Процесс распознавания при неизвестных значениях частоты и начальной фазы несущего сигнала проводится следующим образом. Сначала оценивается значение несущей частоты получаемого сигнала $S_{RF}(t)$.

Оценка значения частоты несущего сигнала заключается в том, по значениям оцифрованных отсчетов устраняют расстройку по несущей частоте входного сигнала, для чего производится принудительная расстройка его частоты с фиксированным шагом, задаваемым в диапазоне ожидаемых значений частоты, с расчетом значения модуля кумулянта $C_{4,0}$. Критерием минимальной расстройки является максимальное значение модуля кумулянта.

Диапазон ожидаемой расстройки имеет нижнюю F_{\min} и верхнюю F_{\max} границы. Шаг расстройки Δ_f выбирается равным:

$$\Delta_f = \frac{\Delta_\varphi}{2\pi T}$$

где Δ_φ – абсолютное изменение фазы сигнала за время T_s , выбираемое в интервале (0,1, 0,2) рад.

Расстройка по частоте осуществляется поэлементным умножением массива отсчетов входного сигнала на функцию s_Δ .

$$s_0 = S_{RF}(t) \times s_\Delta$$

$$\text{где } s_\Delta = e^{-j \times 2\pi f \Delta t}, f_0 = F_{\min}, F_{\min} + \Delta_f, F_{\min} + 2\Delta_f, \dots, F_{\max}.$$

Для каждого сигнала s_0 производится расчет кумулянта $C_{4,0}$ по формуле:

$$C_{4,0} = m_{4,0} - 3m_{2,0}^2,$$

где $m_{nr} = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} s_i^{n-r} \times \hat{s}_i^r$ совместный момент порядка

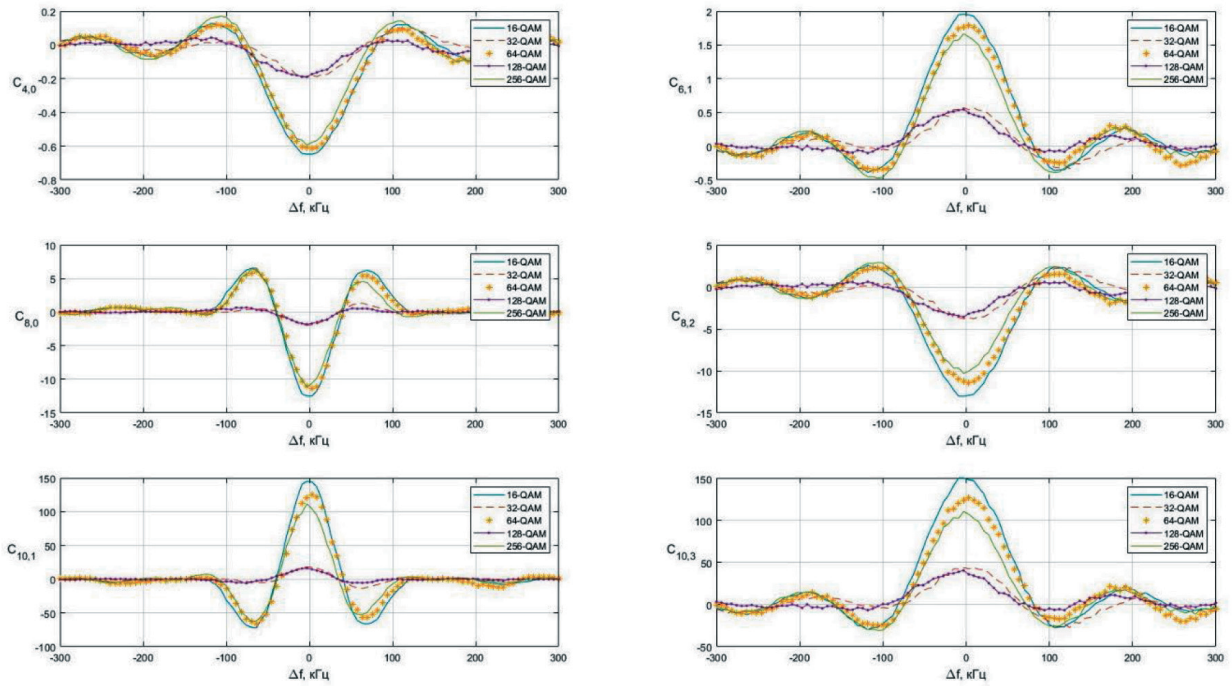


Рис. 2.
Зависимость значений кумулянтов от расстройки по частоте

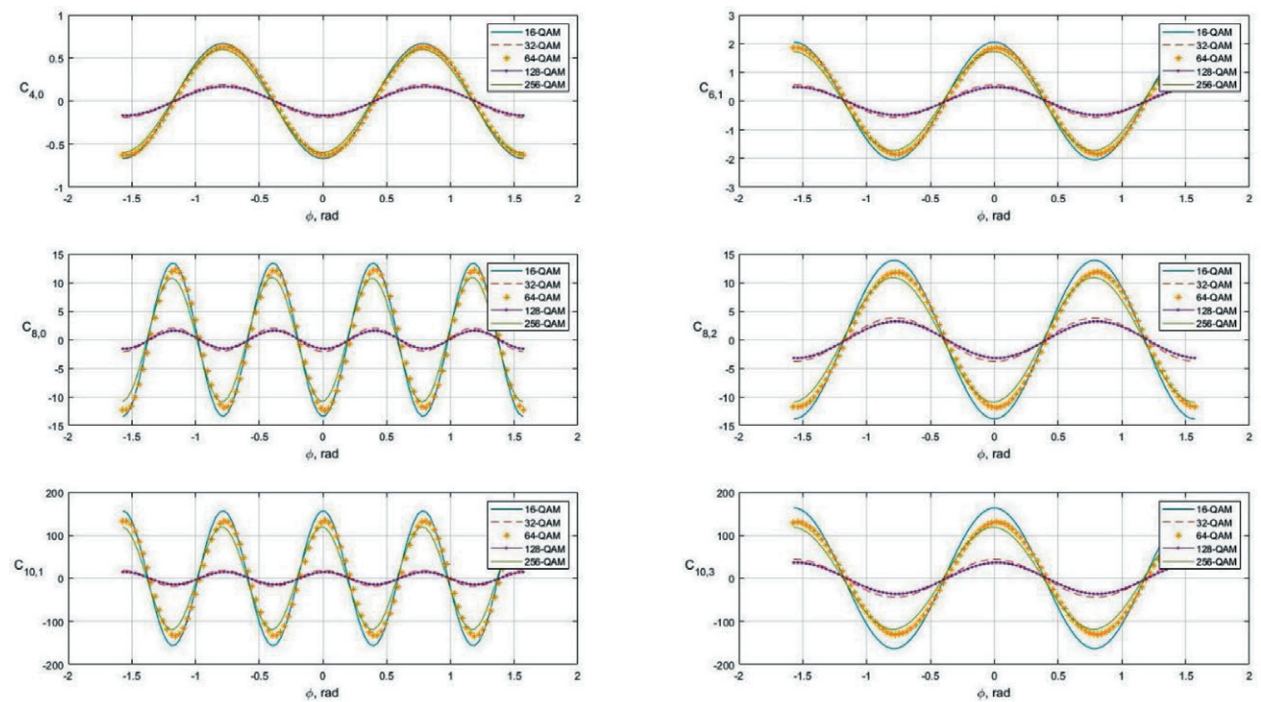


Рис. 3.
Зависимость значений кумулянтов от расстройки значения начальной фазы

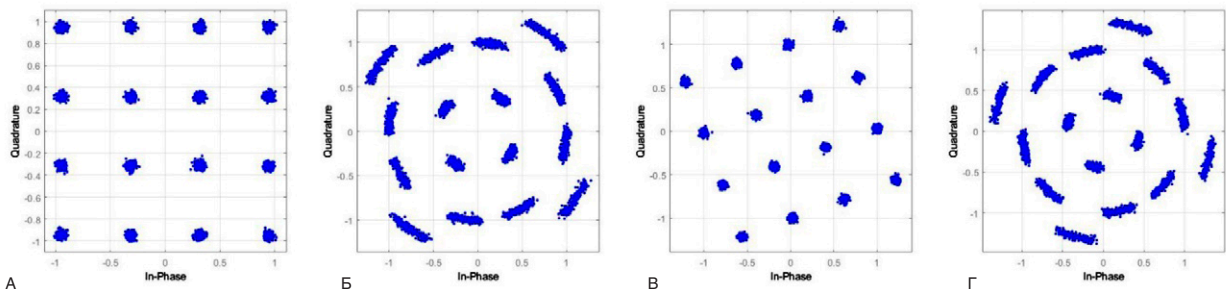


Рис. 4. Фазовое созвездие сигнала 16-QAM: А) $\Delta f=0, \Delta\theta=0$, Б) $\Delta f= 34$ кГц, $\Delta\theta = 0$, В) $\Delta f=0, \Delta\theta=20^\circ$, Г) $\Delta f = 34$ кГц, $\Delta\theta = 20^\circ$



Рис. 5. Блок-схема алгоритма определения видов цифровой модуляции при неизвестном значении несущей частоты

$n; s$ – исходный сигнал, \hat{s} – сопряженный ему; N – количество отсчетов сигнала.

Методом полного перебора значений расстройек из заданного диапазона значений определяется расстройка, которой соответствует значение модуля кумулянта $C_{4,0}$. Сигнал, соответствующей данной расстройке, обозначается $s_{\text{вых}}$ и используется на последующем этапе.

На втором этапе производится оценка значения начальной фазы с помощью значения действительной части кумулянта $C_{4,0}$.

Процедура определения начальной фазы сигнала идентична с предыдущим шагом, только критерием минимальной расстройки по фазе является минимальное значение действительной части кумулянта $C_{4,0}$.

Каждая i -я система, $i=1, M$, отличается тем, что в ней высокочастотный сигнал умножается на $\sin(2\pi\Delta f t + \Delta\theta \times (i-1))$ и $\cos(2\pi\Delta f t + \Delta\theta \times (i-1))$, необходимых для получения наборов $Re[r_k], Im[r_k]$ данных каждой i -й системы. Наиболее точное распознавание выпол-

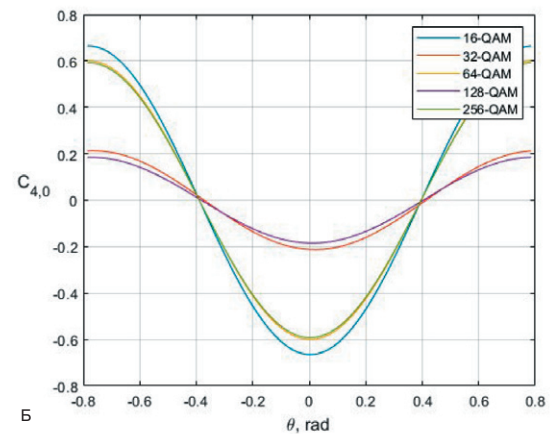
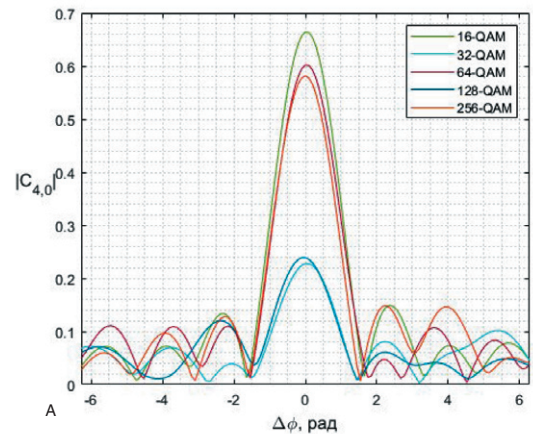


Рис. 6. А – зависимость модуля кумулянта $C_{4,0}$ от изменения абсолютного значения фазы сигнала, Б – зависимость действительной части кумулянта $C_{4,0}$ от изменения начальной фазы сигнала

нит та система, у которой фаза $\Delta\theta \times (i-1)$ будет наиболее близка к начальной фазе принимаемого несущего сигнала $S_{RF}(t)$.

Для сигнала с устраненной расстройкой по несущей частоте и начальной фазой рассчитывают ку-

мулянтные признаки для принятия решения о виде цифровой модуляции сравнивая с эталонными значениями. Для этого наибольшее распространение получили методы, основанные на машинном обучении, в частности, метод опорных векторов, метод дерева решений и нейронные сети.

Следовательно, общая методика синтеза алгоритмов распознавания модуляции сигналов в условиях априорной неопределенности должна включать следующие этапы:

- оценка и устранение расстройки несущей частоты;
- оценка и устранение смещения начальной фазы;
- выбор метода принятия решения о виде модуляции с учетом начальных данных проектирования;
- синтез алгоритма распознавания в соответствии с требованиями выбранного метода принятия решения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе продемонстрирована эффективность применения кумулянтного анализа для распознавания M-QAM-модуляции в условиях априорной неопределенности. Разработан алгоритм, позволяющий оценить значения несущей частоты и начальной фазы сигнала на фоне аддитивного гауссовского шума. С помощью специализированного программного обеспечения были построены зависимости значений кумулянтов от расстройки как по частоте, так и по начальной фазе. Экспериментальные результаты подтверждают, что предложенный алгоритм обеспечивает высокую вероятность правильного распознавания вида модуляции при сравнительно небольшой вычислительной сложности.

Полученные результаты открывают перспективы для дальнейших исследований в области кумулянтного анализа сигналов. В частности, представляется целесообразным исследовать возможности кумулянтного анализа для распознавания других видов цифровой модуляции, таких как OFDM, PSK и FSK. Важным направлением дальнейших исследований является разработка методов автоматического выбора значимых кумулянтов в условиях априорной неопределенности.

ЛИТЕРАТУРА

1. **АВЕДЬЯН Э.Д., ДАМ В.Н.** К выбору кумулянтных признаков в задаче распознавания видов цифровой модуляции радиосигналов // Информатизация и связь. 2015. №4. С. 11–15.
2. **АДЖЕМОВ С.С., КЛЕНОВ Н.В., ТЕРЕШОНОК М.В., ЧИРОВ Д.С.** Методы распознавания видов цифровой модуляции сигналов в когнитивных радиосистемах // Вестник Московского университета. Серия 3. Физика. Астрономия. 2015. № 6. С. 19–27.
3. **ДАМ В.Н.** Нейросетевые технологии в задаче автоматического распознавания видов цифровой моду-

- ляции / Диссертация. М.: МФТИ. 2018. 159 с.
4. **КЕДАЛЛ М. ДЖ., СТЬЮАРТ А.** Теория распределений. М.: Наука. 1966. 587 с.
 5. **КУРБАНАЛИЕВ В.К.** Кумулянтные признаки для определения типа манипуляции сигналов // РЭНСИТ. 2020. №12(3). С. 331–340.
 6. **КУРБАНАЛИЕВ В.К., ГОРБУНОВ Ю.Н.** Автоматическое распознавание видов модуляции: кумулянтный подход // Вестник РАЕН. 2023. № 1. С. 24–32.
 7. **ЛЕОНОВ В.П., ШИРЯЕВ А.Н.** К технике вычисления семинвариантов // Теория вероятности и ее применение. 1959. Т. 4. №3. С. 342–355.
 8. **МАЛАХОВ А.Н.** Кумулянтный анализ случайных негауссовских процессов и их преобразований. М.: Советское Радио. 1978. 376 с.
 9. **AZZOUZ E.E., NANDI A.K.** Automatic Modulation Recognition of Communication Signals // Springer New York, NY. 1996. 218 p.
 10. **DOBRE O., ABDI A., BAR-NESS Y., SU W.** A Survey of Automatic Modulation Classification Techniques: Classical Approaches and New Trends // IEEE Proceedings on Communications. 2007. Vol. 1. Issue. 2. P. 137–156.
 11. **LEE, J.H., KIM, J., KIM, B., YOON, D., CHOI, J.W.** Robust automatic modulation classification technique for fading channels via deep neural network // Entropy. 2017. Vol. 19. Issue. 9. 454 p.
 12. **STEINER M.P.** Spectrum Sensing and Blind Automatic Modulation Classification in Real Time // Virginia Tech, Virginia. 2011. 75 p.
 13. **ZHU Z., NANDI K.** Automatic modulation classification principles, algorithms and applications // JohnWiley & Son, London. 2014. 194 p.

REFERENCES

1. **AVEDYAN E.D., DAM V.N.** On the selection of cumulant features in the problem of recognizing types of digital modulation of radio signals. *Informatizatsiya i svyaz*. 2015;4:11–15. (In Russian).
2. **ADZHEMOV S.S., KLENOV N.V., TERESHONOK M.V., CHIROV D.S.** Methods for recognizing types of digital modulation of signals in cognitive radio systems. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 3. Fizika. Astronomiya*. 2015;6:19–27. (In Russian).
3. **DAM V.N.** Neural network technologies in the problem of automatic recognition of types of digital modulation. Dissertation. Moscow: MIPT. 2018:159. (In Russian).
4. **KEDALL M.J., STEWART A.** Theory of distributions. Moscow: Science. 1966:587. (In Russian).
5. **KURBANALIEV V.K.** Cumulant features for determining the type of signal manipulation. *RENSIT*. 2020;12;(3):331–340. (In Russian).
6. **KURBANALIEV V.K., GORBUNOV YU.N.** Automatic recognition of modulation types: a cumulative approach. *Vestnik RAYEN*. 2023;1:24–32. (In Russian).
7. **LEONOV V.P., SHIRYAEV A.N.** On the technique

- of calculating semivariants. *Teoriya veroyatnosti i yeye primeneniye*. 1959;4;(3):342–355. (In Russian).
8. MALAKHOV A.N. Cumulant analysis of random non-Gaussian processes and their transformations. Moscow: Sovetskoye Radio. 1978:376. (In Russian).
 9. AZZOUZ E.E., NANDI A.K. Automatic Modulation Recognition of Communication Signals. *Springer New York*, New York. 1996:218.
 10. DOBRE O., ABDI A., BAR-NESS Y., SU W. A Survey of Automatic Modulation Classification Techniques: Classical Approaches and New Trends. *IEEE Proceedings on Communications*. 2007;1;(2):137–156.
 11. LEE J.H., KIM J., KIM B., YOON D., CHOI J.W. Robust automatic modulation classification technique for fading channels via deep neural network // *Entropy*. 2017;19;(9):454.
 12. STEINER M.P. Spectrum Sensing and Blind Automatic Modulation Classification in Real Time. *Virginia Tech, Virginia*. 2011:75.
 13. ZHU Z., NANDI K. Automatic modulation classification principles, algorithms and applications. *JohnWiley & Son*, London. 2014:194.

Курбаналиев Вагид Кадирбегович,
заместитель начальника отдела АО «ЦНИРТИ им. академика А.И. Берга»

✉ e-mail: тел.: +7 (926)-889-80-91, vagdag05@mail.ru

Латышев Александр Евгеньевич,
инженер 1 категории АО «ЦНИРТИ им. академика А.И. Берга»

✉ тел.: +7 (915) 001-04-97, e-mail: a.e.latishev@yandex.ru

Якушев Алексей Сергеевич,
техник 1 категории АО «ЦНИРТИ им. академика А.И. Берга»

✉ 107078, г. Москва, Новая Басманная, д. 20, стр. 9,
107078, Moscow, st. New Basmanная, d. 20, p. 9,
тел.: +7 (919) 779-81-96, e-mail: yakushev2015@mail.ru

УДК 623.62

DOI: 10.52531/1682-1696-2024-24-3-66-71

Научная статья

EDN: IOZBEJ

РАЗРАБОТКА ВОЗДУШНОГО КОМПЛЕКСА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КООРДИНАТ НАЗЕМНЫХ ИСТОЧНИКОВ РАДИОИЗЛУЧЕНИЯ БАЗОВО-КОРРЕЛЯЦИОННЫМ МЕТОДОМ

И.А. Кустков, А.О. Тектинов,
Э.В. Волков, Д.Ю. Ломакина

АО «ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ РАДИОТЕХНИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ ИМ. АКАДЕМИКА А.И. БЕРГА»

В статье представлены результаты разработки воздушного комплекса радиотехнической разведки, реализующего разностно-дальномерный метод определения координат радиоизлучающих целей с базово-корреляционной обработкой. Приведено обоснование выбора метода определения координат. Описаны примененные технические решения, которые позволили уменьшить среднеквадратическую ошибку определения координат и обеспечили возможность размещения комплекса на беспилотном летательном аппарате.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: беспилотный летательный аппарат, источник радиоизлучения, передача координатной информации, разностнодальномерный способ определения координат

Original article

DEVELOPMENT OF AN AERIAL COMPLEX FOR DETERMINING THE COORDINATES OF GROUND-BASED RADIO SOURCES BY THE BASIC CORRELATION METHOD

I.A. KUSTKOV, A.O. TEKTIKOV,
E.V. VOLKOV, D.YU. LOMAKINA
CENTRAL RESEARCH RADIO ENGINEERING
INSTITUTE NAMED AFTER ACADEMICIAN
A.I. BERG

The article presents the results of the development of an airborne radio intelligence complex that implements a difference-rangefinder method for determining the coordinates of radio-emitting targets with basic correlation processing. The justification of the choice of the coordinate determination method is given. The applied technical solutions are described, which made it possible to reduce the RMS error of determining coordinates, and provided the possibility of mixing the complex on an unmanned aerial vehicle.

KEYWORDS: *unmanned aerial vehicle, radio source, coordinate-data transmission, coordinate transformation, the difference-dimensional method of determining coordinates*

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, в условиях ведения организованного противодействия, определяющим фактором успеха проводимых операций является уменьшение времени на принятие решения. В связи с этим необходимо обеспечить высокую точность получаемой информации, а также скрытность ее получения. Системы пассивного радиотехнического мониторинга позволяют обеспечить получение информации об источниках радиоизлучения (ИРИ) без демаскировки собственной работы, кроме того, современные технологии позволяют обеспечить тактико-технические характери-

стики (ТТХ), достаточные для обеспечения точности получаемой информации, позволяющей осуществлять целеуказание исполнительным системам.

Из существующих методов определения координат [1, 4, 8–11] источников ИРИ наиболее перспективным с точки зрения обеспечения требуемой точности является разностно-дальномерный метод, основанный на измерении разности хода сигналов до приемных позиций (рис. 1).

Для нахождения координат ИРИ необходимо иметь три разнесенные в пространстве точки наблюдения (приема): A_1 , A_2 , A_3 , принадлежащие различным базам A_1A_2 и A_2A_3 . Местоположение источника определяется как точка пересечения трех гиперболоидов вращения, образованных сечениями фронта радиоволн, исходящих от ИРИ. Фокусы гипербол совпадают с точками наблюдения. Разности расстояний

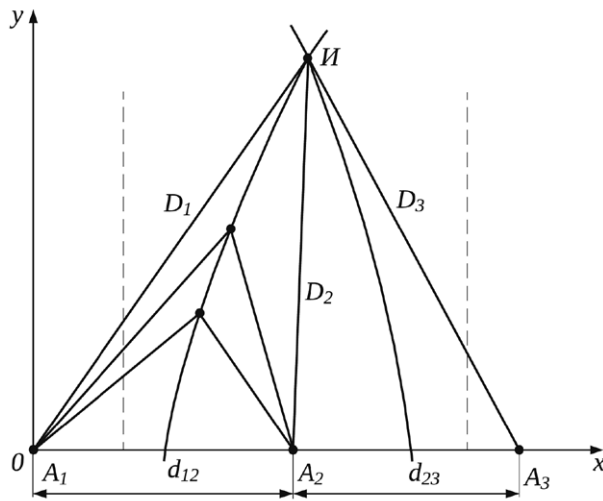


РИС. 1.

Разностно-дальномерный способ определения ИРИ

$d_{12} = D^1 - D^2$ и $d^{23} = D^2 - D^1$ являются параметрами гипербол, по которым осуществляется их построение. Пространственное положение ИРИ определяется по трем разностям дальностей, измеряемым в трех приемных пунктах. Точность определения местоположения ИРИ данным методом достаточно высока, ошибки составляют единицы метров.

Таким образом, целью работы является разработка предложений по проектированию комплекса обнаружения и определения координат наземных ИРИ в интересах выдачи целеуказания исполнительным системам.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Оценка ТТХ предлагаемого комплекса.
2. Выбор носителя полезной нагрузки.
3. Миниатюризация предлагаемых технических решений в интересах размещения на беспилотном летательном аппарате (БПЛА).
4. Повышение качества калибровки приемных постов в интересах уменьшения инструментальной погрешности определения координат ИРИ.
5. Обеспечение связи между приемными постами на дальностях не менее 10 км.

КОМПЛЕКС ОПРЕДЕЛЕНИЯ КООРДИНАТ НАЗЕМНЫХ ИСТОЧНИКОВ РАДИОИЗЛУЧЕНИЯ БАЗОВО-КОРРЕЛЯЦИОННЫМ МЕТОДОМ

Предлагаемый комплекс состоит из трех приемных постов и опорного наземного навигационного пункта, осуществляющего обработку информации и управление всем комплексом.

На основе ряда работ [2, 3, 5–9] был проведен анализ, позволивший определить требования к тактико-

техническим характеристикам предлагаемого комплекса.

Основные тактико-технические характеристики комплекса:

1. Метод определения координат: разностно-дальномерный с корреляционно-базовой обработкой.
2. Диапазон рабочих частот: от L до X.
3. Дальность обнаружения и определения координат ИРИ: не менее 50 км при условии прямой видимости.
4. Погрешность определения координат ИРИ: не более 50 м.
5. В комплексе должна быть предусмотрена возможность формирования дескрипторов сигналов (формуляры с информацией о типе, параметрах, виде внутриимпульсной модуляции, амплитуде облучающего сигнала и т.д.).
6. Чувствительность: не более минус 90 дБВт.
7. Мгновенная полоса анализа по частоте: не менее 0,5 ГГц.
8. Погрешность измерения частоты: не более 10 МГц.
9. Погрешность измерения длительности импульса: не более 50 нс.
10. Погрешность измерения периода повторения импульсов: не более 100 нс.
11. Разрешение ИРИ с разносом частот: не менее 50 МГц.

Для достижения указанных ТТХ приемные посты комплекса необходимо размещать на воздушном носителе. С точки зрения уменьшения стоимости предлагаемого комплекса, наиболее целесообразным воздушным носителем является БПЛА.

В качестве примера предложена беспилотная авиационная система автоматического транспортирования (БАС-АТ) «Горыныч», представленная на рис. 2.

Данный БПЛА обеспечивает грузоподъемность до 12 кг, имеет гибридную систему, которая способна обеспечить время полета не менее 3,5 часов.

БПЛА «Горыныч» устойчив к следующим климатическим условиям:

- способен работать при температуре от -20° до $+55^\circ$ С;
- имеет защиту от дождя и снега.



РИС. 2.

БАС-АТ «Горыныч»

Основным преимуществом БПЛА «Горыныч» является возможность зависания в воздухе над одной точкой на поверхности Земли.

Для обеспечения оптимального размещения приемных пунктов на БПЛА и увеличения времени непрерывной работы комплекса была проведена модернизация приемных постов в интересах уменьшения массы и габаритов.

Известен блок приема и обработки сигналов (БПОС), который является двухканальным устройством, предназначенным для цифровой обработки сигналов с использованием цифровой радиочастотной памяти (ЦРЧП). Блок записывает в память параметры входных сигналов, постоянно их обновляя. При получении информации об очередности обслуживания входных сигналов по степени их опасности, блок определяет координаты ИРИ всех или только выбранных сигналов.

БПОС обеспечивает:

- регистрацию всех принимаемых сигналов и ответных действий изделия для последующего анализа;
- выполнение встроенного контроля при включении питания и периодически в ходе нормальной работы без нарушения функционирования системы и по инициативе оператора с регистрацией подробностей статуса системы;
- восстановление работоспособности после сбоев питания, продолжение регистрации данных, в том числе и самого факта сбоя;
- взаимодействие с системами комплекса с использованием каналов обмена MIL-STD-1553B, Arinc-429 и отдельных линий управления.

БПОС построен по модульному принципу компоновки. Каждый модуль, входящий в блок, решает отдельную функциональную задачу, которая вписывается в алгоритм функционирования всего блока и позволяет ему обеспечивать все необходимые параметры работы. Блок конструктивно представляет каркас с жестко закрепленной на нем объединительной платой, на которой расположены СВЧ- и НЧ-соединители, обеспечивающие связи с другими блоками изделия, а также связи между модулями, входящими в состав блока. Все модули блока устанавливаются на объединительной плате и жестко закрепляются специальными клиновидными зажимами к каркасу блока.

Функциональная схема БПОС приведена на рисунке 3. Недостатком БПОС является его масса – 25 кг, которая не позволяет разместить его на БПЛА. Поэтому в интересах размещения полезной нагрузки на БПЛА проведена модернизация БПОС, которая заключается в замене корпуса и замене модулей 305, 306, 307 (рис. 3) на новый разработанный модуль управления без ухудшения ТТХ предлагаемого комплекса. Модуль управления разработан в габаритах модуля 306, что позволило добиться унификации и взаимозаменяемости.

И.А. КУСТКОВ, А.О. ТЕКТИНОВ,
Э.В. ВОЛКОВ, Д.Ю. ЛОМАКИНА
РАЗРАБОТКА ВОЗДУШНОГО КОМПЛЕКСА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ КООРДИНАТ НАЗЕМНЫХ
ИСТОЧНИКОВ РАДИОИЗЛУЧЕНИЯ БАЗОВО-
КОРРЕЛЯЦИОННЫМ МЕТОДОМ

Внешний вид платы модуля управления приведен на рис. 4.

Использование корпуса меньших размеров и более мощных усилителей требует использования качественной системы охлаждения. Поэтому была разработана новая система охлаждения, которая в 3 раза эффективнее прежней.

На рис. 5 приведены результаты теплового расчета старой и новой систем охлаждения. Из рис. 5 следует, что температуры при использовании старой системы охлаждения достигали 110° С, при этом использование новой системы охлаждения уменьшило температуру до 35° С.

Проведенная модернизация БПОС позволила снизить массу приемного поста до 12 кг, что позволило разместить его на БПЛА.

Для достижения требований по точности определения координат ИРИ необходимо обеспечить качественную калибровку СВЧ-трактов приемных постов, которая заключается в излучении калибровочного сигнала с ОНПП на все приемные посты и приеме ответного сигнала на ОНПП. Время, за которое осуществляется передача и прием калибровочного сигнала, учитывается при расчете координат и, как следствие, чем точнее проведена калибровка приемных постов, тем точнее будут рассчитаны координаты ИРИ.

Высокие требования к калибровке приемных постов могут быть обеспечены за счет применения специальных калибровочных антенн, разработка которых

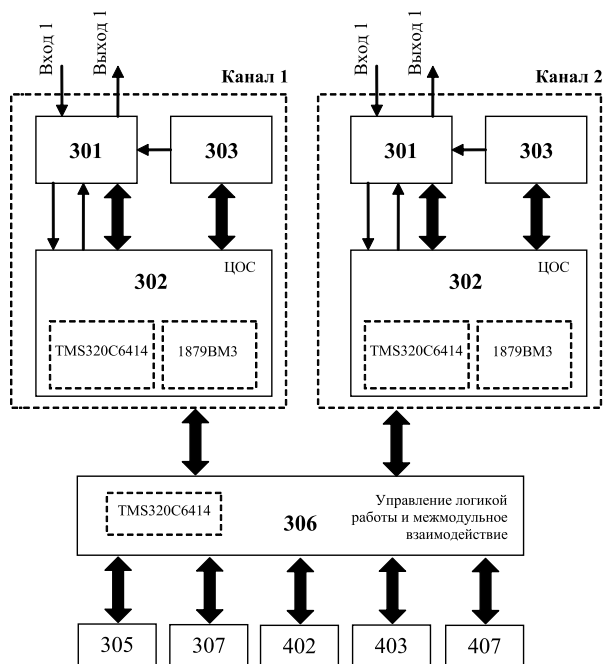


РИС. 3.

Функциональная схема БПОС

проведена в интересах проектирования предлагаемого комплекса.

Новые калибровочные антенны «НАТА-3», которые показаны на рис. 6, работают в широкой полосе частот с коэффициентом перекрытия не менее 1,5. Антенны имеют два исполнения изготовления: с отражателем и без. Антенна без отражателя во всем диапазоне частот имеет широкую диаграмму в азимутальной плоскости, более 90° , и узкую по углу места, что позволяет производить калибровку трех постов с большим разномом друг от друга. Коэффициент усиления (КУ) в максимуме составляет не менее 10 дБ. Антенна с отражателем имеет более узкую диаграмму направленности в азимутальной плоскости, не более 40° , что удобно при размещении на poste с доворотом в сторону ОНПП. КУ в максимуме составляет не менее 13 дБ. Использование данных антенн с высоким КУ позволяет производить калибровку постов с большим разномом друг от друга.

Результаты моделирования, приведенные на рис. 7, показали, что повышение качества калибровки за счет новых антенн уменьшило инструментальную погрешность определения координат ИРИ.

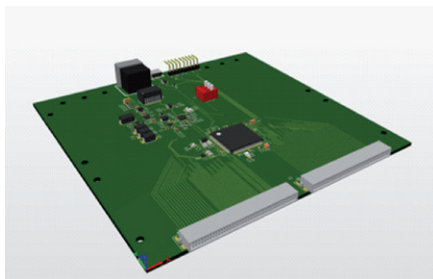


РИС. 4.
Плата модуля управления

На рис. 7А показан случай размещения постов комплекса на расстоянии друг от друга 15 км, ИРИ находится на удалении 30 км по оси Y и 5 км по оси X от приемных постов.

На рис. 7Б показана ошибка определения положения ИРИ от истинного положения. Среднеквадратическая ошибка определения цели по оси X составляет порядка 3,6 м, по оси Y – 13,6 м. Данные результаты превосходят результаты натурного эксперимента, проведенного без указанных доработок, в 5–8 раз.

В условиях выполнения боевых задач немаловажной составляющей в работе комплекса пассивного радиотехнического мониторинга является обеспечение связи между приемными постами комплекса и пунктом управления ОНПП.

Проведенные доработки позволяют обеспечить расстояния между приемным постом и ОНПП от 10 до 15 км, что, в свою очередь, диктует требования к системе связи.

Система связи должна обеспечивать не только требуемую дальность работы, но и работы в условиях естественных и искусственных помех.

В комплексах подобного класса широко применяется радиомодем спектр 9600 гм, который осуществляет связь на частоте около 400 МГц, что существенно сказывается на габаритных размерах антенной системы указанного радиомодема (рис. 8А).

На рис. 8 приведен внешний вид и габаритные размеры антенны, работающей по технологии Wi-Fi.

Таким образом, для обеспечения указанных требований предлагается использовать технологию Wi-Fi, которая позволяет создать наращиваемую сеть приемных пунктов, а также отказаться от дополнительных внешних устройств и громоздких кабелей, что, в свою очередь, положительно сказывается на миниатюризации (в 4 раза) и стабильности работы приемных постов.

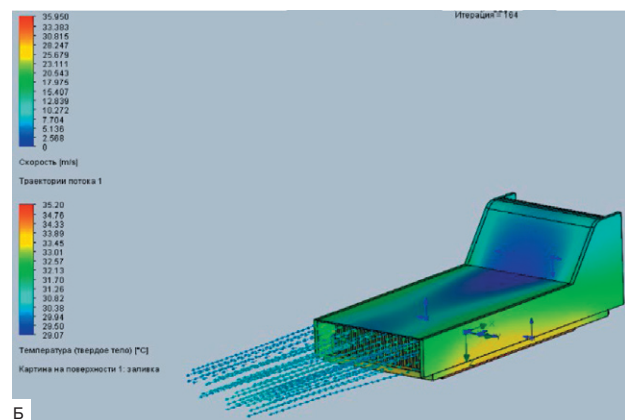
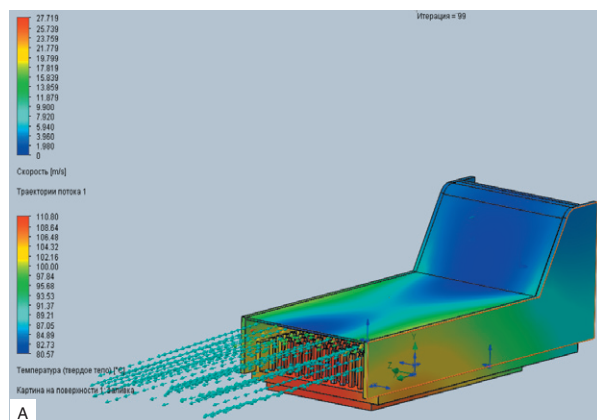


РИС. 5.
Результаты теплового расчета. А – старая система охлаждения, Б – новая система охлаждения

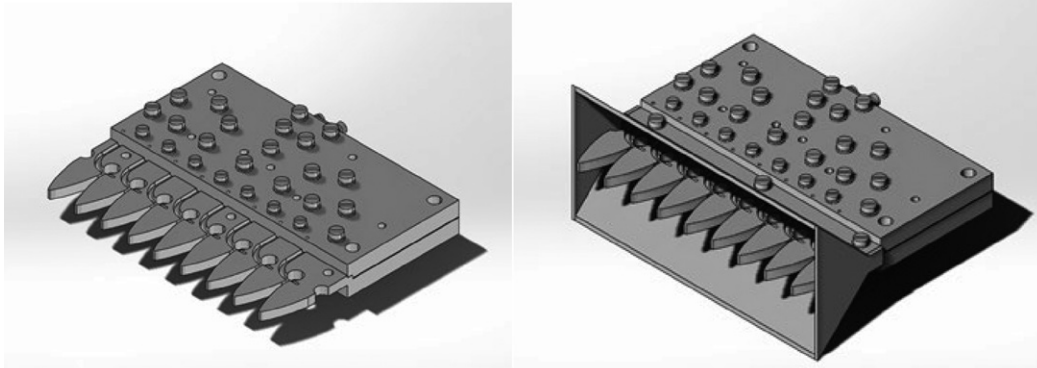


РИС. 6.
Антенна «НАТА-3»

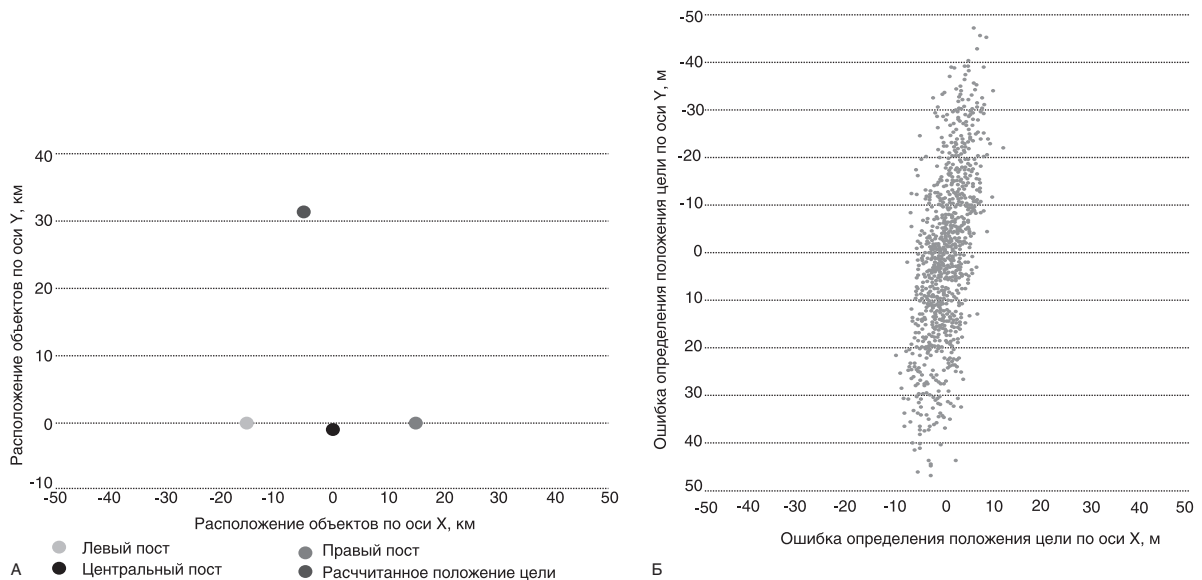


РИС. 7.
Результаты моделирования. А – схема размещения приемных постов и ИРИ, Б – ошибка определения положения ИРИ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках представленных материалов предложен беспилотный авиационный комплекс, реализующий разностно-дальномерный метод определения координат ИРИ с базово-корреляционной обработкой. Структура предлагаемого комплекса отработана в изделии, прошедшем испытания в 2023 г. В то же время доработки, описанные в настоящих материалах, позволили повысить ТТХ предлагаемого комплекса, а также разместить приемные посты комплекса на БПЛА, что, в свою очередь, повысило мобильность и скрытность работы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакулев П.А., Сосновский А.А. Радионавигационные системы: учебник. М.: Изд-во «Радиотехника», 2005. 224 с.
2. Ворошилин Е.П., Миронов М.В., Громов В.А. Определение координат источников радиоизлучения / Доклады ТУСУРа. 2005. Ч. 2. №1. С. 2–6.
3. Лощин И.В., Архипенков Д.В. Методы определения пространственных координат постановщиков активных помех в базово-корреляционных системах пассивной локации / Мат-лы 56-я Юбилейной науч. конф. аспирантов, магистров и студентов БГУИР. 2020. С. 180–181.
4. Мельников Ю.П., Попов С.В. Радиотехническая разведка. М.: «Радиотехника», 2008. 432 с.
5. Наумов А.С. Разностно-дальномерный способ определения координат источника радиоизлучения / Патент России № 2717231. Бюл. № 8.
6. Овчаренко К.Л. Разностно-дальномерный метод определения местоположения земных станций спутниковых систем связи с применением ретранслято-

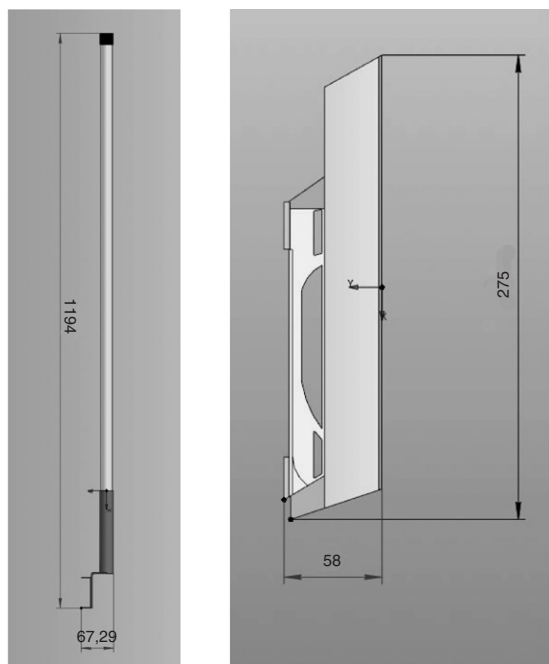


Рис. 8.

Антенны радиомодема спектр 9600 gm и Wi-Fi. А – антенна радиомодема спектр 9600 gm, Б – антенна Wi-Fi

- ра на беспилотном летательном аппарате / Труды СПИИРАН. 2019. Т. 18, №1. С. 176–201.
7. **ОВЧАРОВ К.А., ТЮСТИН М.М.** Определение местоположения ИРИ с применением однопозиционного подвижного измерителя на основе разностно-дальномерного метода пеленгования // Журнал радиоэлектроники. 2022. №2. С. 1–9.
 8. **ПАНТЕЕВ Р.А.** Способы повышения точности определения координат интегрированными многопозиционными комплексами радиомониторинга. Дис. на соискание уч. ст. к.т.н. Киев, 2016. 147 с.
 9. **САЙБЕЛЬ А.Г.** Основы теории точности радиотехнических методов местоопределения. М.: Гос. изд-во оборонной промышленности, 1958. 54 с.
 10. **САЙБЕЛЬ А.Г., СИДОРОВ П.А.** Разностно-дальномерный способ пеленгования источника радиоизлучения / Патент России №2325666. Бюл. № 15.
 11. **СОСУЛИН Ю.Г.** Теоретические основы радиолокации и радионавигации. Учеб. пособие для вузов. М.: Радио и связь, 1992. 304 с.

REFERENCES

1. **ВАКУЛЕВ Р.А., СОСНОВСКИЙ А.А.** Radio navigation systems: textbook. Moscow: Izdatelstvo "Radiotekhnika", 2005:224. (In Russian).
2. **VOROSHILIN E.P., MIRONOV M.V., GROMOV V.A.** Determining the coordinates of radio emission sources. Reports of TUSUR. 2005;2;(1): 2–6. (In Russian).

3. **LOSHCHIN I.V., ARKHIPENKOV D.V.** Methods for determining the spatial coordinates of active jammers in basic correlation systems of passive location. 56th Anniversary scientific conference of postgraduates, masters and students of BSUIR. 2020:180–181. (In Russian).
4. **MELNIKOV YU.P., POPOV S.V.** Radiotechnical Intelligence. Moscow: "Radiotekhnika", 2008:432. (In Russian).
5. **NAUMOV A.S.** Difference-range measurement method for determining the coordinates of a radio emission source. Russian Patent N 2717231. Bulletin N 8. (In Russian).
6. **OVCHARENKO K.L.** Difference-range measurement method for determining the location of earth stations of satellite communication systems using a repeater on an unmanned aerial vehicle. Proceedings of SPIIRAS. 2019;18;(1):176–201. (In Russian).
7. **OVCHAROV K.L., TYUSTIN M.M.** Determining the location of the radio emission sources using a single-position mobile measuring device based on the difference-range measurement method of direction finding. *Zhurnal radioelektroniki*. 2022;2:1–9. (In Russian).
8. **PANTEYEV R.L.** Methods for increasing the accuracy of determining coordinates by integrated multi-position radio monitoring systems: diss. Cand. of Engineering Sciences. Kyiv, 2016:147. (In Russian).
9. **SAIBEL A.G.** Fundamentals of the theory of accuracy of radio engineering location methods. Moscow: Gos. izd-vo oboronnoy promyshlennosti. 1958:54. (In Russian).
10. **SAIBEL A.G., SIDOROV P.A.** Difference-range measurement method for direction finding of a radio emission source. Patent of Russia N 2325666. Bull. N 15. (In Russian).
11. **SOSULIN YU.G.** Theoretical foundations of radar and radio navigation: Textbook for universities. Moscow: Radio i svyaz'. 1992:304. (In Russian).

Кустков Иван Александрович,
техник 2 категории АО «Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт им. академика А.И. Берга»
☎ тел.: +7(925) 411-20-62, e-mail: kustkovvana@gmail.com

Тектинов Александр Олегович
начальник сектора АО «Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт им. академика А.И. Берга»
☎ тел.: +7(960) 517-38-58, e-mail: tektinovao@yandex.ru

Волков Эдуард Викторович,
техник 2 категории АО «Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт им. академика А.И. Берга»
☎ тел.: +7(920) 987-78-65, e-mail: vviktor51111@gmail.com

Ломакина Дарья Юрьевна,
техник 2 категории АО «Центральный научно-исследовательский радиотехнический институт им. академика А.И. Берга»

☎ 107078, г. Москва, Новая Басманная, д. 20, стр. 9,
107078, Moscow, st. New Basmannaya, 20, 9,
тел.: +7(999) 844-09-80, e-mail: dashalomakina07@mail.ru