



ОБЩЕСТВЕННО-НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

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)
Чень Цзяньпин (Китай)
Чжао Пенда (Китай)
Шевченко Ю.А. (РФ)
Шестопадов 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)
Рахманин Ю.А. (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 2026 г.

119002, Москва,
 пер. Сивцев Вражек, 29/16
 тел.: +7 (495) 954-73-05

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 сайте РИНЦ



doi

СОДЕРЖАНИЕ

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

ПЕРИОДИЧНОСТЬ И
 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ
 ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
 ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
 ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ
 ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ
 РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
 УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Денисов,
А.Х. Шахвердиев 3

ОБЪЕКТИВНЫЙ ВЗГЛЯД НА
 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ
 ОТЛОЖЕНИЙ С
 ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
 КАТЕГОРИЯМИ
 ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

С.В. Арефьев 15

СОЗДАНИЕ
 РЕСУРСОВОПРОИЗВОДЯЩЕЙ
 СЫРЬОВОЙ БАЗЫ ПРОИЗВОДСТВА
 МЕТАЛЛОВ НА ОСНОВЕ
 СОВОКУПНОГО
 ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНОЙ
 (ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ) СРЕДЫ НЕДР
 И ТЕХНОГЕННОЙ СРЕДЫ ВНЕ НЕДР

М.С. Кунаев, Е.Е. Акбаров,
А.Х. Сыздыков,
М.Ж. Битимбаев 27

ГЕОМЕТРИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА И
 СТАТИСТИЧЕСКАЯ
 СОГЛАСОВАННОСТЬ В
 БОСНИЙСКОЙ ДОЛИНЕ ПИРАМИД:
 ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ
 НА ОСНОВЕ ДАННЫХ LIDAR

С. Османагич 36

ТЕХНОЛОГИИ

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ
 ПРИМЕНЕНИЯ ИЗВЕСТНЫХ
 МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ
 ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ПЕРЕДАЧИ
 МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ
 ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
 ВЫСОКОБОРОТНОГО
 АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ
 НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ
 РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

В.И. Скаянов 46

ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
 ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
 КАЧЕСТВА ГЛУШЕНИЯ И
 РЕМОНТА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
 АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ
 ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО
 ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

О.В. Тюкавкина,
Я.А. Круглов 56

ПОДГОТОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ
 3D-ДАННЫХ,
 ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В
 СЛОЖНЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ
 СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ
 УСЛОВИЯХ, ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ
 И ГЛУБИННОЙ МИГРАЦИИ ДО
 СУММИРОВАНИЯ

С.А. Кириллов,
А.М. Алисолтанов,
О.А. Валюцков,
А.С. Лаврик,
А.А. Милехин 67

СПОСОБЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
 НАДЕЖНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
 ДИЗЕЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ
 В УСЛОВИЯХ ПОНИЖЕННЫХ
 ТЕМПЕРАТУР

М.Ю. Кильянов,
А.В. Елизаров,
В.М. Ломовский,
А.В. Лобанов 77

ОТ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ
 К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ
 СИСТЕМАМ: АВТОМАТИЗАЦИЯ
 ВЕРИФИКАЦИИ И
 ИНТЕРПРЕТАЦИИ
 ДАННЫХ ГТИ

Р.Р. Ильязов 85

МЕХАНИЗМ ИНГИБИРОВАНИЯ
 КОРРОЗИИ СТАЛИ
 ПЕСОЧНЫХ ФИЛЬТРОВ В
 ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ
 И ВЫСОКОНАПРЯЖЕННЫХ CO₂-
 СРЕДАХ НОВЫМ ИНГИБИТОРОМ
 НА ОСНОВЕ ЧЕТВЕРТИЧНОЙ
 АММОНИЕВОЙ СОЛИ СТ-20

Ван Цзюньсян,
Е.С. Юшин, Ян Юймин,
Чу Цзюнь,
Ефенди Иван 92

БЕЗОПАСНОСТЬ

ПРОБЛЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ
 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
 СУВЕРЕНИТЕТА РОССИИ

Р.П. Кошкин,
К.К. Колин 101

ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ
 ПРОЦЕДУР И МЕТОДОВ
 ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ
 РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
 ПОЛИТИКИ В СУБЪЕКТЕ РФ –
 ГОРОДЕ ФЕДЕРАЛЬНОГО
 ЗНАЧЕНИЯ

И.А. Иванов,
А.В. Тамбовцев,
Р.Р. Самигулин 115

К ВОПРОСУ О ФОРМАХ
 ДВИЖЕНИЯ И УРОВНЯХ
 ОРГАНИЗАЦИИ МАТЕРИИ:
 КАК УСТРОЕН
 МАТЕРИАЛЬНЫЙ МИР

И.В. Бабичев 122

ЦИВИЛИЗАЦИОННАЯ
 ЭНЕРГЕТИКА:
 МЕЖДИСЦИПЛИНАРНАЯ
 МОДЕЛЬ АНАЛИЗА
 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
 В СИСТЕМЕ
 «ПРИРОДА–ОБЩЕСТВО–
 ТЕХНОСФЕРА»

А.А. Левченко,
С.В. Кибальников,
Д.А. Посконный 136

ХРОНИКА 141



SCIENTIFIC & PUBLIC JOURNAL

BULLETIN

OF RUSSIAN
ACADEMY
OF NATURAL
SCIENCES

Published since 2001
4 issues per year

EDITORIAL BOARD

Editor-in-Chief –
A.KH. 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. KERVASHVILI (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)
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)
YU.A. RAKHMANIN (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 2026

ISSN 1682–1696 / 1727-7892

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

CONTENTS

EARTH SCIENCES

FREQUENCY AND DURATION
OF PRODUCTION INDICATOR
MEASUREMENTS TO ENSURE THE
RELIABILITY OF HYDROCARBON
FIELD DEVELOPMENT FACILITY
OPERATIONAL DATA

A.V. DENISOV,
A.KH. SHAKHVERDIEV..... 3

AN OBJECTIVE LOOK AT THE
GEOLOGICAL STRUCTURE OF
DEPOSITS WITH HARD-TO-RECOVER
HYDROCARBON RESERVES

S.V. AREFYEV 15

CREATION OF A RESOURCE-
REPRODUCING RAW MATERIAL
BASE FOR THE PRODUCTION OF
METALS BASED ON THE COMBINED
DEVELOPMENT OF THE NATURAL
(GEOLOGICAL) ENVIRONMENT OF
THE SUBSOIL AND THE MAN-MADE
ENVIRONMENT OUTSIDE
THE SUBSOIL

M.S. KUNAEV,
E.E. AKBAROV,
A.KH. SYZDYKOV,
M.ZH. BITIMBAYEV 27

GEOMETRIC STRUCTURE AND
STATISTICAL COHERENCE IN THE
BOSNIAN VALLEY OF THE PYRAMIDS:
A LIDAR-BASED GEOPHYSICAL
STUDY

S. OSMANAGICH 36

TECHNOLOGIES

A SYSTEMS ANALYSIS OF THE
APPLICATION OF KNOWN METHODS
AND DEVICES FOR CONVERTING
AND TRANSMITTING MECHANICAL
ENERGY TO INCREASE THE
EFFICIENCY OF HIGH-SPEED
DIAMOND DRILLING AT GREAT
DEPTHS OF EXPLORATION WELLS

V.I. SKLYANOV 46

SELECTION OF PROCESS FLUIDS
TO IMPROVE THE QUALITY OF
WELL DAMPING AND REPAIR IN
CONDITIONS OF ABNORMALLY LOW
RESERVOIR PRESSURES OF THE
KHAMAKINSKY HORIZON
(EASTERN SIBERIA)

O.V. TYUKAVKINA,
YA.A. KRUGLOV 56

PROCESSING 3D SEISMIC DATA
RECORDED IN COMPLEX SURFACE
SEISMOGEOLOGICAL CONDITIONS
BY AN IRREGULAR OBSERVATION
SYSTEM

S.A. KIRILLOV,
A.M. ALISOLTANOV,
O.A. VALUSCHEV,
A.S. LAVRIC,
A.L. MILEHIN 67

FEATURES OF DIESEL
ENGINE OPERATION AT LOW
TEMPERATURES

M.Y. KILYANOV,
A.V. ELIZAROV,
V.M. LOMOVSKY,
A.V. LOBANOV 77

FROM EXPERT ASSESSMENT
TO INTELLIGENT SYSTEMS:
AUTOMATION OF VERIFICATION
AND INTERPRETATION OF MUD
LOGGING DATA

R.R. ILYAZOV 85

MECHANISM OF CORROSION
INHIBITION OF SAND FILTER
STEEL IN HIGH-TEMPERATURE
AND HIGH-PRESSURE CO₂
ENVIRONMENTS BY A NOVEL
QUATERNARY AMMONIUM
SALT-BASED INHIBITOR CT2-20

WANG JUNXIANG,
E.S. YUSHIN,
YANG YUMING,
CHU JUN,
EFENDI IVAN 92

SAFETY

THE PROBLEM OF ENSURING
TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY
OF RUSSIA

R.P. KOSHKIN,
K.K. KOLIN 101

HUMANITIES

IMPROVING PROCEDURES
AND METHODS FOR ASSESSING
THE EFFECTIVENESS OF
REGIONAL ECONOMIC POLICY
IN A CONSTITUENT ENTITY OF
THE RUSSIAN
FEDERATION – A FEDERAL CITY

I.A. IVANOV,
A.V. TAMBOVTSEV,
R.R. SAMIGULIN 115

ON THE FORMS OF MOTION AND
THE LEVELS OF ORGANIZATION
OF MATTER:
HOW THE MATERIAL WORLD
IS STRUCTURED

I.V. BABICHEV 122

CIVILIZATIONAL ENERGY:
INTERDISCIPLINARY MODEL
FOR THE ANALYSIS OF ENERGY
PROCESSES IN THE
«NATURE–SOCIETY–
TECHNOSPHERE» SYSTEM

A.A. LEVCHENKO,
S.V. KIBALNIKOV,
D.A. POSKONNY 136

CHRONICLE 141

УДК 622.276

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-3-14

Научная статья

EDN: CMOGXC

ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВРОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА, РФ*Original article*

FREQUENCY AND DURATION OF PRODUCTION INDICATOR MEASUREMENTS TO ENSURE THE RELIABILITY OF HYDROCARBON FIELD DEVELOPMENT FACILITY OPERATIONAL DATA

A.V. DENISOV, A.KH. SHAKHVERDIEV
RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RF

Периодичность и продолжительность замеров технологических параметров и показателей устанавливается с целью определения состояния и свойства системы во времени и используется в качестве количественной меры процесса. Большинство методов мониторинга и контроля технологических процессов нефтегазодобычи основаны на использовании динамических систем, представляющих собой временные ряды показателей разработки: дебитов жидкости, нефти, газа, обводненности добывающих скважин, приемистости нагнетательных скважин и прочих показателей и параметров. Степень надежности выводов и решений, принятых в результате анализа, в значительной степени зависит от точности замеров исходных данных и их интерпретации. Зачастую проблема получения достоверной промысловой информации приобретает первостепенное значение и может быть определяющей для успешного решения целого ряда задач по оценке эффективности и прогнозированию результатов различных технологических процессов в нефтегазодобыче [6, 16, 24, 29]. Для получения осредненных значений показателей разработки за определенный промежуток времени рассмотрены различные методы вычисления продолжительности индивидуальных измерений показателей разработки, обеспечивающих заданную точность оценки, а также способы обработки текущих технологических параметров на основе методов математической статистики и теории погрешностей [6, 24, 29]. Решение таких ключевых проблем как прорыв воды и газа к добывающим скважинам всецело зависит от достоверности, периодичности и продолжительности замеров и их интерпретации. Задача оперативного прогноза прорыва воды и газа успешно решается в работах [18–35] при наличии достоверных данных замеров.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: периодичность замеров, достоверность замеров, дебит жидкости, обводненность продукции, газовой фактор, прогноз показателей

The frequency and duration of process parameter and indicator measurements are established to determine the state and properties of a system over time and are used as a quantitative measure of the process. Most methods for monitoring and controlling oil and gas production processes are based on the use of dynamic systems representing time series of production indicators: liquid, oil, and gas flow rates, water cut in production wells, injection well injectivity, and other indicators and parameters. The reliability of the conclusions and decisions made as a result of the analysis largely depends on the accuracy of the initial data measurements and their interpretation. Obtaining reliable production information is often of paramount importance and can be crucial for successfully solving a number of problems related to assessing the efficiency and forecasting the results of various technological processes in oil and gas production [6, 16, 24, 29]. To obtain average values of development indicators over a certain period of time, various methods for calculating the duration of individual measurements of development indicators, ensuring a given assessment accuracy, as well as methods for processing current process parameters based on methods of mathematical statistics and error theory [6, 24, 29], have been considered. The solution to key problems such as water and gas breakthrough to production wells depends entirely on the reliability, frequency, and duration of measurements and their interpretation. The problem of operationally forecasting water and gas breakthrough is successfully solved in [18–35] with the availability of reliable measurement data.

KEY WORDS: frequency of measurements, reliability of measurements, liquid flow rate, water cut, gas factor, forecast of indicators

© А.В. Денисов, А.Х. Шахвердиев
Поступила в редакцию 30.01.2026

КРИТИЧЕСКИЙ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПЕРИОДИЧНОСТИ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ЗАМЕРОВ

Все хронометрические замеры и наблюдения за технологическими процессами, происходящими в системах нефтегазодобычи, осуществляются в различных масштабах времени: секунды, минуты, часы, сутки, месяцы, годы. Интерпретации результатов этих наблюдений, как правило, упрощаются и осредняются, тем самым решение проблемы подвергается необоснованному изменению, чаще всего это приводит к увеличению масштаба времени, и, как следствие, происходит потеря важнейшей информации о процессе [6, 24, 29].

Периодичность и продолжительность замеров технологических параметров и показателей устанавливаются с целью определения состояния и свойства системы во времени и используются в качестве количественной меры динамического процесса. Поэтому при наблюдениях и интерпретации результатов наблюдений не могут быть использованы временные интервалы, меньше или больше некоторых, объективных и достоверных. Масштаб времени, периодичность и продолжительность измерений технологических показателей процесса позволяют определить объективность и обоснованность замеров и параметров контроля [6, 24, 29].

При определении периодичности и продолжительности замеров необходимо учесть ряд особенностей разработки каждого объекта, проверить достоверность влияния воздействий на текущие технологические параметры разработки только на основании прямых промысловых экспериментов практически невозможно из-за необходимости проведения чрезвычайно большого числа специальных исследований.

Моделирование разработки месторождений углеводородов, основанное на использовании гидродинамических моделей, предполагает использование геологических и промысловых данных, интегральная погрешность которых может достигать 30%. Использование достоверных фактических данных по отборам и закачке флюидов в скважины позволяет уточнить фильтрационно-емкостные свойства моделируемых коллекторов, параметры вторичных и третичных методов добычи, а также точно настроить гидродинамическую модель для решения прогнозных задач.

В последнее время получили развитие оперативные методы контроля, основанные на анализе текущей промысловой информации, в основном дебитов добывающих и приемистостей нагнетательных скважин.

Большинство методов мониторинга и контроля технологических процессов нефтегазодобычи основаны на использовании динамических систем, представляющих собой временные ряды показателей разработки: дебитов жидкости, нефти, газа, обводненности добывающих скважин и приемистости нагнетательных

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ
ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ

скважин. Степень надежности выводов и решений, принятых в результате анализа, в значительной степени зависит от точности замеров исходных данных. В некоторых случаях проблема получения достоверной промысловой информации приобретает первостепенное значение и может быть определяющей для успешного решения целого ряда задач по оценке эффективности и прогнозированию результатов различных технологических процессов в нефтегазодобыче.

Для получения осредненных значений показателей разработки за определенный промежуток времени рассмотрены различные методы вычисления продолжительности индивидуальных измерений показателей разработки, обеспечивающих заданную точность оценки, а также способы обработки текущих технологических параметров на основе методов математической статистики и теории погрешностей.

Более точное определение периодичности и продолжительности замеров дебита жидкости позволяет в целом ряде случаев сократить время исследования скважин и пластов, необходимое для установления оптимального режима их работы.

В первую очередь необходимо уточнить актуальность и достоверность нормативно-методических требований к периодичности и продолжительности замеров промысловых показателей и параметров [3, 4, 7–9, 11].

Согласно РД 153-39.0-109-01 периодичность получения текущей промысловой информации для добывающих и нагнетательных скважин составляет [9]:

- приемистость нагнетательных скважин – 1 раз в месяц;
- дебит жидкости низкодебитных скважин (до 5 т/сут.) – 2 раза в месяц;
- дебит жидкости среднедебитных скважин (5–25 т/сут.) и высокодебитных скважин (более 25 т/сут.) – 1 раз в 7 дней, а для фонтанных – 1 раз в 3 дня;
- обводненность безводных (до 2%) и высокообводненных (более 90%) скважин – 2 раза в месяц;
- обводненность низко и среднеобводненных (от 2 до 90%) скважин – 1 раз в 7 дней.

После ввода в действие с 01.10.2023 г. новой редакции «Методических указаний по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений» [11] требования по периодичности замеров были скорректированы до 1 раза в месяц для дебита жидкости, обводненности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин на всех стадиях: пробной эксплуатации, разбуривания и максимальной (постоянной) добычи, падающей добычи.

Постановление Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 451 «Об утверждении Правил учета нефти» [8] устанавливает порядок учета нефти, включая сбор,

регистрацию, обобщение и документирование информации о ее количестве, в том числе для целей налогообложения. Для определения массы нетто нефти, добытой из скважины (группы скважин) в отчетный период, измерение количества нефтегазоводяной смеси и определение ее физико-химических свойств производятся с учетом времени работы скважины не реже 1 раза в месяц. Результаты измерения дебита скважины и определения содержания воды в нефтегазоводяной смеси (в процентах) принимаются в качестве постоянных величин на период до следующего измерения и определения не реже 1 раза в месяц. На основании данных эксплуатационного рапорта и массы нетто нефти, добытой в отчетный период, определяется масса нетто нефти, добытой по каждой скважине, составляется сводный месячный эксплуатационный рапорт, содержащий информацию о массе нетто нефти, добытой в отчетный период по каждой скважине, каждой залежи месторождения и по месторождению (участку недр) в целом.

Общие метрологические и технические рекомендации к прямым и косвенным измерениям количества (массы, объема) и других параметров извлеченных из недр нефти и попутного нефтяного газа на территории РФ содержатся в ГОСТ Р 8.1016–2022, согласно которым пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений составляют [3]:

- массы скважинной жидкости – не более $\pm 2,5\%$ (при вязкости нефти в пластовых условиях до 200 мПа·с) или не более $\pm 10\%$ (при вязкости нефти в пластовых условиях 200 мПа·с и более);

- массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях): от 0 до 70% – не более $\pm 6\%$; свыше 70 до 95% – не более $\pm 15\%$; свыше 95% – не нормируется;

- объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям – не более $\pm 5\%$.

Замеры промысловых показателей проводят с использованием систем измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси, измерительных установок и средств измерений по лицензионным участкам, отдельным скважинам или группам скважин в непрерывном или периодическом режиме.

К современным средствам измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси относятся [1, 2, 5, 12–15]:

- модернизированные автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) Дельта, ОЗНА, Мера и прочие установки типа «Спутник»;

- многофазные расходомеры, предназначенные для динамических измерений расходов многофазного потока и его отдельных компонентов без предварительной сепарации, например РВГ-1 (АО «Росатом Нефтегазовые технологии»), Варг (ООО «НПК

«Лаплас»), Система-1 (ООО «БИС Инжиниринг» (г. Уфа), РМП (АО «ИПФ «СибНА»);

- поточные влагомеры для определения содержания воды в скважинной жидкости (ВСН-АТ, ВСН-2, ВМП, ПВСП-01, МПВ700, МПВ700ВС);

- лабораторные анализаторы для определения содержания воды в скважинной жидкости;

- датчики измерения плотности, вязкости, газосодержания нефти.

Тематике разработки и внедрения современных систем и средств измерения посвящено большое количество работ и материалов конференций по метрологии, потому этот вопрос выходит за рамки данной статьи. На сегодня не существует недорогого, универсального и надежного средства измерения массы нефти для всех диапазонов дебитов, обводненностей, газосодержаний, вязкостей. Представленные на российском рынке средства измерения могут характеризоваться высокой стоимостью (более 200 тыс. долл. США), иметь ограничения по наличию свободного газа в потоке, неопределенность замеров в зоне перехода эмульсий из состояния «вода в нефти» в состояние «нефть в воде», при этом ошибки измерений могут достигать более $\pm 50\%$.

Также необходимо учитывать сложившуюся многолетнюю промысловую практику определения количества добытой нефти по скважинам с использованием широко распространенных и продолжающих эксплуатироваться автоматических групповых замерных установок типа «Спутник» [1, 13].

Это косвенный способ определения дебита нефти с использованием объемного метода периодических измерений дебита жидкости по турбинному датчику «Тор» (относительная погрешность $\pm 2,5\%$) и периодических, определенных в лаборатории значений обводненности по отобранной с каждой добывающей скважины точечной пробе жидкости по формуле:

$$Q_H - Q_{Ж} (1 - \frac{W}{100}) \times \rho_H, \quad (1)$$

где Q_H – дебит нефти (т/сут), $Q_{Ж}$ – дебит жидкости (м³/сут), W – обводненность (%), ρ_H – плотность нефти в поверхностных условиях (т/м³).

Согласно нормативным документам 1981 г. периодичность измерения дебита жидкости АГЗУ «Спутник» составляла 2–10 раз в месяц, время измерения зависит от измеряемого дебита: 24 ч при < 20 м³/сут., 16 ч при $20 \div 35$ м³/сут., 10 ч. при $35 \div 60$ м³/сут., 6 ч при $60 \div 100$ м³/сут., 4 ч при > 100 м³/сут. Сегодня, при наличии современных средств измерения, периодичность измерения дебита жидкости составляет примерно 1 раз в сутки, что определяется в утвержденной методике недропользователя.

ГОСТ Р 8.880–2015 [4] устанавливает методики автоматического отбора проб сырой нефти из потока сырой нефти (нефтевогазовогазовой смеси) в трубопро-

воде на основе формирования объединенной пробы из набора точечных проб. Количество точечных проб при автоматическом отборе должно быть не менее 300, при ручном – может быть менее 300, что определяют при разработке методики отбора проб сырой нефти.

Данные периодических замеров дебитов жидкости и обводненности аккумулируются в ежесуточной отчетной форме «Шахматка» по каждой скважине, из которой рассчитываются средние за месяц значения дебитов жидкости и обводненности, по формуле (1) определяется дебит нефти, по которым формируются показатели месячного эксплуатационного рапорта МЭР. Необходимо отметить, что в нормативных документах отсутствует четкая процедура отбраковки некондиционных замеров и расчета показателей за месяц.

Несмотря на архаичность и многочисленную критику систем измерения типа АГЗУ «Спутник», данный способ продолжает существовать, хотя есть решения по модернизации измерительного оборудования, повышению точности замеров, дооснащению современными устройствами непрерывного измерения – многофазными расходомерами, влагомерами, массомерами.

В работе [2] представлено инновационное решение для промысловых измерений добычи флюидов в организации и цифровизации нефтегазодобывающего производства ИУ «Мера-MP.NOГ» разработки АО «ГМС Нефтемаш» на базе МФР NetOil&Gas с соответствующим программным обеспечением.

В работе [14] предлагается способ и устройство «ПОРТ» для отбора пробы вырезкой ее с полного поперечного сечения потока продукции скважины, показавший высокую достоверность отбираемых проб и точность определения обводненности, а также имеющий невысокую стоимость реализации. При этом минимальное абсолютное отклонение проб, отобранных "ПОРТ" от контрольных, составило 0,9%, а максимальное – 2,3%.

В работе [15] получен вывод о том, что основную долю в отклонение представительности пробы сырой нефти, полученной с помощью стандартного пробоотборника, вносит методика отбора. А именно: проба сырой нефти должна быть объединенной, состоящей из набора точечных проб сырой нефти, отобранных из того объема, на который переносится результат состава объединенной пробы.

Таким образом, у недропользователя остается простор в выборе периодичности замеров от одного раза в месяц для выполнения требований нормативных документов по фиксации показателей разработки в эксплуатационном рапорте не реже 1 раза в месяц, до значений, определяемых минимальным временем продолжительности измерений современных измерительных устройств, например, если замер производить каждую секунду, получим свыше 2,6 млн замеров

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ
ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ

в месяц. Как известно, существуют три важные задачи использования данных замеров.

Первая задача – контроль и управление режимами работы фонда скважин, проведения геолого-технических мероприятий и воздействия на залежи и скважины технологиями ПНП и ИДН, а также оценки их технологической и экономической эффективности с целью выбора наиболее эффективных.

Вторая задача – формирование отчетного показателя добытой за месяц нефти и унификация показателей разработки, представленных в различных отчетных документах и формах. Необходимо отметить, что некоторые процессы, такие, как смена насосного оборудования и вывод его на режим, реакция добывающих скважин на закачку различных составов в нагнетательные скважины, происходят зачастую в течение нескольких суток. Соответственно в течение месяца может произойти множество событий, сопровождающихся изменением показателей разработки. Поэтому актуальной представляется задача обработки данных замеров, полученных в течение месяца, на предмет определения статистических показателей, а также наличия минимального количества замеров, достаточного для обеспечения необходимой точности в промысловых условиях.

И, наконец, третья важная задача, связанная с проблемой преждевременного прорыва воды и газа к добывающим скважинам из-за неустойчивости фронта вытеснения нефти водой. В работах [17–35] рассмотрено определение управляющего параметра динамического процесса заводнения при неустойчивости фронта вытеснения нефти водой. На основе исследования временных рядов показателей разработки установлено, что дискриминанты квадратичных полиномиальных динамических систем вполне точно определяют всевозможные особые точки и сингулярности динамического процесса. В свою очередь, решение обратных задач для подобных динамических систем позволяет разработать методику оперативного прогноза прорыва воды и газа к добывающим скважинам в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой. Поведение дискриминант по нефти, воде, газу позволяет заранее диагностировать скорый прорыв воды или газа, а использование данных ежесуточных замеров позволит увеличить оперативность принятия решений по регулированию режимов работы скважин.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ

Для исследования были выбраны 3 скважины, по которым имеются ежедневные за 31 день замеры дебитов жидкости и обводненности по данным базы «Шахматка»: высокодебитная скважина №1, низкодебитная скважина №2 и скважина №3 с изменяющимся дебитом жидкости (рис. 1).

Методами статистического анализа [10] для каждого ряда показателей дебита жидкости, обводнен-

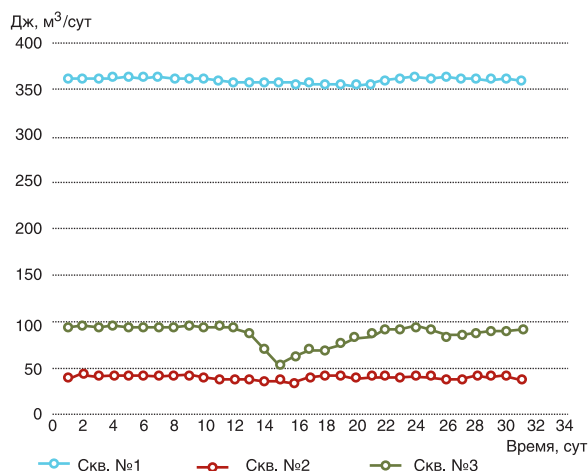


РИС. 1.

Данные ежесуточных замеров дебитов жидкости по 3 скважинам

ности определены средние значения, показатели дисперсии (σ^2), стандартного отклонения (σ), средней ошибки выборки (μ), при заданной значимости 0,05 (или вероятности 95%), определен коэффициент доверия Стьюдента (t), итоговое значение предельной ошибки (Δ) и относительная ошибка (δ). Результаты расчетов представлены в таблицах 1–3.

Затем по формуле (1) рассчитано значение дебита нефти Q_H , погрешность косвенного результата определения дебита нефти по формуле:

$$\Delta Q_H = \rho_H \times \sqrt{\left(\left(1 - \frac{W}{100}\right) \Delta Q_{\text{ж}}\right)^2 + \left(\left(\frac{Q_{\text{ж}}}{100}\right) \Delta W\right)^2}, \quad (2)$$

а также относительная погрешность определения дебита нефти по формуле:

$$\delta = \frac{\Delta Q_H}{Q_H} \times 100\%. \quad (3)$$

Проведенные расчеты показали, что на точность косвенного расчета дебита нефти за месяц по скважине влияют как абсолютные значения дебитов жидкости и обводненности, так и значения дисперсии этих параметров. Стабильность замеров в течение месяца, которая характеризуется низкой дисперсией, высокое значение дебита жидкости, высокая доля нефти в добываемой продукции приводят к снижению относительной погрешности. Снижение количества замеряемого параметра – нефти при обводненности более 95% – ведет к резкому росту относительной погрешности.

Дополнительно для скважины 3 с большим значением дисперсии дебита жидкости были рассчитаны показатели статистической погрешности косвенного определения дебита нефти при снижении количества замеров обводненности до 16, 8, 4 раз в месяц. Как видно из графика рис. 2, при обводнен-

ности 10÷70% все варианты за исключением варианта с 4 замерами обводненности в месяц не выходят за границы относительной погрешности 6%, определенной ГОСТ Р 8.1016–2022. В диапазоне обводненности 70÷95% замеры 4 и 8 раз в месяц выходят за границы относительной погрешности 15%, определенной ГОСТ Р 8.1016–2022. При значениях обводненности больше 95% происходит резкий рост относительной погрешности для всех вариантов замеров: 95% – для 4 раз в месяц, 50% – для 8 раз в месяц, 30% – для 16 раз в месяц. Это согласуется с положением ГОСТ Р 8.1016–2022 в части невозможности нормирования значений относительной погрешности определения массы нефти при обводненности более 95%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Задача получения одного значения показателя дебита нефти для формирования базы данных МЭР формально может быть обеспечена одним замером в месяц с относительной погрешностью, регламентированной ГОСТ Р 8.1016–2022, который допускает любую погрешность при обводненности более 95%.

За многие годы сложилась определенная промысловая практика расчета дебита нефти для передачи в МЭР через косвенное определение по среднему за месяц значению объемного дебита жидкости и среднему за месяц значению обводненности, при этом значения статистической погрешности не определяют. В течение месяца обычно замеряют 15–30 значений дебита и 4–7 значений обводненности, часть из которых могут быть признаны некондиционными.

Проведенные расчеты показали, что использование 4 замеров обводненности зачастую недостаточно для достоверного определения дебита нефти. При обводненности более 95% минимальное количество замеров должно быть 16. На точность косвенного расчета дебита нефти за месяц по скважине влияют как абсолютные значения дебитов жидкости и обводненности, так и значения дисперсии этих параметров.

Второе направление использования данных замеров входит в задачи контроля и управления режимами работы фонда скважин, проведения геологических мероприятий и обработок скважин технологиями ПНП и ИДН, а также оценки их технологической эффективности. Здесь периодичность замеров определяется скоростью изменения технологических параметров, оперативностью принятия решений и возможностями систем измерения. В любом случае ежесуточный замер промысловых показателей является требованием времени и соответствует задачам цифровизации нефтегазовой отрасли.

Использование ежесуточных данных о добыче нефти и воды в новой методике оперативного прогнозирования прорыва воды и газа к добывающим скважинам в условиях неустойчивости фронта вытесне-

ТАБЛИЦА 1.

Данные замеров и результаты расчетов по скв. 1

Время, сут	Qн_1, м³/сут	W, %	W-2,5, %	W-27,5, %	W-47,5, %	W-67,5, %	W-87,5, %	W*, %
1	362,4	96	93,5	68,5	48,5	28,5	8,5	
2	363,6	95,7	93,2	68,2	48,2	28,2	8,2	
3	363,2	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
4	363,6	97,1	94,6	69,6	49,6	29,6	9,6	97,1
5	363	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
6	364,2	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	
7	363,6	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
8	362,4	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	
9	362	96,4	93,9	68,9	48,9	28,9	8,9	96,4
10	360,4	97,8	95,3	70,3	50,3	30,3	10,3	
11	360	97	94,5	69,5	49,5	29,5	9,5	
12	359,4	99,1	96,6	71,6	51,6	31,6	11,6	
13	358,5	95,6	93,1	68,1	48,1	28,1	8,1	
14	358,4	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
15	357,6	98,4	95,9	70,9	50,9	30,9	10,9	
16	356,8	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
17	356,4	98,6	96,1	71,1	51,1	31,1	11,1	98,6
18	356,4	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
19	356,4	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
20	354,6	93,1	90,6	65,6	45,6	25,6	5,6	
21	355,2	95	92,5	67,5	47,5	27,5	7,5	
22	359,4	97,3	94,8	69,8	49,8	29,8	9,8	
23	361,8	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
24	363	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
25	363,6	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	98,5
26	362,4	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
27	362	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
28	361,8	97,7	95,2	70,2	50,2	30,2	10,2	
29	361,2	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
30	361,2	98,1	95,6	70,6	50,6	30,6	10,6	
31	361,2	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
Среднее	360,5	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	97,7
Количество	31	31	31	31	31	31	31	4
Дисперсия σ^2	7,70	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,16
Станд.откл. σ	2,77	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,08
Ср.ош.выб. μ	0,51	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,62
Значимость	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Козф.доверия Стьюд_t	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	3,18
Предельная ошибка Δ , %	1,03	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	1,98
Относительная ошибка, %	0,29	0,51	0,53	0,72	1,00	1,67	4,98	2,03
Ср_знач- Δ	359,47	97,05	94,55	69,55	49,55	29,55	9,55	95,67
Ср_знач+ Δ	361,54	98,06	95,56	70,56	50,56	30,56	10,56	99,63
Косвенное определение дебита нефти по формуле (1)								
Средний дебит нефти, т		7,58	15,33	92,84	154,85	216,85	278,86	7,29
Предельная ошибка Δ , т		1,55	1,55	1,58	1,62	1,67	1,75	6,14
Относительная ошибка, %		20,49%	10,13%	1,70%	1,04%	0,77%	0,63%	84,33%
Ср_знач- Δ		6,03	13,78	91,26	153,23	215,18	277,11	1,14
Ср_знач+ Δ		9,13	16,89	94,42	156,46	218,53	280,61	13,43

ТАБЛИЦА 2.

Данные замеров и результаты расчетов по скв. 2

Время, сут	Qн_2, м³/сут	W, %	W-2,5, %	W-27,5, %	W-47,5, %	W-67,5, %	W-87,5, %	W*, %
1	40,2	96	93,5	68,5	48,5	28,5	8,5	
2	43,2	95,7	93,2	68,2	48,2	28,2	8,2	
3	42	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
4	42	97,1	94,6	69,6	49,6	29,6	9,6	97,1
5	41,4	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
6	42	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	
7	41,4	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
8	42,6	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	
9	43,2	96,4	93,9	68,9	48,9	28,9	8,9	96,4
10	41,2	97,8	95,3	70,3	50,3	30,3	10,3	
11	39,6	97	94,5	69,5	49,5	29,5	9,5	
12	37,8	99,1	96,6	71,6	51,6	31,6	11,6	
13	39,2	95,6	93,1	68,1	48,1	28,1	8,1	
14	36	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
15	37,2	98,4	95,9	70,9	50,9	30,9	10,9	
16	34,2	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
17	39,6	98,6	96,1	71,1	51,1	31,1	11,1	98,6
18	42	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
19	42	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
20	40,2	93,1	90,6	65,6	45,6	25,6	5,6	
21	42	95	92,5	67,5	47,5	27,5	7,5	
22	40,8	97,3	94,8	69,8	49,8	29,8	9,8	
23	40	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
24	41,1	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
25	40,8	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	98,5
26	38	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
27	38	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
28	40,8	97,7	95,2	70,2	50,2	30,2	10,2	
29	40,8	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
30	41,6	98,1	95,6	70,6	50,6	30,6	10,6	
31	38,8	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
Среднее	40,3	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	97,7
Количество	31	31	31	31	31	31	31	4
Дисперсия σ^2	4,28	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,16
Станд.откл. σ	2,07	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,08
Ср.ош.выб. μ	0,38	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,62
Значимость	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Козф.доверия Стьюд_t	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	3,18
Предельная ошибка Δ , %	0,77	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	1,98
Относительная ошибка, %	1,91	0,51	0,53	0,72	1,00	1,67	4,98	2,03
Ср_знач- Δ	39,54	97,05	94,55	69,55	49,55	29,55	9,55	95,67
Ср_знач+ Δ	41,08	98,06	95,56	70,56	50,56	30,56	10,56	99,63
Косвенное определение дебита нефти по формуле (1)								
Средний дебит нефти, т		0,85	1,71	10,38	17,32	24,25	31,18	0,81
Предельная ошибка Δ , т		0,17	0,18	0,26	0,37	0,50	0,62	0,69
Относительная ошибка, %		20,58%	10,31%	2,54%	2,16%	2,04%	1,99%	84,35%
Ср_знач- Δ		0,67	1,54	10,12	16,94	23,75	30,56	0,13
Ср_знач+ Δ		1,02	1,89	10,65	17,69	24,74	31,80	1,50

ТАБЛИЦА 3.

Данные замеров и результаты расчетов по скв. 3

Время, сут	Qн_3, м³/сут	W, %	W-2,5, %	W-27,5, %	W-47,5, %	W-67,5, %	W-87,5, %	W*, %
1	94,8	96	93,5	68,5	48,5	28,5	8,5	
2	95	95,7	93,2	68,2	48,2	28,2	8,2	
3	95,4	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
4	95	97,1	94,6	69,6	49,6	29,6	9,6	97,1
5	94,7	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
6	95,4	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	
7	95,2	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
8	94,8	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	
9	95	96,4	93,9	68,9	48,9	28,9	8,9	96,4
10	95	97,8	95,3	70,3	50,3	30,3	10,3	
11	94,7	97	94,5	69,5	49,5	29,5	9,5	
12	94	99,1	96,6	71,6	51,6	31,6	11,6	
13	88	95,6	93,1	68,1	48,1	28,1	8,1	
14	70,8	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
15	56,8	98,4	95,9	70,9	50,9	30,9	10,9	
16	64,7	97,9	95,4	70,4	50,4	30,4	10,4	
17	69	98,6	96,1	71,1	51,1	31,1	11,1	98,6
18	71,5	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
19	77	98,8	96,3	71,3	51,3	31,3	11,3	
20	82	93,1	90,6	65,6	45,6	25,6	5,6	
21	87	95	92,5	67,5	47,5	27,5	7,5	
22	90,8	97,3	94,8	69,8	49,8	29,8	9,8	
23	93,3	98,2	95,7	70,7	50,7	30,7	10,7	
24	96,5	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
25	90,5	98,5	96,0	71,0	51,0	31,0	11,0	98,5
26	85,3	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
27	86,8	99	96,5	71,5	51,5	31,5	11,5	
28	88,3	97,7	95,2	70,2	50,2	30,2	10,2	
29	88,4	98,3	95,8	70,8	50,8	30,8	10,8	
30	89,3	98,1	95,6	70,6	50,6	30,6	10,6	
31	91,5	97,2	94,7	69,7	49,7	29,7	9,7	
Среднее	87,3	97,6	95,1	70,1	50,1	30,1	10,1	97,7
Количество	31	31	31	31	31	31	31	4
Дисперсия σ^2	106,50	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,16
Станд.откл. σ	10,32	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,08
Ср.ош.выб. μ	1,88	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,62
Значимость	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Коеф.доверия Стьюд_ t	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	3,18
Предельная ошибка Δ , %	3,85	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	1,98
Относительная ошибка, %	4,41	0,51	0,53	0,72	1,00	1,67	4,98	2,03
Ср_знач- Δ	83,46	97,05	94,55	69,55	49,55	29,55	9,55	95,67
Ср_знач+ Δ	91,15	98,06	95,56	70,56	50,56	30,56	10,56	99,63
Косвенное определение дебита нефти по формуле (1)								
Средний дебит нефти, т		1,84	3,71	22,48	37,50	52,52	67,53	1,76
Предельная ошибка Δ , т		0,38	0,41	1,06	1,70	2,35	3,00	1,49
Относительная ошибка, %		20,96%	11,05%	4,71%	4,52%	4,47%	4,44%	84,45%
Ср_знач- Δ		1,45	3,30	21,42	35,81	50,17	64,53	0,27
Ср_знач+ Δ		2,22	4,12	23,54	39,20	54,86	70,53	3,25

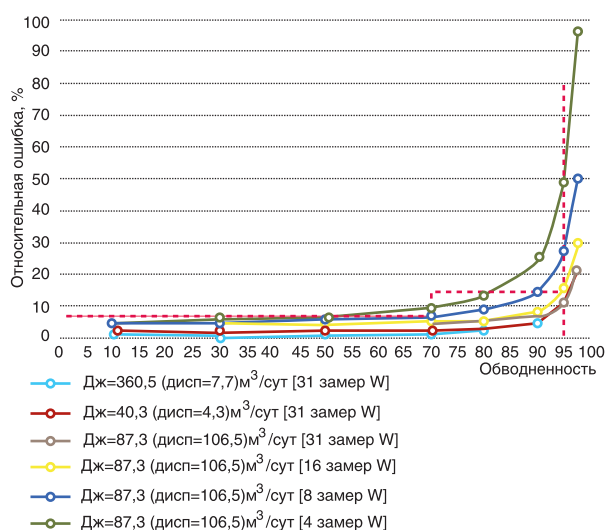


РИС. 2.

Относительная ошибка косвенного расчета определения дебита нефти для различных вариантов замеров

ния при многофазной фильтрации флюидов, позволит своевременно принимать решения по регулированию режимов работы нагнетательных и добывающих скважин для повышения эффективности процесса заводнения нефтяных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. АГЗУ «Спутник». ОЗНА. <https://ozna.online/catalog/devices/agzu-sputnik/?ysclid=mjr4didsrp849633115> (дата обращения 15.12.2025).
2. АНДРЕЕВА Н.Н., НАЗАРОВА Л.Н., БАХТИЙ С.Н., ЕФИМОВ А.А., ЛИЩУК А.Н., РЫСЕВ К.Н. Цифровизация данных о работе добывающих скважин: полнота и точность информации / Международная научно-практическая конференция «Цифровая трансформация в нефтегазовой отрасли» Москва, 18 ноября 2022.
3. ГОСТ Р 8.1016-2022. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
4. ГОСТ Р 8.880-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода.
5. КАШАЕВ Р.С., КУБАНГО Б.Э. Проточные ЯМР-анализаторы для контроля скважинной жидкости, сырой нефти и нефтяных дисперсных систем: монография. М-во образования и науки РФ, Казанский государственный энергетический университет. Тамбов-Казань: ООО «Консалтинговая компания Юком», 2016. 82 с.
6. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Ди-

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ
ЗАМЕРОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

- намические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: Наука, 1997. 254 с.
7. ОСТ 39-114-80. Порядок выполнения измерений количества жидкости блочными измерительными установками Спутник и определения дебитов скважин по жидкости и нефти.
 8. Постановление Правительства РФ от 16 мая 2014 г. № 451 "Об утверждении Правил учета нефти".
 9. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».
 10. РУБЦОВА С.В., ОХРИМЕНКО О.И., АЛЕЙНИКОВА О.А. Основы теории погрешностей / учеб.-метод. пособие – Шахты: ИСОиП (филиал) ДГТУ в г. Шахты, 2019. 66 с.
 11. Руководящий документ «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений». Утвержден и введен в действие с 01.10.2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр.
 12. САМОЙЛОВ Д.Ю., САМОЙЛОВ В.В., ЖДАНОВ О.П., НАСЫБУЛЛИН А.В. Измерение обводненности на устье добывающих скважин // Экспозиция Нефть Газ. апрель 2016. №3 (49). С. 85–88.
 13. Спутник, ГЗУ-3ф. Технические характеристики на автоматизированные групповые замерные установки. НЕФТЕГАЗМАШ. <https://zngm.nt-rt.ru> (дата обращения 15.12.2025).
 14. ЧУДИН В.И., АНУФРИЕВ В.В., ЖИЛЯЕВ О.В., ХАКИМОВ Р.А., ШУВАЕВА Л.А., ИОНОВ К.Н. Исследование способа определения обводненности продукции скважины по пробе, отобранной с полного сечения потока. (ООО НПО «НТЭС»). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syrogo-nefti.html> (дата обращения 15.12.2025).
 15. ЧУДИН В.И., УШКОВ П.В., ШАТАЛОВ В.А., ЖИЛЯЕВ О.В. О достоверности определения обводненности продукции, добытой из нефтяной скважины, по пробе. (ООО НПО «НТЭС»). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syrogo-nefti.html> (дата обращения 15.12.2025).
 16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра. 2004. 452 с.
 17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44–48.
 18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э., ПАНАХОВ Г.М. Научно-методические и тех-

- нологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. М.: Нефтяное хозяйство. 2010. 420 с.
19. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42–44.
 20. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х.** Системная оптимизация процесса доработки нефтяных месторождений. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. М.: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова. 2001.
 21. **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.
 22. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДЕНИСОВ А.В., ЮНУСОВ Р.Р.** Методика восстановления оптимального режима функционирования системы пласт – скважина с учетом неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 52–57.
 23. **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.
 24. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В.** Влияние фактора времени на показатели процесса разработки нефтяных месторождений: научная статья // Вестник РАЕН. 2021. Т. 21. № 4. С. 45–52.
 25. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., БАРЬЮДИН В.А., 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.
 26. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В.** Моделирование эволюции геофлюидодинамических углеводородных систем в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Вестник РАЕН. 2020. Т. 20. № 3. С. 50–55.
 27. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В.** Унифицированная методика оценки эффективности геологических мероприятий // НТЖ Инженер-нефтяник. 2019. №3. С. 39–46.
 28. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В., СОБАЕВ А.Г., ШАХВЕРДИЕВ Э.А.** Оптимизация нефтяных залежей с использованием модели роста // Вестник РАЕН. 2019. №1. С. 21–25.
 29. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э.** Фундаментальная роль фактора времени при исследованиях процесса разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2005. №9. С. 176–180.
 30. **BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEC R., SNEIDER R. ET AL.** Technology on insitu

А.В. ДЕНИСОВ, А.Х. ШАХВЕРДИЕВ
 ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕРОВ
 ПРОМЫСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
 ДОСТОВЕРНОСТИ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
 ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
 УГЛЕВОДОРОДОВ

- gas generation to recover residual oil reserves. Отчет о НИР № DE-FC26-05NT15478. 2008.
31. **SHAKHVERDIEV A.KH. And Shestopalov Yu.V.** Qualitative analysis of quadratic pol-ynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. Pleiades Publishing, Ltd., 2019. Vol. 40. №10. P. 1695–1710.
 32. **SHAKHVERDIEV A.K., DENISOV A.V., TUMANOVA V.D.** New optimization criteria of waterflood patterns preventing premature water breakthrough in the context of water-oil displacement front instability. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150063> В сборнике: 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 7. Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 2021. С. 50063.
 33. **SHESTOPALOV YU.V., SHAKHVERDIEV A.KH.** Three-phase dynamical systems and their applications to monitoring for the development of hydrocarbon fields // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2023. Vol. 44. № 11. P. 5045–5056.
 34. **SHESTOPALOV Y., SHAKHVERDIEV A.** Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems // Symmetry. 2021. T. 13. № 10
 35. **SHESTOPALOV Y.V., SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V.** Bifurcations associated with threephase polynomial dynamical systems and complete description of symmetry relations using discriminant criterion // Symmetry. 2024. Vol. 16. № 1.

REFERENCES

1. AGZU Sputnik. OZNA. <https://ozna.online/catalog/devices/agzu-sputnik/?ysclid=mjr4didsrp849633115> (accessed 15.12.2025). (In Russian).
2. **ANDREEVA N.N., NAZAROVA L.N., BAKHTIY S.N., EFIMOV A.A., LISHCHUK A.N., RYSEV K.N.** Digitalization of data on the operation of production wells: completeness and accuracy of information. International scientific and practical conference “Digital Transformation in the Oil and Gas Industry” Moscow, November 18, 2022. (In Russian).
3. GOST R 8.1016-2022. State system for ensuring the uniformity of measurements. Measurements of the amount of oil and associated petroleum gas produced from the subsoil. General metrological and technical requirements. (In Russian).
4. GOST R 8.880-2015. State System for Ensuring the Uniformity of Measurements. Crude Oil. Sampling from the Pipeline. (In Russian).
5. **KASHAEV R.S., KUBANGO B.E.** Flow NMR Analyzers for Monitoring Well Fluid, Crude Oil, and Oil Dispersed Systems: Monograph. Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Kazan State Power Engineering University. Tambov-Kazan: OOO “Consulting Company Ucom”, 2016:82. (In Russian).
6. **MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH.**

- Dynamic Processes in Oil and Gas Production: Systems Analysis, Diagnosis, Prognosis. Moscow: Nauka, 1997:254. (In Russian).
7. OST 39-114-80. Procedure for measuring the amount of liquid using Sputnik block metering units and determining well flow rates for liquid and oil. (In Russian).
8. RF Government Resolution of May 16, 2014 N 451 "On Approval of the Oil Accounting Rules." (In Russian).
9. RD 153-39.0-109-01 "Methodological Guidelines for the Integration and Stage-by-Stage Implementation of Geophysical, Hydrodynamic, and Geochemical Studies of Oil and Oil and Gas Fields." (In Russian).
10. RUBTSOVA S.V., OKHRIMENKO O.I., ALEINIKOVA O.A. Fundamentals of Error Theory. Textbook. Shakhty: ISOiP (branch) of DSTU in Shakhty, 2019:66. (In Russian).
11. Guideline document "Methodological guidelines for the integration and staging of geophysical, hydrodynamic and physicochemical studies during the development of oil and gas fields". Approved and put into effect on October 1, 2023 by the Protocol of the Scientific and Technical Council of the Federal Agency for Subsoil Use (FAN Rosnedra) dated October 5, 2023, N 03-17/8-pr. (In Russian).
12. SAMOILOV D.YU., SAMOILOV V.V., ZHDANOV O.P., NASYBULLIN A.V. Measuring water cut at the mouth of production wells. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. April 2016; 3;(49):85-88. (In Russian).
13. SPUTNIK, GZU-Zf. Technical specifications for automated group metering units. NEFTEGAZMASH. <https://znngm.nt-rt.ru> (accessed 15.12.2025). (In Russian).
14. CHUDIN V.I., ANUFRIEV V.V., ZHILYAEV O.V., KHAKIMOV R.A., SHUVAEVA L.A., IONOV K.N. Study of the method for determining the water cut of well production based on a sample taken from the entire cross-section of the flow. (OOO NPO NTES). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syroj-nefti.html> (accessed 15.12.2025). (In Russian).
15. CHUDIN V.I., USHKOV P.V., SHATALOV V.A., ZHILYAEV O.V. On the reliability of determining the water cut of production produced from an oil well based on a sample. (OOO NPO NTES). <https://nponts.ru/press-centr/publikacii/ob-otklonenii-predstavitelnosti-proby-syroj-nefti.html> (date accessed 15.12.2025). (In Russian).
16. SHAKHVERDIEV A.KH. System optimization of the oil field development process. Moscow: Nedra. 2004:452. (In Russian).
17. SHAKHVERDIEV A.KH. Oil recovery again. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;1:44-48. (In Russian).
18. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., PANAKHOV G.M. Scientific, methodological and technological foundations for optimizing the enhanced oil recovery process. Moscow: Neftyanoye khozyaystvo. 2010:420. (In Russian).
19. SHAKHVERDIEV A.KH. Optimization of the reservoir pressure maintenance system during reservoir flooding. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2001;3:42-44. (In Russian).
20. SHAKHVERDIEV A.KH. System optimization of the process of additional development of oil fields. Dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences / All-Russian Oil and Gas Research Institute named after academician A.P. Krylov. Moscow, 2001. (In Russian).
21. SHAKHVERDIEV A.KH. Method for determining the technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2149256 C1, 20.05.2000. Application N 99126412/03 dated 22.12.1999. (In Russian).
22. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DENISOV A.V., YUNUSOV R.R. Methodology for restoring the optimal operating mode of the reservoir-wellbore system taking into account the instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2020;6:52-57. (In Russian).
23. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S., ILYAZOV R.R. On the inclusion of highly water-cut reserves of undersaturated oil reservoirs in the category of hard-to-recover ones. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;4:34-39. (In Russian).
24. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. Influence of the time factor on the indicators of the oil field development process: scientific article. *Vestnik RAYEN*. 2021;21;(4):45-52. (In Russian).
25. SHAKHVERDIEV A.KH., BARYUDIN V.L., MALYSHEK G.V., SVISHCHEV YU.M., ANISIMOV V.F. A systems approach to regulating hydrodynamic impact on a reservoir (for discussion). *Neftyanoye khozyaystvo*. 1990;10:52-55. (In Russian).
26. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Modeling the evolution of geofluidodynamic hydrocarbon systems under conditions of displacement front instability. *Vestnik RAYEN*. 2020;20;(3):50-55. (In Russian).
27. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Unified methodology for assessing the effectiveness of geological and technical measures. *NTZH Inzhener-neftyanik*. 2019;3:39-46. (In Russian).
28. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V., SOBAEV A.G., SHAKHVERDIEV E.A. Optimization of oil deposits using a growth model. *Vestnik RAYEN*. 2019;1:21-25. (In Russian).
29. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Fundamental Role of the Time Factor in Research of Hydrocarbon Field Development Process. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2005;9:176-180. (In Russian).
30. BAKHTIYAROV S., GRIGG R., SERIGHT R., SVEC R., SNEIDER R. ET AL. Technology on in-situ gas generation to recover residual oil reserves. Research Report N DE-FC26-05NT15478. 2008.

31. SHAKHVERDIEV A.KH., SHESTOPALOV YU.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics. Pleiades Publishing, Ltd.*, 2019;40;(10):1695–1710.
32. SHAKHVERDIEV A.K., DENISOV A.V., TUMANOVA V.D. New optimization criteria of water-flood patterns preventing premature water breakthrough in the context of water-oil displacement front instability. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150063> In the collection: 7th Scientific Exploration Conference Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 7, Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. 2021:50063.
33. SHESTOPALOV YU.V., SHAKHVERDIEV A.KH. Three-phase dynamical systems and their applications to monitoring for the development of hydrocarbon fields. *Lobachevsky's Journal on Mathematics*. 2023;44;(11):5045–5056.
34. SHESTOPALOV Y., SHAKHVERDIEV A. Qualitative theory of two-dimensional polynomial dynamical systems. *Symmetry*. 2021;13;(10).
35. SHESTOPALOV Y.V., SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. Bifurcations associated with three-phase polynomial dynamic systems and complete description of symmetry relations using discriminant criterion. *Symmetry*. 2024;16;(1).

Денисов Алексей Владимирович,
 старший преподаватель кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ e-mail: denisovav@mgi.ru

Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы,
 д.т.н., 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

УДК 622.276.4/553.982

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-15-26

Научная статья

EDN: DDXHCP

ОБЪЕКТИВНЫЙ ВЗГЛЯД НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ КАТЕГОРИЯМИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

С.В. АРЕФЬЕВ

ПАО «Лукойл», Москва, РФ

Статья посвящена актуальной проблеме многолетних исследований геологического строения отложений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Детально описаны эволюция взглядов и результаты исследований геологического строения залежей нефти и газа в различные периоды поисково-оценочных работ на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотрены возможные версии моделей сложных структур трудноизвлекаемых запасов ачимовской толщи и неокомского комплекса. Приведены различные геологические, технологические и экономические критерии определения запасов углеводородов в категорию трудноизвлекаемых, а также наглядно представлены варианты классификации объектов разработки по признаку высокой обводненности продукции скважин и сделана попытка обосновать принцип отнесения этих запасов к категории нерентабельных ТРИЗ (объектов с трудноизвлекаемыми запасами). В результате детального изучения геологического строения ряда месторождений Западной Сибири, главным образом, с учетом эксплуатационных скважин, были установлены особенности залегания отложений юрского и мелового периодов и их низов – ачимовской толщи: в том числе, в связи с особенностями ранее сформированных аномальных разрезов баженовской свиты. Анализ изменения толщин ачимовской толщи по месторождениям указывает на компенсацию суммарных толщин баженовской свиты и аномального ее разреза за счет увеличения толщины ачимовских отложений, а в результате детальной корреляции определено поочередное погружение смежных блоков по конседиментационным разломам и происходит постепенное выполаживание положительных структур, что позволяет считать ачимовскую толщу компенсационной.

Ключевые слова: геологическое строение, условия формирования, сложнопостроенные объекты, трудноизвлекаемые запасы, модель осадконакопления, стратиграфическая классификация и терминология, клиноформы неокомских отложений, ачимовская толща, аномальный разрез баженовской свиты, блоковая тектоника, недонасыщенные залежи, интенсификация добычи нефти, методы увеличения нефтеотдачи пласта

Original article

AN OBJECTIVE LOOK AT THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF DEPOSITS WITH HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES

S.V. AREFYEV

PAO LUKOIL, MOSCOW, RF

The article is devoted to the actual problem of long-term studies of the geological structure of deposits with hard-to-recover hydrocarbon reserves. The evolution of views and the results of studies of the geological structure of oil and gas deposits in various periods of exploration and evaluation work in the West Siberian oil and gas province are described in detail. Possible versions of models of complex structures of hard-to-recover reserves of the Achimov stratum and the Neocomian complex are considered. Various geological, technological, and economic criteria for classifying hydrocarbon reserves as hard-to-recover are presented, and options for classifying development objects based on high water cut of well production are illustrated. An attempt is made to justify the principle of classifying these reserves as unprofitable hard-to-recover reserves. As a result of a detailed study of the geological structure of a number of fields in Western Siberia, mainly taking into account production wells, the features of the Jurassic and Cretaceous deposits and their lower sections, the Achimov formation, were established, including in connection with the features of the previously formed anomalous sections of the Bazhenov formation. An analysis of the changes in the thickness of the Achimov formation by field indicates that the total thickness of the Bazhenov formation and its anomalous section are compensated by an increase in the thickness of the Achimov formation. A detailed correlation has revealed that adjacent blocks are alternately subducted along con-sedimentary faults, and positive structures are gradually flattened, suggesting that the Achimov formation is compensatory.

KEY WORDS: geological structure, formation conditions, complex structures, hard-to-recover reserves, sedimentation model, stratigraphic classification and terminology, Neocomian clinofolds, Achimov formation, anomalous section of the Bazhenov formation, block tectonics, under-saturated deposits, intensification of oil production, and methods of increasing oil recovery

© С.В. Арефьев

Поступила в редакцию 19.02.2026

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль России подошла к тому периоду, когда уровни падения добычи углеводородов (далее – УВ) из залежей с крупными и уникальными по запасам должны будут в значительной степени компенсироваться за счет объектов с трудноизвлекаемыми запасами (далее – ТРИЗ), которые зачастую представлены сложнопостроенными нефтегазоносными объектами. Такие залежи могут иметь ненадежные покрышки и потенциально приурочены к отложениям, подверженным разломной тектонике, обусловившей повышенную вертикальную трещиноватость пород. Чтобы повысить эффективность разработки подобных залежей, необходимо определить условия залегания продуктивных пород в разрезе, оценить изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по площади и, в конечном счете, построить адекватную геологическую модель изучаемого объекта, что, несомненно, приводит к искажению результатов гидродинамического моделирования. Все имеющиеся неопределенности и геологические сложности объекта существенно усугубляют процесс его разработки и эксплуатации, особенно в периоды, когда активно применяется искусственное воздействие на залежь вторичными и третичными технологиями повышения нефтеотдачи пластов (далее – ПНП) и интенсификации добычи нефти (далее – ИДН) [3–6, 35–46].

Не менее значимые проблемы возникают, когда представления об условиях формирования сложнопостроенных платформенных объектов основываются на множестве взаимоисключающих друг друга гипотез. Это касается нефтегазоносных объектов в осадочных образованиях, связанных с отложениями баженовской свиты и вышезалегающими породами, подверженными разрывным нарушениям, применительно к условиям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Учитывая, что настоящий период в нефтяной отрасли характеризуется увеличением доли ТРИЗ в суммарной добыче нефти на месторождениях, особенно в пределах наиболее перспективных нефтегазоносных провинций страны, возникает задача объективного представления геологического строения залежей в сложнопостроенных объектах, и корреляция разрезов скважин имеет первостепенное значение при создании геологических моделей месторождения.

Методические приемы и основные принципы корреляции разрезов скважин на крупнейших нефтегазоносных объектах с использованием колоссального массива информации были изложены в огромном количестве публикаций И.С. Гутмана и др., где на конкретных примерах показано, как корреляция разрезов скважин позволяет по-новому взглянуть на особенности формирования и залегания сложнопостроенных нефтегазоносных объектов различного геологического строения. В свою очередь, это дает возможность

достоверно оценить запасы углеводородов и, что самое главное, наметить пути оптимального извлечения нефти при проектировании разработки месторождений и дальнейшей ее реализации [16–20].

Возникающие вопросы стратификации и генезиса отложений являются общезначимыми в понимании природных явлений и представляют собой постоянный предмет научных исследований. Все известные сложнопостроенные нефтегазоносные объекты могут быть отождествлены с той или иной геологической моделью. Условия залегания отложений в таких моделях должны отражать обусловившие их процессы формирования. Следовательно, в процессе детального изучения желательно выделить наиболее часто встречающиеся сложные геологические образования, модели которых фиксируют весь набор создавших их процессов, своевременная визуализация которых позволит объективно решать геологические, технологические задачи и своевременно оценить перспективу экономической рентабельности проектов разработки месторождений ТРИЗ.

ФАКТОРЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Хронология становления нефтяной отрасли насчитывает как минимум пять крупных этапов развития нефтегазового дела и научно-технологического прогресса в нефтегазовой индустрии. Первые три этапа, начиная с 1848 г., а именно – с момента бурения первой в мире скважины в пригороде г. Баку, характеризуются бурным развитием инженерной мысли, внедрением вторичных методов промышленной добычи нефти и резким подъемом ее добычи с применением третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Следующие два этапа, начиная с 1995 г. и по настоящее время, сопровождались отменой всевозможных преференций и льгот, направленных на развитие третичных МУН пластов и ИДН, что вызвало ожидаемое резкое падение дополнительной добычи нефти за счет их внедрения.

Кроме того, это стало причиной снижения добычи нефти в целом, а также привело к некоторой стагнации нефтяной науки и как следствие – дефициту новых отечественных технических средств и технологий для нефтегазовой индустрии, что, в свою очередь, совпало с периодом появившихся проблем разработки месторождений с нерентабельными ТРИЗ.

Текущий период характеризуется умеренным ростом добычи УВ с применением инновационных технологий увеличения нефтеотдачи пластов и ИДН, в первую очередь, за счет категории нерентабельных техногенных ТРИЗ. Соответственно, нерентабельные природные и техногенные ТРИЗ, как перспективная проблема, не сходит с повестки дня и становится предметом особой заботы государства и недропользователя.

В разные периоды времени в нефтегазовой практике широко использовались близкие по смыслу и содержанию определения, в том числе такие, как: нетрадиционные, некондиционные, аномальные, забалансовые, истощенные, технологические и нерентабельные запасы УВ, которые подчеркивают определенные трудности при их добыче и не гарантируют экономическую эффективность извлечения.

Эти факторы, как правило, зависят от цены вопроса, точнее, возникают при высокой стоимости инновационных технологий извлечения этих ТРИЗ или при низкой цене продажи нефти и нефтепродуктов. Поэтому, с такой же логичностью ТРИЗ правомерно называть «дорогостоящими извлекаемыми» запасами. Следовательно, степень технологической успешности и экономической эффективности добычи любых запасов жидких и газообразных УВ предопределяет экономическая рентабельность их добычи [36].

Очевидно, что категория рентабельности или нерентабельности привносит требуемую транспарентность в классификацию запасов жидких и газообразных УВС и целесообразнее было бы придерживаться этой, более адекватной дефиниции.

Так или иначе, определения термина ТРИЗ были представлены в законе «О недрах», в налоговом Кодексе, в постановлениях Правительства, приказах и нормативно-правовых документах министерств и ведомств, а также в многочисленных научных печатных изданиях.

В работе [21] на основе анализа классификаций ТРИЗ, данных в различных исследованиях, сделан вывод о том, что все запасы, к каким бы геологическим условиям они ни были приурочены, являются в разной степени и на разных стадиях изученности и освоения «трудноизвлекаемыми», а сам термин является сугубо экономическим, и к таким запасам должны относиться только запасы, разработка которых нерентабельна при действующих ценах на сырье и системе налогообложения.

Согласно определению, представленному в [50]: «ТРИЗ – это запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы неэффективна».

Наиболее созвучное и консервативное определение представлено в [41]: «ТРИЗ – нерентабельные природные и техногенные запасы жидких и газообразных углеводородов, залегающих в неблагоприятных территориально-климатических условиях, с крайне низко оцененными геологическими, физическими, технологическими параметрами, рентабельная добыча которых определяется в установленном законом порядке в зависимости от волатильности энергетического и валютного рынков».

В законе «О недрах» предлагается дефиниция, справедливо указывающая на то, что «под ТРИЗ целесообразно понимать запасы залежей со сравнительно неблагоприятными для добычи геолого-физическими характеристиками или худшими свойствами флюидов, разработка которых нерентабельна или низко рентабельна в существующих экономических условиях».

В приказе Минприроды РФ №41 от 13 февраля 1998 г. – «Трудноизвлекаемыми запасами следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами».

Сложнопостроенные недонасыщенные коллекторы занимают все больший объем при вводе в разработку новых месторождений. Основные проблемы при их разработке создают обширные водонефтяные зоны (ВНЗ), пониженная нефтенасыщенность и высокая переходная зона, низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), высокая неоднородность коллектора, а также разломы.

Объективный взгляд на существующую ресурсную базу месторождений Западной Сибири свидетельствует о значительном объеме запасов в высокообводненных и недонасыщенных нефтью залежах, которые, вероятно, необходимо также рассматривать к отнесению в категорию ТРИЗ. Природа происхождения таких залежей связана, судя по всему, с временным фактором, что указывает на более позднее начало их формирования и позволяет относить Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию к «молодой платформе» относительно других.

Воздействие различными технологиями на подобные коллекторы не всегда оказывается высокоэффективным в силу известных природных и техногенных обстоятельств. Суть проблемы детально была рассмотрена в работе А.Х. Шахвердиева и др. [37], где наглядно представлены варианты классификации объектов разработки по признаку высокой обводненности продукции скважин и сделана попытка обосновать принцип отнесения этих запасов к категории нерентабельных ТРИЗ. Для определенной группы нерентабельных высокообводненных скважин было рекомендовано включение их в перечень ТРИЗ, предусматривающий налоговые льготы по признаку высокой обводненности скважин, разрабатывающих недонасыщенные нефтью неоднородные пласты (рис. 1).

Таким образом, разработка нерентабельных природных и техногенных ТРИЗ актуальная, востребованная и долгосрочная задача, решение которой требует системного подхода, а также внесение уточнений в критерии определения категорий трудноизвлекаемых запасов с обеспечением гармонизации геологических, технологических, экономических, нормативно-правовых параметров и показателей для обоснования

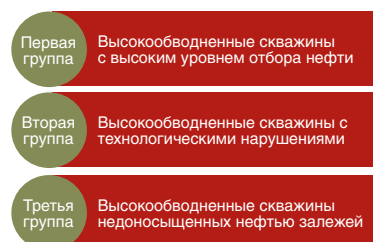


РИС. 1.

Классификация высокообводненных скважин

выбора объектов, подпадающих под льготы и оценки ожидаемого эффекта от принятых решений.

Представления о геологическом строении ТРИЗ неомских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна

По условиям формирования неомских отложений можно выделить четыре принципиально различные модели [15]:

1. Плоскопараллельное строение неокома (ранняя модель) [32–34].
2. Представления о косослоистом, кулисообразном строении неомских отложений (модель А.А. Наумова) [27].
3. Главенство тектоники [8].
4. Горизонтально-слоистая или клиноформная модель, рассматриваемая часто как седиментация по типу «бокового наращивания осадочных тел» [23, 25, 28].

При анализе литературных и фондовых источников [1–4, 29–31], касающихся вопросов условий осадконакопления в юрско-меловое время на территории Западной Сибири, видно, что последнюю модель

предпочитает большинство исследователей, опирающихся лишь на результаты интерпретации сейсмических материалов, не учитывая при этом колоссальный объем эксплуатационного и разведочного бурения.

Существует множество различных точек зрения на условия формирования клиноформного комплекса Западной Сибири. Основной является теория, в соответствии с которой неомские отложения зачастую представлены как циклически построенная толща заполнения глубоководного бассейна путем бокового наращивания континентального склона.

Термин «клиноформа» был впервые применен Дж. Ричем в 1951 г. для обозначения трех различных обстановок осадконакопления в пределах континентального склона: шельф (ундаформа), склон (собственно клиноформа/ортоформа) и подножие шельфового склона (фондоформа).

Ф.Г. Гулари рассмотрел и обобщил основные представления о строении и условиях образования клиноформ неомских отложений Западно-Сибирской плиты, проведя обзор почти 200 публикаций, вышедших в 1956–2000 гг. [13–15].

По материалам региональных и субрегиональных исследований на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна в пределах Нижневартовского свода выделяются три сейсмостратиграфических комплекса, разделенные по разрезу пачками реперных глин – урьевской, самотлорской, тагринской и бахловской. Названия комплексов даны одними исследователями по названиям подстилающих реперных глин [23], другими – по названиям перекрывающих глин (рис. 2).

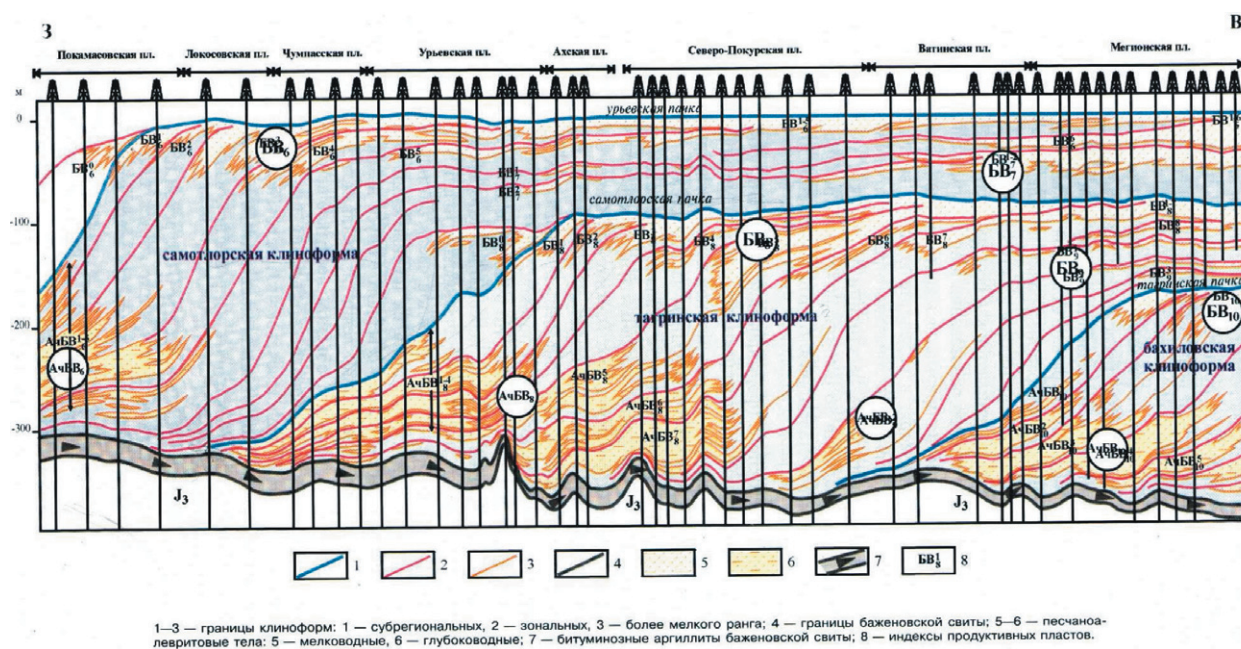


РИС. 2.

Геологический разрез ачимовских отложений северо-западной части Нижневартовского свода (С.В. Ершов и др., 2000 г.)

Учитывая перспективность неокомского комплекса для поиска новых залежей УВ и необходимость детализации строения ранее выявленных залежей, изучение строения и условий формирования этих отложений является весьма важной задачей [2, 3, 7].

Дальнейшее изучение условий формирования нижнемелового комплекса свидетельствует об иной природе клиноформ [12, 28] и связано в большей степени с волнообразно-колебательными движениями блоков кристаллического фундамента, установленными еще в 1951 г. А.А Бакировым, которые находят свое подтверждение на основании детальной корреляции сотен скважин Западной Сибири.

В многочисленных публикациях И.С. Гутман с соавторами [16–20] неоднократно подчеркивает, что большой интерес для повышения эффективности разработки месторождений представляют интервалы разреза, содержащие сложнопостроенные нефтегазоносные объекты, залегающие между интервалами с плоскопараллельным строением разреза. Это отложения, формирование которых происходило именно на границе смены юрской и меловой систем.

Для этого интервала времени характерны:

- неоднократно возобновляемые и различной интенсивности блоковые погружения пород по конседиментационным и постседиментационным разломам;
- многочисленные факты несогласного залегания пород, обусловленные различного рода размывами или перерывами в осадконакоплении;
- клиноформное залегание пород как результат разноскоростного прогибания в один и тот же временной интервал.

Именно с приведением толщин исследуемого объекта в разрезе отложений во всех скважинах по профилю к одной толщине появляется возможность отличать клиноформное залегание пород от стратиграфического несогласия.

Особое внимание следует уделить различного рода процессам формирования самой нижней в меловых отложениях ачимовской пачке, которая по своим геолого-физическим характеристикам относится к ТРИЗ, разработка которых может осуществляться в основном с применением капиталоемких методов и технологий. Только после этого необходимо остановиться на совершенствовании представлений о последовательном моделировании всей толщи сложнопостроенных продуктивных верхнеюрских и нижнемеловых отложений между двумя интервалами плоскопараллельного залегания пород: васюганской свитой снизу и урьевской пачкой сверху.

С учетом данного подхода представляется целесообразным рассматривать вопросы последовательного осадконакопления, начиная с плоскопараллельно залегающих верхнеюрских отложений и заканчивая аналогично залегающими неокомскими отложениями [17].

Принимая во внимание доказанное раннее блоковое строение рассматриваемого разреза [20], необходимо учесть, что интенсивные тектонические движения, происходившие в момент формирования отложений аномального разреза баженовской свиты, проявлялись в процессе формирования отложений ачимовской толщи, которая представляет собой наиболее ранние отложения неокома.

Наличие интенсивных тектонических движений при формировании отложений аномального разреза баженовской свиты и ачимовской толщи требует анализа территории с помощью структурных карт и карт общих толщин.

На рис. 3 представлена структурная карта кровли ачимовской толщи, демонстрирующая максимум абсолютных отметок на востоке, что свидетельствует о вовлеченности всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в серию обширных погружений, интенсивность которых сильно различалась в пределах каждого тектонического блока. Западная часть территории погружалась менее интенсивно, нежели восточная, что обуславливало минимальные толщины ачимовской толщи в западной части и максимальные в восточной.

Баженовская свита, ее аномальный разрез (АРБ) и клиноформы Западной Сибири, в окончании которых выделяют ачимовскую толщу, обычно рассматривались отдельно, хотя немаловажной представлялась увязка особенностей формирования указанных сложнейших объектов на стыке юрского и мелового периодов, и понимание того, что переход от одного объекта к другому в тектоническом плане редко происходил гладко. Поскольку эти объекты содержат залежи нефти, проблемы их геометризаций напрямую связаны с установлением особенностей осадконакопления каждого объекта, содержащего продуктивные пласты.

В волновом сейсмическом поле ачимовская толща отражается пологонаправленными на запад отражающими горизонтами, которые примыкают к баженовской свите и прекращаются или воздымаются в шельфовую область на востоке.

Блоковое залегание пород ачимовской толщи, судя по всему, это наиболее распространенный вариант формирования ачимовских отложений. Об обусловленности формирования ачимовской толщи блоковой тектоникой свидетельствует характер изменения толщин в этот временной интервал с толщинами того же аналогичного разреза, наблюдается практически обратная картина: в блоках, где толщины АРБ максимальны, толщины ачимовки минимальны, и наоборот.

В результате детальной корреляции по скважинам установлено (рис. 4), что западная часть рассматриваемой территории не так интенсивно погружалась, как восточная, и соответственно содержит минимальные толщины ачимовских отложений, где аномальный разрез баженовской свиты отсутствовал, а максимальные

толщины присутствуют в восточной части. Такая картина свидетельствует о том, что во время формирования ачимовской пачки территория испытывала активные тектонические движения, сопровождающиеся разнородным погружением блоков по конседиментационным разломам. Эта закономерность находит свое подтверждение практически на всех известных крупных месторождениях Западной Сибири.

Толщины наачимовских отложений зоны максимальных значений расположены на западе изучаемой территории. Схожую картину накопления отложений,

но в отраженном виде, можно наблюдать при формировании ачимовской толщи. Это объясняется разнородными тектоническими погружениями, происходившими в момент их формирования. Основное же свойство этих движений состоит в том, что в одном и том же месте поднятие может смениться опусканием, и наоборот [17].

Сравнивая условия осадконакопления на месторождениях, расположенных на сводах, с месторождениями, расположенными в прогибе между сводами и крупными поднятиями, выявлено, что:

- на сводах формирование нижнемеловых отложений происходило в виде клиноформ в результате волнообразных тектонических движений;
- на сводах и в прогибах процессы осадконакопления нижнемеловых-верхнеюрских отложений сопровождались разнородным погружением блоков по конседиментационным разломам.

Анализируя изменение толщин ачимовской толщи по всей рассматриваемой территории, можно сказать, что, произошла компенсация суммарных толщин баженовской свиты с аномальным ее разрезом за счет увеличения толщин ачимовских отложений. Тектонические про-

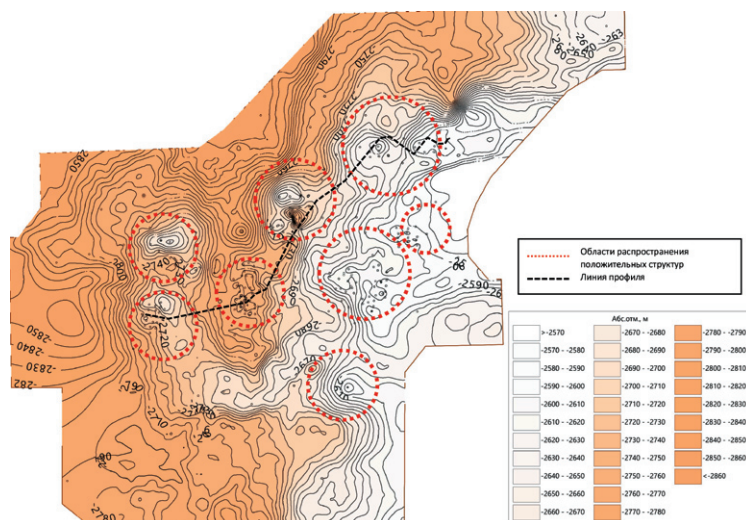


РИС. 3.
Структурная карта кровли ачимовской толщи демонстрирующая максимум абсолютных отметок на востоке

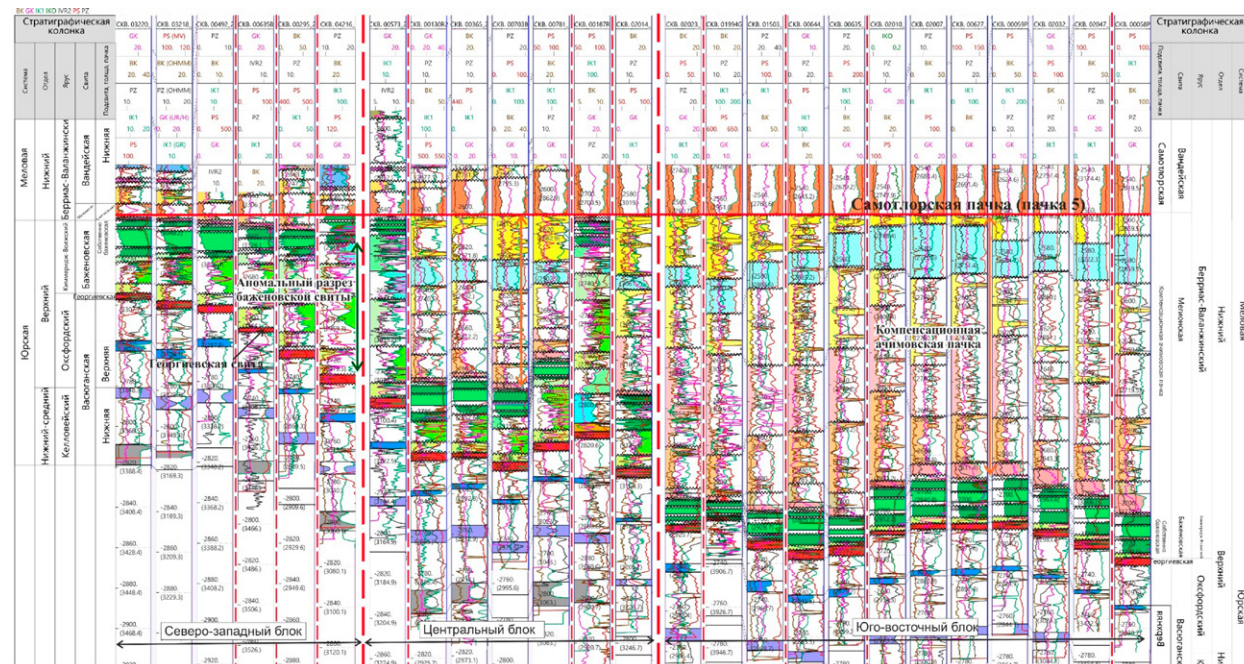


РИС. 4.
Палеогеографический разрез ачимовской толщи с типичным блоковым строением

цессы, проявившиеся в позднеюрское время, возобновились в раннемеловое время.

При комплексном рассмотрении месторождений Сургутского и Нижневартовского сводов прослеживается смещение оси максимальных толщин отложений пачек, выделенных внутри сортымской и мегнионской свит соответственно, в направлении с юго-востока на северо-запад, что может являться свидетельством единой природы волнообразных тектонических движений в этом направлении.

Подводя итог, можно утверждать, что в нефтегазовой геологии и разработке месторождений недостаточно учитывается влияние разломно-блоковой тектоники на формирование залежей, их поиски и разработку.

В последние годы многие ученые в своих работах [9, 17–20, 22, 24, 26] делают вывод и признают, что разломно-блоковая тектоника играет важнейшую роль в формировании продуктивных отложений, способствуя разуплотнению пород, развитию зон деструкций, вертикальной миграции флюидов, что в свою очередь подтверждается термобарическими и геохимическими аномалиями.

Таким образом, можно полагать, что значительная часть невовлекаемых запасов нефти находится в трещиновато-пористых коллекторах, которые представлены разрывными (малоамплитудными) или дизъюнктивными нарушениями, т.е. деформациями пластов, при которых нарушается целостность горных пород, что, в свою очередь, приводит к формированию не дренируемых (застойных) зон внутри залежи вблизи этих деформаций.

Подобные нарушения могут образовывать массивные зоны скопления углеводородов, игнорирование которых при разработке месторождений, в том числе и при размещении скважин будет приводить к снижению эффективности процесса нефтеизвлечения. В тоже время, учет таких площадей при проектировании разработки месторождений позволит добывать нефть, которая скапливается в застойных зонах, образуемых около разрывных нарушений, тем самым получая более высокие коэффициенты нефтеотдачи.

В связи с неоднородностью рассматриваемых коллекторов по проницаемости и низкой нефтенасыщенности происходит защемление нефти в застойных зонах, что создает определенные проблемы при разработке таких объектов. Одним из решений данной проблемы может стать создание трещин ГРП, которые будут способствовать повышению охвата пласта дренированием и вовлечению в разработку нефтенасыщенных зон коллекторов с пониженной проницаемостью, которые ранее не участвовали в работе пласта.

С момента публикации А.А. Наумовым клиноформной модели неокома Западной Сибири, несмотря на большие объемы бурения и геофизических работ, накопилось очень много нерешенных вопросов,

обусловленных различным толкованием формирования нижнеэокомских отложений и соотношением их низов (ачимовской толщи) со смежными аномальными разрезами баженовской свиты верхней юры.

Это еще раз подчеркивает, что неомом является сложным по своему строению и требует более детального изучения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ и обобщение многолетнего опыта исследований геологического строения отложений с традиционными и трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ) на территории Западной Сибири позволяют сформулировать следующие ключевые положения.

1. Клиноформное строение – до настоящего времени считалось универсальной моделью, объединяющей традиционные и нетрадиционные ресурсы. Клиноформы юрско-мелового разреза представляют собой иерархическую ловушку-резервуар, где реализуются оба типа запасов:

- в проксимальных и дистальных частях клиноформ (относительно высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)) формируются традиционные залежи стратиграфического и литологического типов;

- в центральных, наиболее глинистых и низкопроницаемых зонах клиноформных тел (область «палеосклона») концентрируются ТРИЗ, связанные с тонкослоистыми, низкопроницаемыми коллекторами.

Разрывные нарушения здесь выступают связующим элементом, обеспечивающим сообщение между различными частями клиноформной системы и формирующим единую «слоеную» нефтегазоносную структуру.

2. Тектонический режим – представлен как фундаментальный контролирующий фактор. Сравнительный анализ различных научных подходов выявил эволюцию взглядов на роль тектоники: от модели относительно стабильной, изометричной платформы к признанию значительной роли унаследованной гетерогенности фундамента и активизированных неотектонических движений.

Современная парадигма рассматривает Западно-Сибирскую плиту как «живую» тектоническую систему, где длительно развивающиеся зоны глубинных разломов фундамента предопределяют локализацию рифтов, палеовпадин, валов и, как следствие, основных осадочных комплексов и зон нефтегазоаккумуляции.

3. Роль разрывных нарушений – от барьеров к проводникам. Существуют две конкурирующие концепции в оценке роли разломов:

- традиционный взгляд (преимущественно для классических залежей) рассматривает разломы, особенно в глинистых толщах, прежде всего как флюидо-

упоры, формирующие тектонически экранированные ловушки;

– современный взгляд (ключевой для ТРИЗ в низкопроницаемых коллекторах баженовской, абалакской, тюменской свит и др.) подчеркивает их роль как каналов для вертикальной и латеральной миграции углеводородов, а также как зон, формирующих вторичную трещиноватость, резко повышающую ФЕС пород.

Таким образом, для нетрадиционных резервуаров разломно-трещинные зоны сами являются объектом разработки. Обобщение показывает, что наиболее продуктивны зоны пересечения разломов разных направлений и порядков, создающие объемную улучшенную фильтрационную сеть.

Сравнительный анализ месторождений на аналогичных последовательно меняющихся этапах их развития, показал сходство основных особенностей геологического строения разреза в интервале верхнеюрских-нижнемеловых отложений. Вместе с тем, каждому из месторождений присущи свои особенности. Но самое главное – и те, и другие обусловлены, в первую очередь, ярко проявившимися на стыке юрского и мелового периодов тектоническими процессами как разрывного, так и пликативного характера, последовательно сменявшими друг друга.

Представленный опыт исследований геологического строения Западной Сибири демонстрирует, что различия между традиционными и трудноизвлекаемыми запасами носят не принципиальный, а градуальный характер и определяются, в первую очередь, позицией в рамках единой тектоно-седиментационной системы, представляющей клиноформный комплекс, активизированный разломами. Дальнейшее приращение запасов, особенно в категории ТРИЗ, будет зависеть от способности прогнозировать пространственное распределение зон, улучшенных ФЕС, возникающих на пересечении благоприятных фациальных обстановок, представленных песчаными языками клиноформ и динамически активными разрывными нарушениями.

Изложенные результаты выполненного анализа требуют выработки более объективных подходов к оценке углеводородного потенциала залежей ТРИЗ и разработки наиболее эффективных методов добычи нефти из столь сложных геологических объектов, а также применения интегральных подходов, сочетающих сейсмофациальный, палеотектонический и геомеханический анализ.

ЛИТЕРАТУРА

1. АРЕФЬЕВ С.В., НИКИФОРОВ В.В., КОТЕНЕВ Ю.А., ШАБРИН Н.В., ШАРАФУТДИНОВ А.Р. Особенности выработки запасов нефти юрско-нижнемеловых отложений на основании уточнения литолого-фациального строения месторождения // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 3. С. 26–30.
2. АРЕФЬЕВ С.В. Обзор взглядов о геологическом строении валанжин-готеривских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна / Труды X международного симпозиума студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященного 100-летию первого выпуска сибирских инженеров и 110-летию основания Томского политехнического университета, Томск. 2006. С. 287–290.
3. 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.
4. АРЕФЬЕВ С.В. Освоение трудных недр как источник пополнения сырьевой базы нефтяных компаний // Нефть, газ и бизнес. 2006. №4. С. 13–17.
5. АРЕФЬЕВ С.В. Особенности и перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов месторождения им. А. Усольцева // Нефтяное хозяйство. 2023. № 3. С. 36–41.
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. АРТЮШКОВ Е.В. Вертикальные движения земной коры на континентах как отражение глубинных процессов в коре и мантии Земли: геологические следствия // Вестник РАН. 2012. Т. 82. № 12. С. 1075–1091.
9. БЕМБЕЛЬ С.Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири. Дис. на соиск. уч. ст. д.г.-м.н. Тюмень: Тюменский Государственный нефтегазовый университет. 2001.
10. БРАДУЧАН Ю.В., ЯСОВИЧ Г.С., УШАТИНСКИЙ И.Н. Условия формирования мезозойских отложений Нижневартовского нефтегазоносного района / Геология и нефтегазоносность Нижневартовского района. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. 1974. С. 73–89.
11. ГОЛЬБЕРТ А.В., ГУРАРИ Ф.Г., КЛИМОВА И.Г. О возрастной миграции неокомских свит Западной Сибири // Новосибирск: Труды СНИИГГиМС. вып. 115. 1971. С. 4–9.
12. ГРИШКЕВИЧ В.Ф., ЛАГУТИНА С.В., ПАНИНА Е.В. и др. Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты: физическое моделирование и практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых

- месторождений. 2017. №3. С. 33–47.
13. Гурари Ф.Г. Клиноформы – особый тип литостратонов // Геология и геофизика. 1994. № 4. С. 19–25.
14. Гурари Ф.Г., Нестеров И.И., Рудкевич М.Я. О стратификации мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1962. № 3. С. 3–10.
15. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокотских отложений Западно-Сибирской плиты. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. С. 3–141.
16. Гутман И.С., Арефьев С.В., Батулин А.Ю., Гапоненко Е.С. Выявление блокового строения продуктивных отложений на основе детальной корреляции разрезов эксплуатационных скважин с целью повышения эффективности разработки на поздней стадии (на примере пласта БС102+3) Тевлинско-Рускинского нефтяного месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» / Мат-лы Двадцать седьмой науч.-практи. конф. Ханты-Мансийск. 2024. С. 41–48.
17. 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.
18. Гутман И.С., Арефьев С.В., Митина А.И. Методические приемы детальной корреляции разрезов скважин при изучении геологического строения верхнеюрских и нижнемеловых комплексов пород на примере Тевлинско-Рускинского нефтяного месторождения Сургутского свода. Ч. 2 // Нефтяное хозяйство. 2020. № 10. С. 25–29.
19. Гутман И.С., Арефьев С.В., Обгольц А.А., Федосеева Е.Н. Особенности блокового строения Баженовско-Ачимовского комплекса пород на примере Нонг-Еганского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2022. № 7. С. 70–75.
20. Гутман И.С. Комплексное обоснование тектонической природы аномальных разрезов верхнеюрской баженовской свиты и нижнемеловой ачимовской толщи. Аномальные разрезы нижнемеловой ачимовской толщи // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. № 3(26).
21. Давыдов А.В. Анализ и прогноз разработки нефтяных залежей // Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ». 2008. 316 с.
22. Дмитриевский А.Н. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности (Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов). Изд-во "LAP LAMBERT Academi Publishing", 2012. С. 1–135.
23. Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э. Строение и перспективы нефтегазоносности клиноформных отложений неокоты Нижневартовского свода, Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (третья научно-практическая конференция), под редакцией Волкова В.А., Ханты-Мансийск. 2000. С. 39–48.
24. Запывалов Н.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Под ред. В. Г. Канакина. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2003. С. 1–198.
25. Карагодин Ю.Н., Ершов С.В., Казаненков В.А. Модель геологического строения и нефтегазоносности клиноформного комплекса неокоты Западной Сибири / Мат-лы 2-й между-ой конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», М.: Изд-во Моск. Ун-та, 1998. С. 92–93.
26. Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании постоянной подпитки (возобновлении) месторождений // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 24–29.
27. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. №10. С. 38–47.
28. Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения // Нефть и газ. 2017. №6. С. 34–41.
29. Ростовцев Н.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Инф. сборник ВСЕГЕИ. 1955. № 2.
30. Рудкевич М.Я., Максимов Е.М. Размещение зон регионального нефтегазоаккумуляции в юрско-меловых отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1978. №5. С. 11–16.
31. Соколова Т.Н. Факторы, определяющие условия седиментации отложений ачимовской толщи Западной Сибири // Прогноз месторождений нефти и газа. М.: ВНИГНИ. 1989. С. 135–142.
32. Трушкова Л.Я. К стратиграфии отложений неокоты Обь-Иртышского междуречья // Геология нефтегазоносных районов Западно-Сибирской низменности. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1966. С. 52–64.
33. Трушкова Л.Я. Основные закономерности распространения продуктивных пластов и покрышек в неокоте Обь-Иртышского междуречья / Тр. СНИИГГиМС. Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. Новосибирск. 1970. вып. 106. С. 4–12.
34. Трушкова Л.Я. Особенности строения продуктивной толщи неокоты Обь-Иртышского междуречья // Проблемы стратиграфии. Новосибирск: СНИИГГиМС. 1969. Вып. 94. С. 164–168.
35. Шахвердиева Х., Арефьев С.В., Бруслова Ю., Денисов А.В. Способ разработки нефтяной залежи. Патент на изобретение RU 2814697 С1, 16.11.2022. Заявка № 2022129699 от 04.03.2024.
36. Шахвердиева Х., Арефьев С.В., Давыдова А.В. Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию

- трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2022. №4. С. 38–43.
37. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДАВЫДОВА А.В.** Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. №10. С. 76–85.
 38. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДЕНИСОВ А.В., ЮНУСОВ Р.Р.** Методика восстановления оптимального режима функционирования системы пласт – скважина с учетом неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 52–57.
 39. **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.
 40. **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.
 41. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ПОЗДЫШЕВ А.С., ИЛЪЗОВ Р.Р.** О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. №4. С. 34–39.
 42. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ПОЛИЩУК А.А., ВАЙНЕРМАН Б.П., ЮНУСОВ Р.Р., ДЕНИСОВ А.В.** Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 5. С. 28–41.
 43. **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.
 44. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ЗАХАРОВ И.В., СУЛЕЙМАНОВ И.В.** Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренлируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64–68.
 45. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э.** Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76–79.
 46. **ШПУРОВ И.В.** Сырьевая база и трудноизвлекаемые запасы России и Западной Сибири // «НЕФТЬ-ГАЗТЭК» / Мат-лы VI Межд-ого Инновационного Форума и выставки. Тюмень, 16–17 сентября 2015.

REFERENCE

1. **AREFYEV S.V., NIKIFOROV V.V., KOTENEV YU.A., SHABRIN N.V., SHARAFUTDINOV A.R.** Features of the development of oil reserves in the Jurassic-Lower Cretaceous deposits based on the clarification of the lithofacies structure of the field. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2022; 3: 26–30. (In Russian).
2. **AREFYEV S.V.** Review of views on the geological structure of the Valanginian-Hauterivian deposits of the West Siberian oil and gas megabasin. Proceedings of the X International Symposium of Students and Young Scientists named after Academician M.A. Usova, "Problems of Geology and Subsoil Development," dedicated to the 100th anniversary of the first graduation of Siberian engineers and the 110th anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University, Tomsk. 2006. 287–290. (In Russian).
3. **AREFYEV S.V.** Determination of reservoir parameters based on well logging data and assessment of the saturation nature of the Achimov deposits on the western slope of the Nizhnevartovsk arch. *Tekhnologii TEK*. 2006;6:16–19. (In Russian).
4. **AREFYEV S.V.** Development of difficult subsoil resources as a source of replenishment of the raw material base of oil companies. *Neft', gaz i biznes*. 2006; 4: 13–17. (In Russian).
5. **AREFYEV S.V.** Features and prospects of development of hard-to-recover reserves of the A. Usov field. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023; 3: 36–41. (In Russian).
6. **AREFYEV S.V.** Conquering "difficult" subsoil resources. *Neft' Rossii*. 2005; 12: 48–51. (In Russian).
7. **AREFYEV S.V.** Development of a model of the geological structure of the Achimov formation in the northwestern part of the Nizhnevartovsk arch: dis. ... Cand. of Geology and Mineralogy Sciences: 25.00.12. Tomsk, 2008: 155. (In Russian).
8. **ARTYUSHKOV E.V.** Vertical movements of the earth's crust on the continents as a reflection of deep processes in the crust and mantle of the Earth: geological consequences. *Vestnik RAN*. 2012; 82(12): 1075–1091. (In Russian).
9. **BEMBEL S.R.** Modeling of complex oil and gas deposits in connection with exploration and development of fields in Western Siberia. Dissertation for the degree of Doctor of Geological and Mineral Sciences. Tyumen: Tyumenskiy Gosudarstvennyy neftegazovyy universitet, 2001. (In Russian).
10. **BRADUCHAN YU.V., YASOVICH G.S., USHATINSKY I.N.** Conditions of formation of Mesozoic deposits of the Nizhnevartovsk oil and gas region. Geology and oil and gas potential of the Nizhnevartovsk region. Tyumen: ZapSibNIGNI. 1974: 73–89. (In Russian).
11. **GOLBERT A.V., GURARI F.G., KLIMOVA I.G.** On the age migration of Neocomian formations of Western Siberia. Novosibirsk: Trudy SNIIGiMS. 1971; 115: 4–9. (In Russian).

12. GRISHKEVICH V.F., LAGUTINA S.V., PANINA E.V. ET AL. Geomechanical model of the formation of anomalous sections of the Bazhenov Formation: physical modeling and practical application. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2017; 3: 33–47. (In Russian).
13. GURARI F.G. Clinoforms – a special type of lithostratons. *Geologiya i geofizika*. 1994; 4: 19–25. (In Russian).
14. GURARI F.G., NESTEROV I.I., RUDKEVICH M.YA. On the stratification of Mesozoic and Cenozoic deposits of the West Siberian Lowland. *Geologiya i geofizika*. 1962; 3: 3–10. (In Russian).
15. GURARI F.G. Structure and conditions of clinoform formation in Neocomian deposits of the West Siberian Plate. Novosibirsk: SNIIGiMS, 2003: 3–141. (In Russian).
16. GUTMAN I.S., AREFYEV S.V., BATURIN A.YU., GAPONENKO E.S. Identification of the block structure of productive deposits based on detailed correlation of production well sections in order to increase the efficiency of development at a late stage (using the BS102+3 formation as an example) of the Tevlinско-Russkinskoye oil field of LUKOIL – Western Siberia LLC. Proceedings of the Twenty-seventh scientific and practical conference. Khanty-Mansiysk. 2024; 41–48. (In Russian).
17. GUTMAN I.S., AREFYEV S.V. ET AL. West Siberian oil and gas province. Correlation of well sections of complex structures and geological interpretation of its results. 2022. Section 5.4: 146–172. (In Russian).
18. GUTMAN I.S., AREFYEV S.V., MITINA A.I. Methods of detailed correlation of well sections in the study of the geological structure of upper jurassic and lower cretaceous rock complexes on the example of the Tevlinско-Russldnskoye oil fields of the Surgut arch. Part 2. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2020; 10: 25–29. (In Russian).
19. GUTMAN I.S., AREFYEV S.V., OBGOLTS A.A., FEDOSEEVA E.N. Features of the block structure of the Bazhenov-Achimov complex rocks on the example of the Nong-Eganskoye field. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022; 7: 70–75. (In Russian).
20. GUTMAN I.S. Comprehensive confirmation of tectonic nature of the anomalous sections of the bazhenov formation and the lower cretaceous achimov stratum of western Siberia. Part 1. The anomalous sections of the bazhenov formation and the lower cretaceous achimov stratum of western Siberia. Actual problems of oil and gas. 2019;3;(26). (In Russian).
21. DAVYDOV A.V. Analysis and forecast of oil deposit development. Moscow: JSC VNIIOENG. 2008. 316. (In Russian).
22. DMITRIEVSKY A.N. Pre-Jurassic complex of Western Siberia – a new level of oil and gas potential (Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits). LAP LAMBERT Academi Publishing. 2012; 1–135. (In Russian).
23. ERSHOV S.V., KAZANENKOV V.A., KONTOROVICH A.E. Structure and oil and gas potential prospects of Neocomian clinoform deposits of the Nizhnevar-tovsk arch, Ways to realize the oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug (third scientific and practical conference), edited by Volkov V.A., Khanty-Mansiysk, 2000, 39–48. (In Russian).
24. ZAPIVALOV N.P. Fluid-dynamic models of oil and gas deposits. Edited by V. G. Kanalin. Novosibirsk: Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, branch "Geo", 2003; 1–198. (In Russian).
25. KARAGODIN YU.N., ERSHOV S.V., KAZANENKOV V.A. Model of the geological structure and oil and gas potential of the Neocomian clinoform complex of Western Siberia. Proceedings of the 2nd international conference "New ideas in geology and geochemistry of oil and gas", Moscow: Izd-vo Mosk. Un-ta, 1998, 92–93. (In Russian).
26. MUSLIMOV R.KH. Determinative role of sedimentary basin substructure in formation, a constant inflow (renewal) of hydrocarbons deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007; 3: 24–29. (In Russian).
27. NAUMOV A.L. On the Methodology of Reconstructing the Bottom Relief of the West Siberian Early Cretaceous Basin. *Geologiya i geofizika*. 1977; 10: 38–47. (In Russian).
28. NEZHDANOV A.A., KULAGINA S.F., KORNEV V.A., KHAFIZOV F.Z. Anomalous Sections of the Bazhenov Formation: A View Half a Century After Their Discovery. *Neft' i gaz*. 2017; 6: 34–41. (In Russian).
29. ROSTOVTSEV N.N. Geological Structure and Oil and Gas Prospects of the West Siberian Lowland. Inf. Collection of VSEGEI. 1955; 2. (In Russian).
30. RUDKEVICH M.YA., MAKSIMOV E.M. Location of regional oil and gas accumulation zones in the Jurassic-Cretaceous deposits of Western Siberia. *Geologiya nefti i gaza*. 1978; 5: 11–16. (In Russian).
31. SOKOLOVA T.N. Factors determining the sedimentation conditions of the Achimov formation deposits of Western Siberia. Forecast of oil and gas fields. Moscow: VNIGNI. 1989: 135–142. (In Russian).
32. TRUSHKOVA L.YA. On the stratigraphy of Neocomian deposits of the Ob-Irtysh interfluvium. Geology of oil and gas bearing regions of the West Siberian lowland. Novosibirsk: SNIIGiMS, 1966: 52–64. (In Russian).
33. TRUSHKOVA L.YA. Main patterns of distribution of productive layers and seals in the Neocomian of the Ob-Irtysh interfluvium. Proceedings of SNIIGiMS. Issues of lithology and paleogeography of Siberia. Novosibirsk. 1970; 106: 4–12. (In Russian).
34. TRUSHKOVA L.YA. Features of the structure of the productive sequence of the Neocomian Ob-Irtysh interfluvium. *Problemy stratigrafii*. Novosibirsk: SNIIGiMS. 1969;94: 164–168. (In Russian).

35. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., BRUSLOV A.YU., DENISOV A.V. Method for developing an oil deposit. Patent for invention RU 2814697 C1, 11.16.2022. Application N 2022129699 dated 03.04.2024. (In Russian).
36. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFYEV S.V., DAVYDOV A.V. Problems of transformation of hydrocarbon reserves into an unprofitable technogenic hard-to-recover reserves category. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022; 4: 38–43.
37. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Hard-to-recover reserves of reservoirs undersaturated with oil. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022; 10: 76–85. (In Russian).
38. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DENISOV A.V., YUNUSOV R.R. Method for restoring the optimal mode of operation of the reservoir – well system, taking into account the instability of the displacement front. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2020; 6: 52–57. (In Russian).
39. 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).
40. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V. Negative Impact of Hysteresis Phenomena on the Process of Oil and Gas Field Development. *Vestnik RAYEN*. 2024; 24: 1: 3–19. (In Russian).
41. 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).
42. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POLISCHUK A.A., VAINERMAN B.P., YUNUSOV R.R., DENISOV A.V. Updating the geological model of the reservoir to optimize waterflooding during the production of residual oil reserves in stagnant zones. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Geologiya i razvedka*. 2020; 5: 28–41. (In Russian).
43. 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).
44. SHAKHVERDIEV A.KH., ZAKHAROV I.V., SULEIMANOV I.V. Investigation of self-descriptiveness of parameters which determine stagnate and low drainage zones formation in hydrocarbon deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2004; 8: 64–68. (In Russian).
45. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Influence of technological features of hardly recoverable hydrocarbons reserves output on an oil-recovery ratio. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007; 5: 76–79. (In Russian).
46. SHPUROV I.V. Raw Material Base and Hard-to-Recover Reserves of Russia and Western Siberia. "NEFT-GASTEK". Proceedings of the VI International Innovation Forum and Exhibition. Tyumen, September 16–17, 2015. (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 662.013.3

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-27-35

Научная статья

EDN: JHJZTT

СОЗДАНИЕ РЕСУРСОВОСПРОИЗВОДЯЩЕЙ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРОИЗВОДСТВА МЕТАЛЛОВ НА ОСНОВЕ СОВОКУПНОГО ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНОЙ (ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ) СРЕДЫ НЕДР И ТЕХНОГЕННОЙ СРЕДЫ ВНЕ НЕДР

М.С. Кунаев¹, Е.Е. Акбаров²,
А.Х. Сыздыков³,
М.Ж. Битимбаев³

¹ «CASPIAN SERVICES INC.», г. Алматы,
Республика Казахстан

² Комитет геологии Министерства
промышленности и строительства
Республики Казахстан, г. Астана,
Республика Казахстан

³ Институт геологических наук
им. К.И. Сатпаева, г. Алматы,
Республика Казахстан

Если ресурсосбережение может быть соотнесено с парадигмой понятия «комплексное освоение недр», то «ресурсовоспроизводство» представляет собой новый специфический техногенный тип обмена веществ с природой. Он создает новые виды ресурсов из техногенной «второй природы» вне недр, переводя потенциальные ресурсы в недрах и вне недр в реальные, то есть увеличивает ресурсы в недрах, учитываемые в традиционном месторождении. Движение не-сотворимой и неуничтожимой материи в производстве металлов обеспечит потребности в условиях, когда ресурсы в недрах будут увеличиваться. В таком содержании «ресурсовоспроизводство» как технология и функция производства характеризуется «принципом соответствия», когда смена одной естественнонаучной теории в отношении к освоению недр другой не обнаруживает различия и противоречия, но способствует преемственности между ними, которая может быть выражена математически и объяснена внутренним единством качественно различных уровней материи.

Ключевые слова: ресурсосбережение, ресурсовоспроизводство, геологическая (природная) среда, техногенная «вторая природа», движение материи металлов

Original article

CREATION OF A RESOURCE-REPRODUCING RAW MATERIAL BASE FOR THE PRODUCTION OF METALS BASED ON THE COMBINED DEVELOPMENT OF THE NATURAL (GEOLOGICAL) ENVIRONMENT OF THE SUBSOIL AND THE MAN-MADE ENVIRONMENT OUTSIDE THE SUBSOIL

M.S. KUNAЕV¹, E.E. AKBAROV²,
A.KH. SYZDYKOV³, M.ZH. BITIMBAYEV³

¹ «CASPIAN SERVICES INC.», ALMATY,
REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

² COMMITTEE OF GEOLOGY OF THE MINISTRY
OF INDUSTRY AND CONSTRUCTION OF
THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN, ASTANA,
REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

³ K.I. SATPAYEV INSTITUTE OF GEOLOGICAL
SCIENCES, ALMATY, REPUBLIC OF
KAZAKHSTAN

If resource conservation can be correlated with the paradigm of the concept of «integrated development of mineral resources», then «resource reproduction» represents a new specific technogenic type of exchange of substances with nature. It creates new types of resources from the man-made «second nature» outside the subsoil, converting potential resources in the subsoil and outside the subsoil into real ones, that is, it increases the resources in the subsoil taken into account in a traditional deposit. The movement of uncreated and undestroyed matter in the production of metals will provide for the needs in conditions when the resources in the depths will increase. In such content, «resource reproduction» as a technology and function of production is characterized by the «principle of correspondence», when the replacement of one natural scientific theory in relation to the development of the subsoil by another does not reveal differences and contradictions, but promotes continuity between them, which can be expressed mathematically and explained by the internal unity of qualitatively different levels of matter.

KEY WORDS: resource conservation, resource reproduction, geological (natural) environment, man-made «second nature», movement of matter of metals

© М.С. Кунаев, Е.Е. Акбаров, А.Х. Сыздыков, М.Ж. Битимбаев

Поступила в редакцию 11.11.2025

Если научное понятие «ресурсосбережение» соотносилось с парадигмой понятия «комплексное освоение недр», то «ресурсовоспроизводство» по своей сущности представляет собой новый, специфический этап техногенного происхождения, возникающий в результате движения материи, представленной металлами, из недр в формирующуюся «вторую природу» – вне недр. Функциональная зависимость, характеризующая связь между свойствами и состояниями материальных объектов, а также между самими объектами и количественными законами, находящимися в отношении субординации, создает два вида источников производства металлов. Эти два источника, совокупно учитываемые как ресурсы, подчиняются закону постоянства материи в природе, каким бы способом она ни была создана:

$$Q_m = Q_{mp} + Q_{mt} = \text{const.},$$

где Q_m – количество металлов в земной коре (континентальной и океанической), в недрах и вне недр, т.е. добытое из недр; Q_{mp} – количество металлов, находящихся в недрах, в известном и неизвестном состоянии, в нетронutom массиве недр в виде, предназначенном для добычи и уже добываемых в результате решения эксплуатировать месторождение; Q_{mt} – количество металлов, находящихся в движении вне недр природной (геологической) среды, то есть добытое, перерабатываемое, использованное, возвращаемое в процесс постоянного, (теоретически бесконечного) воспроизводства, оставленное навсегда или на исторически длительное время в использованном либо используемом состоянии и возобновляемое по действующим природным геохимическим законам и закономерностям, в том числе в виде «городских месторождений», возникающих в результате техногенеза.

Эта функциональная зависимость со своей постоянной суммой количества подтверждает два всемирных природных закона:

– материя, в том числе в данном случае в виде металлов, несотворима и неуничтожима и всегда постоянна в количестве [3].

– закон кларков, действующий и для совокупности месторождений, и для отдельных территорий - континента, крупного государства, рудной провинции, даже в пределах отдельной рудной формации, раскрывается как зависимость накопления металлов в глобальном масштабе [5].

Неисчерпаемость сырьевой базы металлов является объективной реальностью, которая существует и проявляется, отражая категории возможности и действительности. Возможность становится действительностью, когда создается или возникает полный набор условий существования определенного явления. Создание человечеством позитивного взаимодействия понятий категорий Q_{mp} и Q_{mt} в технологическом

и организационном направлениях является целью, определяющей реализацию принципа созидательного освоения недр.

Комбинируя в ходе практической деятельности определенные материалы и силы природы, человек способен вызвать к жизни те явления, которые ему желательны, создав полный комплекс условий их возникновения.

Одновременно он может и устранить условия возникновения нежелательных явлений путем ликвидации их причин. Такая деятельность ограничена рамками объективных законов мироздания и должна осуществляться в соответствии с ними. Обращаясь к ним, следует обозначить их объективность и реальность, описав их взаимодействие [6, С. 69, 473].

В материи, в многообразии которой находится и содержимое недр, путем научных и практических исследований выявляются и определяются как возможности и действительность участки накопления рудообразующих минералов. С этой целью организуются геологоразведочные работы, учитывается сочетание специфических геодинамических, структурно-петрофизических, геохимических и иных условий, регламентируемых природными закономерностями.

Основная закономерность образования рудного месторождения является следствием общей закономерности дифференциального перемещения веществ Земли [4], в т.ч. металлов, которые изначально находятся в Солнечной системе в рассеянном состоянии. Образование всякого рудного месторождения – переход металлов от рассеяния к концентрации, осуществляемой в процессе многоступенчатой дифференциации перемещения вещества к селективному отложению и накоплению их в рудных телах.

Для формирования любого рудного месторождения необходимо было вторичное перераспределение металлов с переходом от их рассеяния к концентрации. Этот переход мог осуществляться с помощью различных механизмов воздействия в широком диапазоне эндогенных и экзогенных условий, но он не был беспределен и подчинялся для всех металлов закономерности прямой пропорциональности: масштабы накопления любого металла в рудных месторождениях (запасы) определяются степенью распространенности (кларком) каждого из них в земной коре (табл. 1).

Термин «кларк» был предложен А.Е. Ферсманом в 1923 г. для обозначения среднего содержания химического элемента в земной коре (какой-либо ее части или Земли в целом, в планетах, в других космических объектах).

Постоянство кларков химических элементов в земной коре является фактором, устанавливающим принцип учета возможностей по производству металлов, добываемых из недр. Эти возможности, действующие в условиях нашего научного предвидения как научно-техническая революция, увеличивают в обста-

водства руды и металлов из них как «созидательное освоение недр». Оно состоит из движущих сил развития и определяет цивилизации производство средств существования в формате «ресурсовспроизводства», ресурсосбережения и сохранения качественной природной среды. Материальное производство (в рассматриваемом случае – металлы) с таким содержанием, предложенное впервые акад. РАН К.Н. Трубецким [2], являет собой идеологию развития активного преобразования природы горно-металлургической отрасли в XXI веке.

Рудные месторождения, являющиеся одной из бесчисленных форм материи, характеризуются теми же свойствами, что и вся объективная реальность в виде систем неживой природы. Она существует, как мы знаем и воспринимаем ее в своих взаимоотношениях, вне и независимо от человеческого сознания.

Исходя из существующих закономерностей рудообразования, определение накопления любого металла в зависимости от степени накопления (кларка) каждого из них и свойств существования материи в виде металлов нужно планировать независимо от добычи из недр любого металла, руководствуясь свойством материи быть всегда несотворимой и неуничтожимой, в следствие чего количество металлов в недрах и в движении (в обороте) вне недр (однажды уже добытый металл) остается всегда одним и тем же.

Человечество постоянно оперирует суммарно в недрах и вне недр одним и тем же количеством, часть которого находится в недрах в виде неоткрытых геологическими изысканиями или разведываемых месторождений, другая – в составе подготавливаемых и эксплуатируемых, третья – в оставленных временно или постоянно проектных потерях, четвертая – в забалансовых запасах, во вмещающих породах, первичных и вторичных геохимических ореолах и геохимических барьерах.

Вне недр находятся металлы, которые однажды произведены в виде товарного продукта и находятся в использовании, а также в отвалах на поверхности, как забалансовые, и в отходах производства, как хвосты обогащения, шлаки, шламы, кеки, клинкеры.

Такой характер распространения металлов в окружающем мире в соответствии со свойствами материи служит абсолютным подтверждением создания неисчерпаемой ресурсной базы металлов, происхождению которой способствуют техногенные процессы и управляемая организация теоретически бесконечного круговорота заранее рассчитываемого количества ранее однажды произведенного металла.

Кроме того, формирующиеся новые взаимоотношения науки, техники и технологии становятся основой для устранения потерь металлов в процессах их добычи и переработки, включения в учитываемую сырьевую базу на экономически эффективном уровне забалансовых запасов, а также части вмещающих по-

род и металлов, в составе первичных и вторичных геохимических ореолов и геохимических барьеров.

Базовая основа теоретически бесконечного круговорота и возвращения вновь и вновь в производство однажды произведенного металла, являясь продуктом научно-технического прогресса, в то же время требует создания сложного механизма учета и управления технологической схемой производственного цикла.

Решение этой грандиозной как в рамках мирового производственно-потребительского рынка, так и для потребностей отдельного государства, отрасли или региона научно-производственной задачи позволяет достичь гарантированного благосостояния, и одновременно таит в себе возникновение взаимоисключающих противоположностей. Такая вероятность является реальным проявлением действия «закона единства и борьбы противоположностей» [6, С. 135].

Суть проявления этого объективного закона в обстановке созданной неисчерпаемой сырьевой базы производства металлов из двух взаимозависимых источников – природных недр и «второй природы вне недр» – исходит из раздвоения единого ресурса, сосредоточенного в недрах.

Возвращение в производство все нового количества ранее произведенного металла после его износа и амортизации закономерно приведет к необходимости снижения производства из природной среды. Добыча из недр вероятно, будет дороже, чем готовый после процессов переплавки, проката и машиностроительного процесса ранее произведенный металл.

Но если все это количество будет возвращаться в оборот с учетом роста потребления, более 85–90% рудников, обогажительных фабрик и металлургических заводов должны остановиться, так как металл не будет продан. Покупатель приобретет гораздо более дешевый «скрап».

В то же время следует учесть, что человечество вообще может остаться без металлов, так как из-за остановки рудников нечего будет обогащать и перерабатывать. Снова надо запускать остановленное ранее производство, но для этого его надо содержать в готовности к полноценной работе. Какой ценой этого можно добиться представить трудно! А ведь следует в такой же степени готовности содержать транспортную, энергетическую, жилищную инфраструктуру, фабрики и заводы, не терять квалифицированные кадры.

Те же проблемы ожидают и предприятия, которые обеспечивают сбор, транспорт, хранение, переработку металлолома в огромном количестве и реализацию переработанной продукции, кроме той, которая встроена в конструкции многовековой жизнедеятельности и является невозвращаемой.

Взаимозависимые показатели движения объемов производства металлов из недр и источника циркулярной экономики могут, при отсутствии управляемой

организации, превратить ожидаемое благо по резкому снижению использования первичных георесурсов из недр в пагубное решение, грозящее полностью остановить обеспечение экономики металлами.

Решение есть, если, учитывая значимость проблемы, начиная с уровня ООН, признать надвигающуюся опасность истощения классических запасов металлов в традиционных месторождениях как катастрофическую и создать Международный комитет обеспечения ресурсами металлов мировой цивилизации. Он должен, в свою очередь, подготовить и утвердить в Генеральной Ассамблее Программу определения источников производства металлов и Подпрограмму по оперативному функционированию и стратегическому развитию циркулярной экономики производства металлов. Каждый металл в соответствии с обеспеченностью запасами от источников в сравнении с потребностью должен быть прописан в этих программах, в т.ч. по странам мира [1].

Если же согласованное решение мировой цивилизации не станет юридически обязательным, остается выход в использовании союзов отдельных государств или даже крупных компаний, представляющих оба источника в одном лице, или связавших себя обязательными соглашениями. Эффективное взаимодействие двух источников производства как основа принципа «созидательного освоения недр» из возможности должно быть переведено в категорию действительности. С этой целью объемы производства следует в каждом отдельно взятом промежутке времени (целесообразно за финансовый год) примерно рассчитать. Такой организационный подход, построенный на учете взаимодействия двух источников производства металлов, образованных в среде недр и техногенно вне недр, описывается функциональной зависимостью, исходящей из управляемого человеком разрешения противоречий, основанного на законе познания или законе объективного мира (рис. 1, табл. 2).

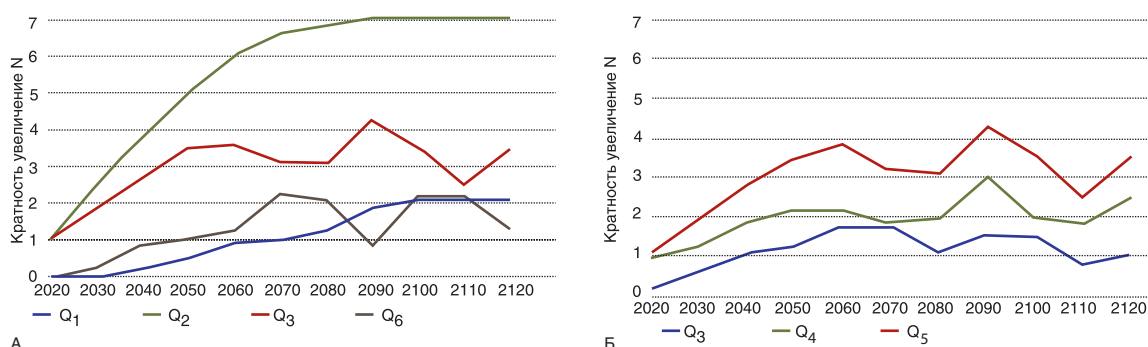


РИС. 1.

А – производство металлов суммарное Q_2 из источников образования Q_3, Q_6, Q_1 (прогноз). Б – производство металлов из источника Q_3 и его составляющих Q_4, Q_5 (прогноз)

ТАБЛИЦА 2.

Соотношение производства металлов из установленных источников их накопления в увеличении производства и их доля в общем объеме производства

№ п/п	Исчисляемые показатели (источники производства металлов)	Годы прогнозирования										
		2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100	2110	2120
1	Суммарное производство $Q_2=Q_3+Q_6+Q_7$	1	2,35	3,7	5,1	6,0	6,6	6,7	6,9	7,0	7,0	7,0
2	$Q_3=Q_4+Q_5$ в т.ч.	0,9 0,9	1,85 0,787	2,7 0,73	3,62 0,71	3,71 0,62	3,10 0,465	3,1 0,45	4,5 0,65	2,31 0,33	2,5 0,355	3,5 0,5
	Q_4	0,75 0,75	1,2 0,51	1,7 0,46	2,22 0,435	2,21 0,37	1,98 0,23	2,05 0,3	3,0 0,435	1,61 0,23	1,7 0,243	2,52 0,36
	Q_5	0,15 0,15	0,65 0,277	1,0 0,27	1,4 0,275	1,5 0,25	1,12 0,165	1,05 0,15	1,5 0,215	0,7 0,1	0,8 0,112	0,98 0,14
3	Q_6	0,1 0,1	0,5 0,213	0,74 0,2	1,08 0,21	1,6 0,265	2,51 0,385	2,28 0,34	0,6 0,087	2,52 0,36	2,34 0,335	1,33 0,19
4	Q_7	0 0	0 0	0,26 0,07	0,4 0,08	0,69 0,115	0,99 0,15	1,41 0,21	1,8 0,263	2,17 0,31	2,16 0,31	2,17 0,31
5	Q_1 – потребление металлов ($Q_1 \geq 0,95 Q_2$)	0,95	2,2325	3,515	4,815	5,7	6,27	6,365	6,555	6,65	6,65	6,65

Примечание: в таблице 2 в числителе доля в увеличении производства Q_2 , в знаменателе – доля в объеме производства

Принятые при прогнозировании на рис. 1, в таблице 2 символы означают:

Q_1 – прогнозируемое потребление металлов ($Q_1 \geq 0.95 Q_2$); Q_2 – прогнозируемое производство металлов суммарное из источников Q_3 , Q_6 и Q_7 ($Q_2 = Q_3 + Q_6 + Q_7$); Q_3 – производство металлов из первичных георесурсов недр Земли (Q_4), представляющих первую группу из систематизации георесурсов по классификации академика М.И. Агошкова, и вторичных георесурсов (Q_5), образующихся из первичных в виде проектных потерь в недрах Земли и в виде отходов производства, заскандированных на поверхности (отвалы забалансовых запасов, породы, шлаков, шламов, клинкеров, хвосты обогащения) в соответствии с принципами проектирования и реализации горнотехнических систем с «полным циклом освоения рудных месторождений» $Q_3 = Q_4 + Q_5$; Q_4 – добыча природно техногенными системами освоения недр (первичные георесурсы за исключением потерь в недрах балансовых запасов) и на поверхности в виде хвостов обогащения, шлаков, шламов, клинкеров и т.п. Q_5 – производство металлов добычей в ранее оставленных недрах в виде проектных потерь балансовых запасов и переработкой отходов, заскандированных на поверхности, в формате «полного цикла освоения рудных месторождений»; Q_6 – вторичные ресурсы в виде металлов и их сплавов, образованных из однажды произведенного металла, возвращаемых многократно в ресурсооборот (формат «циркулярной экономики»); Q_7 – производство металлов из источников, добываемых физико-химическими геотехнологиями в процессе выщелачивания из прогнозируемых скоплений металлов, образуемых ореольным пространством в латеральном и вертикальном измерениях, вмещающими породами, забалансовыми запасами традиционных месторождений пересчетом в сторону снижения показателей минимального промышленного содержания и бортового содержания, добычей физико-химическими геотехнологиями с подземным скважинным выщелачиванием в формате «новых горнодобывающих границ».

Ресурсовоспроизводящее освоение недр в бесконечном потребительско-восстановительном возвратном цикле из двух источников создается по стандартной схеме (рис. 2).



РИС. 2

Стандартная схема освоения недр в бесконечном потребительско-восстановительном возвратном цикле

$Q_{ГС} + Q_{ИТС} \rightarrow \text{const}$. Слагаемые этой всемирной формулы вечности жизнедеятельности и жизнеспособности цивилизаций могут взаимодействовать благодаря созданным производственным отношениям для постоянного удовлетворения потребительских нужд с использованием производительных сил.

Схема преобразования и самоорганизованного управляемого вечного и бесконечного перехода металлов из одного источника в другой зависит от воздействия на них производственных отношений и производительных сил.

Сотворение самоорганизующейся управляемой системы, способной объединить естественные (реальные) позитивные и негативные возможности развития согласованных открытых систем двух источников производства металлов в единые производственные отношения, является исключительно важной задачей науки и производства.

Она еще более может отягощаться воздействием категории свободы и необходимости, выражающих взаимоотношения между людьми, представляющими многообразие производственных отношений. Вполне объективно существование субъективного многообразия ограничения человеческой свободы, помимо окружающей среды (в нашем случае – геологической и техногенной), еще и господствующими общественными силами в виде политической и экономических конкуренции, вплоть до военных действий.

Становление устойчивых структур в открытых системах, каковыми являются источники производства металлов в недрах и вне недр (неживой геологической и второй техногенной), может быть организовано посредством синергетики, то есть выявлением общих закономерностей самоорганизации и совместного целостного (или кооперативного) эффекта взаимодействия множества подсистем.

Позитивность и упорядоченность, вскрываемые системным подходом на основе механизмов категорий необходимости и случайности, должны наиболее эффективно обеспечиваться искусственным интеллектом (ИИ), действующим в условиях государственно-частного партнерства, которые подробно рассмотрены выше.

Так как любой процесс, рассматриваемый как закономерное и последовательное изменение явления, переход его в результате развития в другое явление (в т.ч. в нашем случае процесс взаимодействия совокупности двух источников производства металлов, входящих в противоречие в борьбе противоположностей), нуждается в управлении, даже если он случаен. Ему следует противопоставлять новый процесс, разрешая исходящее противоречие в пространстве и времени.

Методология гомеостатического регулирования природно-техногенных систем, одновременно действующих в позитивной совокупности, должна выражаться через цели, достигаемые с соблюдением пари-

тета требований и ограничений каждой ее составной части (рис. 3). Необходимость постановки задачи развития такой методологии объясняется определяющей ролью гомеостазиса в создании области знания, изучающего средства, предпосылки и принципы организации познавательной и практически преобразующей деятельности. Гомеостазис как тип динамического равновесия, характерный для сложных саморегулирующихся систем, основывает свою деятельность в области поддержания существенно важных для сохранения системы параметров в допустимых пределах. Требования и условия, создающие в действительности рабочую обстановку позитивного взаимодействия двух источников суммарной сырьевой базы, составляющих содержание материи в виде металлов, при их обязательном исполнении восстанавливают нарушенное равновесие и соблюдение паритета интересов.

Движение металлов в совокупности двух взаимозависимых источников производства способствует ресурсовоспроизводству, снижая использование сырьевой базы недр от 8,7 до 38,5% по годам. С учетом количества металлов *Мнтс*, объективно невозвращаемого техногенной средой, которое в приближенном значении составляет 20% от *Мдгс*, использование сырьевой базы снизится от 6,96 до 30,8% по годам с

ежегодным полным обеспечением потребностей человечества.

В итоге конечными результатами, достигаемыми реализацией совместного производства металлов с использованием двух объективно и постоянно действующих источников являются:

– обеспечение потребностей цивилизации в любом количестве металлов неисчерпаемой сырьевой базой, достаточной в историческом масштабе времени;

– создание действующего производства металлов в режиме ресурсовоспроизводства в геологической среде с уменьшением используемых традиционных балансовых запасов их от 31,96 до 55,8% при сохранении общего количества производства из двух источников в планируемом объеме.

Как дополнительная, новая, несуществующая сегодня сырьевая база, должны (или могут) учитываться скопления в земной коре, создаваемые продолжающимися геологическими процессами, в которых действуют геохимические закономерности «рассеяния – концентрации – дифференциации – накопления в рудные тела».

Это природный резерв, который продолжает создаваться естественным путем без участия человека. Участие человека чисто умозрительное, и благодаря

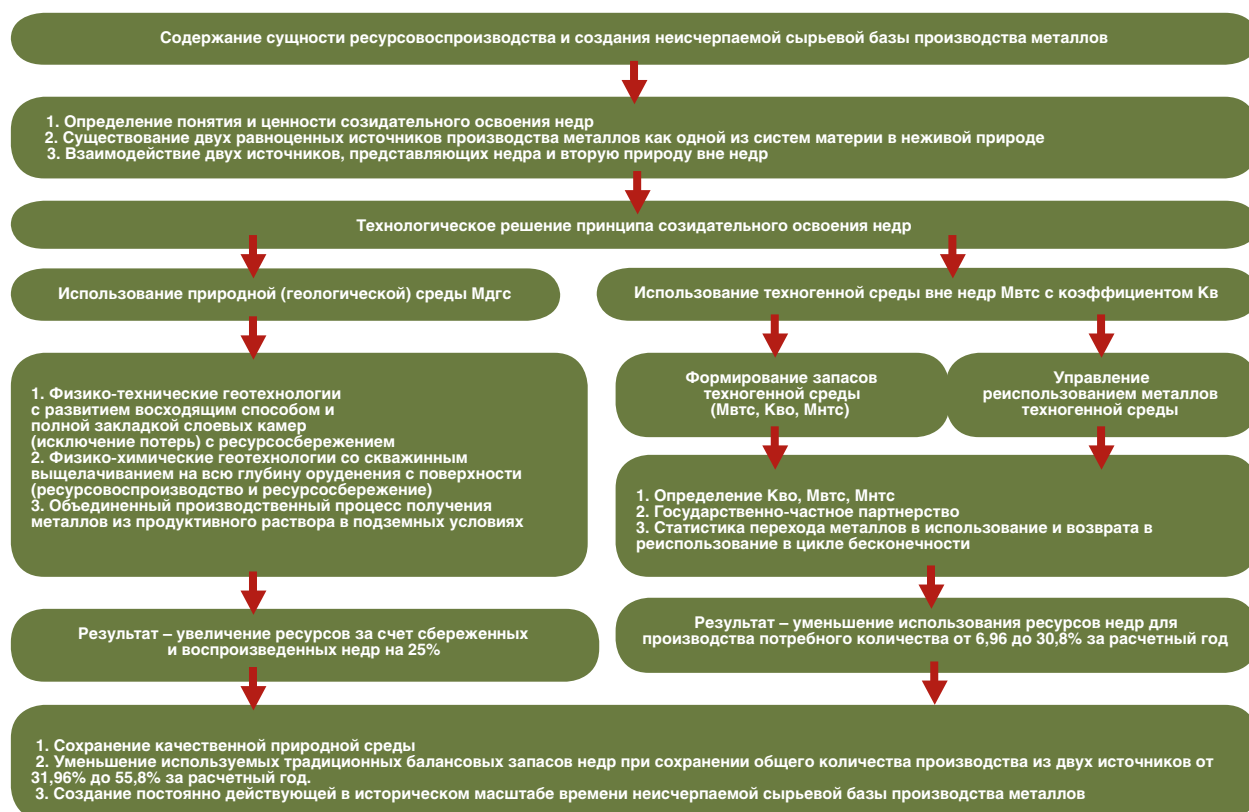


РИС. 3.

Достижение цели по созидательному освоению недр с соблюдением паритета требований и ограничений каждой ее составной части

достижениям науки и техники создается реальная возможность наблюдать, предвидеть и ускорять открытие новых месторождений.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выводом, определяющим как коренное отличие от действовавших до последней четверти XX века принципов освоения недр, так и сопровождаемых ими все более увеличенных масштабов добычи минерального сырья, является осознание необходимости осваивать недра технологиями воспроизводящего и сберегающего формата с обязательным управляемым техногенными системами сохранением и самовосстановлением пространства оруденения.

2. Создание обязательного постоянно действующего управляющего государственно-частного органа, определяющего содержание принципов взаимодействия источников, содержащих металлическое сырье природной среды в недрах и техногенной среды вне недр, созданных в формате замкнутого цикла циркулярной экономики, что, в свою очередь, определяет синергетическое решение двумерной задачи обеспечения цивилизации металлами на все времена.

3. Оба направления, согласованно действующие с достижением единой цели, создают условия управляемого, экономически эффективного, безопасного, технологически исполнимого производства металлов, сохраняя природную среду обитания во всех ее аспектах (рис. 3).

4. «Созидательное освоение недр» и циркулярная экономика с полным многократно (бесконечно) повторяющимся циклом возврата в первоначальное состояние однажды произведенного металла дают основание для практического использования таких новых научных понятий, как:

– «полезная сырьевая база», которая в недрах содержит значительно больше балансовых запасов, чем определенные геологической разведкой традиционные запасы;

– «техногенная сырьевая база» и «техногенный материальный мир сырьевой базы металлов вне недр» – дополнительное количество металлов, которое определено представленными расчетами, исходящими из объективной действительности, как Мвтс.

5. Современное горнообогатительное производство, действующее совокупно с замкнутым возвратным циклом циркулярной экономики, должно исключать потери эффективности производства не только как «созидательного освоения недр», но и в существующих производственных условиях подавлять негативное воздействие «человеческого фактора» созданием управляющего механизма, состоящего из:

– диспетчеризации с целью контроля эффективности и производительности на каждом из этапов производственных процессов;

– использования накопленных «больших данных»

М.С. КУНАЕВ, Е.Е. АКБАРОВ,
А.Х. СЫЗДЫКОВ, М.Ж. БИТИМБАЕВ
СОЗДАНИЕ РЕСУРСОВОСПРОИЗВОДЯЩЕЙ
СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРОИЗВОДСТВА МЕТАЛЛОВ НА
ОСНОВЕ СОВОКУПНОГО ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНОЙ
(ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ) СРЕДЫ НЕДР И ТЕХНОГЕННОЙ
СРЕДЫ ВНЕ НЕДР

для устранения затруднений согласованного взаимодействия технологических процессов:

– видеоаналитики с использованием компьютерного зрения для автоматизированного сбора данных и управления процессами там, где возможности человека не успевают или не могут следить из-за неуправляемой интенсивности;

– корпоративного содружества для упрощения и ускорения взаимодействия служб или категорий сотрудников. В будущем эти технологии позволят взаимодействовать не только людям, но и машинам между собой, действуя под управлением ИИ и роботизации;

– предиктивной аналитики, направленной на контроль состояния и прогноз будущего поведения машин и оборудования, выявляющих неполадки, в т.ч. возможные на самых ранних стадиях.

6. Итоги проведенных исследований создают возможность использовать их для подготовки заявки на научное открытие, т.к. созданное технологическое решение, его суть и содержание являются абсолютно новыми в мировой науке, обеспечивающей производство металлов.

Каменный век закончился не потому, что камни закончились, а потому, что использование камней на заре зарождения человеческой цивилизации привело ее к следующей стадии становления и безостановочного развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. БИТИМБАЕВ М.Ж., КУНАЕВ М.С., АБЕН Е.Х., АХМЕТХАНОВ Д.К. Комплексное освоение недр и сохранение качественной природной среды – основа устойчивого социального развития: Монография, Алматы: Satpayev University. 2023. 335 с.
2. Горные науки. Освоение и сохранение недр Земли/ Под.ред. академика К.Н. Трубецкого. М.: Изд-во Академии горных наук, 1997. 476 с.
3. ОВЧИННИКОВ Л.Н. Образование рудных месторождений. М.: Недра, 1988. 255 с.
4. ОВЧИННИКОВ Л.Н. Прикладная геохимия. М.: Недра, 1990. 248 с.
5. ПЕРЕЛЬМАН А.И. Геохимия: учеб. для геол. спец. вузов. 2-е издание, перераб. и доп. М.: Высшая школа. 1989. 528 с.
6. Философский словарь. Под. ред. И.Т. Фролова. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Политиздат. 1991. 560 с.

REFERENCES

1. BITIMBAEV M.ZH., KUNAEV M.S., ABEN E.KH., AKHMETKHANOV D.K. Integrated development of subsoil resources and preservation of a high-quality natural environment – the basis for sustainable social development: Monograph, Almaty: Satpayev University. 2023:335. (In Russian).
2. Mining sciences. Development and conservation of the Earth's interior. Ed. by academician K.N. Trubetskoy.

- Moscow: Izd-vo Akademii gornykh nauk, 1997:476.
(In Russian).
3. **OVCHINNIKOV L.N.** Formation of ore deposits. Moscow: Nedra, 1988:255. (In Russian).
 4. **OVCHINNIKOV L.N.** Applied geochemistry. Moscow: Nedra, 1990:248. (In Russian).
 5. **PERELMAN A.I.** Geochemistry: textbook. for geological specialized universities. 2nd edition, revised and expanded. Moscow: Vysshaya shkola. 1989:528. (In Russian).
 6. Philosophical Dictionary. Ed. by I.T. Frolov. 6th edition, revised and expanded. Moscow: Politizdat, 1991:560. (In Russian).

Кунаев Миргали Сапаргалиевич,
д.г.-м.н., председатель Совета директоров «Caspian Services Inc., JSC»

☎ 050020, Респ. Казахстан, г. Алматы,
ул. Керей-Жанибек хандар, 135,
050020, Republic of Kazakhstan, Almaty,
135 Kerey-Zhanibek Khandar St.,
тел.: +7 (701) 745-07-71, e-mail: k.mirgali@gmail.com

Акбаров Ерлан Есеналиевич,
председатель Комитета геологии Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан

☎ 010000, Респ. Казахстан, г. Астана, ул. А. Мамбетова, д. 32,
010000, Res. Kazakhstan, Astana, ul. A. Mambetova, d. 32,
тел.: +7 (717) 227-97-01, e-mail: e.e.akbarov@gmail.com

Сыздыков Аскар Хамзаевич,
к.т.н., PhD, директор Института геологических наук им. К.И. Сатпаева

☎ 050010, Респ. Казахстан, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69,
050010, Res. Kazakhstan, Almaty, st. Kabanbay Batyra, 69
тел.: +7 (727) 291-56-08, E-mail: Info@ign.kz

Битимбаев Марат Жакупович,
д.т.н., профессор, академик Национальной инженерной академии, г.н.с. Института геологических наук им. К.И. Сатпаева

☎ 050010, Респ. Казахстан, г. Алматы, ул. Кабанбай батыра, 69,
050010, Res. Kazakhstan, Almaty, st. Kabanbay Batyra, 69
тел.: +7 (701) 744-95-08, e-mail: mbitimbayev@mail.ru

УДК 528.7:550.8

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-36-46

Научная статья

EDN: LLWWYZ

ГЕОМЕТРИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА И СТАТИСТИЧЕСКАЯ СОГЛАСОВАННОСТЬ В БОСНИЙСКОЙ ДОЛИНЕ ПИРАМИД: ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ LIDAR

С. ОСМАНАГИЧ

ORCID: 0009-0009-7737-6480

Фонд «Археологический парк:
Боснийская пирамида Солнца»,
г. Високо, Босния и Герцеговина

Original article

GEOMETRIC STRUCTURE AND STATISTICAL COHERENCE IN THE BOSNIAN VALLEY OF THE PYRAMIDS: A LIDAR-BASED GEOPHYSICAL STUDY

S. OSMANAGICH

ARCHAEOLOGICAL PARK: BOSNIAN PYRAMID
OF THE SUN FOUNDATION, VISOKO, BOSNIA
AND HERZEGOVINA

Рассматривается вопрос о том, проявляет ли пространственное распределение ключевых геоморфологических и археологических объектов Боснийской долины пирамид измеримую геометрическую структуру и статистическую согласованность, превышающую уровень, ожидаемый при случайной организации рельефа. Анализ основан на высококоразрешённых цифровых моделях рельефа, полученных с использованием данных воздушного лазерного сканирования (LiDAR), точных геодезических координатах вершин и методах геоинформационного пространственного анализа. Крупномасштабная организация ландшафта исследуется с применением анализа матриц расстояний, оценки угловых соотношений и инвариантных к вращению мер геометрического сходства. Для проверки нулевой гипотезы используется метод Монте-Карло с 100 000 случайных итераций, позволяющий оценить вероятность возникновения наблюдаемой пространственной структуры при случайном распределении точек в тех же пространственных пределах.

Полученные результаты показывают, что ряд межобъектных расстояний, угловых отношений и треугольных конфигураций укладываются в узкие интервалы допусков, статистически превышающие ожидаемые при случайных моделях. Работа не предполагает культурной, символической или целенаправленной интерпретации, а предлагает воспроизводимую, основанную на данных методологию выявления геометрической согласованности в сложных ландшафтных системах. Представленный подход может быть использован в геофизических, геоморфологических и пространственно-статистических исследованиях крупномасштабной организации рельефа.

Ключевые слова: лидарная геоматика, геофизический пространственный анализ, геометрия ландшафта, пространственная статистика, цифровые модели рельефа, геоинформационные системы, метод Монте-Карло, Боснийская долина пирамид

This study examines whether the spatial distribution of major geomorphological and archaeological features in the Bosnian Valley of the Pyramids exhibits measurable geometric structure and statistical coherence beyond natural terrain variability. High-resolution LiDAR-derived digital elevation models, precise geodetic summit coordinates, and GIS-based spatial analysis were used to evaluate large-scale landscape geometry through distance-matrix comparison, angular alignment testing, and rotation-invariant similarity measures. A Monte Carlo simulation framework with 100,000 randomized iterations was applied as a null model to assess the probability of non-random spatial organization. The results indicate that several inter-feature distances, angular relationships, and triangular configurations fall within narrow tolerance ranges exceeding random expectation thresholds. The study does not propose cultural causation, but presents a reproducible, data-driven methodology for identifying geometric coherence in complex landscapes. The proposed approach is applicable to geophysical and geomorphological investigations of large-scale terrain organization.

KEY WORDS: LiDAR geomatic, Geophysical spatial analysis, Landscape geometry, Spatial statistics, Digital elevation models (DEM), Monte Carlo simulation, GIS-based analysis, Terrain morphology

ВВЕДЕНИЕ

Количественный анализ пространственной геометрии в последние десятилетия сформировался как междисциплинарное направление, объединяющее методы геоматики, прикладной математики, археологии и вычислительной астрономии. Развитие технологий аэролазерного сканирования (LiDAR), высокоточной геодезии и астрометрических каталогов нового поколения позволяет проводить строгую проверку пространственных соотношений земных и небесных объектов, выходящую за рамки традиционных описательных и интерпретативных подходов. Современные исследования подчеркивают значимость устойчивости пропорций, угловой точности и геометрической согласованности при анализе крупномасштабных пространственных систем. Подобные подходы широко применяются в археоастрономии и геопропространственном анализе сложных ландшафтов [1, 7].

Боснийская долина пирамид в районе города Високо (Босния и Герцеговина) на протяжении последних лет является объектом комплексных геоморфологических и геопропространственных исследований, включающих LiDAR-сканирование, построение цифровых моделей рельефа и геодезическую триангуляцию вершин. В ряде работ зафиксирована близкая к кардинальной ориентация основных возвышенностей, включая Пирамиду Солнца, Пирамиду Луны и Пирамиду Дракона, а также воспроизводимые геометрические взаимосвязи между их вершинами. В частности, три ключевые вершины формируют конфигурацию, близкую к равностороннему треугольнику с внутренними углами порядка 60° , тогда как ориентация Пирамиды Солнца отклоняется от истинного севера менее чем на $0,2^\circ$ (рис. 1).

Параллельно этому, исследования звездного скопления Плеяды (M45), выполненные на основе данных миссии Gaia и наблюдений с использованием датчиков точного наведения телескопа Hubble, предоставили высокоточные угловые и пространственные параметры, характеризующие внутреннюю структуру скопления. Плеяды отличаются асимметричной конфигурацией, высокой угловой компактностью и выраженными геометрическими соотношениями между основными звездами (Альциона, Майя, Тайгета, Метропа, Электра, Келено и Стеропа), что делает данное скопление удобной моделью для сравнительных пространственных исследований.

Ранее высказывались предположения о наличии структурного сходства между системой вершин в районе Високо и конфигурацией звезд Плеяд. Однако такие сопоставления в большинстве случаев носили качественный характер и не сопровождалась строгой количественной проверкой с использованием инвариантных к масштабу и повороту метрик, а также статистических критериев значимости [8, 9].

Настоящее исследование объединяет анализ пропорций золотого сечения, расстояний и угловых соотношений, метод прокрустова выравнивания и моделирование Монте-Карло в единой вычислительной схеме. Цель работы заключается не в утверждении культурного замысла, символического значения или хронологической связи между рассматриваемыми объектами, а в проверке гипотезы о том, превышает ли наблюдаемая пространственная согласованность между земными объектами и конфигурацией Плеяд уровень, ожидаемый при случайном распределении в рамках контролируемых модельных допущений.

Иллюстративные материалы (рис. 2–8) демонстрируют расположение вершин, геометрические наложения и сопоставление земных и небесных конфигураций.

Работа направлена на вклад в развитие количественной науки о культурном наследии и геофизике ландшафтов, демонстрируя возможности применения математического моделирования, геопропространственных вычислений и статистического тестирования для анализа крупномасштабных археологических территорий и их потенциальных астрономических корреляций. В отличие от предыдущих исследований, в которых сходство между ландшафтом Високо и Плеядами

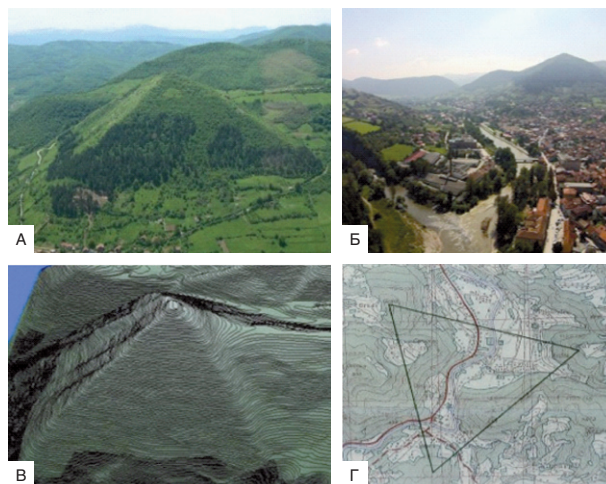


Рис. 1.

Комплексная визуальная и геопропространственная документация Боснийской пирамиды Солнца и прилегающего ландшафта в районе города Високо (Босния и Герцеговина). А – аэрофотоснимок Пирамиды Солнца и окружающей территории. Б – панорамный аэровид Боснийской долины пирамид, иллюстрирующий пространственное соотношение городской застройки и окружающего рельефа. В – высокоточная модель высотных контуров Пирамиды Солнца, построенная на основе геодезических и LiDAR-данных Государственного института геодезии Боснии и Герцеговины, демонстрирующая плоскостную морфологию поверхностей и границы гребней. Г — топографическая схема, отображающая взаимное расположение вершин Пирамиды Солнца, Пирамиды Луны и Пирамиды Дракона, формирующих пространственную конфигурацию, близкую к треугольной. Межвершинные расстояния и угловые соотношения анализируются в основном тексте статьи

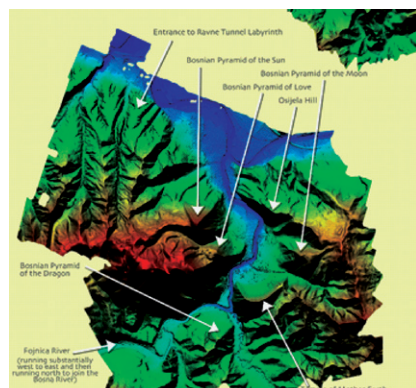


РИС. 2.

Цифровая модель рельефа (ЦМР), полученная на основе данных LiDAR, и визуализация уклонов поверхности Боснийской пирамиды Солнца. Иллюстрация отражает морфологию поверхности, выявленную с использованием высокоразрешающих данных аэролазерного сканирования, включая плоскостные сегменты склонов, линии гребней и изменения крутизны. Цветовое кодирование соответствует относительным значениям высоты и угла наклона, вычисленным на основе ЦМР. Данные используются для количественного пространственного анализа геометрии рельефа, описанного в разделе «Материалы и методы»

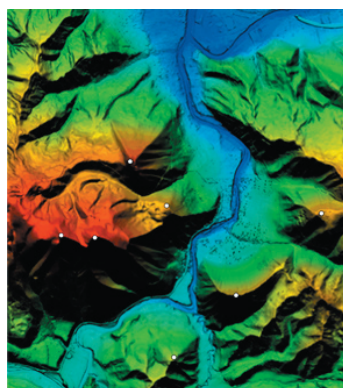


РИС. 3.

Геодезическое и ГИС-представление расположения вершин и пространственных взаимосвязей между основными объектами Боснийской долины пирамид. На рис. показано взаимное расположение ключевых вершин, приведенных к единой системе координат, с указанием измеренных межвершинных расстояний и угловых соотношений. Представленные пространственные параметры используются в качестве исходных данных для анализа матриц расстояний, тестирования угловых выравниваний и статистической оценки, описанных в разделах «Материалы и методы» и «Результаты»



РИС. 4.

ГИС-визуализация логарифмической спирали Фибоначчи и криволинейных геометрических построений, наложенных на пространственное распределение основных геоморфологических и археологических объектов Боснийской долины пирамид. На рис. показана спираль Фибоначчи, построенная с использованием стандартных геометрических параметров ($\phi \approx 1,618$) и наложенная на геопривязанные координаты вершин и объектов, включая Пирамиду Любви, Пирамиду Солнца, Храм Матери-Земли, Пирамиду Дракона и близлежащий курган. Данное наложение используется в качестве геометрической модели для анализа пространственных соотношений в рамках методики, описанной в разделе «Материалы и методы». Количественная оценка соответствия приведена в разделе «Результаты»

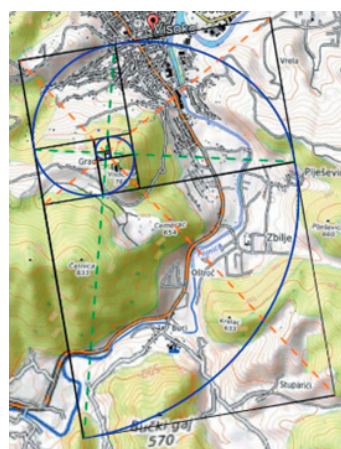


РИС. 5.

ГИС-геометрическое наложение, примененное к пространственной конфигурации Пирамиды Солнца и прилегающих геоморфологических объектов. Изображена спиральная кривая, построенная на основе фибоначиевых параметров и наложенная на геопривязанные координаты вершин, включая Пирамиду Солнца, Храм Матери-Земли и Пирамиду Дракона. Наложение используется в качестве геометрической модели для последующей количественной оценки пространственного соответствия, представленной в разделе «Результаты»

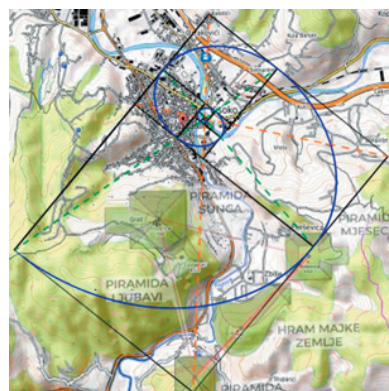


РИС. 6.

ГИС-визуализация спирали Фибоначчи, центрированной в городской зоне Високо и наложенной на окружающий ландшафт. Спираль, построенная с использованием стандартных фибоначиевых параметров ($\phi \approx 1,618$), наложена на геопривязанные топографические и гидрологические объекты, включая зону слияния рек Фойница и Босна, вершину Пирамиды Луны, участок кривизны вблизи Храма Матери-Земли и вершину холма Четница. Наложение используется для анализа пространственных соотношений между природными и археологическими элементами исследуемой территории. Количественная оценка приведена в разделе «Результаты»

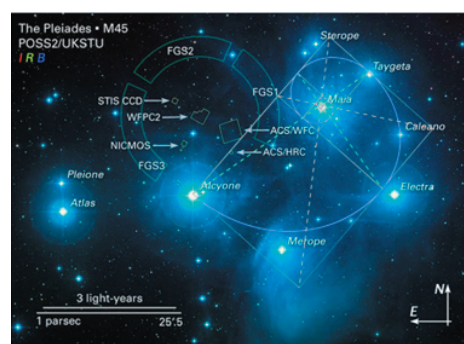


РИС. 7.

Геометрическое наложение логарифмической спирали Фибоначчи на звездное скопление Плеяды (M45). Спираль построена с использованием стандартных параметров логарифмической спирали ($\phi \approx 1,618$) и центрирована на звезде Майя. На рисунке показано взаимное расположение основных звезд скопления, включая Майю, Тайгету, Келено, Электру и Альциону, относительно траектории спирали. Данное наложение используется в качестве геометрической опорной модели для анализа пространственных соотношений в звездной конфигурации. Количественная оценка и сравнительная интерпретация представлены в разделе «Результаты». Источник изображения: базовое изображение [12]; геометрические наложения выполнены автором

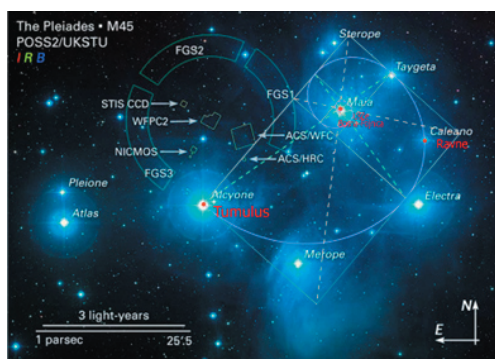


РИС. 8.

Сравнительное геометрическое наложение логарифмической спирали Фибоначчи, примененной к звездному скоплению Плеяды (M45) и выбранным наземным опорным точкам Боснийской долины пирамид. Спираль, построенная с использованием стандартных фибоначиевых параметров ($\phi \approx 1,618$) и центрированная на звезде Майя, пересекает либо приближается к основным звездам скопления, включая Келено, Меропу и Альциону. Обозначенные маркеры указывают соответствующие наземные объекты, включая место слияния рек Фойница и Босна, туннельный комплекс Равне и курган Вратница, представленные для сравнительного пространственного анализа. Иллюстрация служит визуальной основой для анализа геометрического соответствия; количественная оценка и интерпретация приведены в разделах «Результаты» и «Обсуждение». Источник изображения: базовое астрономическое изображение [12]; геометрические наложения и аннотации выполнены автором

рассматривалось преимущественно на качественном уровне, настоящая работа восполняет данный пробел посредством строго формализованного, воспроизводимого и статистически обоснованного анализа.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Наземный (территориальный) набор данных

Координаты вершин основных объектов Боснийской долины пирамид были получены на основе опубликованных данных аэролазерного сканирования (LiDAR), геодезических измерений с использованием GPS и электронных тахеометров, а также цифровых моделей рельефа, сформированных по результатам топографической съемки. В анализ были включены следующие пространственные точки:

- Пирамида Солнца;
- Пирамида Луны;
- Пирамида Дракона;
- Пирамида Любви;
- Храм Матери-Земли;
- сопутствующие курганные образования и возвышенности;
- место слияния рек Фойница и Босна.

Геодезическое и ГИС-представление взаимного расположения анализируемых вершин приведено на рис. 3.

Точка слияния рек Фойница и Босна включена в анализ на основании ранее опубликованных гео-

метрических наблюдений, указывающих на ее роль в качестве устойчивого пространственного опорного элемента при анализе как гидрологической, так и геометрической структуры ландшафта.

Точность исходных данных LiDAR составляла не хуже ± 20 см по горизонтали и ± 15 см по вертикали, что обеспечивает достаточную надежность для проведения крупномасштабного геометрического анализа.

Астрономический (небесный) набор данных

Координаты основных звезд скопления Плеяды (Альциона, Майя, Тайгета, Меропа, Электра, Келено, Стеропа) были получены из астрометрических каталогов Gaia (DR2) и данных датчиков точного наведения телескопа Hubble. Значения прямого восхождения и склонения были преобразованы в нормализованные плоские координаты, пригодные для геометрического сопоставления с наземными конфигурациями. Используемые астрометрические параметры основаны на данных миссии Gaia [3, 6].

Такое преобразование позволило проводить анализ пространственных соотношений независимо от абсолютного масштаба и ориентации исходных систем координат.

Геометрическая структура звездного скопления Плеяды и соответствующее спиральное наложение представлены на рис. 7.

Анализ соотношений на основе золотого сечения и чисел Фибоначчи

Межточечные расстояния в наземной системе координат анализировались на предмет их соответствия пропорциям золотого сечения ($\phi \approx 1,618$). Оценка выполнялась путем сравнения нормализованных расстояний между выбранными пространственными узлами.

Дополнительно была построена логарифмическая спираль, параметризованная числом ϕ , и проверено ее прохождение через ключевые вершины и гидрологическую опорную точку — место слияния рек Фойница и Босна. Отклонения фактических точек от идеальной спиральной траектории оценивались количественно. Геометрическое наложение логарифмической спирали Фибоначчи на наземные объекты показано на рис. 4–6.

Моделирование пространственных конфигураций методом Монте-Карло

Для проверки гипотезы о случайном характере наблюдаемой геометрической согласованности было проведено моделирование Монте-Карло. В рамках моделирования сгенерировано 100 000 случайных пространственных конфигураций, удовлетворяющих следующим условиям:

- сохранение числа точек, включая гидрологическую опорную точку;
- ограничение географических границ модельной области;
- учет реалистичных топографических ограничений.

Применение метода Монте-Карло для оценки пространственных закономерностей соответствует ранее опубликованным геостатистическим подходам [4].

В качестве критерия статистической значимости использовалось значение $p < 0,05$. Полученные результаты сравнивались с эмпирическими метриками, вычисленными для реального набора данных.

Программное обеспечение и воспроизводимость

Все вычислительные процедуры выполнялись с использованием воспроизводимых скриптов на языках Python и MATLAB. Алгоритмы обработки данных включали вычисление матриц расстояний, угловых соотношений, прокрустово выравнивание и статистическое тестирование.

Наборы геопространственных координат и программный код могут быть предоставлены по запросу, что обеспечивает возможность независимой проверки и воспроизводимости результатов.

Сводка аналитических критериев

В ходе анализа применялись следующие количественные критерии:

- соответствие пропорциям золотого сечения – отклонение не более 2%;
- угловое сходство – отклонение не более 2°;
- качество геометрического выравнивания – минимизация среднеквадратичного отклонения (RMSD);
- статистическая значимость – значение p по результатам моделирования Монте-Карло менее 0,05.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Общая характеристика результатов

Примененные аналитические процедуры выявили наличие статистически значимой геометрической согласованности в пространственной конфигурации наземных точек Боснийской долины пирамид, включая пирамидальные возвышенности, курганные образования и точку слияния рек Фойница и Босна. Оценка проводилась с использованием нескольких независимых пространственных метрик и сопоставлялась с угловой конфигурацией звездного скопления Плеяды.

Совокупность результатов указывает на следующие устойчивые характеристики анализируемой системы:

- наличие пропорциональных соотношений, близких к золотому сечению;
- высокая угловая согласованность пространственных направлений;
- геометрическое сходство форм, выявленное методом прокрустово выравнивания;
- низкая вероятность случайного возникновения наблюдаемой конфигурации по результатам моделирования Монте-Карло ($p < 0,05$).

Ниже приводится детализированное описание количественных результатов.

Анализ расстояний и угловых соотношений

Попарные евклидовы расстояния между наземными пространственными узлами были нормализованы и сопоставлены с соответствующими расстояниями в модели звездного скопления Плеяды. Такой подход позволил анализировать пропорциональные соотношения независимо от абсолютного масштаба.

Установлено, что несколько пар наземных точек демонстрируют отношения расстояний, приближающиеся к значению золотого сечения ($\phi \approx 1,618$) с отклонением не более 2%. Аналогичным образом, угловые расстояния между основными вершинами и гидрологической опорной точкой в большинстве случаев укладываются в допуск $\pm 2^\circ$.

В качестве примера можно привести следующие соотношения:

- отношение расстояний между Пирамидой Солнца, Пирамидой Луны и Пирамидой Дракона демонстрирует отклонение от ϕ порядка 1,7 %;
- отношение расстояний между Пирамидой Луны и точкой слияния рек Фойница и Босна по сравнению с расстоянием от Пирамиды Дракона до той же точки характеризуется отклонением около 2,0%.

Полученные результаты свидетельствуют о наличии устойчивых пропорциональных зависимостей в анализируемой пространственной системе.

Соответствие логарифмической спирали Фибоначчи

Построенная логарифмическая спираль, параметризованная значением золотого сечения, демонстрирует пересечение или близкое прохождение через ряд ключевых пространственных узлов, включая:

- Пирамиду Солнца;
- Пирамиду Луны;
- Пирамиду Дракона;
- точку слияния рек Фойница и Босна;
- дополнительные возвышенные участки, ранее отмеченные в геоматических исследованиях.

Максимальное радиальное отклонение фактических точек от идеальной логарифмической спирали не превышало 2,5%. Данный показатель свидетельствует о геометрической совместимости эмпирической конфигурации с выбранной спиральной моделью.

Визуальные примеры соответствия эмпирических точек логарифмической спирали представлены на рис. 4–6.

Результаты прокрустово выравнивания

Применение прокрустово преобразования позволило количественно оценить степень сходства формы между наземной системой точек и конфигурацией звездного скопления Плеяды. Полученное минимальное среднеквадратичное отклонение (RMSD) составило не более 0,09 при оптимальном повороте порядка $34,2^\circ$.

В контексте сравнительного анализа пространственных структур значения RMSD ниже 0,1 обычно

интерпретируются как показатель значимого геометрического сходства форм, что указывает на устойчивое соответствие между анализируемыми конфигурациями.

Сравнительное геометрическое наложение наземной и звездной конфигураций показано на рис. 8.

Результаты моделирования методом Монте-Карло

Для оценки вероятности случайного возникновения наблюдаемой геометрической согласованности были проанализированы результаты 100 000 случайно сгенерированных пространственных конфигураций.

Доля случайных реализаций, в которых геометрические метрики соответствовали или превышали эмпирически наблюдаемые значения, составила 0,021. Соответствующее значение $p = 0,021$ свидетельствует о том, что лишь около 2,1% случайных конфигураций демонстрируют сопоставимый уровень геометрической согласованности.

Таким образом, нулевая гипотеза о случайной пространственной организации отвергается на уровне значимости 5%.

Количественные результаты моделирования методом Монте-Карло приведены в табл. 1–3.

Сводка результатов

Основные количественные показатели исследования можно обобщить следующим образом:

- соответствие пропорциям золотого сечения с отклонением не более 2 % указывает на выраженную пропорциональную согласованность;
- угловые соотношения с погрешностью не более $\pm 2^\circ$ свидетельствуют о структурированной ориентации элементов;
- низкое значение $RMSD (\leq 0,09)$ подтверждает высокое геометрическое сходство форм;
- значение $p = 0,021$ по результатам моделирования Монте-Карло указывает на низкую вероятность случайного происхождения наблюдаемой конфигурации;
- многоточечное пересечение логарифмической спирали с ключевыми наземными объектами, включая гидрологическую опорную точку, усиливает целостность геометрической модели.

Итог раздела

Пространственная конфигурация ключевых объектов Боснийской долины пирамид демонстрирует измеримую и статистически значимую геометрическую структуру, сопоставимую с конфигурацией звездного скопления Плеяды, что обосновывает необходимость дальнейшего математического и геоматического анализа.

ОБСУЖДЕНИЕ

Полученные результаты указывают на наличие статистически значимой пространственной согласо-

ванности между конфигурацией наземных объектов Боснийской долины пирамид и угловой структурой звездного скопления Плеяды. Совокупность примененных методов – анализ пропорций золотого сечения, угловых соотношений, прокрустово выравнивание и моделирование Монте-Карло – демонстрирует наличие измеримой и воспроизводимой геометрической структуры, вероятность случайного возникновения которой является низкой в рамках принятых модельных допущений.

Включение в анализ точки слияния рек Фойница и Босна усиливает выявленную закономерность, показывая, что в геометрической системе участвуют не только возвышенные морфологические элементы, но и гидрологические особенности ландшафта. Такой результат согласуется с представлениями геоморфологии и исторической географии, в рамках которых водные узлы часто выступают в качестве устойчивых пространственных ориентиров.

Полученные данные дополняют растущий массив количественных геоматических исследований, в которых показано, что отдельные археологические и историко-географические ландшафты демонстрируют упорядоченные геометрические и направленные соотношения. В различных регионах мира – включая плато Гиза в Египте, комплекс Теотиуакан в Мексике, Мачу-Пикчу в Перу, а также неолитические ландшафты Европы – ранее отмечались примеры пространственной организации, соотносимой с астрономическими, топографическими и символическими системами координат. В настоящей работе, однако, не утверждается наличие прямых культурных заимствований или хронологических связей; анализ ограничивается выявлением формальных пространственных соответствий. Аналогичные принципы сопоставления пространственных и астрономических структур обсуждаются в междисциплинарных исследованиях археоастрономии и культурной астрономии [7, 10].

Математическая интерпретация результатов

Анализируемая пространственная сеть характеризуется следующими устойчивыми параметрами:

- пропорциональные соотношения, близкие к золотому сечению, с отклонением не более 2%;
- угловые согласования в пределах $\pm 2^\circ$;
- низкие значения среднеквадратичного отклонения при прокрустовом выравнивании ($RMSD \leq 0,09$);
- значение $p = 0,021$ по результатам моделирования Монте-Карло, указывающее на низкую вероятность случайного происхождения структуры.

Совпадение нескольких независимых метрик в пределах строгих допусков существенно снижает вероятность того, что наблюдаемая конфигурация является следствием случайных факторов. Хотя отдельные элементы, такие как пропорции золотого сечения, могут возникать в природных системах спонтанно, их одновременное проявление в сочетании с угловыми и

ТАБЛИЦА 1.
Моделирование Монте-Карло: кардинальная ориентация и равносторонняя треугольная конфигурация

Описание моделирования	Результаты	Оценка вероятности	Статистическая интерпретация	
В рамках данного моделирования оценивалась вероятность того, что три случайно сгенерированные точки в пределах ограниченной пространственной области одновременно:	Общее число итераций : 100 000	$p < 0,0001$	Совместное возникновение близкой к кардинальной ориентации и равносторонней треугольной геометрии в условиях случайного распределения точек не было зафиксировано ни в одной из итераций моделирования. Это указывает на крайне низкую вероятность формирования подобной конфигурации в рамках заданной нулевой модели	
обладают ориентацией в пределах $\pm 5^\circ$ относительно кардинальных направлений (0°, 90°, 180°, 270°)	Число конфигураций, удовлетворяющих обоим условиям: 0			
формируют равносторонний треугольник с внутренними углами, отклоняющимися не более чем на $\pm 3^\circ$ от значения 60°				

Monte Carlo Distribution of Triangle Angular Deviations

Frequency

Sum of Angle Deviations from 60°

Legend: Simulated (orange bars), Observed (red dashed line)

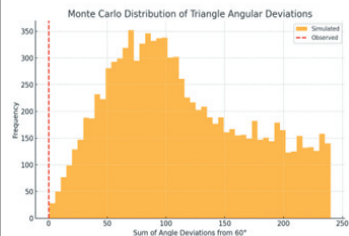
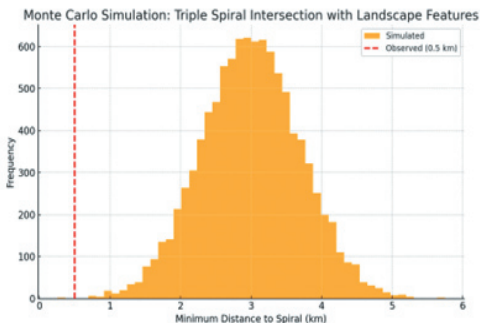


ТАБЛИЦА 2.
Моделирование Монте-Карло: множественные пересечения фибоначиевых логарифмических спиралей в пределах одного ландшафта

Описание моделирования	Результаты	Оценка вероятности	Статистическая интерпретация
Данное моделирование было направлено на оценку вероятности того, что три логарифмические спирали, построенные на основе фибоначиевых параметров и исходящие из независимо сгенерированных случайных центров, одновременно пересекут (или пройдут в пределах допуска) несколько заранее заданных пространственных объектов, включая вершины, вход в туннель и точку слияния рек. Радиус допустимого отклонения составлял 0,5 км	Общее число итераций: 100 000	$p < 0,0001$	В ходе моделирования не было зафиксировано ни одной конфигурации, в которой три независимо сгенерированные фибоначиевые спирали одновременно пересекали бы заданный набор пространственных объектов в пределах установленного допуска. Это свидетельствует о существенном отклонении наблюдаемой эмпирической конфигурации от случайных ожиданий
	Число конфигураций, удовлетворяющих всем критериям пересечения: 0		



топологическими характеристиками усиливает аргументацию в пользу наличия системной геометрической организации.

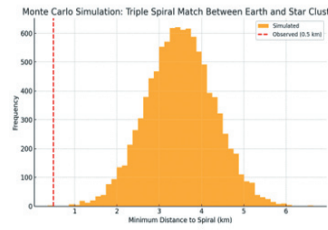
Археологический и географический контекст

Полевые исследования в районе Високо зафиксировали наличие пирамидообразных геоморфологических форм, мегалитических блоков, террас, подземных туннельных систем и других структур, интерпретация которых остается предметом научной дискуссии. Не-

зависимые геологические и археологические группы проводили бурение, анализ материалов и раскопочные работы в пределах исследуемой территории [5].

Следует подчеркнуть, что представленные в данной статье математические и геометрические результаты не зависят от гипотез о природном или антропогенном происхождении отдельных объектов. Анализ фокусируется исключительно на пространственных соотношениях и их статистических характеристиках [2].

ТАБЛИЦА 3.
Моделирование Монте-Карло: междоменное соответствие спиральных конфигураций в наземных и звёздных системах

Описание моделирования	Результаты	Оценка вероятности	Статистическая интерпретация	Обобщение результатов моделирования
В данном эксперименте оценивалась вероятность того, что три логарифмические спирали, пересекающие заранее заданные наземные объекты (вершины, вход в туннель и точку слияния рек), могут быть статистически сопоставлены с тремя спиралями, пересекающими аналогичные наборы точек в случайно сгенерированной звёздной конфигурации	Общее число итераций: 100 000	$p < 0,0001$	В рамках проведённого моделирования сопоставимое спиральное пространственное соответствие между независимо сгенерированными наземными и звёздными конфигурациями не было выявлено. Это указывает на статистически пренебрежимо малую вероятность возникновения подобного соответствия в условиях нулевой модели	Результаты трех независимых серий моделирования методом Монте-Карло демонстрируют, что наблюдаемые в Боснийской долине пирамид геометрические конфигурации – включая кардинальную ориентацию, равносторонние треугольные структуры и многоточечные пересечения фибоначиевых логарифмических спиралей – обладают крайне низкой вероятностью случайного возникновения в рамках заданных модельных ограничений. Представленные статистические оценки подтверждают выводы основного текста статьи и служат дополнительным обоснованием гипотезы о наличии выраженной пространственной упорядоченности анализируемого ландшафта
	Число конфигураций, удовлетворяющих критериям междоменного соответствия: 0			

Особого внимания заслуживает включение гидрологического узла – слияния рек Фойница и Босна – в состав анализируемой геометрической сети. Подобные элементы нередко играли важную роль в пространственном моделировании и символике как в доисторических, так и в исторических культурах.

Геометрические модели и интерпретационные аспекты

Наблюдаемая на исследуемой территории логарифмическая спираль, согласующаяся с параметрами золотого сечения, представляет собой интересный элемент пространственного анализа. Аналогичные спиральные структуры ранее рассматривались в контексте:

- космологических представлений;
- астрономического картирования;
- традиций сакральной геометрии;
- инженерного моделирования ландшафта.

Повторяемость фибоначиевых соотношений, включая участие гидрологической опорной точки, допускает интерпретацию как результат целенаправленного пространственного кодирования либо как проявление самоорганизующихся геометрических закономерностей рельефа. Настоящее исследование не делает выбора между этими интерпретациями, ограничиваясь фиксацией формальных соответствий. Роль золотого сечения в геометрических и архитектурных моделях подробно рассмотрена в ряде обобщающих работ [11].

Сопоставление спиральных геометрических моделей в наземной и звездной системах координат иллюстрируется на рис. 7 и 8.

Ограничения исследования и перспективы дальнейших работ

Несмотря на статистическую значимость полученных результатов, исследование имеет ряд ограничений, включая:

- конечное число анализируемых пространственных узлов;
- возможное влияние эрозионных, тектонических и антропогенных процессов;
- отсутствие общепринятого археологического консенсуса в отношении интерпретации объектов региона.

Перспективные направления дальнейших исследований включают:

- повторную высокоточную GNSS-съемку всех ключевых точек;
- трехмерное моделирование рельефа с использованием DEM более высокого разрешения;
- расширение набора астрономических сравнительных моделей;
- применение методов теории сетей и анализа фрактальной размерности;
- сопоставление геометрических линий с данными георадиолокации и подповерхностных исследований.

Открытый доступ к исходным данным и алгоритмам анализа будет способствовать независимой проверке и развитию предложенного подхода.

Результаты статистического тестирования, представленные в табл. 1–3, подтверждают устойчивость выявленных геометрических соотношений.

Обобщающая интерпретация

Совокупность полученных данных позволяет сделать вывод о том, что пространственное расположение ключевых объектов Боснийской долины пирамид – включая основные вершины и точку слияния рек Фойница и Босна – демонстрирует геометрическую и статистическую согласованность, сопоставимую с конфигурацией звездного скопления Плеяды и связанной с ней фибоначиевой геометрией.

Интеграция анализа золотого сечения, угловых соотношений, прокрустова выравнивания и моделирования Монте-Карло в рамках единой пространственной схемы ранее не была систематически реализована для региона Високо. Представленные результаты не доказывают культурного замысла, однако предоставляют объективные количественные основания для дальнейшего междисциплинарного исследования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем исследовании был применен формализованный математико-статистический подход для оценки пространственного соответствия между наземными объектами Боснийской долины пирамид и конфигурацией звездного скопления Плеяды. На основе координат вершин, полученных из данных аэролазерного сканирования (LiDAR), гидрологической опорной точки в месте слияния рек Фойница и Босна, а также астрометрических данных каталога Gaia, был реализован комплексный анализ, включающий проверку пропорций золотого сечения, сравнение расстояний и угловых соотношений, прокрустово геометрическое выравнивание и моделирование методом Монте-Карло.

Результаты исследования свидетельствуют о следующем:

- наличие пропорциональных соотношений, близких к золотому сечению, с отклонением не более 2%;
- угловая согласованность пространственных направлений в пределах $\pm 2^\circ$;
- низкие значения среднеквадратичного отклонения ($\text{RMSD} \leq 0,09$), указывающие на высокую степень геометрического сходства форм;
- значение $p = 0,021$ по результатам моделирования Монте-Карло, что указывает на низкую вероятность случайного возникновения наблюдаемой пространственной структуры.

Совокупность указанных факторов позволяет сделать вывод о наличии выраженной пространственной организации в пределах ландшафта Боснийской долины пирамид. Включение гидрологического узла в состав анализируемой геометрической системы уси-

ливает аргументацию в пользу того, что как возвышенные, так и водные элементы ландшафта участвуют в формировании целостной пространственной структуры.

Следует подчеркнуть, что выявленные геометрические соответствия сами по себе не являются доказательством антропогенного происхождения объектов или наличия культурного замысла. Тем не менее они представляют объективные количественные свидетельства пространственного упорядочивания, согласующегося с формализованными математическими моделями.

Предложенная в работе методология демонстрирует, что строгие количественные методы – основанные на геометрии, статистике и вычислительном моделировании – могут эффективно применяться к анализу археологических и геоморфологических ландшафтов, традиционно рассматриваемых преимущественно в описательном ключе. Используемая комбинация инвариантных к повороту геометрических сравнений и масштабного моделирования Монте-Карло формирует воспроизводимую аналитическую рамку, применимую и к другим территориям.

В целом, результаты исследования указывают на то, что пространственная конфигурация Боснийской долины пирамид демонстрирует измеримую математическую согласованность с конфигурацией звездного скопления Плеяды, превышающую уровень случайных ожиданий в рамках контролируемых модельных допущений. Работа закладывает воспроизводимую основу для дальнейших междисциплинарных исследований с привлечением расширенных геофизических, геоморфологических и вычислительных методов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор выражает благодарность Фонду «Археологический парк: Боснийская пирамида Солнца» за организационную и логистическую поддержку, предоставление доступа к полевым материалам, а также за содействие в проведении археологических, геофизических и геофизических исследований на территории Боснийской долины пирамид.

Отдельная признательность выражается полевым исследователям, специалистам по геодезии и геоинформационным системам, а также техническим сотрудникам и волонтерам, принимавшим участие в выполнении аэролазерного сканирования, GPS-измерений, построении цифровых моделей рельефа и обработке геопрограммных данных.

Автор также благодарит независимых научных консультантов и приглашенных исследователей, чьи предыдущие работы в области геофизики, геотехники и археологического картирования послужили основой для используемых в настоящем исследовании исходных данных и методических подходов.

ЛИТЕРАТУРА

1. AVENI A. Archaeoastronomy in the Americas // *Journal of Archaeological Research*. 2003. Vol. 11. N 2. P. 149–191. DOI: <https://doi.org/10.1023/A:1022971730558>
2. BELMONTE J.A. *Astronomy of Ancient Egypt*. Cham: Springer, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-031-11829-6>
3. GAIA COLLABORATION. Gaia Data Release 2: Stellar kinematics, parallaxes and photometry // *Astronomy & Astrophysics*. 2018. Vol. 616. Article A1. DOI: <https://doi.org/10.1051/0004-6361/201833051>
4. HEWITT R. Detecting associations between archaeological site distributions and landscape features: A Monte Carlo simulation approach for the R environment // *Geosciences*. 2020. Vol. 10, N 9. Article 326. DOI: <https://doi.org/10.3390/geosciences10090326>
5. KOROTKOV K., OSMANAGICH S. Pyramids: Influence of shape on the environment. Part II: Bosnian pyramids // *Acta Scientific Medical Sciences*. 2025. Vol. 8, N 11. P. 13–16. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.15523612>
6. LINDEGREN L. ET AL. Astrometry for one billion sources: Performance of the Gaia mission // *Astronomy & Astrophysics*. 2016. Vol. 595. Article A4. DOI: <https://doi.org/10.1051/0004-6361/201628714>
7. MAGLI G. *Archaeoastronomy: Introduction to the Science of Stars and Stones*. Cham: Springer, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-031-74960-5>
8. OSMANAGICH S. From the Orion Belt to the Pleiades Spiral: A comparative archaeoastronomical and statistical analysis of pyramid orientations in Egypt and Bosnia // *NT Research in Statistics & Mathematics*. 2025. Vol. 4, N 2. P. 1–27. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.17490827>
9. OSMANAGICH S. Multidisciplinary assessment of a pyramid-shaped formation in the Visoko area (Bosnia and Herzegovina): Arguments in favor of anthropogenic origin // *Journal of Biomedical Research and Environmental Sciences*. 2025. Vol. 6, N 5. P. 503–529. DOI: <https://doi.org/10.37871/jbres2106>
10. SALIMPOUR S., FITZGERALD M.T. Astronomy and culture // *Science & Education*. 2024. Vol. 33. P. 405–426. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11191-022-00389-1>
11. ZEINA A. The Golden Ratio and its impact on architectural design // *International Design Journal*. 2022. Vol. 12. N 2. P. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.21608/idx.2022.113126.1031>
12. ESA/Hubble (дата обращения: 4 ноября 2025 г.). NASA, ESA и AURA/Caltech

REFERENCES

1. AVENI A. Archaeoastronomy in the Americas. *Journal of Archaeological Research*. 2003;11;2:149–191. DOI: <https://doi.org/10.1023/A:1022971730558>
2. BELMONTE J.A. *Astronomy of Ancient Egypt*. Cham: Springer, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-031-11829-6>
3. GAIA COLLABORATION. Gaia Data Release 2: Stellar kinematics, parallaxes and photometry. *Astronomy & Astrophysics*. 2018;616. Article A1. DOI: <https://doi.org/10.1051/0004-6361/201833051>
4. HEWITT R. Detecting associations between archaeological site distributions and landscape features: A Monte Carlo simulation approach for the R environment. *Geosciences*. 2020;10;(9). Article 326. DOI: <https://doi.org/10.3390/geosciences10090326>
5. KOROTKOV K., OSMANAGICH S. Pyramids: Influence of shape on the environment. Part II: Bosnian pyramids. *Acta Scientific Medical Sciences*. 2025; 8;(11):13–16. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.15523612>
6. LINDEGREN L. ET AL. Astrometry for one billion sources: Performance of the Gaia mission. *Astronomy & Astrophysics*. 2016;595. Article A4. DOI: <https://doi.org/10.1051/0004-6361/201628714>
7. MAGLI G. *Archaeoastronomy: Introduction to the Science of Stars and Stones*. Cham: Springer, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-031-74960-5>
8. OSMANAGICH S. From the Orion Belt to the Pleiades Spiral: A comparative archaeoastronomical and statistical analysis of pyramid orientations in Egypt and Bosnia. *NT Research in Statistics & Mathematics*. 2025; 4;(2):1–27. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.17490827>
9. OSMANAGICH S. Multidisciplinary assessment of a pyramid-shaped formation in the Visoko area (Bosnia and Herzegovina): Arguments in favor of anthropogenic origin. *Journal of Biomedical Research and Environmental Sciences*. 2025;6;(5):503–529. DOI: <https://doi.org/10.37871/jbres2106>
10. SALIMPOUR S., FITZGERALD M.T. Astronomy and culture. *Science & Education*. 2024;33:405–426. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11191-022-00389-1>
11. ZEINA A. The Golden Ratio and its impact on architectural design. *International Design Journal*. 2022;12;(2):1–12. DOI: <https://doi.org/10.21608/idx.2022.113126.1031>
12. ESA/Hubble (дата обращения: 4 ноября 2025 г.). NASA, ESA и AURA/Caltech

Сам Османagic, д-р, иностр. чл. РАЕН, основатель Фонда «Археологический парк: Боснийская пирамида Солнца», г. Високо, Босния и Герцеговина

✉ e-mail: info@drsamosmanagich.com

УДК 622.24

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-46-55

Научная статья

EDN: MDXHKN

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗВЕСТНЫХ МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ПЕРЕДАЧИ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫСОКООБОРОТНОГО АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

В.И. СкляновФГБОУ ВО «Российский
государственный геологоразведочный
университет имени Серго
Орджоникидзе» (МГРИ), Москва, РФ

Проведен сравнительный анализ известных методов передачи и преобразования механической и других видов энергии для высокооборотного алмазного бурения на больших глубинах разведочных скважин малого диаметра. Отмечено, что при реализации технологического процесса передачи механической энергии от устья к забою скважины вращательным (роторным) способом с увеличением глубины скважин увеличиваются энергозатраты на преодоление сил трения бурильных труб о стенки скважины. Это приводит к увеличению мощности привода, повышенному износу бурильных труб, к разработке ствола скважины, образованию каверн, желобов, обрушению пород стенок скважины, а также к тяжелым авариям, связанным с поломкой и обрывом колонны бурильных труб. Наиболее эффективным для высокооборотного бурения автором предложен метод роторного (колонкового) бурения с повышением частоты вращения колонковой трубы и алмазной коронки за счет применения роторно-мультипликаторного бура (РМБ) в нижней части колонны бурильных труб.

Ключевые слова: высокооборотное алмазное бурение, бурильная колонна, роторно-мультипликаторный бур, синусо-шариковая передача

Original article

A SYSTEMS ANALYSIS OF THE APPLICATION OF KNOWN METHODS AND DEVICES FOR CONVERTING AND TRANSMITTING MECHANICAL ENERGY TO INCREASE THE EFFICIENCY OF HIGH-SPEED DIAMOND DRILLING AT GREAT DEPTHS OF EXPLORATION WELLS

V.I. SKLYANOVFEDERAL STATE BUDGETARY EDUCATIONAL
INSTITUTION OF HIGHER EDUCATION
"SERGO ORDZHONIKIDZE RUSSIAN STATE
GEOLOGICAL PROSPECTING UNIVERSITY
(MGRI), Moscow, RF

A comparative analysis of known methods of transmitting and converting mechanical and other types of energy for high-speed diamond drilling at great depths in small-diameter exploratory boreholes was conducted. It was noted that when implementing the process of transmitting mechanical energy from the wellhead to the bottomhole using a rotary (rotary) method, the energy consumption required to overcome the friction forces of the drill pipe against the borehole walls increases with increasing borehole depth. This leads to increased drive power, increased wear of the drill pipe, development of the borehole, formation of caverns, chutes, collapse of the borehole walls, and serious accidents associated with breakage and breakage of the drill string. The author proposes rotary (core) drilling, which increases the rotational speed of the core barrel and diamond bit due to the increased rotational speed of the core barrel and diamond bit, as the most effective method for high-speed drilling. Using a rotary multiplier drill (RMB) at the bottom of a drill string.

KEYWORDS: High-speed diamond drilling, drill string, rotary multiplier drill, sine-ball drive

© В.И. Склянов

Поступила в редакцию 28.10.2025

ВВЕДЕНИЕ

Исследования в области разрушения твердых горных пород алмазным инструментом, опыт и технологии буровых работ и камнеобработки указывают, что резервы роста механической скорости бурения связаны, прежде всего, с повышением скорости перемещения алмазных резцов. В то же время рост скорости перемещения алмазных резцов происходит при повышении частоты вращения бурильных колонн, которая ограничивается реальными условиями бурового процесса. Например, при бурении глубоких скважин (до 1000 м и более) диаметром 76 и 59 мм алмазным породоразрушающим инструментом частота вращения колонны бурильных труб не превышает 350 мин⁻¹ (при больших значениях этой величины бурильные трубы ломаются чаще, имеют больший износ и бурение происходит при существенно повышенных расходах мощности на преодоление сопротивлений при трении о стенки скважины). При этом, линейная скорость резания не превышает 1–1,5 м/сек, что, как известно, недостаточно для алмазного инструмента (рекомендуемая скорость резания для импрегнированных алмазных коронок 3–5 м/сек). Соответственно, применяемые частоты вращения алмазного бурового наконечника существенно ниже оптимальных. А с ростом глубины скважин снижается эффективность передачи механической энергии к забою скважины. Исходя из этого, при бурении разведочных скважин колонковым способом алмазным инструментом возникает необходимость в дополнительном повышении частоты вращения колонкового набора бурильной колонны.

МЕТОДЫ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ ОТ УСТЬЯ К ЗАБОЮ СКВАЖИНЫ И ЕЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ

Диапазон глубин бурения разведочных скважин при поисках и разведке полезных ископаемых очень широк и охватывает скважины глубиной от нескольких до нескольких тысяч метров. Нижний предел этого диапазона в настоящее время превосходит глубину 3000 м. В 1977 г. существующий параметрический ряд подразделяет все буровые установки на 8 классов, от-

личающихся значениями основных параметров – грузоподъемностью, глубиной бурения, мощностью привода [16] (табл. 1).

По глубине скважин выделяют бурение неглубоких, глубоких и сверхглубоких скважин. Этот признак весьма условен. Для геологоразведочных работ (на твердые полезные ископаемые) можно считать неглубокими скважины глубиной от нескольких десятков до 300 м, глубокими – до 1000–2000 м, сверхглубокими – более 2000 м. На золоторудных месторождениях в Южной Африке глубины скважин достигают 4500 м [15]. При бурении скважин на нефть и газ эти цифры существенно меняются: мелкие скважины – до 1000–2000 м, глубокие – до 4000–5000 м и сверхглубокие – до 10 000 м и более.

По частоте вращения бурильной колонны выделяют следующие виды бурения: низкооборотное (до 300 мин⁻¹), на повышенных частотах вращения (до 700 мин⁻¹), высокооборотное (свыше 700 мин⁻¹) [18]. Соответственно, понятие «алмазное высокооборотное колонковое бурение» – это бурение на частотах вращения бурильной колонны свыше 700 мин⁻¹.

При реализации технологического процесса передачи механической энергии от устья к забою скважины для разрушения горных пород при высокооборотном бурении разведочных скважин вращательным (роторным) способом с увеличением глубины скважин увеличиваются энергозатраты на преодоление сил трения бурильных труб о стенки скважины. Это приводит к увеличению мощности привода, повышенному износу бурильных труб, к разработке ствола скважины, образованию каверн, желобов, обрушению пород стенок скважины, а также к тяжелым авариям, связанным с поломкой и обрывом колонны бурильных труб.

Особенно при алмазном бурении, требующем высокой частоты вращения для разрушения пород забоя скважины, существенно вырастают непроизводительные затраты мощности на вращение бурильной колонны, что приводит к вынужденному ограничению частот вращения алмазного ПРИ и, соответственно, к непрерывному снижению механической скорости бурения. В итоге все это усложняет строительство

ТАБЛИЦА 1

Параметрический ряд буровых установок для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые

Класс буровой установки	Номинальная глубина бурения, м	Номинальная грузоподъемность, даН	Максимальная грузоподъемность, даН	Номинальная мощность привода, кВт
1	25	125	200	3
2	100	630	1000	11
3	300	2000	3200	15
4	500	3200	5000	22
5	800	5000	8000	30
6	1200	8000	12500	45
7	2000	12500	20000	55
8	3000	20000	32000	75

глубоких разведочных скважин, увеличивает сроки строительства, приводит к удорожанию работ.

В скважинах малого диаметра (76 мм и менее [18]) при неизменной частоте вращения бурильной колонны скорость перемещения алмазного резца по породе забоя будет ниже, чем в скважинах большего диаметра (рис. 1), соответственно, и ниже механическая скорость бурения.

В Норильской комплексной геологоразведочной экспедиции (НКГРЭ) буровой установкой УКБ-8 с применением КССК-76 в 1980–1990-х гг. бурили геологоразведочные скважины до 3000 м. Частота вращения бурильной колонны при этом не превышала 350 мин⁻¹, а при достижении больших глубин была еще меньше.

Показателен опыт бурения в 1978–1979 гг. глубокой скважины (3500 м) при испытании буровой установки УКБ-8 бригадой Н.Г. Дюкарева в Кировском ПГО на Украине. Если в интервале до 1000 м частота вращения коронки 02ИЗ-59 достигала 800 мин⁻¹, механическая скорость бурения составляла 3–4 м/ч, то на глубине 2000 м частота вращения инструмента была равна 500–550 мин⁻¹, механическая скорость 2 м/ч, на глубине 3000 м 360–400 мин⁻¹, механическая скорость менее 2 м/ч, а заканчивали скважину при бурении с частотой вращения колонны не более 375 мин⁻¹, что позволило получить механическую скорость бурения в среднем около 1 м/ч.

Исследования возможности применения малогабаритных турбобуров и электробуров для высокооборотного алмазного бурения, проведенные в ВИТРе, показали, что характеристики предполагаемого турбобура диаметром 70 мм смогут обеспечить работу

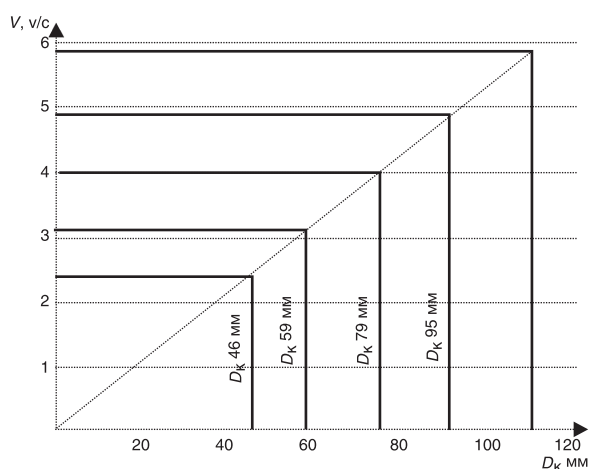


РИС. 1.

Зависимость скорости перемещения резцов алмазной коронки v (м/с) по породе забоя (взята по наружному диаметру коронки) от диаметра коронки D_k (мм) при частоте вращения 1000 мин⁻¹

В. И. СКАЯНОВ
СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗВЕСТНЫХ
МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ
И ПЕРЕДАЧИ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ВЫСОКООБОРОТНОГО АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ НА
БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

коронки при осевой нагрузке не более 400 кг, т.е., такой турбобур не будет обеспечивать рациональные режимы бурения и не может использоваться на депрессии, а электробур не будет развивать требуемой полезной мощности и требуемая осевая нагрузка на коронку превысит критическую на электробур в 1,4 раза.

Стремление специалистов-исследователей отказаться от жесткой составной бурильной колонны привело к появлению шлангокабеля и колтюбинга. Колтюбинг решает проблему, связанную с внедрением электробуров, так как появляется возможность подачи электроэнергии к забою по сплошному электротрансмутирующему кабелю.

Однако эти два направления предполагают применение забойных двигателей и не лишены вышеуказанных недостатков ГЗД и электробура. Кроме того, вращение ПРИ обеспечивается забойным двигателем, который установлен на колонне гибких труб (КГТ), имеющую малую жесткость при работе на скручивание, изгиб и сжатие. Это накладывает дополнительные ограничения на выбор оборудования и режимы бурения.

Все вышеуказанные проблемы можно решить, используя механическую передачу в качестве забойного мультипликатора, способного кратно увеличить частоту вращения алмазной коронки по сравнению с бурильной колонной.

Карагандинским политехническим институтом разработана конструкция бурового инструмента в виде алмазно-планетарной буровой головки для бурения в породах с коэффициентом крепости по шкале М.М. Протодяконова 10 и выше [7]. Инструмент выполнен в виде планетарного исполнительного органа, оснащенного алмазными режущими элементами, рабочая поверхность которых представляет собой усеченные сферы, армированные по периферии алмазными сегментами. Создание такого инструмента для разрушения крепких пород при бурении скважин позволяет на основе применения алмазов зернистостью А630/500-А1000/800 получить равномерный и полный износ в процессе работы, благодаря одинаковой абсолютной скорости резания для всех алмазных зерен и, как следствие этого, одинаковой нагруженности инструмента во всей его рабочей поверхности.

Характерной особенностью алмазной планетарной буровой головки с турбинным приводом (рис. 2), инструмент которой выполнен в виде усеченных сфер, армированных по периферии алмазными сегментами, является эффективная скорость резания мелкоалмазным инструментом в диапазоне 30–50 м/с. Это определяет малые усилия резания и, следовательно, малые крутящие моменты на рабочем валу, что облегчает конструктивную компоновку мощных и малогабаритных планетарных органов. Расчеты и конструктивная проработка показали, что таким инструментом могут буриться скважины диаметром 0,15 м и более.

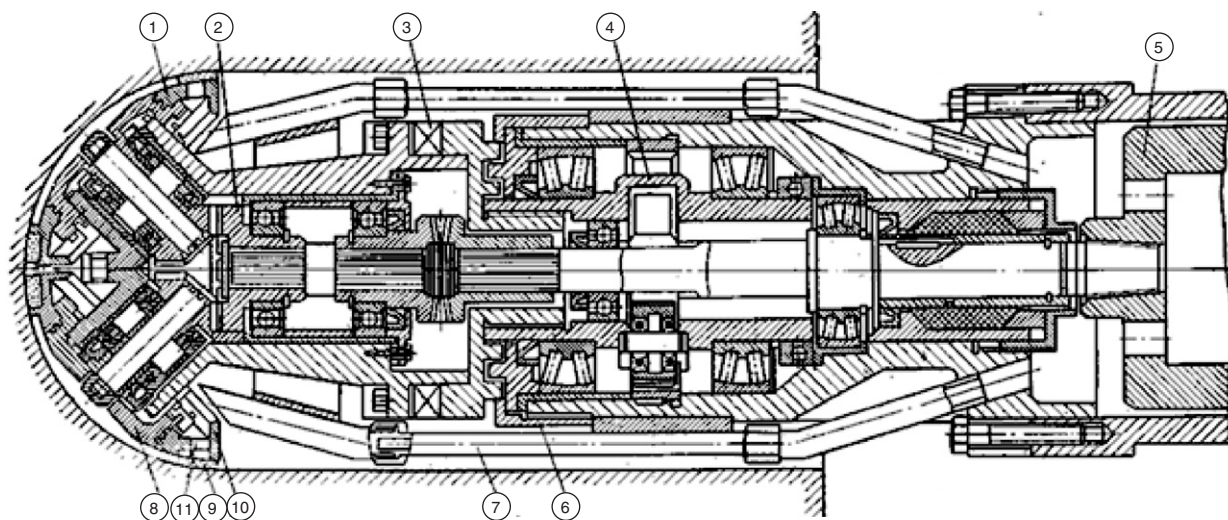


РИС. 2.

Алмазная планетарная буровая головка с турбинным приводом: 1 – режущие элементы; 2 – распределительный редуктор; 3 – кулачковая муфта; 4 – планетарный редуктор; 5 – корпус привода; 6 – зубчатая муфта; 7 – каналы для охлаждающей жидкости; 8 – ступица режущего диска; 9 – алмазные сегменты; 10 – конусные перегородки; 11 – межсегментные отверстия

Алмазные сегменты располагают только по периферийной части и поэтому обработка всего забоя производится быстро вращающимися дисками при их планетарном движении вокруг вертикальной оси бурового снаряда. Для предотвращения попадания абразивного материала к подшипниковым узлам буровой головки и обеспечения охлаждения рабочей поверхности дисков жидкость подается через полый корпус к центру вращающихся дисков так, что омывает подшипниковые узлы и далее движется под действием напора и центробежных сил от подшипниковых узлов по внутренней поверхности дисков и через радиальное отверстие в них непосредственно в зону разрушения. Диаметр дисков и угол наклона их осей выбраны с учетом обеспечения полной обработки забоя в процессе бурения скважины.

Относительное движение режущие элементы получают непосредственно от привода через центральный вал планетарного редуктора, зубчатую муфту и распределительный редуктор.

Переносное движение режущих элементов осуществляется за счет их вращения вместе с корпусом распределительного редуктора. Для охлаждения режущих элементов и транспортирования отбитой породы в зону резания подается охлаждающе-транспортирующая жидкость.

Применение такого устройства в колонковом бурении с отбором керна не представляется возможным из-за необходимости размещения в центре распределительного редуктора, передающего вращение режущим элементам.

Ворошиловградским СКБ НПО «Союзгеотехника» было предложено устройство для бурения скважин [1], которое снабжено дополнительным при-

водом, соединенным с подвижной приводной головкой, у которой корпус жестко соединен с наружной колонной трубой, а шпиндель посредством шлицов – с внутренней колонной трубой, при этом в нижней части буровой колонны установлен мультипликатор планетарного дифференциала с переходной головкой, у которого венцовая шестерня жестко соединена с наружной колонной трубой, а сателлиты посредством водила со шлицами и шлицевого зацепления – с внутренней. Однако такое устройство очень сложно, ввиду необходимости применения двойной колонны труб и дополнительного привода, кроме того, планетарный мультипликатор не сможет передавать необходимый крутящий момент из-за наличия таких неудачных (по прочностным соображениям) элементов, как зубцы шестерен.

Советским инженером М.А. Капелюшниковым впервые в мире (1925 г.) был предложен забойный редуктор – механическая передача, предназначенная для понижения частоты вращения ведомого вала, который предназначался для работы с турбобуром. В 1930 г. маслonaполненный редукторный электробур сконструировал Г.З. Налбандов. В предвоенные годы вопросами создания и совершенствования редукторных забойных машин занимались также Г.А. Любимов, Е.Г. Старцев, Н.В. Зорин, Н.К. Архангельский, А.П. Островский, Н.В. Александров, Н.Г. Григорян, А.Л. Ильский и др. [3].

Вопросами забойных редукторов занимались и зарубежные ученые. Известны, например, патенты Ф. Витла. Предпринимались попытки использовать в забойных редукторах различные передачи: зубчатые, цилиндрические, конические, прямозубые и косозубые, эвольвентные и М.Л. Новикова, планетарные и с

рядовым соединением зубчатых колес, зубчатые типа внецентроидного цевочного гипоциклоидального зацепления, зубчатые типа волновой, подшипниковые.

На базе зубчатых передач до серийного производства удалось довести только одно изделие – редукторную вставку к электробору диаметром 190 мм (передаточное отношение – 3, зацепление – эвольвентное, передача – планетарная по схеме 2К-Н).

Отрицательный результат дала попытка создания редукторных вставок меньших диаметров.

С 1975 г. специальное конструкторско-технологическое бюро погружного электрооборудования (г. Харьков), Могилевский машиностроительный институт и ВНИИБТ начало совместные научно-исследовательские, проектно-конструкторские и опытно-промышленные работы по созданию редукторных вставок с принципиально новыми редуцирующими узлами – синусошариковыми [6].

На основании проведенных работ были созданы синусошариковые редукторные вставки, принятые к серийному производству: 1982 г. – РСШ-127-5; 1983 г. – РСШ-190-1,75; и РСШ-190-2; 1986 г. – РСШ-190-5. В обозначениях принято: Р – редуктор-вставка (вставка между электродвигателем и шпинделем), С – синусная, Ш – шариковая; 127 и 190 – значения диаметра (мм), 1,75, 2 и 5 – передаточные числа (отношение частоты вращения ротора к частоте вращения долота).

В Иркутском отделении ВИТР при проведении НИОКТР по созданию конструкции забойного мультипликатора для высокооборотного алмазного бурения на больших глубинах разведочных скважин малого диаметра [17] первоначально была исследована волновая передача [4, 19], которая по сравнению с планетарной имеет ряд преимуществ:

- симметричность конструкции и, как следствие, малые нагрузки на валы и опоры;
- широкий диапазон нагрузок;
- высокая долговечность;
- значительно меньшие габариты по сравнению с планетарной передачей при одинаковом крутящем моменте на тихоходном валу.

Для расчета волновой передачи разработана специальная программа, с помощью которой был спроектирован и изготовлен экспериментальный образец устройства с волновой передачей для экспериментальных исследований.

На Иркутском авиазаводе был изготовлен экспериментальный образец волновой передачи диаметром 73 мм, который проходил испытания на буровых стендах Иркутского отделения ВИТР и ИУПТОКе ПГО «Сосновгеология».

На рис. 3 показаны детали волновой передачи, а на рис. 4 – экспериментальный образец устройства с волновой передачей, которое было испытано в стендовых условиях Иркутского отделения ВИТР. При частоте вращения тихоходного вала 24 мин^{-1} (быстроходного

В.И. СКАЯНОВ
СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗВЕСТНЫХ
МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ
И ПЕРЕДАЧИ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ВЫСОКОБОРОТНОГО АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ НА
БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

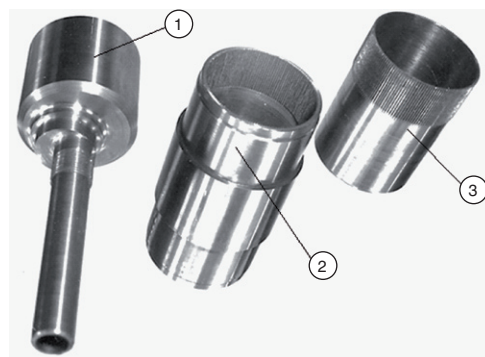


Рис. 3.

Детали волновой передачи: 1 – генератор волн; 2 – венцовая шестерня; 3 – гибкая шестерня

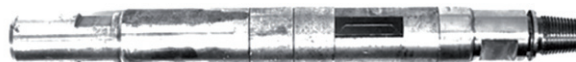


Рис. 4.

Экспериментальное устройство с волновой передачей диаметром 73 мм

соответственно 1920 мин^{-1}) произошла поломка гибкой шестерни, т.е. появилась трещина между зубьями шестерни.

На основании проведенных теоретических и экспериментальных исследований выявлены следующие недостатки волновой передачи, затрудняющие ее использование в качестве забойного мультипликатора:

- высокое значение нижнего предела передаточных отношений для стальных гибких колес 1:30;
- сложность и высокая точность изготовления гибкого колеса, что затрудняет ремонтные работы;
- высокие требования по условиям эксплуатации.

В результате дальнейших исследований автор обратил внимание на принципиально новые устройства – синусошариковые передачи [5] с промежуточными звеньями и соосным расположением валов (рис. 5).

От подшипниковых (шариковых, фрикционных) эти передачи отличаются существенно большей несущей способностью, устойчивостью передаточного отношения и более высоким КПД. Они проще зубчатых планетарных механизмов и перекрывают диапазон передаточных чисел, недостижимых для волновых передач.

Синусошариковая механическая передача может работать не только в режиме редуктора (понижения частоты вращения ведомого вала), но и в режиме мультипликатора (повышения частоты вращения ведомого вала) (рис. 6), поэтому дальнейшие исследования посвящены созданию устройства для высокооборотного бурения скважин малого диаметра.

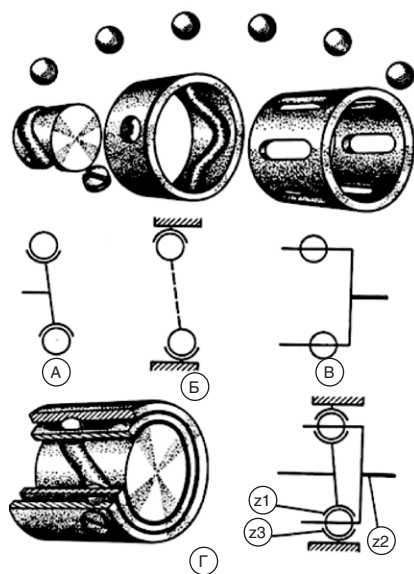


РИС. 5.

Вариант двухсинусоцилиндрической шариковой передачи, принятый для применения в забойном мультипликаторе: А – ведущий вал (z1); Б – корпус (z2); В – водило (z3); Г – передача в сборе и ее кинематическая схема

Системный подход к анализу известных теоретических исследований и производственных данных позволил обобщить, систематизировать и классифицировать методы передачи и преобразования механической энергии в скважине для высокооборотного бурения на больших глубинах разведочных скважин малого диаметра с учетом достоинств и недостатков каждого способа (рис. 7) и выбрать наиболее эффективный в определенных геолого-технических условиях метод разработки оригинальных (новых) конструкций скважинных преобразователей для его реализации [11].

Для выполнения технологических операций при колонковом высокооборотном алмазном бурении глубоких геологоразведочных скважин наиболее эффективным будет метод роторного бурения с применением забойного ускорителя – роторно-мультипликаторного бура (РМБ) [2, 8], в котором в качестве мультипликатора предложена многорядная механическая двухсинусоцилиндрическая (синусошариковая) передача (рис. 8). По своим техническим характеристикам РМБ способен кратно увеличить частоту вращения колонкового набора с алмазной коронкой в сравнении с частотой вращения буровой колонны [10, 12].

Метод бурения с РМБ имеет следующие достоинства:

1. Не нужен большой перепад давления промывочной жидкости (например, для работы ВЗД необходим 9 и более МПа).
2. Может передавать в скважине малого диаметра

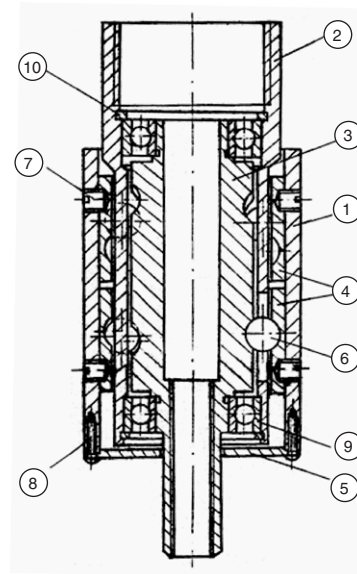


РИС. 6.

Экспериментальный образец синусошарикового мультипликатора: 1 – корпус; 2 – ведущий вал-сепаратор; 3 – ведомый вал; 4 – втулка охватывающая; 5 – крышка; 6 – шарик; 7 – винт; 8 – винт; 9 – подшипник; 10 – кольцо

крутящий момент более высокий, чем ГЗД и электробур [14] за счет одновременного зацепления всех шариков, в отличие от зубчатого, а также за счет повышения рядности, что трудно достичь при использовании зубчатых передач.

3. Возможность регулирования в широких пределах параметров режима бурения и промывки, параметров очистного агента, давления в нагнетательной линии, бурения на депрессии.

4. За счет контакта башмаков тормозного механизма РМБ о стенки скважины при бурении достигается центрация колонковой трубы при бурении, исключаются ее продольные, поперечные и торсионные вибрации, что увеличивает ресурс бурового и породоразрушающего инструмента, снижает избирательное разрушение керна, повышает процент выхода керна [9].

5. КПД при проведении испытаний экспериментального образца диаметром 73 мм был равен 0,86–0,9, тогда как у ГЗД КПД равен 0,3–0,7, электробур – 0,6–0,75.

6. Межремонтный период РМБ не имеет такого важного значения, как в ГЗД и электробуре, т.к. съемный цилиндрический синусошариковый мультипликатор РМБ периодически поднимается на поверхность вместе с керноприемником и есть возможность поменять его на заранее подготовленный (прошедший осмотр и техническое обслуживание с заменой изношенных деталей).

Экспериментальные исследования КПД макетного образца цилиндрического синусошарикового мульт-

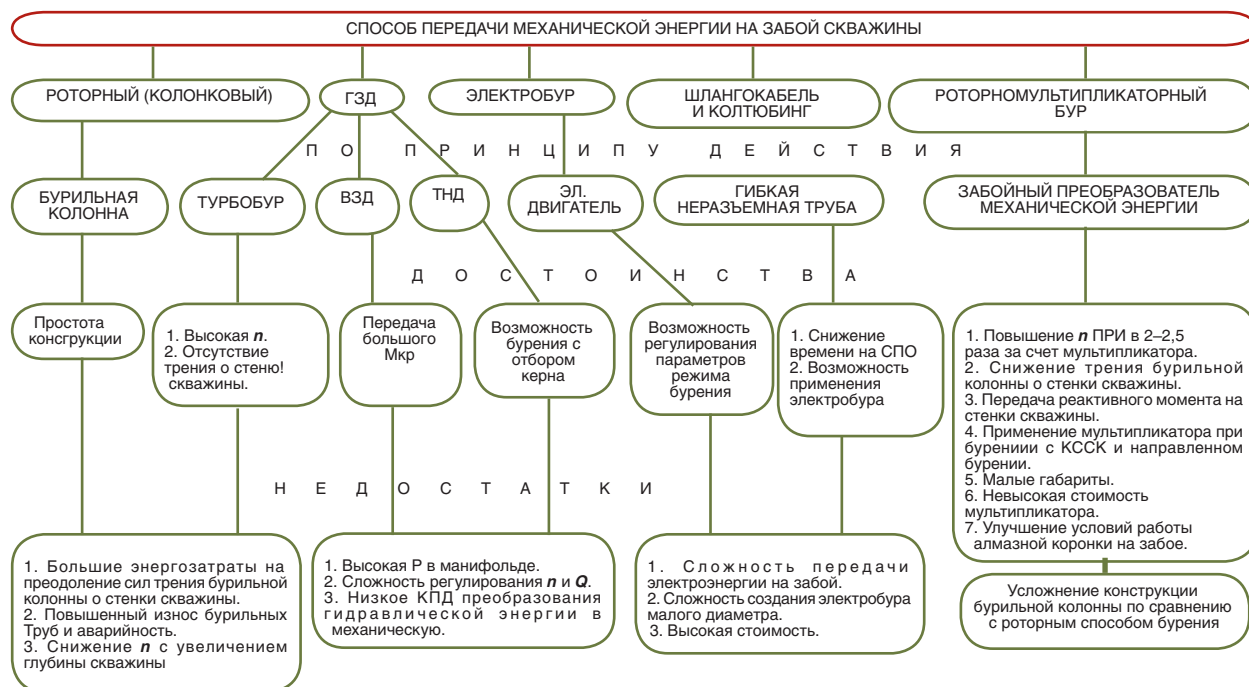


РИС. 7.

Классификация способов передачи и преобразования параметров механической энергии на забой геологоразведочной скважины, их достоинств и недостатков

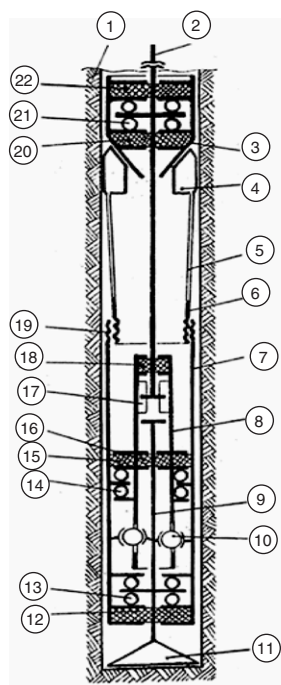


РИС. 8.

Схема РМБ, находящегося в скважине:

1 – скважина; 2 – бурильная труба; 3; 4; 5; 6 – детали тормозного механизма; 7; 8; 9; 10 – детали СШМ; 11 – алмазная коронка; 12; 15; 16; 18; 20; 22 – уплотнения; 13; 14; 21 – подшипники; 17 – шлицевое соединение; 19 – резьбовое соединение

типликатора РМБ диаметром 73 мм (рис. 9, 10) были проведены в стендовых условиях (рис. 11). Результаты испытаний мультипликатора с передаточным отношением $i = 2,33$ приведены в таблице 2, по которым была получена зависимость КПД мультипликатора от величины передаваемого крутящего момента (рис. 12). Из нее следует, что с увеличением значений передаваемого крутящего момента повышается КПД мультипликатора. Это объясняется тем, что если в начальный период испытаний при минимальном крутящем моменте на ведущем валу СШП шарик соприкасается с беговыми дорожками в точках из-за погрешностей изготовления деталей, то при повышении крутящего момента эти контакты становятся более линейными (по дугам окружностей). Повышение КПД происходит вследствие упругой деформации металла в нагруженных точках и явления прирабатываемости [13, 14].

1. Средняя арифметическая представительна, поскольку коэффициент вариации не превышает 6%.
2. Влияние смазочного материала на величину КПД вполне достоверно.

КПД мультипликатора η вычислялся по формуле:

$$\eta = M_1 / (M_2 + M_3) \cdot i,$$

M_1 – крутящий момент на ведущем валу (бурильная колонна); M_2 – крутящий момент на ведомом валу (ко-



Рис. 9.
Детали мультипликатора

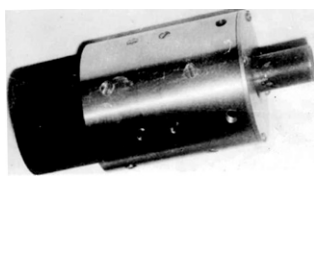


Рис. 10.
Мультипликатор в сборе

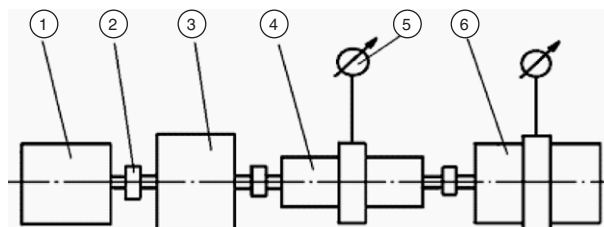


Рис. 11.
Стенд для исследования КПД мультипликатора: 1 – приводной двигатель; 2 – полужесткая муфта; 3 – коробка передач; 4 – синусошариковый мультипликатор; 5 – динамометр с рычагом и деталями крепления к корпусам мультипликатора и двигателя-нагрузителя; 6 – двигатель-нагрузитель

ТАБЛИЦА 2.

Результаты испытаний синусошарикового мультипликатора с передаточным отношением $i = 2,33$ в стендовых условиях

№ эксперимента	Крутящий момент на корпусе, Н·м		Числовые характеристики выборки значений КПД		
	Мультипликатор, М1	Нагрузочный двигатель, М ₃	η	x	$V, \%$
Смазочный материал «Графитол»					
1	6	12	4	0,77	5,58
2	7	11	6	0,78	5,51
3	8	15	5	0,81	5,43
4	9	17	4	0,82	5,24
5	10	19	6	0,81	5,43
6	11	21	6	0,80	5,46
Смазочный материал «ТАД-17»					
1	6	10	5	0,86	5,30
2	7	11,5	5	0,87	5,23
3	8	13	6	0,88	5,20
4	9	14,5	7	0,89	5,18
5	10	16	7	0,90	5,15

лонковый набор); M_3 – реактивный момент на промежуточном валу (водило мультипликатора, заторможено); i – передаточное отношение мультипликатора (для испытуемого образца $i = 2,33$).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных стендовых исследований были решены следующие задачи:

- проверена работоспособность и практическая приемлемость синусошариковой передачи для ее работы в режиме мультипликатора;
- найдены принципиальные конструкторско-технологические решения для создания многорядного синусошарикового мультипликаторного узла диаметром 73 мм (обеспечивающих сборку при сохранении конструкторской и технологической простоты устройства);
- обоснована перспективность создания промышленно работоспособной конструкции РМБ.

Оснащение мультипликатора РМБ съемными элементами позволит извлекать мультипликатор на поверхность вместе со съемным керноприемником, а механизм фиксации реактивного момента о стенки

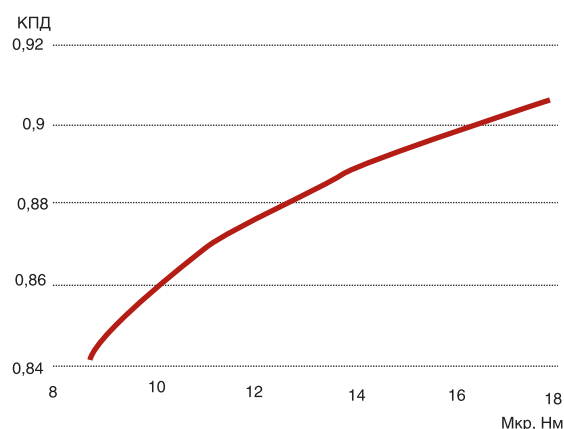


Рис. 12.

Зависимость КПД синусошарикового мультипликатора от передаваемого крутящего момента

скважины при этом будет оставаться на своем месте встроенным между бурильной колонной и верхней частью колонкового набора и пропускать через себя съемный керноприемник при проведении СПО.

Результаты проведенных исследований могут быть использованы при проведении НИОКТР по созданию забойных устройств для высокочастотного алмазного бурения на больших глубинах разведочных скважин малого диаметра, позволяющих повысить экономическую эффективность бурения, геологическую информативность и представительность опробования по керну, снизить энергоемкость и металлоемкость бурового оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. А.с. 866090, СССР. Устройство для бурения скважин, 1981.
2. А.с. № 2004118896/03, E21B4/20, 22.04.2004 Роторно-мультипликаторный бур.
3. ВАДЕЦКИЙ Ю.В., ИГНАТИШЕВ Р.М., МАКАРЕВИЧ Д.М. и др. Забойные синусошариковые редукторные вставки, применяемые в бурении скважин. М.: ВНИИОЭНГ. 1988. Вып. 1.
4. ИВАНОВ М.Н. и др. Волновые передачи (Рекомендации по инженерным расчетам). М.: ВНИИТЭМР, 1986.
5. ИГНАТИШЕВ Р.М. Общие сведения о синусошариковых передачах // Вестник машиностроения. 1986. №2. С. 24–28.
6. ИГНАТИШЕВ Р.М., ГРЕБЕНЬ А.М., РЕЗНИКОВ В.Д. и др. А.с. 960412, СССР. Синусошариковый редуктор для забойных двигателей // Бюл. № 35, 1982.
7. ИГНАТОВ С.Н., АТАМАНОВ В.Ф., САГИНОВ В.А. и др. Алмазно-планетарный бур / Механизация очистных и подготовительных работ. Ч. 1, Караганда, изд. КПТИ, 1969. С. 173–177.
8. НЕСКОРОМНЫХ В.В., ПОПОВА М.С., ПЕТЕНЕВ П.Г. и др. Современные технологии бурения на твердые полезные ископаемые: учебник. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2020. 340 с.
9. Отраслевая методика по разработке и совершенствованию технологии бурения на твердые полезные ископаемые. Изд. 2-е перераб. И доп. Сост. Васильев В.И., Пономарев П.П., Блинов Г.А., Бакланов Ю.В., Кулик Б. А., Лаврова Б.А, Оношко Ю.А. Л.: ВИТР, 1983. 130 с.
10. СКАЛЯНОВ В.И. Обоснование параметров новых технических средств для повышения эффективности высокооборотного алмазного бурения глубоких геологоразведочных скважин. Дисс. на соискание уч. ст. к.т.н. М.: РГГРУ. 2007.
11. СКАЛЯНОВ В.И. Научный подход к передаче и преобразованию механической энергии для повышения эффективности высокооборотного алмазного бурения на больших глубинах геологоразведочных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». 2024. № 4.
12. СКАЛЯНОВ В.И., ЯКУНИН А.Б., ВОРОНОВА А.К. и др. Разработать забойный мультипликатор для повышения эффективности алмазного бурения. От-

В.И. СКАЛЯНОВ
СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗВЕСТНЫХ
МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ
И ПЕРЕДАЧИ МЕХАНИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ВЫСОКООБОРОТНОГО АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ НА
БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

чет № 01890067304. Иркутск: Иркутское отделение ВИТР, 1989. 97 с.

13. ИГНАТИШЕВ Р.М., КРЕЗ А.И., ГРОМЫКО П.Н., СКАЛЯНОВ В.И. и др. Создание научного задела под прикладные исследования и опытно-конструкторские работы роторно-мультипликаторного бура диаметром 73 мм, работающего в режиме повышения частоты вращения в 2,0–2,5 раза. Отчет ВТК «Синус-4» на базе Могилевского машиностроительного института, Могилев, 1990. 50 с.
14. ИГНАТИШЕВ Р.М., НИКОЛАЕВ Л.А., КРЕЗ А.И., СКАЛЯНОВ В.И. и др. Исследования и конструкторско-технологические проработки синусошариковой передачи для использования в забойных устройствах. Отчет ВТК «Синус-3» на базе Могилевского машиностроительного института, Могилев. 1989. 27с.
15. КАЛИНИН А.Г., ВЛАСЮК В.И., ОШКОРДИН О.В., СКРЯБИН Р.М. Технология бурения разведочных скважин. М.: Изд-во «Техника», ТУМА ГРУПП. 2004. 528 с.
16. НЕСКОРОМНЫХ В.В. Н552 Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые: учеб. пособие. Красноярск: СФУ, 2012. 294 с.
17. СКАЛЯНОВ В.И., ЯКУНИН А.Б., ВОРОНОВА А.К. и др. Разработать забойный мультипликатор для повышения эффективности алмазного бурения. Отчет № 01890067304. Иркутское отделение ВИТР. 1989. 97 с.
18. Справочник по бурению геологоразведочных скважин. СПб.: ООО «Недра», 2000. 712 с.
19. ШУВАЛОВ С.А. Методические указания по расчету волновых зубчатых передач на ЭВМ. М.: МВТУ им. Н.Э. Баумана. 1987.

REFERENCES

1. A.s. 866090, USSR. Well drilling device, 1981. (In Russian).
2. A.s. N 2004118896/03, E21B4/20, 22.04.2004 Rotary multiplier drill. (In Russian).
3. VADETSKY YU.V., IGNATISHCHEV R.M., MAKAREVICH D.M. ET AL. Downhole sine-ball gear inserts used in well drilling. Moscow: VNIIOENG, 1988;1. (In Russian).
4. IVANOV M.N. ET AL. Wave transmissions (Recommendations for engineering calculations). Moscow: VNIITEMR, 1986. (In Russian).
5. IGNATISHCHEV R.M. General information on sine-ball transmissions. *Vestnik mashinostroyeniya*. 1986;2:24–28. (In Russian).
6. IGNATISHCHEV R.M., GREBEN A.M., REZNIKOV V.D. ET AL. A. s. 960412, USSR. Sine-ball gearbox for downhole motors. *Bulletin N 35*, 1982. (In Russian).
7. IGNATOV S.N., ATAMANOV V.F., SAGINOV V.A.

- ET AL. Diamond-planetary drill. Mechanization of cleaning and preparatory works. Part 1, Karaganda, KPTI Publishing House, 1969:173–177. (In Russian).
8. NESKOROMNYKH V.V., POPOVA M.S., PETENEV P.G. ET AL. Modern drilling technologies for solid minerals: textbook. Krasnoyarsk: Sib. feder. un-t. 2020:340. (In Russian).
9. Industry methodology for the development and improvement of drilling technology for solid minerals. 2nd ed. revised and enlarged. Comp. Vasiliev V.I., Ponomarev P.P., Blinov G.A., Baklanov Yu.V., Kulik B.A., Lavrova B.A., Onoshko Yu.A. Leningrad: VITR, 1983:130. (In Russian).
10. SKLYANOV V.I. Justification of the parameters of new technical means for increasing the efficiency of high-speed diamond drilling of deep exploration wells. Diss. for the degree of Candidate of Technical Sciences. Moscow: RGGRU. 2007. (In Russian).
11. SKLYANOV V.I. A scientific approach to the transmission and conversion of mechanical energy to improve the efficiency of high-speed diamond drilling at great depths in geological exploration wells. *Nauchno-tekhnicheskiy zhurnal «Inzhener-neftyanik»*. 2024;4. (In Russian).
12. SKLYANOV V.I., YAKUNIN L.B., VORONOVA L.K. ET AL. Develop a downhole multiplier to improve the efficiency of diamond drilling. Report N 01890067304. Irkutsk: Irkutskoye otделение VITR. 1989:97. (In Russian).
13. IGNATISHCHEV R.M., KREZ A.I., GROMIKO P.N., SKLYANOV V.I. ET AL. Creating a scientific basis for applied research and development work on a rotary multiplier drill with a diameter of 73 mm, operating in a mode of increasing the rotation speed by 2.0–2.5 times. Report of the VTK "Sinus-4" based on the Mogilev Machine-Building Institute, Mogilev, 1990:50. (In Russian).
14. IGNATISHCHEV R.M., NIKOLAEV L.A., KREZ A.I., SKLYANOV V.I. ET AL. Research and design-technological development of a sine-ball gear for use in downhole devices. Report of the VTK "Sinus-3" based on the Mogilev Machine-Building Institute, Mogilev. 1989:27. (In Russian).
15. KALININ A.G., VLASYUK V.I., OSHKORDIN O.V., SKRYABIN R.M. Technology of drilling exploratory wells. Moscow: Izd-vo «Tekhnika», TUMA GRUPP. 2004:528. (In Russian).
16. NESKOROMNYKH V.V. N552 Well Design for Solid Minerals: A Tutorial. Krasnoyarsk: SFU, 2012. 294. (In Russian).
17. SKLYANOV V.I., YAKUNIN L.B., VORONOVA L.K. ET AL. Developing a Downhole Multiplier to Increase the Efficiency of Diamond Drilling. Report N 01890067304. Irkutsk Branch of the Institute of Hydrodynamics and Technical Sciences. 1989:97. (In Russian).
18. Handbook of Exploration Well Drilling. St. Petersburg: Nedra LLC, 2000:712. (In Russian).
19. SHUVALOV S.A. Guidelines for calculating wave gear transmissions on a computer. Moscow: MVTU im. N.E. Bauman. 1987. (In Russian).

Склянов Владимир Иванович,
 к.т.н, доцент кафедры современных технологий бурения
 скважин Российского государственного геологоразведочно-
 го университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 117485, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, МГРИ,
 117485, 23, Moscow, Miklukho-Maklaya str.
 тел.: +7 (916) 998-22-32, e-mail: sklianovvi@mgri.ru

УДК 622.276.65

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-56-66

Научная статья

ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУШЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

О.В. Тюкавкина¹, Я.А. Круглов²

¹ РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, г. МОСКВА, РФ

² АО «ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ» (АО «ИГиРГИ»), г. МОСКВА, РФ

В данной статье рассматриваются проблемы, возникающие при проведении ремонтов скважин при разработке пластов с терригенным типом коллектора на месторождениях Восточной Сибири. Отмечено, что использование водных растворов для глушения скважин приводит к снижению продуктивности на 20–40% из-за кольматации призабойной зоны, вызванной взаимодействием воды с ангидритом, присутствующим в породе. Для решения данной проблемы предлагается применение обратных водонефтяных эмульсий, которые предотвращают ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пласта и минимизируют риск потери циркуляции.

В статье подробно описаны методология кольматации призабойной зоны пласта В₁₀ хамакинского горизонта, методы подготовки эмульсий на основе товарной нефти и солевого раствора, а также представлены методики расчета для достижения необходимой плотности жидкости. Результаты исследования подчеркивают высокую эффективность данных эмульсий в условиях низких пластовых давлений и температур и делают акцент на их преимуществах по сравнению с традиционными водными растворами.

В статье кратко приводятся сведения о геологическом строении пласта В₁₀ хамакинского горизонта, как объекта разработки, обусловленного сложным строением и тектоническими факторами, влияющими как на выбор подходов к вскрытию и выработке данного объекта, так и на подбор и адаптацию жидкости глушения с учетом осложняющих геологических и технологических факторов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: хамакинский горизонт, растворы на углеводородной основе, ремонт скважин, продуктивность скважин

О.В. ТЮКАВКИНА, Я.А. КРУГЛОВ
ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУШЕНИЯ И РЕМОНТА
СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО
ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

EDN: OKXLKE

Original article

SELECTION OF PROCESS FLUIDS TO IMPROVE THE QUALITY OF WELL DAMPING AND REPAIR IN CONDITIONS OF ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURES OF THE KHAMAKINSKY HORIZON (EASTERN SIBERIA)

O.V. TYUKAVKINA¹, YA.A. KRUGLOV²

¹ RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RF

² JSC «INSTITUTE OF GEOLOGY AND FOSSIL FUEL DEVELOPMENT» (JSC IGI RGI), MOSCOW, RF

This article examines the challenges encountered during wellbore workovers in terrigenous reservoirs in Eastern Siberia. It is noted that the use of aqueous solutions for well killing results in a 20–40% reduction in productivity due to wellbore colmatation caused by the interaction of water with anhydrite present in the rock. To address this issue, the use of inverted water-in-oil emulsions is proposed. These emulsions prevent deterioration of reservoir properties and minimize the risk of lost circulation.

The article describes in detail the methodology for wellbore colmatation in the В₁₀ formation of the Khamakinsky horizon, methods for preparing emulsions based on commercial oil and brine, and presents calculation methods for achieving the required fluid density. The study results highlight the high efficiency of these emulsions under low reservoir pressures and temperatures and highlight their advantages over traditional aqueous solutions.

The article briefly presents information on the geological structure of the В₁₀ layer of the Khamakinsky horizon, as a development object, due to the complex structure and tectonic factors that influence both the choice of approaches to the opening and development of this object, and the selection and adaptation of the killing fluid, taking into account complicating geological and technological factors.

KEY WORDS: Khamakinsky horizon, hydrocarbon based solutions
Well repair, well productivity

ВВЕДЕНИЕ

Постановка проблемы. Для выявления причин недостижения потенциальных дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин необходимо установить основные факторы, влияющие на продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытиях продуктивного пласта [33], обусловленные геологическими и технологическими факторами, например, воздействием технологических жидкостей и их фильтрата на горную породу [18]. Первичное вскрытие приводит к нарушению естественного равновесного состояния в пласте-коллекторе, при этом изменение температуры, давления, состава и соотношения насыщающих поровое пространство флюидов, проникновение посторонних химических веществ и выбуренной мелкодисперсной твердой фазы влияют на физико-химические процессы, в результате которых снижается потенциальная продуктивность скважин, что отмечалось в работах [9, 20, 38].

Факторы, определяющие продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытиях можно разделить на две основные группы:

- увеличение вязкости подвижных фаз (характерные признаки – снижение подвижности пластовых флюидов за зоной проникновения; снижение подвижности пластовых флюидов в зоне проникновения);
- увеличение фильтрационного сопротивления (характерные признаки – сокращение эффективного радиуса фильтрующих каналов, особенно в низкопроницаемых коллекторах; закупорка фильтрационных каналов в пристволенной части призабойной зоны пласта (ПЗП); – заполнение естественных (либо искусственных, например, образованных в результате гидроразрыва пласта) крупных каналов и трещин буровым и тампонажным раствором; деформация фильтрующего пространства, заполнение частицами и обломками горной породы).

В работах авторов [14, 31, 32] рассмотрен комплекс работ при вторичном вскрытии пласта, а также комплекс и последовательность операций, предусматривающих восстановление гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной, в [5-8, 21–23, 25–28] предложены методы и составы для глушения, которые учитывают термобарические факторы и минимизируют риски негативного воздействия на окружающую среду. Отмечено, что жидкость глушения может проникать в пласт на большую глубину, чем буровой раствор и его фильтрат, за счет репрессии, меньшей вязкости и др. В результате происходит изменение свойств пластовых флюидов, выделение газообразных и твердых углеводородов из растворенного состояния, образование эмульсий и газовых дисперсий на границе смешивания, увеличение водонасыщенности ПЗП, набухание и/или диспергирование гидратирующих материалов, сорбция асфальтосмолистых компонентов и химических реагентов на по-

верхности фильтрующего пространства, что является осложняющими факторами при вторичном вскрытии продуктивного пласта после текущих и капитальных ремонтов скважин (ТРС, КРС), что также является одной из проблем для подбора жидкостей глушения [16, 17] и требует экспериментального подхода к их подбору и опробованию для пластов хамакинского горизонта, эксплуатируемых в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) и аномально низких пластовых температур (АНПТ), обусловленных сложным геологическим строением разрабатываемого объекта (пласт В10).

Особенности геологического строения исследуемой площади как фактора, влияющего на эффективность комплекса мероприятий при вторичном вскрытии пласта В₁₀ после ТРС и КРС.

Характерной особенностью позднеархейского и раннепротерозойского этапов становления кристаллического фундамента территории Восточной Сибири является заложение глубинных разломов и приразломных структур типа зон смятия, растяжения, сдвиговых нарушений, каждое из которых влияет на закономерности миграции глубинных флюидов. На перераспределение флюидов также влияют процессы магматизма, которые обуславливают изменения температурно-барического режима вмещающих пород и приводят к миграции флюидов преимущественно в направлении от интрузивных тел, что отмечалось рядом исследователей [16, 33, 36]. Породы фундамента с большим временным перерывом (более 200 млн лет) перекрываются платформенным чехлом, представленным пологозалегающими осадочными и осадочно-вулканогенными образованиями. Характерной особенностью платформенных структурных ярусов является несовпадение структурного плана и резкие несогласия рифейского, вендского, каменноугольно-триасового и юрского структурных ярусов.

Хамакинский горизонт (верхнепаршинская подсвита) выделяется в составе отложений вендского возраста, его толщины изменяются по площади от 30 до 50 м, эффективные нефтенасыщенные толщины составляют не более 1/3 от общей толщины. Литологическая неоднородность пород горизонта и пласта В10 отражается на статистических коэффициентах, характеризующих коллекторские свойства пород и достоверность их средних значений (стандартное отклонение и дисперсия), что особенно необходимо отметить при изучении проницаемости коллекторов [4, 24, 35]. Особенностью терригенных отложений хамакинского горизонта является их засоленность, что обуславливает аномально высокие значения солености пластовых вод (до 0,4 кг/л). В пласте соль может находиться в твердом виде и в перенасыщенном растворе. При отборе керн соль выпадает в осадок в поровом пространстве, что затрудняет объективную оценку фильтрационно-емкостных и петрофизиче-

ских свойств коллекторов общепринятыми лабораторными методами [15].

Ввиду сложного геологического строения и аномально низких пластовых температур и давлений на месторождениях Восточной Сибири актуальными направлениями для исследований факторов, определяющих продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытии, происходящих фильтрационных и массообменных процессов в прискважинной области и в целом пластов хамакинского горизонта являются:

1. Исследования причин закупоривания пор и трещин, создание кольматационного непроницаемого экрана в первых сантиметрах глубины трещины при первичном и вторичном вскрытиях продуктивных пластов, при котором должны выполняться условия:

$$l_{пк} > l_{зп} \geq l_{зк} \quad (1)$$

$$l_{зк} = r_{зк} - r_{скв} \quad (2)$$

$$K_{зк} = \frac{l_{зп}}{l_{зк}} \rightarrow 0, \quad (3)$$

где $l_{пк}$, $l_{зп}$, $l_{зк}$ – глубины: перфорационного канала, зоны проникновения фильтрата, зоны кольматации, м; $r_{зк}$, $r_{скв}$ – радиусы, соответственно, зоны кольматации и скважины, м; $K_{зк}$ – коэффициент эффективности кольматации (степень кольматации).

2. Применение облегченных буровых растворов плотностью:

$$\rho_{бр} = 10^3 \times K_3 \times K_a > 10^3 \times K_y \quad (4),$$

где K_3 – коэффициент запаса для предупреждения нефтегазопроявлений, согласно "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020, № 534); K_y – коэффициент устойчивости стенок ствола скважины.

Коэффициент эффективности перфорационного канала будет определяться по формуле:

$$K_{зп} = \frac{l_{пк}}{l_{зп}} \rightarrow \infty, \quad (5)$$

где

$$l_{пк} = r_{пк} - r_{скв}, \quad (6)$$

$r_{зп}$ – радиус зоны проникновения фильтрата, м

$$l_{зп} = r_{зп} - r_{скв} \quad (7)$$

3. Применение буровых растворов и промывочных жидкостей на углеводородной или синтетической основе, для которых следует применять открытый эксплуатационный забой и соблюдать условие: $l_{зк} \rightarrow 0$. Если оно не выполняется, то необходимо после спуска нецементируемого хвостовика провести кумулятивную перфорацию при депрессии с закачкой в интервал

О.В. ТЮКАВКИНА, Я.А. КРУГЛОВ
ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГЛУШЕНИЯ И РЕМОНТА
СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО
ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

продуктивного пласта чистой товарной нефти. Высота закачиваемой нефти должна составлять:

– для наклонно-направленной скважины

$$h_{н.ннс} \geq h_{зп} + h_{па} + 50 \text{ м}; \quad (8)$$

– для горизонтальной скважины

$$h_{н.гс} \geq h_{па} + 50 \text{ м} \quad (9)$$

где $h_{зп}$ – высота зумпфа, м; $h_{па}$ – толщина пласта, м.

Первый опыт глушения скважин на пласты хамакинского горизонта был получен еще в 2006 г., когда для вскрытия карбонатных пластов применялись поверхностно-активные растворы на основе реагента СПК-150 (ПАКР). Без добавления этого реагента в водный раствор хлористого натрия коэффициент восстановления проницаемости для карбонатных коллекторов составил 0,7, после добавления 1,5% СПК-150 – 1,38. Необходимо отметить, что при воздействии на терригенный коллектор применение жидкости глушения на водной основе показывает различный и часто недостаточно эффективный результат, что отмечено в работе [3], где показано, что основными недостатками жидкостей на водной основе является высокая чувствительность к разбавлению в процессе их закачки в зону поглощения. Для решения данной проблемы авторами предложен новый сшивающий тампонажный изоляционный состав. Рядом исследователей [29, 30, 34, 37] отмечалось, что влияние жидкостей глушения и фильтрата технологических жидкостей оказывает значительное влияние на коллектора с высокой проницаемостью и наличием трещин. Поэтому существует необходимость исследования жидкостей глушения и процессов (закономерностей) растворения, которые могут быть обусловлены разными термобарическими условиями пласта и внутренней структурой коллектора (объекта разработки).

Для пород хамакинского горизонта, по результатам предварительных расчетных параметров изменения радиуса зоны проникновения фильтрата бурового раствора после всех воздействий, получено, что средневзвешенный радиус проникновения фильтрата бурового раствора составляет: $r_{зп} = 0,778$ м, минимальный $r_{зп} = 0,66$ м, максимальный $r_{зп} = 1,08$ м.

С учетом результатов исследований факторов, определяющих продуктивность скважин при первоначальном вскрытии и креплении, необходимо рассмотреть процессы, происходящие в прискважинной зоне при вторичном вскрытии пласта, а также получить экспериментальные данные по изменению продуктивности скважин до и после проведения ГТМ с глушением скважин.

Происходящие процессы в прискважинной области динамической системы пласта B_{10} хамакинского горизонта, по группам факторов, определяющих продуктивность при вторичном вскрытии (проведение текущего и капитального ремонта скважин ТРС и КРС).

При постановке проблемы были выделены 2 группы факторов, определяющих продуктивность скважин при первичном и вторичном вскрытии пласта. Рассмотрим процессы, происходящие в прискважинной области для каждой группы факторов:

1 группа – увеличение вязкости подвижных фаз. Процессы, происходящие в прискважинной области динамической системы пласта V_{10} :

- изменение свойства флюидов соответственно изменению забойных давлений (увеличение вязкости);
- выделение газообразных и твердых углеводородов из растворенного состояния;
- образование эмульсий и газовых дисперсий на границе смешивания пластовых флюидов и фильтратов буровых и тампонажных растворов;
- увеличение водонасыщенности в ПЗП. Изменение смачиваемости ПЗП, гидрофилизация.

2 группа – увеличение фильтрационного сопротивления. Процессы, происходящие в прискважинной области динамической системы пласта V_{10} :

- набухание и/или диспергирование гидратирующих материалов;
- сорбция асфальтосмолистых компонентов и химических реагентов на поверхности фильтрующего пространства;
- проникновение мелкодисперсной фазы буровых и тампонажных растворов в ПЗП;
- структурообразование и коагуляция в объеме поглощенного бурового раствора;
- формирование внутренней фильтрационной корки;
- изоляция части ПЗП;
- разрушение скелета горной породы и образование песчаных пробок в ПЗП.

Следовательно, актуальными остаются вопросы исследования факторов, определяющих продуктивность пластов при вторичном вскрытии, влияния водной фазы растворов на структуру и изменение пустотного пространства разрабатываемого объекта, требований по обеспечению стабильности состава жидкости глушения с сохранением фильтрационно-емкостных свойств пласта и повышением противofiltrационных свойств жидкости глушения.

Наиболее негативным фактором при вскрытии пласта V_{10} является подверженность водной агрессии, что выражается в ухудшении фильтрационно-емкостных свойств пласта при первичном вскрытии терригенного типа коллектора на солевых буровых растворах, а также в потере продуктивности после проведения подземных ремонтов с применением промывочных жидкостей на водной основе. Объясняется это тем, что в процессе катагенеза осадочных пород происходит интенсивное минералообразование, вторичное по отношению к окремнению. В результате поровое пространство частично заполняется карбонатными минералами: доломитом и ангидритом. Та-

кого катагенетического цемента содержится в породе 7–22% (в среднем 11,3%). При этом ангидрит (CaSO_4) при контакте с водой может увеличиваться в объеме до 30%, образуя дигидрат сульфата кальция – гипс ($\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$), блокирующий часть открытых пор, что приводит к частичной или полной потере проницаемости коллектора. С 2010 г. при вскрытии терригенных коллекторов на территории месторождений Восточной Сибири проводились опытные работы в части повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, включая прострелочно-взрывные работы, в комплексе с глино-кислотными и соляно-кислотными обработками при проведении капитального ремонта скважин. Эти работы не давали положительного результата, при этом по некоторым скважинам наблюдалось снижение продуктивности в среднем на 30% от базового дебита (табл. 1).

В таблице 1 представлены режимы нефтяных скважин до и после проведения геолого-технических мероприятий с глушением скважин и применением традиционного солевого раствора, где четко прослеживается снижение продуктивности скважин после проведения ремонтов вне зависимости от типа капитального ремонта. При этом коэффициент восстановления естественной проницаемости изменялся от 19,1 до 31,8% (установлено экспериментальными лабораторными исследованиями), что может свидетельствовать о практически беспрепятственном распространении жидкости глушения в пласт. При этом объемы фильтрации по данным экспериментальных (лабораторных) исследований составили: 24,2 мл за 0,56 ч; 59,38 мл за 0,11 ч; 46,63 мл за 0,008 ч. При лабораторных исследованиях, зная объем порового пространства каждого образца (колонка керна 10 см) и величины отфильтрованных через них разных по составу жидкостей глушения (ЖГ), можно рассчитать глубину проникновения этих составов в пласт и изучать зону проникновения для решения задач, например, восстановления проницаемости призабойной зоны [10], фильтрационных процессов бурового раствора [17], прогнозирования отложений кольматантов в прискважинной зоне [2]. Также расчет может быть применен для выбора жидкости глушения и исследования глубины ее проникновения в пласт при выполнении работ КРС или ТРС:

$$L = \frac{V}{V_{\text{пор}}}, \quad (10)$$

где L – глубина проникновения ЖГ за время прокачки, м; V – прошедший за время опыта объем ЖГ, м^3 ; $V_{\text{пор}}$ – расчетный объем порового пространства 1 п.м. керна, м^3 .

Расчетная глубина проникновения ЖГ за 1 час фильтрации, м:

$$L = L_t \times T \quad (11)$$

где t – время прокачки ЖГ через керн, ч.

ТАБЛИЦА 1.

Аналитические данные о режимах работы нефтяных скважин после глушения солевыми растворами

Скважина	Год	Шифр ремонта	Параметры работы скважины до ремонта				Параметры работы скважины после ремонта				Отклонение		
			$Q_{жид}^1$ м³/сут	Обв.; %	$Q_{неф}^1$ т/сут	$K_{пр}^1$ м³/сут/ат	$Q_{жид}^2$ м³/сут	Обв.; %	$Q_{неф}^2$ т/сут	$K_{пр}^2$ м³/сут/ат	$Q_{жид}^3$ м³/сут	$Q_{неф}^3$ т/сут	%
1	2010	КР 13-2.1	24	0	20,1	1,6	2	0	1,7	0,04	-22	-18,4	-91,7
2	2011	КР 7-1.0	11	0	9,2	0,12	6	0	5,0	0,07	-5	-4,2	-45,5
3	2012	ТР 5-3.0	19	0	15,9	0,93	16	0	13,4	0,45	-3	-2,5	-15,8
4	2012	ТР 5-3.0	38	0	31,8	0,87	28	0	23,4	0,53	-10	-8,4	-26,3
5	2012	КР 7-1.0	16	0	13,4	0,68	6	0	5,0	0,16	-10	-8,4	-62,5
6	2012	КР 3-1.5	41	1	33,9	0,71	33	1,3	27,2	0,62	-8	-6,7	-19,5
7	2012	ТР 5-1.0	8	0	6,7	0,12	5	0	4,2	0,09	-3	-2,5	-37,5
8	2012	ТР 5-3.0	43	0	35,9	1,83	40	0,4	33,3	1,57	-3	-2,6	-7,0
9	2013	КР 3-1.5	33	0	27,6	0,57	30	18	20,6	0,60	-3	-7,0	-9,1
10	2013	ТР 5-1.0	24	0	20,1	0,59	22	0,1	18,4	0,47	-2	-1,7	-8,3
11	2013	ТР 5-1.0	8	0	6,7	0,12	4	0	3,3	0,08	-4	-3,3	-50,0
12	2013	ТР 5-1.0	8	0	6,7	0,12	4	0	3,3	0,06	-4	-3,3	-50,0
13	2013	ТР 5-1.0	8	0	6,7	0,10	6	0,4	5,0	0,11	-2	-1,7	-25,0
14	2014	ТР 2-6.5	25	0	20,9	1,14	24	0	20,1	0,97	-1	-0,8	-4,0
15	2016	КР 8-2.0	1	0	0,8	0,01	0,7	99	0,0	0,01	0	-0,8	-30,0
16	2014	КР 7-1.0	3	0	2,5	0,03	1,5	1	1,2	0,02	-2	-1,3	-50,0
17	2014	КР 3-4.1	18	0	15,1	0,73	5	0	4,2	0,12	-13	-10,9	-72,2
Среднее значение											-5	-4,8	-30

Учитывая различную длительность воздействия исследуемых жидкостей на коллекторские свойства ПЗП в течение времени строительства скважины, максимально-возможная протяженность поврежденной зоны от проникновения каждого из растворов, определяется выражением:

$$L_{пов} = L_t \times T \quad (12)$$

где $L_{пов}$ – максимально возможная протяженность зоны с поврежденными ФЕС, м; L_t – расчетная глубина проникновения ЖГ за 1 ч. фильтрации, м; T – время воздействия технологической жидкости на ПЗП в процессе проведения ремонта на скважине, ч.

Промысловая практика на месторождениях Восточной Сибири показывает, что время пребывания продуктивного коллектора под влиянием ЖГ составляет в среднем 33 ч, что обуславливает радиус зоны проникновения ЖГ в зону коллектора и ограничивается применяемым объемом жидкости глушения. Негативный результат, обусловленный снижением продуктивности скважин, ставил задачу эффективно-го подхода к выбору ЖГ, что предопределило необходимость проведения широкого объема лабораторных

исследований их потенциальных вариантов. Для решения этой задачи были проведены лабораторные и тестовые исследования растворов на углеводородной основе (РУО), которые могут применяться в качестве жидкостей глушения скважин. Первичное вскрытие терригенных коллекторов пласта B_{10} в условиях АНПТ и АНПД с применением РУО показывает высокую эффективность, при этом полученные дебиты скважин при проведении вскрытия и бурения продуктивного горизонта на РУО почти в 2,5 раза превышают дебиты скважин, построенных по традиционной технологии с использованием насыщенного солевого биополимерного бурового раствора.

В работах [4, 11, 15] показаны современный подход применения сшитых полимерных гелей для освоения пластов в условиях низких температур и экспериментальные данные по изучению вопросов проникновения технологических жидкостей в пласт и изменения пустотного пространства породы за счет химической адсорбции, миграции мелких частиц, набухания глинистых минералов. Опыт таких исследований позволяет минимизировать отрицательный эффект при подборе жидкостей глушения в условиях АНПТ и АНПД. Для подбора жидкости глушения важным аспектом явля-

ется химический состав и минерализация пластовых вод, так набухание глин происходит тем интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. В результате объем глинистых частиц увеличивается, что может привести к перекрытию пор или разрушению глины, которая начнет двигаться и закупоривать поры.

Учитывая предыдущий опыт применения растворов на углеводородной основе (РУО) в качестве жидкостей глушения, были рассмотрены композиции обратных водонефтяных эмульсий на основе товарной дегазированной нефти и солевого раствора NaCl. Наличие дисперсной фазы оказывает минимальное воздействие на изменение ФЕС коллектора, а также обеспечивает необходимую плотность раствора для создания противодействия на пласт. Так как нефть и вода жидкости противоположной химической природы (первая – неполярная, вторая – полярная), при смешивании они разделяются на отдельные фазы из-за высокого значения поверхностного натяжения на границе раздела. Снизить поверхностное натяжение и эмульгировать (распределить в объеме в виде мельчайших капель) воду в нефти можно добавкой специального эмульгатора. Для таких целей подходят эмульгаторы на основе высокомолекулярных карбоновых кислот и производных на их основе с углеводородным радикалом C_{18-22} . Концентрация эмульгатора и марка раствора подбирались с учетом показателя стабильности эмульсии, которая готовились путем введения в нефть расчетного количества эмульгатора на установке FDTES-100-140, затем при перемешивании на высокоскоростной мешалке 5000 об/мин вводилась водная фаза – раствор соли. Рецепттура предлагаемой и испытываемой эмульсии: нефть – 750 л; в качестве дисперсной фазы, утяжелителя использовался рассол NaCl (плотность раствора – 1180 кг/м^3) – 250 л; в качестве стабилизатора эмульсии использовался эмуль-

гатор – 5 л; в качестве понизителя фильтрации использовался органофильный бентонит – 10–15 кг (рис. 1).

Для стабилизации эмульсии рассола NaCl в образце нефти достаточным оказалось 0,5% (5 л/м^3) концентрация всех испытанных эмульгаторов (Нефтенол НЗ, МР-150, CLeave FM).

При проведении испытаний ЖГ на основе РУО на восьми скважинах изучаемого месторождения Восточной Сибири (пласт B_{10} хамакинского горизонта), снижение продуктивности скважин, связанное с негативным влиянием на ПЗП вследствие применения РУО не выявлено. Более того, после проведения ремонтов по интенсификации притока, выполненных на РУО, отмечалось четырехкратное увеличение коэффициента продуктивности по причине успешно выполненных интенсификаций притока методом газодинамического разрыва пласта (ГДРП). Комплексный подход к проведению геолого-технических мероприятий на пласт B_{10} , включающий применение оптимальной рецептуры ЖГ на основе РУО с минимизацией негативного кольтационного влияния на пласт, а также применение технологии ГДРП в комплексе с закачкой в пласт углеводородных растворителей, позволили достичь высоких технологических показателей после ГТМ (табл. 2).

К проведению ремонтов с применением растворов глушения на основе товарной нефти подбираются скважины, на которых гидростатическая нагрузка столба нефти обеспечивает необходимое противодействие на пласт с 10% запасом согласно требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Рассмотрим результаты применения РУО после проведения ГТМ, проведенные на породы хамакинского горизонта (пласт B_{10}) на одном из месторождений Восточной Сибири.

Проведено глушение скважины № 1 (экспериментальная) с применением в качестве ЖГ-обратных эмульсий (ОЭ). Всего выработано 48 м^3 раствора ЖГ за период – 6 рабочих смен. Параметры ЖГ: плотность – 920 кг/м^3 , кинематическая вязкость – $53,8 \text{ мм}^2/\text{с}$. Из специальной скважины для глушения скважины №1 добыта рапа плотностью – 1310 кг/м^3 . Эмульгатор (стабилизатор эмульсии) – 5 л. Минерализация пластовой воды составила 400 г/л . Высокая молярная доля ионов Ca^{2+} оказывает положительное влияние на реологические свойства эмульсии, что обуславливает снижение вязкости и получение более однородной структуры ОЭ и сокращает время приготовления раствора. Для проведения технологического процесса применялась специальная установки с накопительной емкостью ЕР-60, с возможностью выработки ОЭ в объеме до 56 м^3 , осуществлена временная обвязка производственной площадки солерастворного узла нефтедобывающего предприятия.

По результатам проведения ремонта на скважине №1 с применением ОЭ было подтверждено нейтраль-



РИС. 1.

Рецептура обратной водонефтяной эмульсии, испытанной на нефтегазовом месторождении Восточной Сибири

ТАБЛИЦА 2.

Аналитические данные о режимах работы нефтяных скважин после глушения жидкостями на основу РОУ

№ п/п	Дата глушения	Скважина	Способ	Объем жидкости глушения, м³	Пласт	Шифр ремонта	Плотность жидкости глушения, кг/м³	Режим до ремонта		Режим после ремонта	
								Дата	Коэффициент продуктивности, м³/сут×ат	Дата	Коэффициент продуктивности, м³/сут×ат
1	15.09.2020	1	ЭЦН	24,0	В10	КР7-8.0	0,94	15.09.2020	0,13	01.11.2020	0,38
2	26.09.2020	2	ФОН	24,7	В10	КР7-11	0,94	16.03.2020	0,22	01.11.2020	1,86
3	27.09.2020	3	ЭЦН	27,0	В10	КР7-8.0	0,92	17.09.2020	0,35	01.11.2020	0,62
4	07.10.2020	4	ФОН	29,9	В10	КР7-11	0,90	16.12.2020	0,27	16.11.2020	0,41
5	06.11.2020	5	ЭЦН	29,5	В10	КР7-9.0	0,91	06.11.2020	0,22	01.12.2020	0,71
6	08.12.2020	6	ЭЦН	23,4	В10	КР7-11	0,90	01.12.2020	0,02	01.01.2021	0,63
7	12.12.2020	7	ЭЦН	24,0	В10	КР7-11	0,89	11.12.2020	0,28	01.02.2021	1,38
8	21.12.2020	8	ЭЦН	26,8	В10	КР7-11	0,89	05.11.2020	0,10	01.02.2021	0,23
Среднее значение									0,2		0,78

ное воздействие эмульсии на состояние ПЗП. Глушение и подземный ремонт скважины №1 были успешно завершены в ноябре 2021 года. После окончания ремонта была произведена замена эмульсии в затрубном пространстве на товарную нефть с использованием электроцентробежного насоса (УЭЦН). Кроме того, для более полного вытеснения ОЭ и предотвращения ее попадания в систему нефтесбора осуществлялось дополнительное освоение криогенным комплексом. Так как продуктивные терригенные пласты являются гидродинамическими системами, в которых физические, химические и физико-химические процессы до их вскрытия находятся в относительно равновесном состоянии и могут значительно изменяться при их первичном и вторичном вскрытии, то полученные результаты могут быть полезны для изучения технологий проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) в условиях поглощения тампонажных растворов [19], и технологий приготовления растворов для РИР [1]. При проведении капитальных ремонтов скважин вследствие влияния технологических жидкостей, равновесное состояние нарушается, в ПЗП возникают сложные процессы – проникновение фильтрата, кольматация пор и другие возможные последствия, которые зависят от литолого-петрографического состава коллекторов, физико-химических свойств насыщающих их жидкостей и газов. Поэтому важными прикладными задачами, решение которых напрямую влияет на показатели эффективности геолого-технических мероприятий, являются обоснование оптимальных жидкостей глушения, а также лабораторные и полевые испытания выбранных композиций.

ВЫВОДЫ

Всего в период с ноября 2021 г. по декабрь 2023 г. было проведено восемь текущих и шесть капитальных ремонтов скважин. Для оценки эффективности выполненных ремонтов на ОЭ был рассмотрен негативный опыт, полученный в период с 2010 по 2014 гг. при проведении подземных ремонтов скважин месторождении с использованием жидкостей глушения на водной основе. Как было сказано ранее, в данном случае отмечалось снижение продуктивности от 0,2 до 0,5 м³/сут × атм или в среднем 30% от первоначальной продуктивности.

Средний прирост дебита нефти от проведения ремонтов на обратной эмульсии с целью интенсификации составил 6,6 т/сут, что в итоге дало суммарную дополнительную добычу нефти в размере 12,6 тыс. т.

После завершения каждого ремонта проводилось замещение эмульсии в затрубном пространстве на товарную нефть при работающей установке электроцентробежного насоса. Далее осуществлялось дополнительное освоение криогенным комплексом для наиболее полного вытеснения эмульсии и предотвращения ее поступления в систему нефтесбора.

Все ремонты на ОЭ выполнены без осложнений и с сохранением фактической эксплуатационной способности продуктивного пласта, что подтверждает правильность подобранной технологии глушения скважин с терригенным типом коллектора (пласт В₁₀ хамакинского горизонта) на месторождении Восточной Сибири.

В результате проведенных исследований была выделена оптимальная жидкость глушения на основе обратной водонефтяной эмульсии, применимая к терригенному типу коллектора (пласт В₁₀ хамакинского

горизонта). В рецептуру эмульсии включены: высокоминерализованный раствор «рапы», дегазированная товарная нефть, эмульгатор, гидрофобизатор (органобентонит). Данный состав обеспечивает возможность осуществления текущих и капитальных ремонтов скважин без ущерба для фактической эксплуатационной способности продуктивного пласта.

Кроме того, успешное проведение технологических операций с обратной эмульсией подтверждает эффективность внедренных технологий и принципов, что в свою очередь содействует повышению устойчивости и прибыльности добычи нефти на месторождениях Восточной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. ДМИТРИЕВ А.П., ИГУМНОВ И.А., МИЛЮТИНСКИЙ И.А., МАВЛИЕВ А.Р. Новая технология приготовления водных растворов полиакриламида в нефтепромысловых условиях // Нефтяное хозяйство. 2024. №6. С. 98–101 DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-98-101.
2. ДМИТРИЕВА А.Ю., БАТУРИН Н.И., ЛУТФУЛЛИН А.А., АБУСАЛИМОВ Э.М., АХМЕТШИН Ф.А., ШАРИФУЛЛИН А.Р. Комплексный подход к прогнозированию отложений кольматантов в прискважинной зоне пласта // Нефтяное хозяйство. 2024. №7. С. 26–31 DOI: 10.24887/0028-2448-2024-7-26-31.
3. КРУГЛОВ Я.А., ТЮКАВКИНА О.В. Развитие технологии газодинамического разрыва пласта (опробование на промысловых объектах с терригенным типом коллектора на месторождении Восточной Сибири) // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8 (109). С. 87–93.
4. КРУГЛОВ Я. А., ТЮКАВКИНА О.В. Подходы к проведению геолого-технических мероприятий на сложнопостроенный объект разработки хамакинского горизонта Восточной Сибири (на примере пласта В₁₀) // Нефтяная провинция. 2024. № 4(40). С. 186–205.
5. МАМЕДОВ Б.А., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ГАЛЕЕВ Ф.Х., ЧУКЧЕЕВ О.А., МАТВЕЕВ К.А. и др. Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2054118 С1, 10.02.1996. Заявка № 95111473/03 от 19.07.1995.
6. МАМЕДОВ Б.А., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ГУМЕРСКИЙ Х.Х., ГАЛЕЕВ Ф.Х., ЧУКЧЕЕВ О.А. и др. Состав для глушения скважин. Патент на изобретение RU 2068081 С1, 20.10.1996. Заявка № 96103492/03 от 04.03.1996.
7. МАМЕДОВ Б.А., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Состав для глушения скважин. Патент на изобретение RU 2068080 С1, 20.10.1996. Заявка № 96101079/03 от 30.01.1996.
8. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ЧУКЧЕЕВ О.А., ИБРАГИМОВ Р.Г., ПАНАХОВ Г.М. и др. Способ глушения скважин. Патент на изобретение RU 2075594 С1, 20.03.1997. Заявка № 96115899/03 от 22.08.1996.
9. ПОПОВ С.Н., ЧЕРНЫШОВ С.Е., АБУКОВА Л.А. Лабораторные исследования трансформации фильтрационно-емкостных свойств и химического состава пород терригенного коллектора под воздействием водорода (на примере бобриковских отложений нефтяного месторождения северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 646–655.
10. САВИЧЕВ К.С., МУСИН Р.А., КАПИТОНОВ В.А., ЕВДОКИМОВ Д.В., КОВАЛЬ М.Е., ВАЛИЕВА О.И., МИНГАЛИШЕВ Ф.К., НИКОЛАЕВ А.А., ПИЛИПЕЦ Е.Ю. Оценка эффективности составов для восстановления проницаемости призабойной зоны продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2024. №9. С. 107–111 DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-107-111.
11. СЕНТЕМОВ А.А., ДОРФМАН М.Б. Перколяционный подход при гидродинамическом моделировании воздействия на призабойную зону скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. №7. С. 157–165. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3612.
12. СИЛИН М.А., МАГАДОВА Л.А., БОРОДИН С.А., ПОТЕШКИНА К.А., РОНЬЖИНА В.В. Методы определения концентрации полиакриламида при изучении динамической адсорбции // Нефтяное хозяйство. 2025. №1. С. 74–79. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-74-79.
13. ТАГИРОВ К.Д., ГУКАЙЛО В.С., ЗЕМЦОВ Ю.В., САМОЙЛОВ М.В., МОРОЗОВСКИЙ Н.А. Результаты промысловых испытаний технологии увеличения нефтеотдачи SPA-Well на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2025. №2. С. 40–44. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-2-40-44.
14. ТЮКАВКИНА О.В., ЧАРУПА М.В., БЛИНОВ В.А. Метод экспресс-оценки проницаемости и продуктивности скважин по результатам испытаний пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2025. №5. С. 40–44.
15. ТЮКАВКИНА О.В., КРУГЛОВ Я.А. Подбор и обоснование эффективности применения жидкости глушения скважин в условиях хамакинского горизонта (Восточная Сибирь) // Нефтяная провинция. 2025. № 1(41). С. 259–274.
16. ТЮКАВКИНА О.В., КАПИТОНОВА И.Л., БАБАЕВА А.Х. К вопросу регионального и локального моделирования залежей нефти Уват-Ханты-Мансийского срединного массива // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7 (100). С. 22–29.
17. ЧЕРНИКОВ А.Ю., РАХИМОВ Т.Р., КИМ Д.А., ГРАЧЕВ О.В., МАЛЮТИН Д.В., ДЕМИДОВА Т.Н., КОТЕЛЬНИКОВ С.А. Анализ фильтрационных процессов в скважине и практика применения пакетов с кольматирующими и укрепляющими составами // Нефтяное хозяйство. 2024. №9. С. 25–31.

- DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-25-31.
18. **ЧЕРНЫХ В.И., МАРТЮШЕВ Д.А., ПОНОМАРЕВА И.Н.** Новый взгляд на учет минерального состава карбонатных коллекторов при глушении скважин: экспериментальные исследования // Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 893–903.
 19. **ШАЙМАРДАНОВ А.Р., НИКУЛИН В.Ю., АХМЕРОВ Р.И., НИГМАТУАЛИН Т.Э., АНДРЕЕВ А.Е. и др.** Промысловые испытания технологии борьбы с поглощением тампонажных составов с применением модифицированного полимерно-дисперсного состава // Нефтяное хозяйство. 2024. №9. С. 84–88. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-84-88.
 20. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В.** Моделирование эволюции геофлюидодинамических углеводородных систем в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Вестник РАЕН. 2020. Т. 20. №3. С. 50–55.
 21. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ИБРАГИМОВ Р.Г., ЗАЗИРНЫЙ В.Д.** Технология глушения скважин в осложненных условиях // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1996. № 10. С. 56.
 22. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАМЕДОВ Б.А., МАТВЕЕВ К.Л., ИСМАГИЛОВ Р.Г., БЕРМАН А.В.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2099510 C1, 20.12.1997. Заявка № 97106590/03 от 28.04.1997.
 23. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАМЕДОВ Б.А., САНАМОВА С.Р., ТИТОВА З.П.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2099511 C1, 20.12.1997. Заявка № 97106591/03 от 28.04.1997.
 24. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., БАЛАКЧИ В.Д.** Регулирование фронта вытеснения в неоднородных пластах путем блокирования высокопроницаемых каналов набухающей композицией / Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сб. докладов трех научно-практических конференций журнала «Нефтяное хозяйство». г. Москва, 2022. С. 268–281.
 25. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., ГАЛЕЕВ Р.М., ГРОШЕВ А.С., КРАСНОВ А.Г., АПАСОВ Т.К.** Способ глушения эксплуатационной скважины (варианты). Патент на изобретение RU 2189437 C1, 20.09.2002. Заявка № 2001132096/03 от 29.11.2001.
 26. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., ГАЛЕЕВ Р.М., ГРОШЕВ А.С., КРАСНОВ А.Г.** Способ глушения эксплуатационной скважины (варианты). Патент на изобретение RU 2187625 C1, 20.08.2002. Заявка № 2001128760/03 от 26.10.2001.
 27. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2105138 C1, 20.02.1998. Заявка № 97114424/03 от 03.09.1997.
 28. **ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М.** Способ глушения эксплуатационной скважины. Патент на изобретение RU 2114985 C1, 10.07.1998. Заявка № 98101879/03 от 11.02.1998.
 29. **CHUKWUEMEKA A.O., AMEDE G., ALFAZAZI U.** A review of wellbore instability during well construction: Types, causes, prevention and control // Petroleum and Coal. 2017. Vol. 59. Iss. 5. P. 590–610.
 30. **DOKHANI V., MA Y., GENG T. ET AL.** Transient analysis of mud loss in fractured formations // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107722. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107722.
 31. **JIA H., WU X.** Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change // Petroleum Exploration and Development. 2017. Vol. 44. Iss. 4. P. 659–666. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30075-7.
 32. **MARTYUSHEV D.A., GOVINDARAJAN S.K.** Development and study of a Visco-Elastic Gel with controlled destruction times for killing oil wells // Journal of King University – Engineering Sciences. 2022. Vol. 34. Iss. 7. P. 408–415. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007.
 33. **MUKHAMETSHIN V.V.** Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian and gas province fields on the basis of differentiation and grouping // Russian Geology and Geophysics. 2021. T. 62. № 12. С. 1373–1384.
 34. **QIAN L., JING L., BAOLONG Z.** Experimental investigation of the influence of sequential water-rock reactions on the mineral alterations and porosity evolution of shale // Construction and Building Materials. 2022. Vol. 317. N 125859. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2021.125859.
 35. **SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V.** Improving the efficiency of processing the results of reservoir filtration studies and parameters when modeling complex reserves // Moscow University geology Bulletin. 2022. Vol. 77. N 3. P. 337–346. DOI: 10.3103/s0145875222030127.
 36. **SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V., KAPITONOVA I.L.** An assessment of the oil and gas-bearing capacity of the pre-Jurassic and Jurassic deposits of the central part of the west Siberian plate // University geology Bulletin. 2022. Vol. 77. N 5. P. 524–530. DOI: 10.3103/s0145875222050143.
 37. **ZHANG L., ZHOU F., ZHANG SH. ET AL.** Evaluation of permeability damage caused by drilling and fracturing fluids in tight low permeability sandstone reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 175. P. 1122–1135. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.01.031.
 38. **ZHI Z., BAOJIANG S., ZHIYUAN W. ET AL.** Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 213. № 110337. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110337

REFERENCES

1. DMITRIEV A.P., IGUMNOV I.A., MILYUTINSKY I.L., MAVLIEV A.R. New technology for preparing aqueous solutions of polyacrylamide in oil field conditions. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;6:98–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-6-98-101 (In Russian).
2. DMITRIEVA A.YU., BATURIN N.I., LUTFULLIN A.A., ABUSALIMOV E.M., AKHMETSHIN F.A., SHARIFULLIN A.R. An integrated approach to forecasting colmatant deposits in the near-well zone of the reservoir. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;7:26–31. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-7-26-31 (In Russian).
3. KRUGLOV YA.A., TYUKAVKINA O.V. Development of gas-dynamic fracturing technology (testing at production facilities with a terrigenous reservoir type at a field in Eastern Siberia). *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. 2024;8;(109):87–93. (In Russian).
4. KRUGLOV YA. A., TYUKAVKINA O. V. Approaches to conducting geological and technical measures at a complex development facility of the Khamakinsky horizon in Eastern Siberia (using the B₁₀ formation as an example). *Neftyanaya provintsiya*. 2024;4;(40):186–205. (In Russian).
5. MAMEDOV B.A., SHAKHVERDIEV A.KH., GALEEV F.KH., CHUKCHEEV O.A., MATVEEV K.L. ET AL. Method for killing a production well. Patent for invention RU 2054118 C1, 02/10/1996. Application N95111473/03 dated July 19, 1995. (In Russian).
6. MAMEDOV B.A., SHAKHVERDIEV A.KH., GUMERSKY KH.KH., GALEEV F.KH., CHUKCHEEV O.A. ET AL. Composition for killing wells. Patent for invention RU 2068081 C1, 20.10.1996. Application N 96103492/03 dated 04.03.1996. (In Russian).
7. MAMEDOV B.A., SHAKHVERDIYEV A.KH. Well killing composition. Patent for invention RU 2068080 C1, 20.10.1996. Application N 96101079/03 dated 30.01.1996. (In Russian).
8. MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIYEV A.KH., CHUKCHEEV O.A., IBRAGIMOV R.G., PANAKHOV G.M. ET AL. Well killing method. Patent for invention RU 2075594 C1, 20.03.1997. Application N 96115899/03 dated 22.08.1996. (In Russian).
9. POPOV S.N., CHERNYSHOV S.E., ABUKOVA L.A. Laboratory studies of the transformation of the filtration-capacitive properties and chemical composition of terrigenous reservoir rocks under the influence of hydrogen (using the Bobrikov deposits of an oil field in the northeast of the Volga-Ural oil and gas province as an example). *Zapiski Gornogo Instituta*. 2024;268:646–655. (In Russian).
10. SAVICHEV K.S., MUSIN R.A., KAPITONOV V.A., EVDOKIMOV D.V., KOVAL M.E. ET AL. Evaluation of the effectiveness of compositions for restoring the permeability of the bottomhole zone of productive formations. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;9:107–111. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-107-111. (In Russian).
11. SENTEMOV A.A., DORFMAN M.B. Percolation approach in hydrodynamic modeling of the impact on the wellbore zone. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*. 2022;333;7:157–165. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3612 (In Russian).
12. SILIN M.A., MAGADOVA L.A., BORODIN S.A., POTESHKINA K.A., RONZHINA V.V. Methods for determining the concentration of polyacrylamide in the study of dynamic adsorption. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2025;1:74–79. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-1-74-79. (In Russian).
13. TAGIROV K.D., GUKAILO V.S., ZEMTSOV YU.V., SAMOILOV M.V., MOROZOVSKY N.A. Results of field tests of the SPA-Well enhanced oil recovery technology at the Samotlor field. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2025;2:40–44. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-2-40-44. (In Russian).
14. TYUKAVKINA O.V., CHARUPA M.V., BLINOV V.A. Method of rapid assessment of well permeability and productivity based on formation testing results. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. 2025;5:40–44. (In Russian).
15. TYUKAVKINA O.V., KRUGLOV YA.A. Selection and justification of the efficiency of well killing fluid application in the Khamakinsky horizon conditions (Eastern Siberia). *Neftyanaya provintsiya*. 2025;1;(41):259–274. (In Russian).
16. TYUKAVKINA O.V., KAPITONOVA I.L., BABAEVA A.KH. On the issue of regional and local modeling of oil deposits of the Uvat-Khanty-Mansiysk median massif. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*. 2023;7;(100):22–29. (In Russian).
17. CHERNIKOV A.YU., RAKHIMOV T.R., KIM D.L., GRACHEV O.V., MALYUTIN D.V. ET AL. Analysis of filtration processes in a well and the practice of using packs with colmatating and strengthening compositions. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;9:25–31. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-25-31. (In Russian).
18. CHERNYKH V.I., MARTYUSHEV D.A., PONOMAREVA I.N. A new look at accounting for the mineral composition of carbonate reservoirs when killing wells: experimental studies. *Zapiski Gornogo Instituta*. 2024;270:893–903. (In Russian).
19. SHAIMARDANOV A.R., NIKULIN V.YU., AKHMEROV R.I., NIGMATULLIN T.E., ANDREEV A.E. ET AL. Field testing of the technology for combating the loss of cement slurries using a modified polymer-dispersed composition. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024;9:84–88. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-9-84-88. (In Russian).
20. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V. Modeling the evolution of geofluidodynamic hydrocarbon systems under conditions of instability of the displacement front. *Vestnik RAYEN*. 2020;20;(3):50–55. (In Russian).
21. SHAKHVERDIYEV A.KH., IBRAGIMOV R.G.,

- SAKIRNY V.D. Well Killing Technology in Complicated Conditions. *Azerbaijan Oil Industry*. 1996;10:56. (In Russian)
22. SHAKHVERDIYEV A.KH., MAMEDOV B.A., MATVEYEV K.L., ISMAGILOV R.G., BERMAN A.V. Method of Killing a Production Well. Patent for Invention RU 2099510 C1, 20.12.1997. Application N97106590/03 dated 28.04.1997. (In Russian)
 23. SHAKHVERDIYEV A.KH., MAMEDOV B.A., SANAMOVA S.R., TITOVA Z.P. Method of Killing a Production Well. Patent for invention RU 2099511 C1, 20.12.1997. Application N 97106591/03 dated 28.04.1997. (In Russian).
 24. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., BALAKCHI V.D. Regulation of the displacement front in heterogeneous formations by blocking highly permeable channels with a swelling composition. Actual problems of the oil and gas industry. Collection of reports from three scientific and practical conferences of the journal "Oil Industry". Moscow, 2022:268–281. (In Russian).
 25. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., GALEEV R.M., GROSHEV A.S., KRASNOV A.G., APASOV T.K. Method of killing a production well (variants). Invention Patent RU 2189437 C1, 20.09.2002. Application N 2001132096/03 dated 29.11.2001. (In Russian).
 26. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., GALEEV R.M., GROSHEV A.S., KRASNOV A.G. Method of killing a production well (variants). Invention Patent RU 2187625 C1, 20.08.2002. Application N 2001128760/03 dated October 26, 2001. (In Russian).
 27. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method of Killing a Production Well. Invention Patent RU 2105138 C1, February 20, 1998. Application N 97114424/03 dated September 3, 1997. (In Russian).
 28. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method of Killing a Production Well. Invention Patent RU 2114985 C1, July 10, 1998. Application N 98101879/03 dated February 11, 1998.
 29. CHUKWUEMEKA A.O., AMEDE G., ALFAZAZI U. A review of wellbore instability during well construction: Types, causes, prevention and control. *Petroleum and Coal*. 2017;59;(5):590–610.
 30. DOKHANI V., MA Y., GENG T. ET AL. Transient analysis of mud loss in fractured formations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020;195:107722. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107722
 31. JIA H., WU X. Killing fluid loss mechanism and productivity recovery in a gas condensate reservoir considering the phase behavior change // *Petroleum Exploration and Development*. 2017. Vol. 44. Iss. 4. P. 659–666. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30075-7
 32. MARTYUSHEV D.A., GOVINDARAJAN S.K. Development and study of a Visco-Elastic Gel with controlled destruction times for killing oil wells. *Journal of King University – Engineering Sciences*. 2022;34;7:408–415. DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007.
 33. MUKHAMETSHIN V.V. Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62;(12):1373–1384.
 34. QIAN L., JING L., BAOLONG Z. Experimental investigation of the influence of sequential water-rock reactions on the mineral alterations and porosity evolution of shale. *Construction and Building Materials*. 2022;317:125859. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2021.125859.
 35. SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V. Improving the efficiency of processing the results of reservoir filtration studies and parameters when modeling complex reserves. *Moscow University geology Bulletin*. 2022;77;3:337–346. DOI: 10.3103/s0145875222030127.
 36. SCHUSTER V.L., TYUKAVKINA O.V., SHELEPOV V.V., KAPITONOVA I.L. An assessment of the oil and gas-bearing capacity of the pre-Jurassic and Jurassic deposits of the central part of the west Siberian plate. *University geology Bulletin*. 2022;77;(5):524–530. DOI: 10.3103/s0145875222050143.
 37. ZHANG L., ZHOU F., ZHANG S. ET AL. Evaluation of permeability damage caused by drilling and fracturing fluids in tight low permeability sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019;175:1122–1135. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.01.031
 38. ZHI Z., BAOJIANG S., ZHIYUAN W. ET AL. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022;213:110337. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110337

О.В. ТЮКАВКИНА, Я.А. КРУГЛОВ
ПОДБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГАУШЕНИЯ И РЕМОНТА
СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ХАМАКИНСКОГО
ГОРИЗОНТА (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Тюкавкина Ольга Валерьевна,
д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya St., 23,
e-mail: tov.sing@mail.ru

Круглов Яков Александрович,
главный технолог управления геологии и разработки АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых» (АО «ИГИРГИ»), г. Москва, РФ

✉ 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1,
117312, Moscow, st. Vavilova, 25, bldg. 1,
e-mail: kruglov.yakov@yandex.ru

УДК 550.834

DOI: 10.52531/1682-1696-2026-26-1-67-76

Научная статья

EDN: SZWGEF

ПОДГОТОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ 3D-ДАННЫХ, ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В СЛОЖНЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ И ГЛУБИННОЙ МИГРАЦИИ ДО СУММИРОВАНИЯ

С.А. Кириллов¹,
А.М. Алисолтанов¹,
О.А. Валюшев¹,
А.С. Лаврик², А.А. Милехин¹

¹АО «ЦЕНТРАЛЬНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ
ЭКСПЕДИЦИЯ», Москва, РФ

²АО «РОСГЕОЛОГИЯ» (АО «РОСГЕО»),
Москва, РФ

Статья представляет временную обработку сейсмических полевых данных, зарегистрированных нерегулярной системой наблюдения в сложных поверхностных сухопутных и морских сейсмогеологических условиях от различных типов источников возбуждения и видов сейсмоприемников с высоким уровнем техногенных помех в рамках метода средней глубинной точки с большой кратностью перекрытия, с целью подготовки их для временной и глубинной миграции по сейсмограммам.

В статье детально рассмотрены этапы обработки сейсмограмм, позволяющие эффективно подавить индустриальные и техногенные помехи, возникающие при проведении полевых работ в промышленных районах с развитой транспортной инфраструктурой. Это обеспечивает высокую достоверность результатов после миграции, необходимых для корректного построения сейсмогеологической модели залежи углеводородов, последующего прогноза свойств коллектора и комплексной оценки ресурсного потенциала исследуемой территории.

Ключевые слова: пространственная сейсморазведка, средняя глубинная точка, нерегулярная система наблюдений, технологические помехи, цифровая технология обработки, программно-вычислительные средства, граф обработки, регуляризация, кратность накопления, временная и глубинная миграция по сейсмограммам

Original article

PROCESSING 3D SEISMIC DATA RECORDED IN COMPLEX SURFACE SEISMOGEOLOGICAL CONDITIONS BY AN IRREGULAR OBSERVATION SYSTEM

S.A. KIRILLOV¹, A.M. ALISOLTANOV¹,
O.A. VALUSCHEV¹, A.S. LAVRIC²,
A.L. MILEHIN¹

¹JSC "CENTRAL GEOPHYSICAL EXPEDITION",
Moscow, RF

²JSC "ROS GEOLOGIYA" (JSC "ROS GEO"),
Moscow, RF

The article presents the sequence of processing seismic field data recorded by an irregular observation system in complex surface land and marine seismogeological conditions from various types of excitation sources and types of seismic receivers with a high level of man-made interference in the framework of the method of the middle depth point with a large overlap ratio in order to prepare them for time and depth migration according to seismograms.

The article discusses in detail the stages of processing seismograms that make it possible to effectively suppress industrial and man-made interference arising during field work in industrial areas with a developed transport infrastructure. This ensures high reliability of the results after migration, which are necessary for the correct construction of a seismogeological model of the hydrocarbon deposit, the subsequent forecast of reservoir properties and a comprehensive assessment of the resource potential of the studied territory.

KEY WORDS: spatial seismic survey, mid-depth point, irregular observation system, process interference, digital processing technology, computational software, processing graph, regularization, accumulation multiplicity, time and depth migration by seismograms

© С.А. Кириллов, А.М. Алисолтанов, О.А. Валюшев,
А.С. Лаврик, А.А. Милехин
Поступила в редакцию 16.02.2026

Результаты сейсморазведки МОГТ (метод общей глубинной точки) являются безальтернативными при детальной разведке залежей углеводородов в межскважинном пространстве, и позволяющие в комплексе

со скважинными геофизическими данными формировать пространственную геологическую модель залежи, которая является основой для подсчета запасов заключительного этапа геологоразведочных работ [5].

Экономическая эффективность применения сейсморазведки МОГТ-3D при разведке нефтегазоперспективных объектов охватывает весь комплекс сейсморазведочных работ – от методики и техники проведения полевых исследований до этапов цифровой обработки, комплексной интерпретации и построения сейсмогеологической модели. Она напрямую зависит от сроков и затрат на выполнение каждого этапа, включая время выполнения полевых работ в сложных поверхностных сейсмогеологических условиях, которые определяются строением верхней части геологического разреза. Поверхностные условия проведения полевых сейсморазведочных работ оказывают ключевое влияние на выбор параметров возбуждения и приема сейсмических колебаний, на соотношение интенсивности полезных волн и помех, их частотный состав и, как следствие, на качество и интерпретируемость получаемых данных.

Кроме того, процесс проведения полевых наблюдений осложняется рядом мешающих факторов, негативно влияющих на качество и структуру исходных сейсмограмм. К ним относятся:

- нерегулярность сети регистрации сейсмических волн.

Размещение приемников и источников возбуждения сигналов зачастую носит хаотичный характер из-за сложного рельефа местности, а также ограничено техническими или индустриальными условиями. Это создает значительные трудности при построении регулярных профилей отображения регистрируемого волнового поля, необходимых для качественной цифровой обработки и корректного построения карт сейсмических горизонтов;

- высокий уровень индустриальных и техногенных помех.

Воздействие промышленных объектов, транспорта и городской инфраструктуры существенно искажает полевые сейсмограммы. Регистрация данных происходит на фоне случайных и регулярных волн-помех, при этом соотношение сигнал/помеха остается низким в различных частотных диапазонах, что усложняет выделение полезной геологической информации.

Главной геологической задачей обработки данных сейсморазведки является получение кинематически и динамически согласованной сейсмической информации высокого разрешения, пригодной для построения структурно-тектонической модели и прогноза фильтрационно-емкостных свойств залежи углеводородов в межскважинном пространстве.

Оптимальное решение поставленной задачи достигается за счет интерпретационного сопровождения всех этапов обработки сейсмических данных [3, 6].

С.А. КИРИЛЛОВ, А.М. АЛИСОЛТАНОВ,
О.А. ВАЛЮШЕВ, А.С. ЛАВРИК, А.А. МИЛЕХИН
ПОДГОТОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ 3D-ДАННЫХ,
ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В СЛОЖНЫХ
ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ, ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ И ГЛУБИННОЙ
МИГРАЦИИ ДО СУММИРОВАНИЯ

Такой подход обеспечивает соответствие результатов интерпретации всей совокупности имеющейся геологической информации, включая данные других геофизических методов, результаты скважинных исследований, а также требованиям принятой принципиальной геологической модели залежи.

Таким образом, для повышения геологической информативности сейсмического разреза в процессе обработки полевых данных решаются следующие ключевые задачи:

- повышение соотношения сигнал/помеха;
- согласование амплитудного и частотного состава сейсмограмм ОПВ (общего пункта возбуждения), полученных от различных источников и приемников;
- увеличение временной и пространственной разрешенности результирующего сейсмического поля.

После эффективного ослабления фона промышленных, поверхностных и нерегулярных волн-помех производится перераспределение скорректированных данных на регулярную сетку наблюдений. Это позволяет перейти к последующему подавлению регулярных волн-помех с применением специализированных алгоритмов, которые обеспечивают оптимальное использование пространственных процедур обработки. В результате достигается согласование динамических характеристик сейсмического сигнала, что создает надежную основу для его последующей геологической интерпретации и прогнозирования коллекторских свойств.

Технологию обработки продемонстрируем на сейсмограммах, полученных при проведении полевых работ с высокой производительностью в сложных поверхностных морских и сухопутных сейсмогеологических условиях в объеме более 30 тыс. км². Часть полевых исследований проходила на территории города при регулярном движении автомобильного транспорта, работе промышленных предприятий, электролиний, и возникающие внешние искажающие факторы влияли на исходные сейсмические данные.

Производители полевых работ считали, что увеличение кратности наблюдений значительно уменьшит влияние внешних мешающих факторов на конечный сейсмический материал в результате цифровой обработки. После присвоения геометрии и бинирования, с размером бина 12,5×12,5 м, была получена карта кратности во всем диапазоне удалений, из которой следует, что около 50% площади характеризуются значениями кратности в диапазоне от 300 до 500 (рис. 1В).

В общей сложности примерно 60% физических наблюдений были получены с использованием воздушных пушек с различным объемом, 38% при использовании вибрационных источников, и оставшиеся 2% приходятся на взрывной тип источника (рис. 1А).

В районе работ также использовались различные типы приемников (10 приборов в группе), а именно

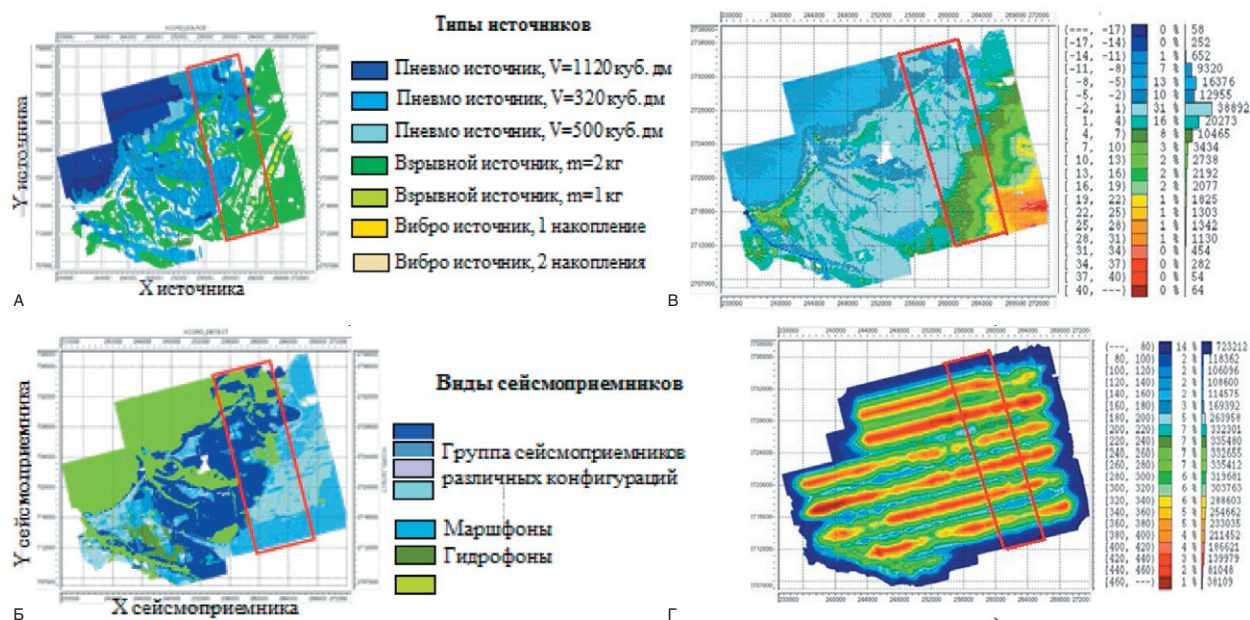


РИС. 1.

Схемы распределения источников возбуждения упругих волн, сейсμοприемников и кратности наблюдений МОГТ на участке исследований. А – схема распределения видов источников возбуждения, Б – схема распределения типов сейсμοприемников, В – схема альтитуд рельефа в точках приемников, Г – схема кратности наблюдений. Красный прямоугольник на рисунках обозначает участок обработки

геофоны (65%), двуканальные приемники (33%), гидрофоны (2%) и маршфоны (рис. 1Б). Характер отстрела, который можно оценить как нерегулярный в плане использования как типов источника, так и приемников, усложнит согласование данных.

Карты рельефа хорошо отображают зональность района работ, в которой присутствует повышение рельефа к юго-восточной части площади, понижение рельефа на северо-западе и выходом в море и транзитная часть, охватывающая 65% всех материалов с околонулевым уровнем рельефа (рис. 1В).

Сейсмограммы от разных типов источников возбуждения показаны на рис. 2.

По полевым данным проведен контроль качества в окнах, которые выбраны с учетом целевых интервалов, исключая попадание в оценку поверхностной волны. Атрибуты для гидрофонов и геофонов были рассчитаны отдельно и включали в себя отношение сигнал/помеха (рис. 3).

Пример исходных полевых сейсмограмм, полученных при максимальной производительности проведения полевых сейсмических работ показан на рис. 4.

По результатам контроля качества поступивших материалов были получены следующие оценки: отношение сигнал/шум имеют низкие значения, для 61% данных меньше 1,5; значения доминантных частот варьируются в диапазоне от 21 до 45 Гц.

Поэтому главными задачами обработки основного объема сейсмограмм ОПВ с небольшим соотношением сигнал/помеха (рис. 4Б, В), полученных с большой

кратностью перекрытий является формирование сейсмических данных на регулярной системе наблюдений для оптимального и эффективного применения процедур ослабления регулярных и нерегулярных волн помех и амплитудно-частотного согласования исходных волновых полей с целью выделения полезной сейсмогеологической информации.

Для этого на предварительном этапе подготовки сейсмических данных решаются следующие задачи:

1. Динамическая увязка данных, полученных различными источниками и приемниками.
2. Расширение частотного диапазона и повышение пространственной стабильности импульса.
3. Регуляризация и интерполяция данных.

1. ДИНАМИЧЕСКАЯ УВЯЗКА ДАННЫХ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ И ПРИЕМНИКОВ

Проект характеризуется наличием разнообразного технического оборудования для возбуждения и приема, которое из-за сильных различий в амплитудно-частотных и фазовых характеристиках отображается на зарегистрированном сейсмическом поле.

Для компенсации их влияния на фазовый и амплитудный спектр сигнала разных характеристик приема и возбуждения (гидрофон-геофон, источник пневматический, вибрационный, взрывной) выполнено приведение данных к минимально-фазовому виду с использованием расчета операторов по полевым сигналам источников. Для пневматических источников также выполнялась процедура подавления вторичной

С.А. КИРИЛЛОВ, А.М. АЛИСОЛТАНОВ,
О.А. ВАЛЮШЕВ, А.С. ЛАВРИК, А.А. МИЛЕХИН
ПОДГОТОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ 3D-ДАННЫХ,
ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В СЛОЖНЫХ
ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ, ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ И ГЛУБИННОЙ
МИГРАЦИИ ДО СУММИРОВАНИЯ

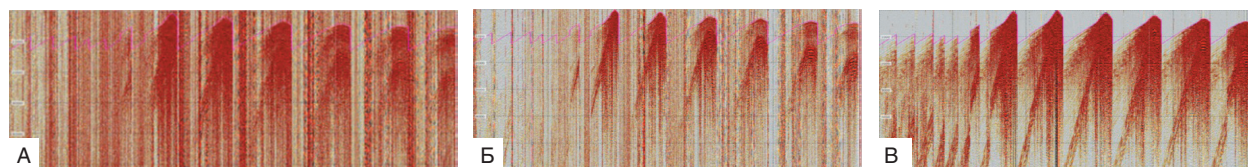


РИС. 2.

Сейсмограммы от различных источников возбуждения. А – вибрационный источник, Б – пневмоисточник 320 дм³, В – взрывной источник из 2-х скважин по 1 кг ВВ.

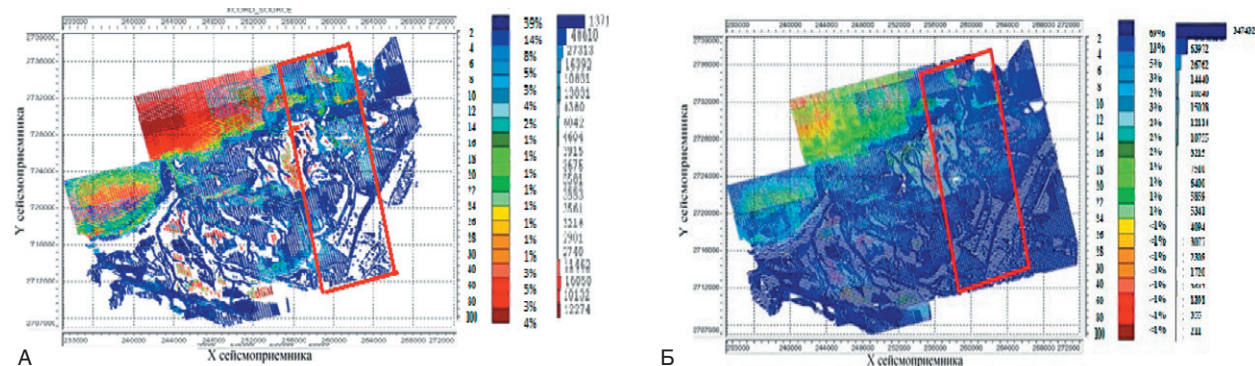


РИС. 3.

Схема распределения отношения сигнал/шум по точкам приема и возбуждения, рассчитанная по данным, полученным: А – с гидрофонов, Б – с геофонов

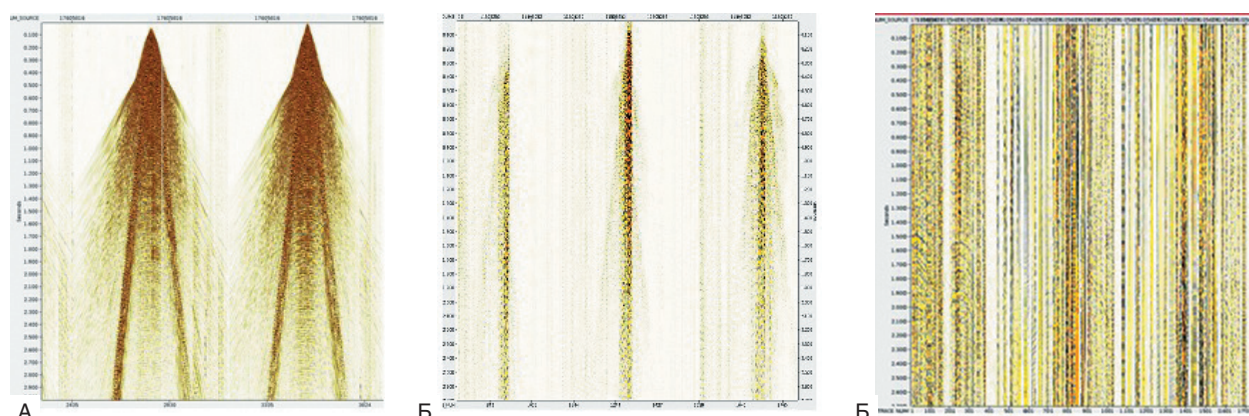


РИС. 4.

Примеры сейсмограмм ОПВ из разных зон полевых работ с разным соотношением сигнал/помеха: А – 26; Б – 1,2; В – меньше 1

пульсации и десигнатурная деконволюция [4]. Алгоритм приведения данных, представленный на рис. 5, направлен на приближение сигналов на сейсмограммах от всех невзрывных типов источников к взрывному перед применением деконволюции.

Подавление вторичной пульсации

Для решения задачи по увязке данных было выполнено подавление вторичной пульсации на сейсмограммах [1], полученных с использованием пневмо источника, для чего необходима исходная сигнатура

источника, которая может быть определена тремя вариантами:

1. Полевая сигнатура, полученная со вспомогательного канала.
2. Накопленная сигнатура из полевых данных.
3. Библиотечная сигнатура, полученная из технической документации к пневмо источнику.

Вариант 1 невозможно выполнить из-за отсутствия вспомогательных каналов. Получение сигнатуры из данных осложнено наличием кратных волн из-за малой глубины водного слоя. В связи с этим был

использован вариант 3 получения фильтра из библиотечной сигнатуры. В данной работе использовался вариант 3.

Дальше для приведения к истинно минимально-фазовому виду данных пневмо источника, применялась статистическая деконволюция. Для каждой сейсмограммы ОПВ рассчитывался единственный оператор, который применялся к трассам данной сейсмограммы (рис. 6) и, который формировался на основе рассчитанных АКФ функций сейсмограмм в диапазоне удалений 0–1200 м.



РИС. 5.

Блок-схема увязки сейсмических данных от разных источников и приемников

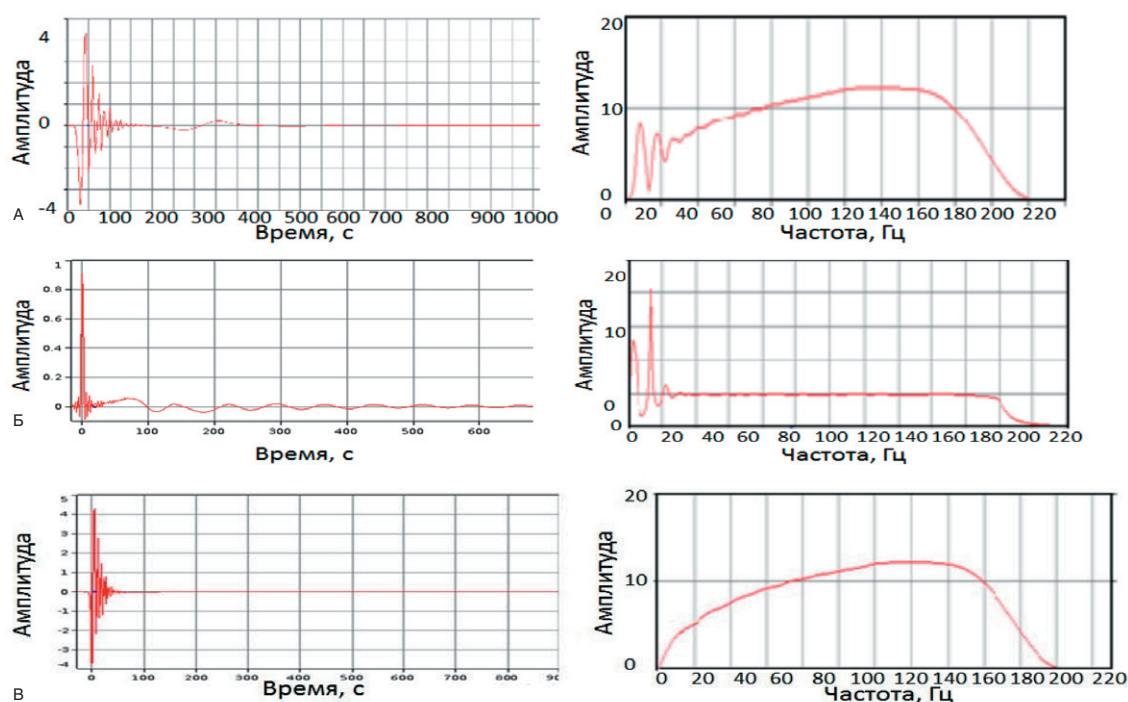


РИС. 6.

Расчет и применение оператора подавления вторичной пульсации: А – исходная сигнатура источника в дальней зоне; Б – оператор фильтра; В – сигнатура без влияния вторичной пульсации и их АЧХ

Для приведения сейсмических сигналов от вибрационных источников к минимально-фазовому виду был использован АКФ теоретического свип-сигнала, из которого получен эквивалентный минимально-фазовый сигнал (рис. 7). Он послужил основой для расчета фильтра согласования, приводящего нуль-фазовый сигнал к минимально-фазовому виду.

Выполнение PZ-суммирования обусловлено наличием двуканальных систем в приемной расстановке. В общем объеме полевой съемки применение геофонов составило 65% приемников, поэтому данное обстоятельство обуславливает то, что данные гидрофонов приводились к геофонам. Для устранения несогласованности данных были рассчитаны калибровочные фильтры и проведена оценка амплитудных скаляров за чувствительность приемника. Суммирование и оценка параметров была проведена в x-t области (рис. 8).

К сожалению, данные не позволяют провести подавление кратных волн с использованием методики Амундсена [2], с разделением волнового поля на восходящее и нисходящее. Это связано с низким отношением сигнал/шум и очень малой глубиной морского дна.

В результате примененных преобразований устранено влияние на сейсмическое поле различных типов источников, что является одним из важных этапов подготовки данных к применению процедур расширения частотного диапазона и пространственной стабилизации импульса (рис. 9). Цветными стрелками

С.А. КИРИЛЛОВ, А.М. АЛИСОЛТАНОВ,
О.А. ВАЛЮШЕВ, А.С. ЛАВРИК, А.А. МИЛЕХИН
ПОДГОТОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ 3D-ДАННЫХ,
ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В СЛОЖНЫХ
ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ, ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ И ГЛУБИННОЙ
МИГРАЦИИ ДО СУММИРОВАНИЯ

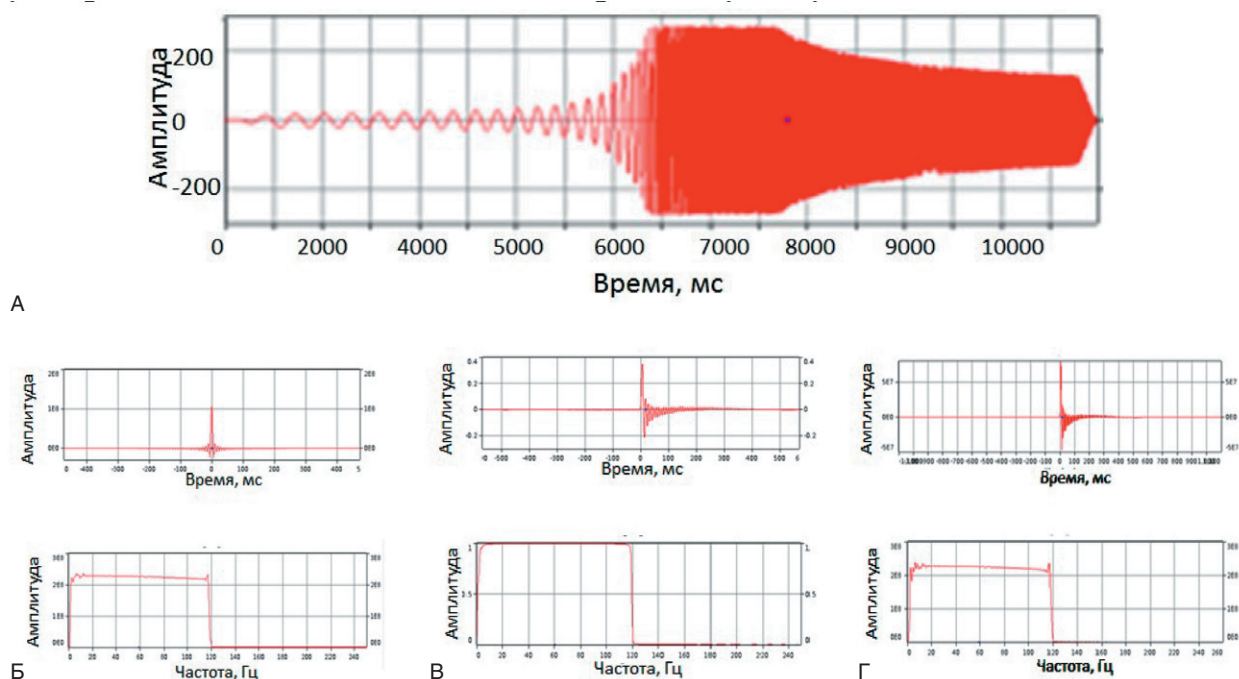


РИС. 7.

Приведение к минимально-фазовому виду сигнала от вибрационного источника: А – теоретический свип-сигнал; Б – АКФ; В – оператор приведения; Г – минимально-фазовый эквивалент

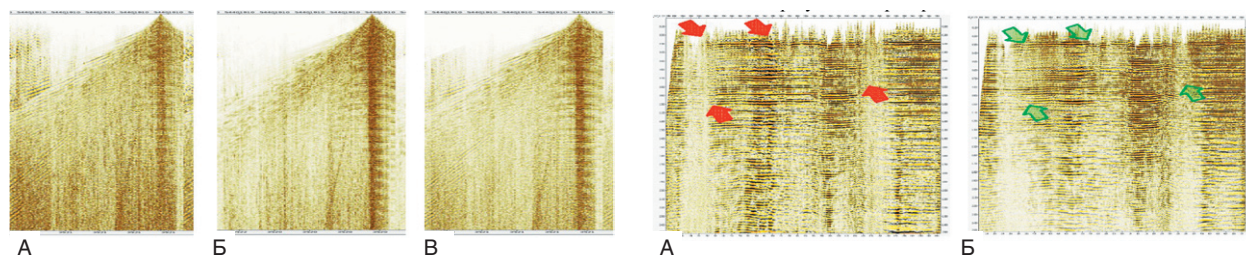


РИС. 8.

Сейсмограмма ОПП: А – геофон; Б – гидрофон; В – сейсмограмма после PZ-суммирования

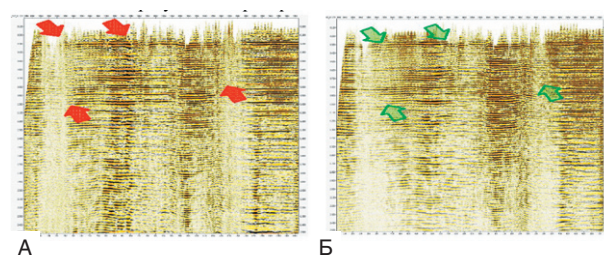


РИС. 9.

Временные разрезы до (а) и после (б) приведения к минимальной фазе и динамической увязки влияния источников

указаны места на временном разрезе, на которых отчетливо видно результаты преобразований.

2. РАСШИРЕНИЕ ЧАСТОТНОГО ДИАПАЗОНА И ПОВЫШЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ИМПУЛЬСА

Фазовая Q-фильтрация

Геологический разрез является не идеально упругой средой и обладает рассеивающими и поглощающими свойствами. Чем больший путь проходит волна, тем сильнее происходит поглощение высоких частот, которое отображается на растяжении формы сейсмического сигнала, т.е. особенностью в поведении поглощения является его практически линейное возрастание с частотой. К другой особенности в поведении поглощения относится резкое уменьшение

поглощающих свойств среды с увеличением глубины проникновения волны, ростом давления пород и увеличением плотности слагающих пород. Газонасыщенные пористые породы обладают большими значениями коэффициентов поглощения, чем водонасыщенные коллекторы.

В результате оптимально подобранный параметр компенсации Q позволит на разрезах улучшить динамическую выразительность временного разреза, повысить разрешенность волновой картины и прослеживаемость отражающих горизонтов.

Значение фактора добротности оценивалось статистически при помощи скважинных данных в процессе интерпретационной поддержки [3, 6]. Были опробованы значения от 75 до 195 с шагом 20. По результатам тестирования было выбрано значение $Q = 175$.

Компенсация за поглощение проводилась в частотной области, постоянная по времени и пространству. Данная процедура применялась до деконволюции, так как основное требование последней является неизменная форма импульса.

Робастная поверхностно-согласованная деконволюция

Для повышения вертикальной разрешенности сейсмической записи, устранения приповерхностных аномалий на спектральные характеристики и согласования между собой данных от различных источников и приемников использовалась робастная поверхностно-согласованная деконволюция (RSCD) [8]. Процедура выполняет оценку формы входного импульса на основе разложения спектральных оценок исходной записи по четырем факторам: пунктам взрыва, пунктам приема, удалениям и ОСТ, что позволяет ослабить влияние случайных вариаций спектра исходной записи на оценку формы входного импульса, стабилизировать по площади форму выходного сигнала и сохранить относительные амплитуды сейсмических трасс. RSCD использует метод Якоби с оверрелаксацией для выполнения поверхностного последовательного разложения спектров мощности логарифмов.

Частотно-зависимая балансировка амплитуд

После проведенной деконволюции сейсмические данные были подготовлены для выполнения частотно-зависимой поверхностно-согласованной балансировки амплитуд, целью применения которой явилось дальнейшее выравнивание амплитудно-частотного спектра по всей площади работ (рис. 10). Данные были разбиты на частотные полосы 0-16 Гц, 16-32 Гц, 32-64 Гц и 64-125 Гц.

Результаты расширения частотного диапазона и повышение пространственной стабильности импульса

Задачей данного этапа является повышение стабильности импульса по вертикали и латерали, а также расширение частотного диапазона. Данный этап является критически важным для подготовки данных к регуляризации и интерполяции, повышая устойчивость пространственных преобразований (рис. 11).

3. РЕГУЛЯРИЗАЦИЯ И ИНТЕРПОЛЯЦИЯ ДАННЫХ

В силу неблагоприятных поверхностных условий, техногенного фактора и характеристик используемой полевой методики сбора информации, системы наблюдения является регулярной как по пространственному распределению пунктов возбуждения и приема, так и по распределению азимутов и удалений.

Нерегулярность зарегистрированных полевых данных всегда ощутима в пространственных процедурах на всех стадиях обработки. Так, нерегулярность

С.А. КИРИЛЛОВ, А.М. АЛИСОЛТАНОВ, О.А. ВАЛЮШЕВ, А.С. ЛАВРИК, А.А. МИЛЕХИН
ПОДГОТОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ 3D-ДАННЫХ, ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В СЛОЖНЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ И ГЛУБИННОЙ МИГРАЦИИ ДО СУММИРОВАНИЯ

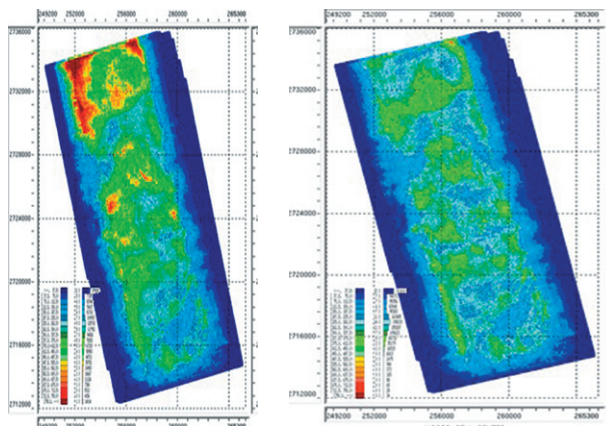


Рис. 10.

Карты RMS амплитуд до (А) и после (Б) применения балансировки амплитуд

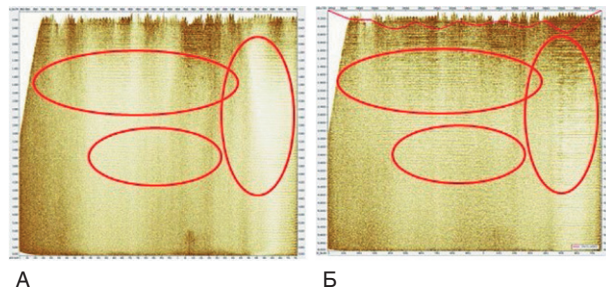


Рис. 11.

Временное сечение до (А) и после (Б) стабилизации импульса

распределения удалений приводит к «размыванию» и усилению аляйсинг-эффекта при преобразованиях Радона, при подавлении поверхностных волн-помех и других процедурах шумоподавления, а также приводит к усилению характерных помех foot-print на временных сечениях сейсмического куба. При глубинной миграции до суммирования нерегулярный спектр удалений провоцирует появление сильного фона помех на мигрированном разрезе. Кроме того, нерегулярность данных может повлиять на результаты скоростного анализа и результаты AVO/AVA анализа.

Поэтому в связи с нерегулярностью сейсмической съемки и отсутствием ближних каналов провели 5D-регуляризацию [7, 9], основная задача которой - приведение данных к регулярной сетке и восстановлению пропущенных трасс путем интерполяции и экстраполяции. В результате получили равномерное заполнение сейсмограмм ОСТ и наращивание информации на ближних удалениях. Был реализован вариант 5D-регуляризации с приведением полевых данных к проектной съемке (рис. 12).

Интерпретационное сопровождение этапа временной обработки позволило в комплексе со скважинны-

С.А. КИРИЛОВ, А.М. АЛИСОЛТАНОВ,
О.А. ВАЛЮШЕВ, А.С. ЛАВРИК, А.А. МИЛЕХИН
ПОДГОТОВКА СЕЙСМИЧЕСКИХ 3D-ДАННЫХ,
ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ В СЛОЖНЫХ
ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ, ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ И ГЛУБИННОЙ
МИГРАЦИИ ДО СУММИРОВАНИЯ

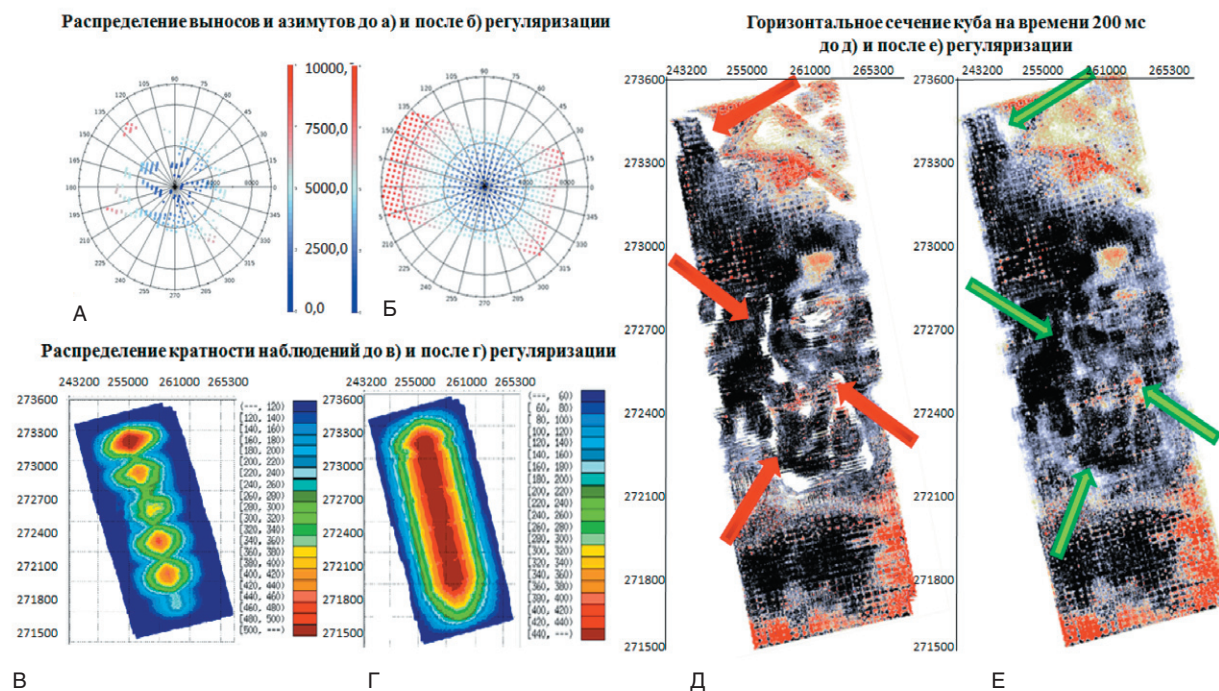


РИС.12

Регуляризация и интерполяция данных в проектную геометрию съемки

ми данными проводить контроль качества результатов учета статических поправок, позволяющего восстановить корректную геометрию отражающих горизонтов без влияния верхней части разреза на волновое поле, оценивать промежуточные результаты и подбирать эффективные параметры вычислительных процедур для амплитудно-частотного согласования волнового поля и расположения его на регулярной системе наблюдений.

Ключевым результатом этой работы стало значительное улучшение качества сейсмических данных, полученных в ходе полевых исследований, проводимых с высокой производительностью в сложных поверхностных сейсмогеологических условиях на фоне техногенных помех. На результирующем разрезе (рис. 13) уверенно выделяются целевые сейсмические горизонты, позволяющие решить геологические задачи по изучению недр и выделению нефтеперспективных зон.

Подготовка данных для процедур миграции до суммирования осуществлялась в соответствии с рассмотренной последовательностью обработки сейсмических данных для обеспечения полноты и однородности волнового поля. Ключевые этапы включали: подавление низкочастотных и линейных волн-помех, ослабление остаточных случайных и когерентных шумов на различных этапах сортировки данных, моделирование и вычитание кратных волн, компенсацию

затухания с использованием Q-фильтров, а также регуляризацию данных в пятимерном пространстве (5D).

Представленная последовательность обработки исходных сейсмических данных представляет собой высокотехнологичный и комплексный подход, который является ключевым для успешной разведки углеводородов в современных сложных поверхностных условиях.

Методика адаптирована для работы в реальных сложных условиях (неоднородности вблизи поверхности, техногенные помехи) с использованием различной аппаратуры. Позволяет получить оптимальное соотношение сигнал/шум и сохранение динамики – достоверной физической основы для всех последующих этапов.

Возможность применения временной и более сложной глубинной миграции до суммирования позволяет корректно учитывать сложное строение среды и получать наиболее точные сейсмические образы. Это фундамент для принятия обоснованных решений о локализации скважин, подсчете запасов и оценке экономической целесообразности разработки объекта.

Таким образом, описанный подход напрямую направлен на повышение эффективности и успешности геологоразведочных работ за счет получения более детализированных и достоверных данных о строении недр, что в конечном итоге минимизирует финансовые риски и увеличивает вероятность открытия новых месторождений.

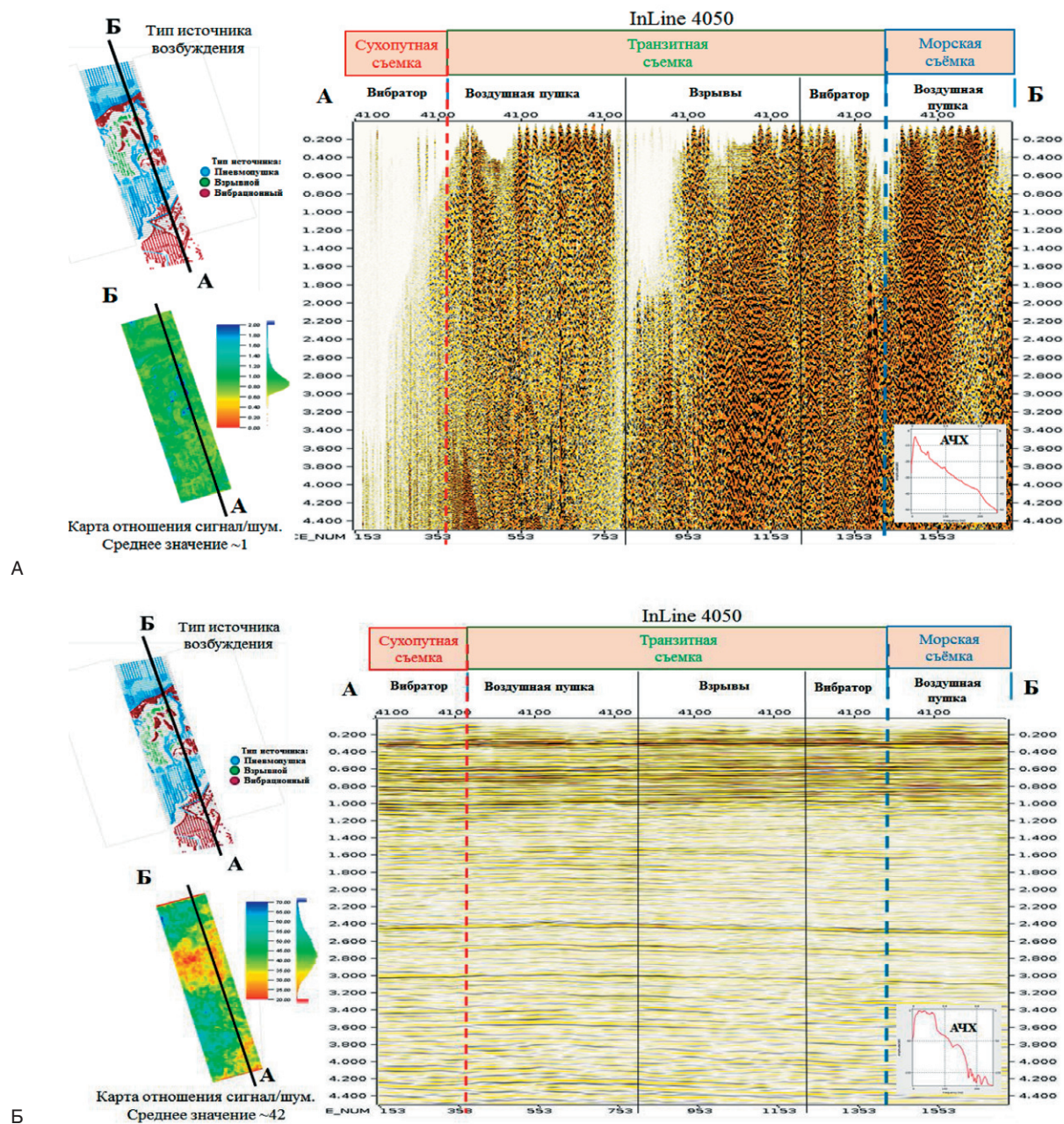


РИС.13.

InLine3850. Результат предварительной обработки данных по рассмотренной технологии. А – исходный временной разрез; Б – временной разрез после временной предварительной обработки

ЛИТЕРАТУРА

1. Алешкин М.В. Методика подавления повторных пульсаций пневмоисточника в морской сейсморазведке на мелководье // Вестник МГУ им. М.В. Ломоносова. Серия 4. Геология. 2020. С. 99–103.
2. Амундсен Л. Система и способ разделения электромагнитного волнового поля. Патент G01V 3/12. 2008.
3. Горбачев С.В., Никульников А.Ю., Векшин Р.В. Интерпретационное сопровождение обработки с непрерывным количественным анализом качества данных // Нефтяное хозяйство. 2023. №9. С. 98–101.
4. Денисов М.С. Особенности сигнатурной деконволюции со сложной формой сигнала // Геофизические технологии. 2024. № 3. С. 21–32.

5. КАШИК А.С., ГОГОНЕНКОВ Г.Н., КИРИЛЛОВ С.А., БИЛИБИН С.И. Сопровождение компьютерных геологических моделей при мониторинге разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. С. 95–99.
6. КИРИЛЛОВ С.А., ЧАПЛЫГИН А.В. Интерпретационное сопровождение обработки данных сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики. 2018. №1–2. С. 68–79.
7. КУРАШОВ И.А., БОНДАРЕВ В.И., КРЫЛАТКОВ С.М. Регуляризация сейсмических данных при объединении смежных съемок // Известия Уральского государственного горного университета. 2014. № 1(33). С. 12–17.
8. МАТВЕЕВ Н.М., ЧЕРТОВ В.В., СТЕПАНОВ П.Ю. Сравнение алгоритмов робастной поверхностно-согласованной деконволюции и оценка влияния частотного состава шумовой компоненты на результат процедуры // Геофизика. 2025. №1. С. 65–72.
9. НИКУЛЬНИКОВ А.Ю., ГОРБАЧЕВ С.В., НУРМУХАМЕДОВ Т.В., САМАРКИН М.А. Оптимизация методик регуляризации сейсмических данных 3D на примере транзитных данных акватории Печорского моря // Геофизика. 2021. №6. С. 61–67.

REFERENCES

1. ALESHKIN M.V. Methodology for Suppressing Repeated Pulsations of a Pneumatic Source in Shallow-Water Marine Seismic Surveys. *Vestnik MGU im. M.V. Lomonosova. Seria 4. Geologia*. 2020;99–103. (In Russian).
2. AMUNDSEN L. System and Method for Separating an Electromagnetic Wave Field. Patent G01V 3/12. 2008. (In Russian).
3. GORBACHEV S.V., NIKULNIKOV A.YU., VEKSHIN R.V. Interpretation Support for Processing with Continuous Quantitative Analysis of Data Quality. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;9:98–101. (In Russian).
4. DENISOV M.S. Features of Signature Deconvolution with a Complex Signal Shape. *Geofizicheskiye tekhnologii*. 2024;3:21–32. (In Russian).
5. KASHIK A.S., GOGONENKOV G.N., KIRILLOV S.A., BILIBIN S.I. Support of computer geological models in monitoring the development of hydrocarbon fields. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2004;7:95–99. (In Russian).
6. KIRILLOV S.A., CHAPLYGIN A.V. Interpretation support for seismic exploration data processing. *Pribory i sistemy razvedochnoy geofiziki*. 2018;1–2: 68–79. (In Russian).
7. KURASHOV I.A., BONDAREV V.I., KRYLATKOV S.M. Regularization of seismic data when combining adjacent surveys. *Izvestiya Ural'skogo gosudarstvennogo gornogo universiteta*. 2014;1;(33):12–17. (In Russian).
8. MATVEEV N.M., CHERTOV V.V., STEPANOV P.YU. Comparison of Robust Surface-Consistent Deconvolution Algorithms and Assessment of the Influence of the Noise Component Frequency Content on the Proce-

duce Result. *Geofizika*. 2025; 1: 65–72. (In Russian).

9. NIKULNIKOV A.YU., GORBACHEV S.V., NURMUKHAMEDOV T.V., SAMARKIN M.A. Optimization of 3D Seismic Data Regularization Methods Using Transit Data from the Pechora Sea Area as an Example. *Geofizika*. 2021;6:61–67. (In Russian).

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

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

Алисолтанов Алибек Магомедмуратович,
управляющий директор АО «Центральная геофизическая экспедиция» (АО «ЦГЭ»)

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

Валюшев Олег Александрович,
главный специалист АО «Центральная геофизическая экспедиция» (АО «ЦГЭ»)

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

Лаврик Александр Сергеевич,
заместитель директора по геофизическим работам АО «Росгеология» (АО «Росгео»)

✉ 117418, г. Москва, ул. Новочеремушкинская, д. 69,
117418, Moscow, Novocheremushkinskaya st., 69,
e-mail: LavrikAS@rusgeology.ru

Милехин Александр Львович,
эксперт АО «Центральная геофизическая экспедиция» (АО «ЦГЭ»)

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