ОБЩЕСТВЕННО-НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ВЕСТНИК РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК

Издается с 2001 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор
Алексеев А.С.

Заместитель главного редактора –
Глазко В.И.
Горбачев В.В.

Ответственный секретарь –
Поротникова М.В.

Алексеев В.Н.
Антонов А.В.
Аренс В.Ж.
Батлер Р. (США)
Бурак П.И.
Волков Ю.Г.
Грибов Л.А.
Епифанцев С.Н.
Жданов М.С. (США)
Золотарев В.А.
Иваницкая Л.В.
Казарян С.Б. (США)
Магомедов Ш.М.
Панин А.Н.
Письменский Г.И.
Савельев В.Н.
Смирнов А.И.
Терехин М.Т.
Утямышев И.Р.
Хачатрян К.Г. (США)
Чень Цзяньпин (Китай)
Черешкин Д.С.
Чжао Пенда (Китай)
Шахвердиев А.Х.
Шевченко Ю.Л.
Яннакопулос П. (Греция)

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Председатель –
Кузнецов О.Л.

Гейхман И.Л.
Кервалишвили П.Д. (Грузия)
Козловский Е.А.
Лагуткин А.В.
Мелуа А.И.
Никитин А.Н.
Новиков В.С.
Рахманин Ю.А.
Степашин С.В.
Тыминский В.Г. (ФРГ)
Фурсей Г.Н.
Чилингар Дж. (США)

Зав. редакцией –
Алексеев П.А.

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 репродуцирована в какой-либо форме без письменного разрешения издателя.
Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов.
© РАЕН 2017 г.

119002, Москва,
пер. Сивцев Вражек, 29/16
тел./факс (495) 954-7305

Тираж 500 экз.
Отпечатано в Московском филиале ЦПУ «Радуга»
Москва, ул. Автозаводская, 25

Содержание

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ..... И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ
Д.Г. Антониади, Д.А. Кузьмин 3

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
С.А. Жданов 8

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СУРХАНДАРЬИНСКОГО РЕГИОНА
А.А. Закиров, Л.З. Игамбердиева 11

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДОВЫТЕСНЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ КОМПЛЕКСНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ
В.И. Хохлов, Ш.С. Галимов, Ю.А. Котенев, А.Н. Олейник 15

ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ
В.В. Прохорова, С.В. Алуян 19

ПОРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
П.П. Сух, Г. Лесняк 24

АДАПТАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС В РАМКАХ ТЕКУЩЕГО МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ
А.А. Брайловская, И.С. Михеенко, Л.С. Окс 29

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ МЕТОДА ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПХГ
Н.М. Лешкович 34

ОПТИМИЗАЦИИЯ РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ
А.А. Абросимов, Е.В. Шеляго, И.В. Язынина 38

РЕНТГЕНОВСКАЯ КОМПЬЮТЕРНАЯ ТОМОГРАФИЯ (КТ) ДЛЯ АНАЛИЗА ЧАСТИЦ ГОРНЫХ ПОРОД
К. Волански, В. Зарудски, Х. Кирновски, М. Дохналик, К. Драбик, А. Урбаниец, Р. Скупио 43

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ НАКОПЛЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВРЕДА ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ
С.В. Мещеряков, С.В. Остах, О.С. Остах, В.С. Кушеева 51

ОРГАНИЧЕСКАЯ ПОРИСТОСТЬ – ОПРЕДЕЛЯЕМАЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО И ВЫЧИСЛЯЕМАЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИ
И.М. Матясик 56

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
М.П. Папини, С.В. Остах, О.С. Остах, В.С. Кушеева 61

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВОГРУНТОВ ТЕРРИТОРИЙ НАКОПИТЕЛЕЙ ОТХОДОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
Я.Ю. Борисайко, Г.Г. Попова, А.С. Каськов 66

ОЧИСТКА ОЧАГОВЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ Г. ГРОЗНЫЙ
А.Х. Усманов, И.А. Керимов 70

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ВНЕДРЕНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ
В.Г. Максимович, Г.Г. Попова, А.И. Масалевич 75

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ КАК КОМПОНЕНТА ТОПЛИВНОЙ КОМПОЗИЦИИ
Е.Р. Шпербер, К.Л. Чертес, Д.Р. Шпербер 80

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ЗАБОЕВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
Е.Н. Зотов, М.В. Омельянюк, И.А. Пахлян 85

НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С АВПД И ВЫСОКИМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ
В.В. Климов 90

ОБОСНОВАНИЕ СОЗДАНИЯ СЕТИ ТЕПЛОЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ» В КРАСНОДАРСКОМ КРАЕ НА ОСНОВЕ НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
А.А. Захаров, К.К. Реснянская, Д.Г. Антониади, А.И. Корсунов, К.Э. Джалалов, Ю.П. Арестенко, В.В. Прохорова 95

КОНСТРУКЦИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ АКСИАЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ СИСТЕМ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ
Я.М. Кашин, А.В. Самородов, В.В. Шкода, М.В. Вострикова, М.С. Христофоров 100

Хроника 106

Contents

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AT A LATE STAGE
D.G. Antoniadi, D.A. Kuzmin 3

THE ENHANCED OIL RECOVERY AT THE LATE STAGE OF FIELD DEVELOPMENT
S.A. Zhdanov 8

TO THE ISSUE OF ASSESSING THE EFFECTIVENESS OF WATER FLOODING IN THE OIL FIELDS OF THE SURKHANDARYA REGION
A.A. Zakirov, L.Z. Igamverdieva 11

EXPERIMENTAL VALIDATION OF DISPLACEMENT OF RESIDUAL OIL THROUGH INTEGRATED STIMULATION ON THE PRODUCTIVE LAYERS
V.I. Khokhlov, Sh.S. Galimov, Yu.A. Kotenev, A.N. Oleynik 15

EVALUATION OF INVESTMENT PROJECT IN DEVELOPMENT OF OIL FIELDS
V.V. Prokhorov, S.V. Aluyan 19

LOG INTERPRETATION WORKFLOW ADAPTATION IN THE CONTEXT OF CURRENT OILFIELD EXPLOITATION MONITORING IN FINAL STAGE
A.A. Brailovskaya, I.S. Mikheenko, L.S. Oaks 29

INCREASING OF THE INFORMATIVENESS OF THERMOMETRY METHOD DURING GEOPHYSICAL RESEARCH AT OIL AND GAS FIELDS AND UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES
N.M. Leshkovich 34

OPTIMIZING THE CALCULATION OF ROCKS RESERVOIR PROPERTIES USING X-RAY TOMOGRAPHY
A.A. Abrosimov, E.V. Shelyago, I.V. Yazynina 38

X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHY (CT) APPLIED FOR ROCK CORE ANALYSIS
K. Wolański, W. Zarudzki, H. Kiersnowski, M. Dohnalik, K. Drabik, A. Urbaniec, R. Skupio 43

THE METHODICAL BASES FOR INVENTORY OF ACCUMULATED ENVIRONMENTAL HARM OBJECTS IN OIL AND GAS PRODUCTION
S.V. Mescheryakov, S.V. Ostakh, O.S. Ostakh, V.S. Kusheeva 51

DETERMINING THE «SWEET SPOTS» ON THE BASIS OF INTEGRATED GEOCHEMICAL, PETROPHYSICAL AND GEOMECHANICAL RESEARCHES
I. Matyasik 56

THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL BASIS FOR DEVELOPMENT OF RECOVERY STRATEGY FOR OIL-POLLUTED SOILS AND ADJIACENT GEOLOGY-TECHNOLOGICAL SYSTEM IN OIL AND GAS PRODUCTION
M.P. Papini, S.V. Ostakh, O.S. Ostakh, V.S. Kusheeva 61

INTENSIFICATION OF REMEDIATION PROCESSES IN OIL-CONTAMINATED SOILS OF OIL AND GAS PRODUCTION WASTE ACCUMULATION AREAS
Y.Y. Borisaiko, G.G. Popova, A.S. Kaskov 66

TREATMENT OF SPOT OIL CONTAMINATION OF THE UNDERGROUND WATER WITHIN THE CITY OF GROZNY
A.Kh. Usmanov, I.A. Kerimov 70

MODERN AREAS OF INTRODUCTION OF THE EFFICIENT PROCESSING TECHNOLOGIES FOR OIL-CONTAMINATED WASTE
V.G. Maksimovich, G.G. Popova, A.I. Masalevich 75

USE OF DENIAL DEPOSITS OF OIL TANKS AS A COMPONENT OF THE FUEL COMPOSITION
E.R. Sperber, K.L. Chertes, D.R. Sperber 80

IMPROVEMENT OF PURIFICATION TECHNOLOGY FACES OF PRODUCING WELLS
E.N. Zotov, M.V. Omelyanyuk, I.A. Pakhlyan 85

NEW TECHNICAL TOOLS, TECHNOLOGIES AND METHODS OF DIAGNOSIS OF OIL-GAS WELLS WITH ABNORMALLY HIGH FORMATION PRESSURE AND TEMPERATURES
V.V. Klimov 90

THE RATIONALE FOR THE CREATION OF A NETWORK OF HEAT AND ENERGETIC OBJECTS OF «GAZPROM» IN THE KRASNODAR REGION ON THE BASIS OF A LOW MARGIN GAS FIELDS AND FIELDS IN THE FINAL STAGES OF DEVELOPMENT
A.A. Zakharov, K.K. Resnyanskaya, D.G. Antoniadi, A.I. Korsunov, K.E. Jalalov, Yu.P. Arestenko, V.V. Prokhorov 95

DESIGN PROSPECTIVE AXIAL GENERATORS AND GENERATOR INSTALLATIONS FOR SYSTEMS WITH AUTONOMOUS POWER SUPPLY OF OIL PRODUCTION FACILITIES
Ya.M. Kashin, A.V. Samorodov, V.V. Skoda, M.V. Vostrikova, M.S. Khristoforov 100

CURRENT EVENTS 106

SCIENTIFIC & PUBLIC JOURNAL

BULLETIN OF RUSSIAN ACADEMY OF NATURAL SCIENCES

Published since 2001
4 issues per year

EDITORIAL BOARD

Editor-in-Chief –
A.S. Alekseev

Deputy Editor-in-Chief –
V.I. Glazko
V.V. Gorbachev

Executive Secretary –
M.V. Porotnikova

V.N. Alekseev
A.V. Antonov
V.Zh. Arens
R. Butler (USA)
P.I. Burak
Y.G. Volkov
L.A. Gribov
S.N. Epifantsev
M.S. Zhdanov (USA)
V.A. Zolotarev
L.V. Ivanitskaya
S.B. Kazarian (USA)
Sh.M. Magomedov
A.N. Panin
G.I. Pismensky
V.N. Savelyev
A.I. Smirnov
M.T. Terehin
I.R. Utjamyshev
K.G. Khachatryan (USA)
Chen Jianping (China)
D.S. Chereshkin
Zhao Pengda (China)
A.H. Shahverdiev
Yu.L. Shevchenko
P. Yannakopoulos (Greece)

EDITORIAL COUNCIL

Chairman –
O.L. Kuznetsov

I.L. Geykhman
P.D. Kervalishvili (Georgia)
E.A. Kozlovsky
A.V. Lagutkin
A.I. Melua
A.N. Nikitin
V.S. Novikov
Yu.A. Rakhmanin
C.V. Stepashin
V.G. Tyminsky (germany)
G.N. Fursey
J. Chilingar (USA)

Editorial Director –
P.A. Alekseev

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 2017

iSSN 1682–1696

Editorial Board Address
29/16, Sivcev Vrazhek, 119002,
Moscow, Russia, tel./fax +7 (495) 954-7305

3–6 октября 2017 г. в г. Краснодар прошла Международная научно-практическая конференция на базе Кубанского государственного технологического университета совместно с Российской академией естественных наук «Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии», посвященная 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет».

На конференции обсуждались актуальные вопросы повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии по следующим направлениям:

- ***Промысловая геология. Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа.***
- ***Исследования и диагностика пластовых систем и скважин.***
- ***Ресурсосбережение в добыче, сборе и подготовке углеводородов.***
- ***Повышение производительности и нефтеизвлечения.***
- ***Осложнения в системах добычи, сбора и подготовки.***
- ***Новые технологии подготовки нефти, газа и воды и их переработки в промысловых условиях.***
- ***Использование локальной и альтернативной энергетики в условиях промысла.***
- ***Экологические проблемы нефтегазодобычи.***
- ***Экономические аспекты разработки месторождений.***

Представляем вниманию читателей статьи, написанные по материалам докладов этой конференции.

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Д.Г. Антониади[1], Д.А. Кузьмин[2]

[1]Кубанский государственный технологический университет
[2]ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

В статье рассматривается одна из наиболее сложных проблем, существующих в регионах с многолетней историей нефтегазодобычи: месторождения находятся на поздней, т.е. на завершающей стадии разработки. С этих позиций рассматривается состояние ресурсной базы России и влияние на нее различных технологий, в том числе повышение нефтеотдачи. Возможности совмещения технологий на основе всех видов добываемых ресурсов рассматриваются на примере Кубанской нефтегазоносной провинции, где нефть добывается с 1886 г. и ее проблемы характерны для большинства регионов с месторождениями, находящимися на заключительной стадии разработки.

Ключевые слова: *завершающая стадия разработки, коэффициент нефтеизвлечения, нефтегазодобыча, повышение нефтеотдачи, утилизация пластовых вод.*

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT AT A LATE STAGE

D.G. Antoniadi, D.A. Kuzmin

The article discusses one of the most challenging problems of regions and companies with a long history of oil and gas deposits are at a late, i.e. in the final stages of development. From these positions considered as the resource base of Russia and the influence of various technologies, including enhanced oil recovery. The possibility of combining technologies based on all types of resources are considered on the example of the Kuban oil and gas province where the oil is produced from 1886 and the problems characteristic for most regions with deposits at the final stage of development.

Keywords: *final stage of development, oil recovery coefficient, oil and gas production, increase of oil recovery, utilization of formation water.*

Перед Российской экономикой, в том числе и перед ТЭКом, стоит задача осуществления качественных структурных преобразований. Главный вопрос не в ускорении темпов добычи за счет увеличения объемов производства, а в переходе к новым моделям роста эффективности, предполагающим создание новых продуктов и рынков.

Что такое модернизация и инновации в нефтегазовом

maket_vestnik_2017_05.indd 3 11.01.2018 15:51:43

секторе? Можно ли раздельно рассматривать энергетику и нефтегазовый сектор? Как добиться экологической гармонии и достичь технологического и междисциплинарного сближения (гармонизация технологий)?

Ставка на создание и локализацию «корпоративных рынков», «разделение» выпуска продуктов (нефть, газ, энергия, нефтепродукты), при этом пытаться снижать себестоимость – это технологический и экономический тупик. «Монодеятельность» в ТЭКе (нефтяники – это нефть, газовики – это газ, энергетики – это электрическая энергия, нефтепродукты – это торговля и т.п.) – это путь к постепенной деградации, что уже наблюдается на многих предприятиях нефтегазодобычи Юга России.

В данной работе рассматривается одна из наиболее сложных проблем, существующих в регионах с многолетней историей нефтегазодобычи, в которых месторождения находятся на поздней, т.е. завершающей стадии разработки. С этих позиций рассматривается состояние ресурсной базы России и влияние на нее различных технологий, в том числе повышения нефтеотдачи.

Возможность совмещения технологий на основе всех видов добываемых ресурсов (нефть, газ, вода) анализируется на примере Кубанской нефтегазоносной провинции, где нефть добывается с 1886 г. и аналогичные проблемы характерны для большинства регионов с месторождениями, находящимися на заключительной стадии разработки.

По данным ГКЗ за 2014 г. извлекаемые запасы нефти в России по категории А+В+С1 составляют 18,3 млрд т, при этом 55% ежегодной добычи в России обеспечивают месторождения, введенные в эксплуатацию еще в советское время. Средний коэффициент извлечения нефти (КИН) по новым месторождениям равен 34%, по старым – 42%. Обводненность по старым месторождениям превышает 70%, а по новым уже приближается к этой величине – 56%. При этом 65% годовой добычи обеспечивают залежи с обводненностью более 90%. По данным ЦДУ ТЭК за 2013 г. доля трудноизвлекаемых запасов около 70%. Доля запасов с выработанностью свыше 80% составляет более 25%, с обводненностью более 70% – 30–40% разрабатываемых запасов. За последние 50 лет средняя проектная нефтеотдача упала с 48 до 30%, тогда как в США она увеличилась с 29 до 41%.

В технологическом отношении Россия отстает от развитых стран – КИН в России упал до 0,3, а в США этот показатель вырос до 0,4 при существенно худшей структуре запасов. По отдельным объектам за рубежом нефтяные компании имеют КИН на уровне 0,4–0,45, а на крупных объектах – 0,5. К 2020 г. западные страны планируют выйти на средний КИН в 0,5. В России КИН на уровне 0,5 из крупных залежей достигнут только на Ромашкинском месторождении [1].

КИН при заводнении без добавок каких-либо реагентов в условиях российских запасов нефти низкий – так, на ряде объектов при любых затратах, достичь уровня КИН при заводнении более 0,25 не удается [1]. В 2014 г. (по данным Минприроды) КИН составил 22%.

По данным В. Гарипова, председателя подкомитета ТЭК ТПП РФ, с коэффициентом извлечения не все так однозначно, как это преподносится в общей статистике. По имеющимся данным, сегодня КИН составляет около 0,33–0,35 – это невысокий показатель, но многие эксперты сомневаются и в этих цифрах, говоря о 0,18–0,2; на Самотлорском месторождении по отдельным пластам КИН достиг уже величины 0,45–0,55 – это очень хорошие цифры.

Какие выводы из этого следуют? Средний коэффициент нефтеизвлечения – это средняя температура по больнице, он не дает объективной информации. Когда открыли Приобское месторождение, объем его извлекаемых запасов оценивался на уровне 35 млн т, КИН мизерный – 0,1. Но появились новые технологии и сегодня здесь добывается 40 млн т нефти в год.

По данным исследования, проведенного в «Лукойле» - «Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 года», увеличение коэффициента извлечения нефти в России до 43% позволит дополнительно вовлечь в разработку около четырех миллиардов тонн запасов, т.е. увеличить на 4 млрд тонн существующие извлекаемые запасы можно прирастив 10–15 процентных пунктов проектной нефтеотдачи.

СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ЮЖНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА

На Государственном балансе запасов полезных ископаемых ЮФО находится на учете порядка 500 месторождений углеводородов, из которых 220 нефтяных, 100 газовых и 70 газоконденсатных, а также ряд месторождений, представляющих собой сочетание газообразных и жидких углеводородных систем от газонефтяных до нефтегазоконденсатных включительно.

Начальные суммарные ресурсы нефти в округе оцениваются в количестве 4,4 млрд тонн. Более ¾ извлекаемых запасов нефти приходится на долю четырех субъектов: Ставропольского и Краснодарского краев, Волгоградской области и Чеченской республики. Накопленная добыча нефти за более чем вековую историю разработки составила более 1,0 млрд т при разведанных остаточных запасах в 0,24 млрд т.

На Государственном балансе запасов по ЮФО учтено более 270 месторождений, содержащих залежи газа. Большинство из них имеет небольшие остаточные запасы, за исключением Астраханского месторождения, по которому они равны 3,7 трлн м^3. К территории ЮФО примыкают акватории Черного, Азовского и Каспийского морей. В Российском секторе Каспийского моря извлекаемые ресурсы углеводородов составляют 1,1 млрд т нефти, 3,7 трлн м^3 газа и 240 млн т конденсата.

maket_vestnik_2017_05.indd 4 11.01.2018 15:51:45

В Российском секторе Азовского моря извлекаемые ресурсы условного топлива оцениваются в 413 млн т, более 80% в которых составляет свободный газ.

Минерально-сырьевая база углеводородного сырья в ЮФО характеризуется высокой степенью выработанности основных месторождений (до 80–90%). Добыча нефти превышает рост запасов, который не обеспечивается существующими скудными объемами геологоразведочных работ. При существующих темпах добычи во многих субъектах обеспеченность разведанными запасами достигла критической черты в 8–10 лет.

КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ И «РН-КРАСНОДАРНЕФТЕГАЗ»

Краснодарский край является родиной отечественной нефтяной промышленности. В 1864 г. полковником Ардалионом Новосильцевым на реке Кудако (Крымский район) была пробурена механизированным способом первая в России нефтяная скважина. Промышленная разработка месторождений нефти в крае ведется полтора века. В период с 1955 по 1980 гг. достигались максимальные уровни добычи нефти до 7 млн т в год.

На сегодняшний день ООО «РН-Краснодарнефтегаз» – одно из старейших (в 1918 г. отметит свое 75-летие) нефтедобывающих предприятий на Юге России. За историю ее деятельности пробурено более 8 тыс. скважин. В настоящее время ООО «РН-Краснодарнефтегаз» является оператором на 41 месторождении, расположенных на 30 лицензионных участках (недропользователь ПАО «НК «Роснефть»).

Основная часть месторождений приурочена к южному борту Западно-Кубанского прогиба. Особенностью разрабатываемых пластов, залегающих в различных горно-геологических условиях на глубинах от 100 до 5500 м, является широкий спектр стратиграфической приуроченности (от средней юры до понтического яруса плиоцена), при этом пластовые давления варьируют от 10 до 800 атм., температура – от 50 до 150° С.

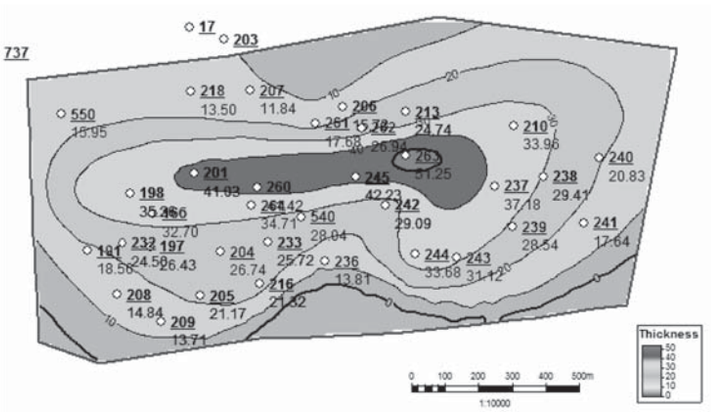


РИС. 1.
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин майкопских отложений

По состоянию на начало 2017 года добыто более 240 млн т нефти и газового конденсата и около 100 млрд м3 газа. Подавляющее большинство месторождений находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой степенью выработки запасов (около 93%), высоким текущим КИН (0,44 при проектном 0,47) и высокой обводненностью добываемой продукции (около 84%).

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИЛЬСКАЯ ДОЛИНА – ОДНО ИЗ САМЫХ СТАРЕЙШИХ В РОССИИ

Ильская долина является одним из старейших месторождений в Краснодарском крае. Его разработка началась задолго до проведения геологических исследований, чему способствовало наличие естественных выходов нефти.

Геологоразведочные работы проводились в конце XIX и в начале XX веков. Запасы нефти оценивались неоднократно, впервые – в довоенное время (1920–1930 гг.), но данные и результаты этой работы не сохранились. Последним явился подсчет запасов 1992 г. Подсчитанные в этой работе запасы и числятся на государственном балансе – 3,5 млн т. За более 130 лет разработки на естественном режиме достигнут коэффициент нефтеизвлечения около 20% (табл. 1, рис. 1–3).

Самое удивительное, что до сих пор работает скважина 41 Ильская, которая пробурена в марте 1884 г. ударным способом английским обществом «Стандарт» до глубины 207,25 м. Она обсажена 6" эксплуатационной колонной, оборудованной в фильтровой части сеткой. Первоначальный дебит составил 20 м^3/сут. Фонтаном введена в эксплуатацию в апреле 1884 г. Эксплуатационный объект «Майкоп» в настоящий момент работает глубинно-насосным способом с безводным дебитом 0,3 м^3/сут. нефти. Накопленная добыча составляет 15 тыс. т нефти.

ЭНЕРГЕТИКА НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Жизнеспособность любого нефтедобывающего предприятия характеризуется рентабельностью производства, определяемой доходами и затратами материальных и трудовых ресурсов. Затраты электроэнергии являются одной из важнейших составляющих материальных ресурсов, необходимых для обеспечения бесперебойной работы нефтепромыслов.

Проблемы завершающей стадии разработки – это падающая добыча углеводородов, повышение обводненности, снижение пластового давления, они требуют повышенных затрат электрической и тепловой энергии для сбора, подготовки, транспорта нефти и газа. Это является причиной повышения себестоимости добываемой продукции.

В КубГТУ были оценены затраты энергии на месторождениях ООО «РН-Крас-

maket_vestnik_2017_05.indd 5 11.01.2018 15:51:46

ТАБЛИЦА 1.

Геолого-физическая характеристика пласта

Параметры объекта	P_3, олигоценовые
1 Средняя глубина залежи, м	465
2 Абсолютная отметка ВНК, м	–
3 Тип залежи	Пластовая сводовая, литологически ограниченная
4 Тип коллектора	терригенный
5 Площадь нефтеносности, 10^3 м^2	1400
6 Средняя общая толщина, м	106
7 Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	24,1
8 Коэффициент песчанистости, единиц	0,22
9 Коэффициент расчлененности, единиц	–
10 Средний коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	35
11 Средний коэффициент пористости, единиц	0,284
12 Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, единиц	0,443
13 Начальная пластовая температура, °С	24
14 Начальное пластовое давление (на отм. 465 м), Мпа	6,5
15 Давление насыщения нефти газом, Мпа	2,2
16 Газовый фактор нефти, м^3/т	-
17 Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	800
18 Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	864
19 Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	5
20 Содержание парафина, %	4–5
21 Содержание смол, %	2,5
22 Содержание серы, %	0
23 Объемный коэффициент нефти, единиц	1,11
24 Тип пластовой воды	Гидрокарбонатно-натриевая
25 Минерализация пластовой воды, г/л	7,5
26 Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м^3	1,005
27 Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,99
28 Коэффициент вытеснения нефти водой, единиц	н/д

нодарнефтегаз». Выбор объекта исследования был основан на том, что Кубанская нефтегазоносная провинция является старейшей в России и ее проблемы

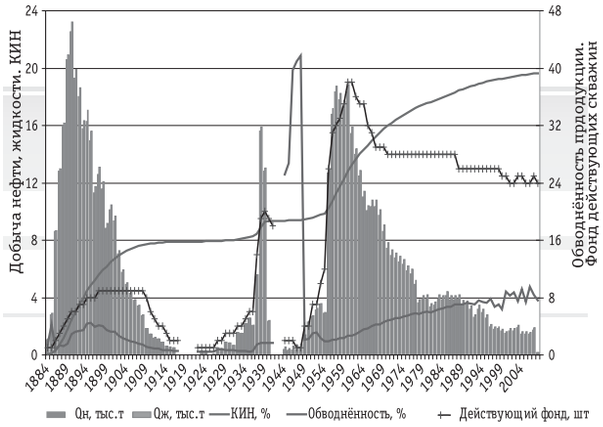


РИС. 2.

График истории разработки

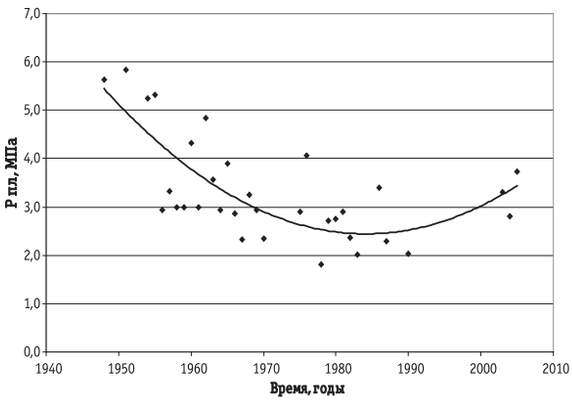


РИС. 3.

Динамика пластового давления

характерны для большинства месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки.

Оказалось, что основные затраты электроэнергии проходятся на сбор, подготовку и закачку воды в пласт – 42%, при том что затраты на механизированную добычу нефти не превышают 25%. Расчет энергетических затрат через 5 лет (к 2022 г.) показал, что при снижении добычи нефти на 20–25% и увеличении обводненности энергопотребление увеличится в 1,5 раза. Таким образом, общие энергетические (электрические и тепловые) затраты существенно возрастают, а добыча нефти снижается. В итоге удельные экономические затраты могут превысить критическую величину, при которой добыча нефти становится нерентабельной.

ООО «РН-Краснодарнефтегаз» имеет опыт собственного производства энергоресурсов (в 2010 г. – 40% потребления). Расчеты показали, что даже при сложной правовой и экономической схеме стоимость собственной электроэнергии (в 2010 г.) была ниже покупной в 1,2 раза, а тепловой – в 2,5 раза ниже.

maket_vestnik_2017_05.indd 6 11.01.2018 15:51:47

Для покрытия полностью собственных нужд необходимый объем газа, в т.ч. попутного, не превысит 10% от общего объема годовой добычи.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЛОКАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

В КубГТУ проведены исследования совместно с ООО «Газпром добыча Краснодар» по обоснованию создания сети теплоэнергообеспечения в Краснодарском крае на базе низкорентабельных газовых месторождений. Определено, что стоимость собственной электроэнергии из газа нерентабельных месторождений в 1,2–1,5 раза ниже рыночной.

С учетом либерализации российского рынка электроэнергии «Газпром добыча Краснодар» может занять место крупнейшего игрока в Краснодарском крае на рынке энергоресурсов.

Обобщая исследования различных авторов и компаний можно выделить основные направления использования части ресурсов природного и попутного газов:

– производство электрической и тепловой энергии для собственных нужд и, в последствии, для рынка электрической энергии;

– переработка нефтяных газов в синтетическую нефть, жидкое топливо и химпродукты;

– использование пропан-бутановых фракций для обеспечения домохозяйств малых населенных пунктов (канадский вариант).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Наряду с созданием производства продукции с высокой добавленной стоимостью из попутного газа можно организовать аналогичные производства продукции из пластовой воды.

Пластовые воды нефтегазовых месторождений представляют собой сложную многокомпонентную систему, включающую минеральные компоненты, отходы вспомогательных веществ, относящихся к различным классам органических соединений. Утилизация пластовых вод является актуальной проблемой для всех производственных объектов нефтяной и газовой промышленности. К наиболее применяемым методам утилизации относятся их очистка и дальнейшее повторное использование для технологических нужд в системах поддержания пластового давления.

Перспективным направлением является использование тепла пластовых вод для выработки тепловой энергии посредством применения установок с тепловыми насосами.

Большая концентрация органических компонентов позволяет использовать пластовые воды для выпуска кормовых добавок, пищевой поваренной соли, жидкости для глушения нефтяных скважин, йода, хлористого кальция и других солей и редких элементов. Кроме того, в ряде стран начаты испытания технологии по увеличению нефтеотдачи терригенных, глинистых коллекторов с вытеснением остаточной нефти низкоминерализованной водой (в Краснодарском крае это месторождения Ключевое и Дыш).

Огромный потенциал извлечения пластовых (ежегодный объем добываемых попутно с нефтью пластовых вод в России составляет порядка 800 млн куб. м) определяет перспективность внедрения технологий их утилизации. В перечень новых технологий надо включить и переработку отходов, в т.ч. нефтесодержащих с использованием их в собственных технологических процессах.

В этой работе не рассматриваются методы увеличения нефтеотдачи, которые являются основой прироста извлекаемых запасов старых месторождений. При этом, с учетом последних исследований американских нефтяников максимальный эффект достигается за счет увеличения коэффициента охвата горизонтальными скважинными системами (например, бурением вторых стволов). Использование сланцевых технологий позволяет увеличить КИН до 65–70%, в том числе и на традиционных месторождениях.

На основании приведенных выше данных можно сделать следующие выводы. При комплексном подходе к всем видам ресурсов «старых» нефтяных и газовых месторождений можно достичь:

– увеличения извлекаемых запасов и текущей добычи нефти и газа;

– повышения энергоэффективности и снижения энергозатрат на производство конечных продуктов;

– полной утилизации попутных и природных газов (без специальной подготовки), а также попутной воды;

– повышения экологической безопасности;

– диверсификации бизнеса нефтегазодобывающих предприятий, что приведет к увеличению их рентабельности.

Главным достижением перехода на «новую» идеологию развития «старых» месторождений является сохранение квалифицированного персонала и создание новых рабочих мест в нефтегазовых регионах с развитой инфраструктурой и сложившейся историей.

Литература

1. **Хавкин А.Я.** Актуальные стратегические задачи нефтедобычи // 25 лет РАЕН. Сб. статей. Секция нефти и газа. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015.

Антониади Дмитрий Георгиевич,
д-р техн. наук, профессор, директор института нефти и газа, заведующий кафедрой нефтегазового дела им. профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет

Кузьмин Дмитрий Андреевич,
генеральный директор ООО «НК «Роснефть»- НТЦ»

maket_vestnik_2017_05.indd 7 11.01.2018 15:51:47

УДК 622.276.1/4

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С.А. Жданов

АО «ВНИИнефть»

На основе результатов исследований и анализа опыта разработки нефтяных место-рождений рассматриваются научные и практические задачи, которые необходимо решать при реализации технологий увеличения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки. Предлагается адресный подход к выбору и применению технологий воздействия.

Ключевые слова: *нефтеотдача, эффективность воздействия, нефтеизвлечение, поздняя стадия разработки.*

THE ENHANCED OIL RECOVERY AT THE LATE STAGE OF FIELD DEVELOPMENT

S.A. Zhdanov

The scientific and practical issues, that need to be solved in the implementation of technologies increasing oil recovery at late stages of development, are considered on the basis of the research results and experience of oil fields development. The targeted approach to the choice and application of the technology is offered.

Keywords: *methods enhancing oil recovery, impact efficiancy, oil production increasing, late stage of oil field development.*

Основным методом разработки нефтяных месторождений страны является заводнение, с использованием которого обеспечивается около 95% всей добычи. Широкое применение этого метода способствовало не только достижению достаточно высоких значений коэффициента нефтеотдачи и необходимых уровней добычи нефти, но и возникновению определенных проблем, особенно связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений на поздней стадии их разработки. Сейчас средняя обводненность добываемой продукции по отрасли превышает 86%.

В связи с переходом большинства нефтяных месторождений страны в позднюю стадию разработки обостряется и проблема дополнительного прироста запасов за счет повышения коэффициента нефтеотдачи. Для таких месторождений эта проблема связана не только с возможностью дополнительной добычи нефти и с рациональным недропользованием, но и в значительном числе случаев с необходимостью поддержания инфраструктуры вблизи таких месторождений (особенно крупных), находящихся в уже обустроенных и зачастую густонаселенных районах страны.

Вместе с тем, задачи дополнительного нефтеизвлечения на поздней стадии разработки нефтяных месторождений связаны с необходимостью учета ряда осложняющих факторов:

– неопределенность разделения остаточных запасов по пласту;

– ухудшение фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин;

– высокая обводненность добываемой продукции;

– старый фонд скважин и оборудования;

– изменение свойств в процесс разработки;

– увеличение себестоимости добычи;

– недостаточный объем МУН и ГТМ в предшествующий период;

– существенное отставание выработки трудноизвлекаемых запасов на предыдущих стадиях разработки.

Нельзя, конечно, не учитывать и некоторые факторы, благоприятные для разработки месторождений на поздней стадии:

– месторождение разбурено;

– имеется наиболее полная геолого-гидродинамическая информация о пластах;

– имеется опыт применения различных технологий воздействия;

– имеется история разработки пластов для более корректного моделирования.

Как показывает опыт разработки, пласты в этом случае представляют собой сочетание зон с различной остаточной насыщенностью, извлечение нефти из которых требует применения различных технологий. В обобщенном виде это представлено в таблице 1.

Первая строка характеризует зоны, в которых дополнительное увеличение нефтеотдачи может быть до-

maket_vestnik_2017_05.indd 8 11.01.2018 15:51:48

ТАБЛИЦА 1.

Технологические факторы, влияющие на нефтеотдачу при заводнении на поздней стадии разработки

№ п/п	Категории остаточной нефти в пласте на поздней стадии разработки	Механизм образования	Технологические причины	Методы повышения нефтеотдачи
1.	Остаточная нефть в зонах достижения $K_в$($K_{тв} = K_в$)	Вытесняющая способность воды		МУН
2.	Потенциально подвижная нефть в зонах, охваченных фильтрацией ($K_{тв} < K_в$)	Недостаточный объем прокачки в этих зонах из-за неравномерного охвата фильтрацией	– сетка скважин – объединение платов в один объект разработки – недостаточный объем прокачки в этих зонах – высокий скин-фактор	– МУН, ОПЗ – разделение пластов – сетка скважин – оптимизация объемов прокачки – регулирование фильтрационных потоков – циклика – вскрытие пласта
3.	Нефть в зонах, не охваченных фильтрацией, ТИЗ ($K_{тв} = 0$)	Низкий охват пласта процессом фильтрации		

стигнуто за счет применения методов воздействия, направленных на повышение коэффициента вытеснения по сравнению с закачиваемой в пласт водой.

Во втором случае имеет место потенциально подвижная нефть в пористой среде, но в этих зонах недостаточный объем прокачки водой из-за неравномерного охвата фильтрацией. И, наконец, в третьем случае речь идет о зонах, вообще не охваченных фильтрацией. Для дополнительного извлечения нефти из каждой из этих зон пласта требуется использование соответствующих технологий воздействия. Наибольшая эффективность ожидается от применения третичных методов увеличения нефтеотдачи (тепловые, газовые и физико-химические), однако, учитывая их сложность и дороговизну применения, в настоящее время чаще в заводненных пластах используются гидродинамические технологии воздействия и геолого-технические мероприятия, среди которых отметим боковые стволы, многоствольные скважины, циклическое воздействие, системное воздействие ОПЗ на пласт, регулирование фильтрационных потоков, изоляцию обводненных пропластков в добывающих скважинах, перфорационные работы, перевод скважин с объекта на объект, адресное определение мест остаточных запасов, горизонтальные скважины с контролем обводнения.

Существенным осложняющим фактором эффективного применения технологий воздействия на поздней стадии является высокая неопределенность расположения недренируемых и слабодренируемых запасов нефти.

Внедрение в практику проектирования геолого-гидродинамических моделей дает достаточно действенный инструмент их оценки, однако недостаточные объемы и качество гидродинамических исследований скважин, целенаправленных геофизических работ, прямых керновых исследований разрабатываемых пластов зачастую приводят к неполному информационному обеспечению геолого-гидродинамических моделей, по существу снижая их прогнозные возможности.

Особую сложность представляет выработка пропластков и зон пластов с трудноизвлекаемыми запасами, для вовлечения в фильтрацию которых требуются, как правило, существенно скорректированные технологии воздействия.

Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки, как обычно, обеспечивается увеличением коэффициента вытеснения и коэффициента охвата, однако при этом есть существенные особенности.

Значение коэффициента вытеснения, а также эффективность технологий, влияющих на него, определяется свойствами пластовых жидкостей и пористой среды. Обычно, большинство необходимых для проектирования геолого-физических параметров определяются на начальной стадии разработки. Вместе с тем, многочисленные исследования показывают существенное изменение их значений в процессе разработки месторождения [2, 3]. Причем тенденция этих изменений (повышение плотности и вязкости нефти, снижение абсолютной проницаемости, повышение неоднородности пористой среды и др.), как правило приводит к ухудшению условий нефтевытеснения. Вследствие этого дополнительное увеличение коэффициента вытеснения на поздней стадии разработки месторождения требует использование технологий с учетом произошедших негативных техногенных процессов. К сожалению, на практике мы редко встречаемся с примерами изучения и учета изменения геолого-физических параметров пластов и свойств пластовых жидкостей во времени.

Возможность дополнительного прироста коэффициента вытеснения на поздней стадии разработки месторождений осложняется также необходимостью доставки требуемых реагентов в заводненные части пласта, т. е. фактически замещая закачанную в пласт воду раствором реагента, что обусловливает необходимость значительных дополнительных затрат.

Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений показывает, что к решению проблемы повышения нефтеотдачи пластов следует приступать задолго до наступления поздней стадии разработки [1].

Многочисленные исследования свидетельствуют о том, что запаздывание в сроках начала применения

maket_vestnik_2017_05.indd 9 11.01.2018 15:51:48

методов воздействия приводит к значительному снижению их возможной эффективности по увеличению нефтеотдачи пластов. Экспериментальные, аналитические и промысловые данные показывают, что это касается как "третичных" методов увеличения нефтеотдачи (закачки оторочек ПАВ, полимеров, двуокиси углерода), так и гидродинамических методов воздействия (циклического воздействия с переменой фильтрационных потоков и др.), и даже технологий обработки призабойных зон пласта.

С другой стороны, при рассмотрении перспектив применения большинства методов увеличения нефтеотдачи необходимо учитывать, что ввиду большей сложности сопутствующих им механизмов нефтевытеснения и большей требовательности к исходным данным, проектирование и применение этих методов в самом начале разработки месторождения связаны с определенным риском из-за недостаточной изученности геолого-физических свойств пластов. В связи с этим на конкретном объекте разработки можно определить наиболее целесообразное время начала применения технологии воздействия с точки зрения оптимальности достигаемой эффективности технологии и полноты изученности свойств пласта, как это в общем виде показано на рисунке 1.

Как указывалось выше, эффективность мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта снижается на более поздней стадии разработки (верхняя часть рисунка). С другой стороны, в процессе разработки нефтяного месторождения повышается его изученность и, значит, снижается риск неправильного учета геолого-физических свойств пластов и получения отрицательных результатов от методов воздействия (средняя часть рисунка).

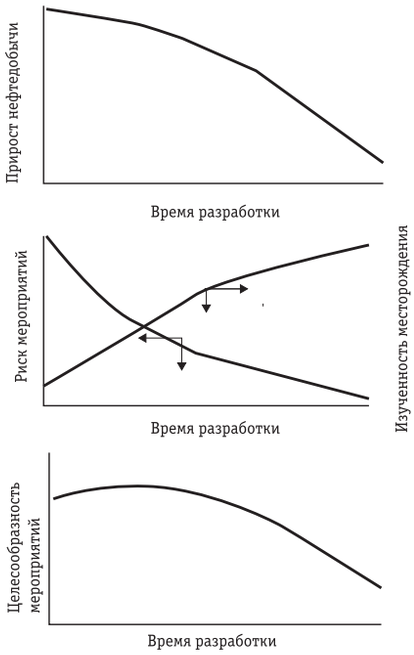


РИС. 1.
Оценка оптимального времени начала применения технологии воздействия

Тогда комплексный показатель «целесообразность мероприятия» будет иметь оптимальное значение в определенном диапазоне времени разработки месторождения.

Можно заметить, что тенденция развития технологий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений во времени связана с постепенным сужением области применения создаваемых и используемых технологий – переходом от универсальных технологий заводнения в 50–60-х годах XX в., к технологиям для определенных геолого-физических условий отдельных месторождений (60–70-е гг.) и далее к объектам разработки и пластам

На наш взгляд [4], для повышения эффективности разработки месторождений на поздней стадии потребуется следующий шаг в развитии этой тенденции – комплексное использование адресных технологий воздействия на отдельные зоны пласта и даже отдельные скважины. Для реализации этого принципа необходимо обеспечить по этим зонам пласта и скважинам объективную геолого-физическую информацию и соответственно адаптировать технологии воздействия.

Хотя адресный подход к анализу состояния разработки месторождения, выбору и применению технологий воздействия требует некоторого увеличения затрат, однако прирост дополнительных запасов и снижение текущей обводненности добываемой продукции в значительной степени компенсируют эти затраты, повышая эффективность разработки месторождения на поздней стадии.

Литература

1. **Жданов С.А., Жданов А.С.** Влияние стадии разработки нефтяных месторождений на эффективность применения методов воздействия // Тр. 4-го Междунар. технол. симпозиума. ИНБ, 2005. С. 86.
2. **Муслимов Р.Х.** Современные методы повышения нефтеизвлечения. Казань, 2005. 680 с.
3. **Титов В.И., Жданов С.А.** Изменение состава пластовых нефтей при разработке месторождений // Нефт. хоз-во. 1988. № 8. С. 26–28.
4. Патент 2513787. Российская Федерация, МПК8 E 21 B 43/16. Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия / Д.Ю. Крянев, С.А. Жданов, А.М. Петраков. № 2012144091/03; заявл. 17.10.2012; опубл. 20.04.2014.

Жданов Станислав Анатольевич,
д.т.н., профессор, советник Генерального директора АО «ВНИИнефть имени А.П. Крылова»,
тел.: + 7 (495) 748-39-62, e-mail: jdanov@vniineft.ru

maket_vestnik_2017_05.indd 10 11.01.2018 15:51:48

УДК 622.323

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СУРХАНДАРЬИНСКОГО РЕГИОНА

А.А. Закиров,
Л.З. Игамбердиева

АО «O'zLITIneftgaz»

В статье анализируется текущее состояние разработки месторождений высоковязких нефтей Сурхандарьинской нефтегазоносной области. Показаны результаты проведенных исследований по расчету конечного значения КИН, оценке эффективности и целесообразности проводимых геолого-технических мероприятий, в т.ч. применения заводнения на месторождениях региона.

Ключевые слова: *регион, месторождение, горизонт, нефть, заводнение, метод, нефтеотдача, разработка, коэффициент извлечения нефти (КИН), режим, запасы, эффект, залежь.*

TO THE ISSUE OF ASSESSING THE EFFECTIVENESS OF WATER FLOODING IN THE OIL FIELDS OF THE SURKHANDARYA REGION

A.A. Zakirov, L.Z. Igamverdieva

In the article the current state of the development of the oil fields of the Surkhandarya oil and gaz region. Shows the results of studies on the calculation of the final value of the oil recovery factor, assessing the effectiveness and feasibility of geological and technical measures, including the use of water flooding in the fields of the region.

Keywords: *region, field, horizon, oil, water flooding, method, oil recovery, development, oil recovery ratio, mode, reserves, effect, deposit.*

Важную роль в формировании и использовании сырьевой базы жидких углеводородов Узбекистана занимает группа нефтяных месторождений Сурхандарьинской нефтегазоносной области (СНГО), которая охватывает крупную, сложно построенную депрессионную структуру, ограниченную с востока Бабатагской зоной Вахш-Кафирниганской мегантиклинали, а с запада – мегаантиклиналью Юго-Западного Гиссара. Она является частью обширного Афгано-Таджикского газонефтеносного бассейна.

Всего в СНГО имеются 11 месторождений – десять нефтяных и одно газонефтяное (табл. 1). В настоящее время из них разрабатывается 9 месторождений, 2 находятся в консервации.

Отличительной особенностью месторождений является то, что они представлены многопластовыми залежами высоковязкой нефти (<350 сПз), залегающей преимущественно в бухарских слоях палеогена, представленного трещиноватыми карбонатными отложениями с прослоями доломитов и глин.

По гидродинамическим характеристикам режим разработки месторождений – упруговодонапорный.

В целом, по месторождениям СНГО, достигнутая нефтеотдача составляет в среднем 20,8%, при этом максимальная плотность сетки скважин составляет 23,5 га/скв.

Сравнительно низкая нефтеотдача по основным месторождениям региона предопределяет необходимость производства доразведочных работ на прирост добычных возможностей [8].

В связи с этим была проведена работа по оценке эффективности заводнения месторождений и увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для оценки технологического эффекта от заводнения на основе показателей нами была использована величина увеличения (прироста) конечного КИН, определяемая как разница КИН, достигаемого при естественном режиме разработки залежи и с применением заводнения [1]:

$$\Delta\eta=\eta_з-\eta_{бз}, \quad (1)$$

где $\Delta\eta$ – увеличение (прирост) КИН от применения заводнения; $\eta_з$ – КИН достигаемый с применением заводнения; $\eta_{бз}$ – КИН достигаемый без применения заводнения на естественном режиме.

maket_vestnik_2017_05.indd 11 11.01.2018 15:51:49

ТАБЛИЦА 1

Геолого-промысловые характеристики по месторождениям Сурхандарьинской НГО

Месторождения	Глубина залегания горизонтов, м	Мощность продуктивных горизонтов, м		Текущий КИН, доли ед.	Фонд скважин, ед.	
		суммарная	эффективная		в период максимальной добычи нефти	действующий
Кокайти	1200–1300	26	16,5	0,28	38	29
Ляльмикар	980–1300	168,8–192,3	60–66,2	0,20	64	33
Амударья	1150–1250	55–65	30	0,12	46	44
Коштар	1200–1350	35	23	0,12	24	12
Миршади	1180–1350	55–70	34,5	0,19	16	9

Коэффициенты извлечения нефти определены по следующим формулам:

$$\eta_з = \frac{Q_з}{Q_б} \quad (2)$$

$$\eta_{бз} = \frac{Q_{бз}}{Q_б}, \quad (3)$$

где $Q_з$ и $Q_{бз}$ – извлекаемые запасы нефти для условий разработки залежей с и без применения заводнения, определенные по характеристикам вытеснения нефти водой; $Q_б$ – балансовые запасы нефти.

Необходимо отметить, что данный коэффициент является комплексным показателем, характеризующим свойства коллекторов и пластовых флюидов, систему разработки и экономические критерии.

Так как на нефтяных месторождениях СНГО заводнение осуществлялось с начала разработки, по характеристикам вытеснения нефти водой были определены извлекаемые запасы нефти для периодов разработки до и после применения заводнения.

Для определения извлекаемых запасов нефти выделенных периодов разработки продуктивных горизонтов использовались характеристики вытеснения по методу Г.С. Камбарова и А.М. Пирвердяна интерполяцией фактических данных с построением зависимостей:

метод Г.С. Камбарова:

$$Q_ж \times Q_н = f(Q_ж) \quad (4)$$

метод А.М. Пирвердяна:

$$Q_н = f\left(\frac{1}{\sqrt{Q_ж}}\right), \quad (5)$$

где $Q_ж$ и $Q_н$ – накопленные отборы нефти и жидкости, соответственно эти методы являются наиболее предпочтительными с точки зрения обеспечения точности расчетов (до 2,6%) [2].

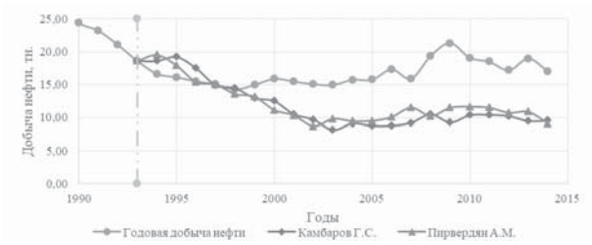


РИС. 1.

Показатели добычи нефти месторождения Кокайти с учетом и без учета мероприятия

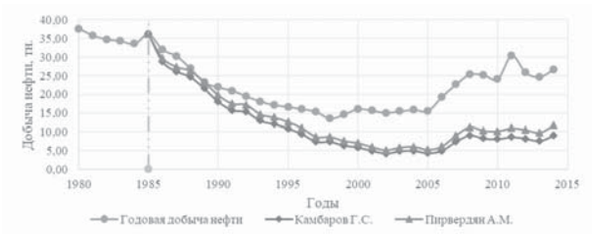


РИС. 2.

Показатели добычи нефти месторождения Ляльмикар с учетом и без учета мероприятия

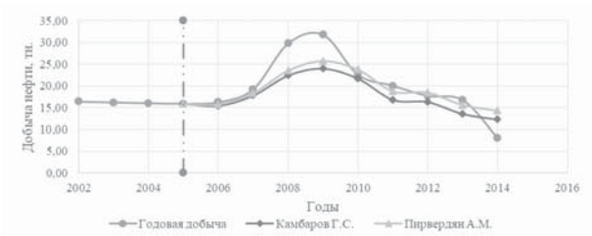


РИС. 3.

Показатели добычи нефти месторождения Амударья с учетом и без учета мероприятия

maket_vestnik_2017_05.indd 12
11.01.2018 15:51:49

По характеристикам вытеснения нефти водой определялись запасы нефти, которые можно извлечь из залежи при бесконечной промывке и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи, т.е. применения заводнения.

В соответствии с [5], на характеристиках вытеснения нефти водой, построенных по объектам исследования, выделялись заключительные прямолинейные отрезки для определения начальных извлекаемых запасов нефти для выделенных периодов разработки. Результаты расчетов характеристики вытеснения нефти водой для залежей нефти некоторых месторождений СНГО приведены на рис. 1–5.

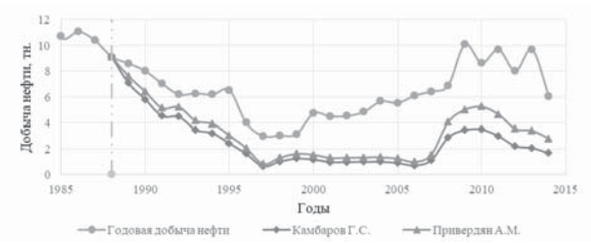


РИС. 4.

Показатели добычи нефти месторождения Коштар с учетом и без учета мероприятия

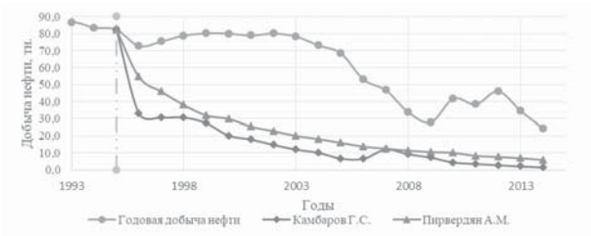


РИС. 5.

Показатели добычи нефти месторождения Миршади с учетом и без учета мероприятия

Результаты проведенных расчетов (табл. 2) показали, что на естественном режиме разработки среднее значение величины КИН для месторождений Сурхандарьинского региона достигает: на естественном режиме разработки – 16,13%, а с заводнением – 19,07 %, т.е. прирост составляет 2,94% [7].

При проведении расчетов добывных возможностей месторождений не учитывалось влияние вязкостных свойств нефтей региона в пластовых условиях на их фильтрационные характеристики и степень охвата залежей вытеснением.

Текущее состояние разработки нефтяных месторождений СНГО показывает, что из-за незначительности остаточных запасов и низких дебитов скважин по нефти, высокой обводненности продукции, проведение геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов требующих больших капитальных вложений, экономически нецелесообразно.

В свою очередь полученные значения прироста КИН подтверждают результаты теоретических исследований, проведенных на объектах с хорошими геолого-физическими условиями, в которых на естественных режимах разработки достигаются относительно высокие величины КИН, чем на объектах с осложненными условиями, где значения КИН обычно ниже.

Литература

1. **Гомзиков В.К., Молотова Н.А., Румянцева А.А.** Исследование влияния основных геологических и технологических факторов на конечную нефтеотдачу пластов при водонапорном режиме // Тр. ВНИИ, 1976. Вып. 58. С. 16–30.
2. **Ефремов Е.П., Янин А.Н., Халимов Э.М.** Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов // Нефтяное хозяйство. 1981, № 8. С. 32–37.
3. **Крейг Ф.** Разработка нефтяных месторождений при

ТАБЛИЦА 2.

Оценка показателей добычи нефти месторождений Сурхандарьинской НГО и результаты расчета КИН

Месторождения	Период разработки залежей нефти на естественном режиме	Текущее состояние добычи нефти с учетом мероприятий		Прогнозные показатели добычи нефти без учета мероприятий			
				метод Камбарова		метод Пирвердяна	
		Суммарная добыча нефти тыс. т.	КИН	Суммарная добыча нефти тыс. т.	КИН	Суммарная добыча нефти тыс. т.	КИН
Кокайти	1939–1994	3608,91	28,89	3492,24	27,96	3509,57	28,09
Ляльмикар	1947–1986	2788,1	20,67	2501,14	18,54	2547,59	18,88
Амударья	1966–2007	1096,66	12,79	1074,36	12,59	1088,56	12,74
Коштар	1967–1989	489,59	12,62	388,3	10,01	406,84	10,49
Миршади	1985–1996	1636,5	20,4	775,47	9,67	989,39	12,33

maket_vestnik_2017_05.indd 13 11.01.2018 15:51:52

заводнении. Перевод с англ. М.: Недра, 1974. 192 с.

4. Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. РД 39-0147-035-209-87. М.: Миннефтепром, 1987. 52 с.
5. Методическое руководство по расчету коэффициента извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214-86. М.: Миннефтепром, 1986. 253 с.
6. **Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В.** Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. М.: Недра, 1972. 300 с.
7. **Назаров С.Н., Акрамов Б.Ш., Сипачев Н.В. и др.** К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1970. № 11. С. 19–22.
8. **Назаров У.С., Игамбердиева Л.З., Махмудов Ф.М.** Перспективы разработки и доразработки нефтяных месторождений Сурхандарьинского региона // Узбекский журнал нефти и газа. 2013. № 2. С. 53–60.

Закиров Азамжон Алимджанович,
д.т.н., главный научный сотрудник отдела разработки газовых и газоконденсатных месторождений и ПХГ АО «O'ZLITINEFTGAZ»

e-mail: zakirov_azamjon@mail.ru

Игамбердиева Лобар Зоировна,
инженер отдела разработки нефтяных и нефтегазовых АО «O'ZLITINEFTGAZ»

100029, Респ. Узбекистан, г. Ташкент, ул. Тараса Шевченко, д. 2, тел.: +7 (99871) 280-57-00,
e-mail: rningm@liting.uz

maket_vestnik_2017_05.indd 14 11.01.2018 15:51:54

УДК 622.279

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДОВЫТЕСНЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ КОМПЛЕКСНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

В.И. Хохлов [1], Ш.С. Галимов[1], Ю.А. Котенев[2], А.Н. Олейник[1]

[1] ОАО «Сургутнефтегаз»,
[2] Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Институт стратегических исследований Республики Башкортостан

В статье рассмотрены результаты физического моделирования процесса заводнения пластов ЮС2 и ЮК2-5 при различных объемах нагнетания воды, совмещенного с прокачкой оторочек химических составов. Оценен прирост довытеснения остаточной нефти, как от увеличения линейной скорости фильтрации воды, так и от воздействия на породу растворами химических реагентов. Определены перспективные для низкопроницаемых пород юрского возраста маловязкие составы. Рассмотренные составы приняты к апробированию на основании опыта их применения на пластах групп АС и БС, по которым достигнуты высокие уровни дополнительной добычи нефти. Прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) составил более 2%.

Ключевые слова: *низкопроницаемый неоднородный коллектор, перераспределение фильтрационных потоков в пласте, маловязкие химические составы, физическое моделирование вытеснения нефти.*

EXPERIMENTAL VALIDATION OF DISPLACEMENT OF RESIDUAL OIL THROUGH INTEGRATED STIMULATION ON THE PRODUCTIVE LAYERS

V.I. Khokhlov, SH.S. Galimov, Yu.A. Kotenev, A.N. Oleynik

In the article considered results of physical modelling process of water flooding reservoirs US2 и UK2-5 at different scales of water injection, combined with pump of chemical composition. It was evaluated growth of residual oil as from increase linear speed of filtration of water as from impact on the rock by solutions of chemical reagents. It was determined promising low-viscosity formulations for low-permeable rocks of the Jurassic age. Reviewed formulations of technologies taken for testing based on the experience of their application on the layers of groups of AS and BS which reached high levels of the additional oil production. Increase of oil recovery factor constituted more than 2%.

Keywords: *a low-permeable heterogeneous collector, a re-distribution of filtration flows in the layer, low-viscosity chemical formulations, a physical modelling of oil displacing.*

Определяющими геолого-промысловыми условиями, характеризующими выработку запасов нефти, являются удельные геологические запасы; повышенная нефтенасыщенная толщина, однородность пласта, высокая проницаемость и нефтенасыщенность и др. [1, 2, 4].

Даже при общих средних благоприятных параметрах и свойствах, характеризующих пласт и насыщающий его флюиды, залежи не относятся к разряду высокорентабельных объектов для разработки, так как при эксплуатации скважин получают низкие приросты добычи нефти. Так, например, основной причиной сложившегося положения для тюменских отложений, в частности пластов $ЮС_2$ и $ЮК_{2-5}$ Сургутского нефтегазоносного района, выступают особенности его строения, когда в основном объеме (50–70%) глинистых толщин залегают относительно тонкие (1–3 м) линзовидные прослои низкопроницаемых ($0{,}1\text{-}3\times10^{-3}$ мкм^2) песчано-алевролитовых пород. При этом линзовидный характер формирования нефтесодержащих пород и их низкие коллекторские свойства обеспечивают слабую гидродинамическую связь между скважинами, которая еще больше ухудшается из-за потери основной доли энергии (до 40–60%),

maket_vestnik_2017_05.indd 15 11.01.2018 15:51:54

затрачиваемой нагнетаемой водой на преодоление фильтрационных сопротивлений в области призабойной зоны пласта (ПЗП). В результате высокая степень кольматации тонкого порового пространства пород вблизи стенки скважины и номинально низкая однородность пластов приводят к получению затухающей во времени приемистости скважин, что не только резко снижает эффективность работы систем поддержания пластового давления (ППД), но и накладывает ограничения на применение широкого набора вязких составов потококорректирующих технологий физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Повышение эффективности разработки тюменских отложений месторождений Сургутского нефтегазоносного района может быть реализовано за счет увеличения расхода (давления) нагнетания агента-вытеснения на режимах как исключающих, так и приводящих к образованию в объеме пластов широкой сети искусственной трещиноватости пород. В результате такого повышения приемистости скважин и, тем самым потенциального увеличения в пустотном пространстве пород линейной скорости фильтрации нагнетаемой воды, согласно ранее полученным на других объектах разработки результатам лабораторных и промысловых работ будет достигаться довытеснение части остаточной нефти. В свою очередь, совмещение процесса закачки воды под высоким давлением с обработкой коллекторов составами потокоотклоняющих технологий должно приводить к еще большему приращению объемов дополнительной добычи нефти за счет перераспределения фильтрационных потоков и, как следствие, более полному охвату пластов воздействием.

Постановка лабораторных исследований заключалась в моделировании процесса заводнения пластов $ЮС_2$ и $ЮК_{2-5}$ при различных расходах нагнетания воды, совмещение которого с прокачкой оторочек составов технологий физико-химических МУН позволяло оценить прирост довытеснения остаточной нефти как от увеличения линейной скорости фильтрации воды, так и от воздействия на коллектор породы растворами химреагентов. В качестве перспективных для низкопроницаемых пород юрского возраста, в силу низкой приемистости скважин (менее 100 $м^3$/сут) к испытанию определены маловязкие составы. При этом рассматриваемые составы приняты к апробированию на основании опыта их длительного применения на пластах групп АС и БС месторождений компании, на которых достижение высоких уровней дополнительной добычи нефти от проведения соответствующих ГТМ обеспечивает повышение относительного КИН на величину от 2% и более.

В ходе опытных работ при расчете линейной скорости фильтрации воды в коллекторе породы использовано ее формульное выражение:

$$V=\frac{Q\times 864}{F\times m\times(1-S_{в.ост}-S_{н.ост})}, \qquad (1)$$

где V – линейная скорость фильтрации, м/сут.; Q – расход фильтруемой жидкости, $см^3$/с; F – площадь поперечного сечения модели пласта, $см^2$; m – пористость модели пласта, д.ед; $S_{В.ОСТ}$, $S_{Н.ОСТ}$ – остаточная водо- и нефтенасыщенность модели пласта в пластовых условиях, соответственно, д.ед.

Также проводилось определение линейной скорости прокачки воды с учетом подвижности ее остаточной части в пористой среде на основании результатов работ, полученных коллективом исследователей под руководством В.П. Сонича [3]. Сущность проведенных экспериментов заключалась в установлении степени подвижности остаточной воды в песчано-алевролитовых коллекторах путем определения ее фазовой проницаемости, учитывающей влияние на фильтрационное сопротивление керамической полунепроницаемой мембраны, закрепленной на выходном торце образцов керна. Испытанию подвергался керновый материал, отличающийся между собой показателем смачиваемости ($М_{фил}$) минерального скелета породы. В результате проведенных исследований было установлено, что остаточная поровая вода практически при всех существующих в пластах перепадах давления является подвижной. Подвижность поровой воды определяется не только ее содержанием в коллекторе, но и смачиваемостью ею скелета породы, т.к. чем выше показатель смачиваемости, тем выше подвижность остаточной воды при всех прочих равных условиях (рис. 1).

Анализ полученных зависимостей изменения нефтенасыщенности породы показал тенденцию к ее снижению на 1,62–3,58% при увеличении скорости прокачки воды, которая достигая 1,4–2,8 м/сут практически не обеспечивала дальнейший прирост нефтеизвлечения (рис. 2). Последующий этап вытеснения нефти водой с обработкой породы составами водоэмульсионных систем, растворитель+ПАВ в количестве от 3,8 до 4,2 поровых объемов с последующей прокачкой через модели пласта воды при линейной скорости ее движения на уровне 11,5 м/сут обеспечил дополнительное приращение объема вытесненной нефти, который составил для пластов $ЮС_2$ и $ЮК_{2-5}$ соответственно 7,24–9,79 и 6,12–12,58% (рис. 3).

Для установления влияния на величину прироста нефтевытеснения после обработки породы растворами химреагентов изменения режима прокачки воды выполнены фильтрационные испытания на тех же моделях пласта с соблюдением всех основных условий, требуемых для достижения повторяемости проведения экспериментов (начальная нефтенасыщенность, температура, всестороннее и внутрипоровое давления, состав и свойства флюидов, объем прокачки со-

maket_vestnik_2017_05.indd 16 11.01.2018 15:51:54

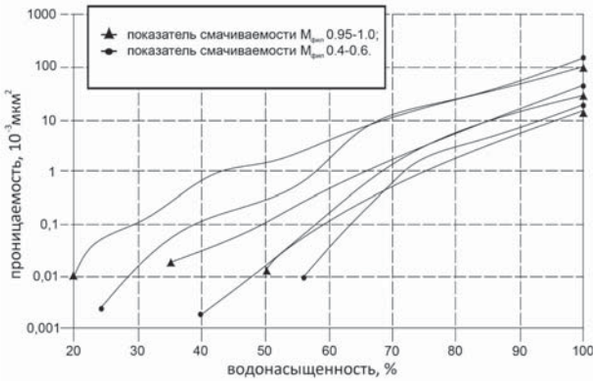


РИС. 1

Зависимость фазовой проницаемости по воде от ее содержания в поровом пространстве песчано-алевролитовых пород Западной Сибири

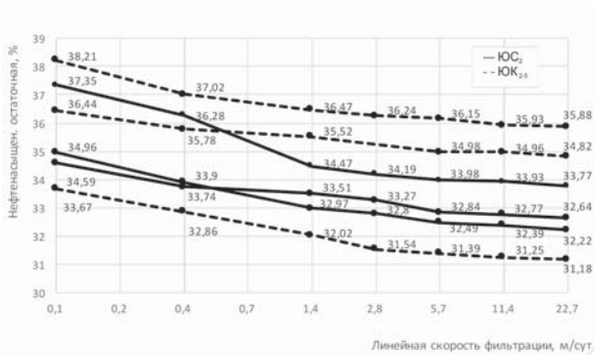


РИС. 2.

Изменение содержания остаточной нефти от линейной скорости фильтрации воды для керновых моделей пластов ЮС$_2$ Федоровского и ЮК$_{2-5}$ Рогожниковского месторождений

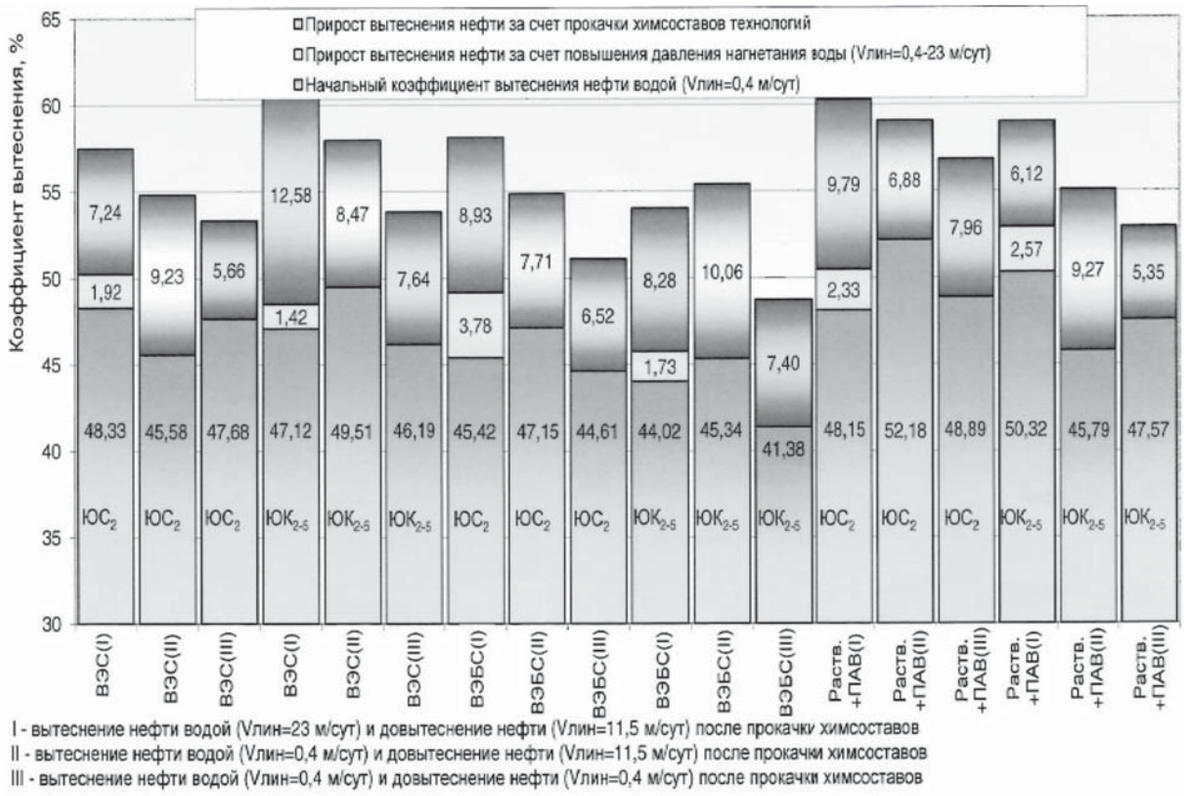


РИС. 3.

Сопоставление эффективности довытеснения остаточной нефти при повышении линейной скорости фильтрации воды и испытании составов на моделях пластов ЮС$_2$ Федоровского и ЮК$_{2-5}$ Рогожниковского месторождений (ВЭС- водоэмульсионный состав, ПАВ – поверхностно-активное вещество)

ставов, порядок расположения образцов керна и т.д.). В результате проведенное после воздействия на породу пластов ЮС$_2$ и ЮК$_{2-5}$ оторочками эмульсионных и ПАВ-содержащих составов повышение до 11,5 м/сут или сохранение на уровне 0,4 м/сут линейной скорости прокачки воды обеспечило приращение коэффициента вытеснения нефти в пределах 5,66–9,23 и 5,35–10,06%, соответственно, показав при этом уступающий (в среднем в 1,2 раз) объем ее доизвлечения по отношению к потоковым экспериментам, включающим моделирование процесса нестационарного заводнения пласта ($V_{лин}$=0,1–23 м/сут) на начальном этапе его разработки. На основании полученных результатов следует заключить, что наибольшее прира-

maket_vestnik_2017_05.indd 17 11.01.2018 15:51:55

щение уровней дополнительной добычи нефти будет достигнуто только при комплексном подходе воздействия на пласт, включающим совмещение процесса закачки воды при повышенном давлении как на этапах предшествующих, так и следующих за обработкой породы составами физико-химических МУН [3].

Таким образом, по данным проведенных лабораторных исследований сформулированы следующие выводы и даны рекомендации;

1. Увеличение линейной скорости движения воды до 23 м/сут в пустотном пространстве пород пластов $ЮС_2$ Федоровского и $ЮК_{2-5}$ Рогожниковского месторождения приводит к довытеснению части нефти при снижении их остаточной нефтенасыщенности на 1,62–3,58%, при этом основной прирост вытеснения нефти наблюдается при линейной скорости в пределах 1,4–2,8 м/сут. Данный факт указывает на то, что для отложений тюменской свиты увеличение скорости прокачки воды приведет к существенному приращению уровней дополнительной добычи нефти, так как воздействием будет охвачен практически весь объем пластов.

2. Повышение линейной скорости фильтрации в пласте агента-вытеснения может быть достигнуто путем увеличения давления его закачки при заводнении пласта, в т.ч. за счет проведения операций ГРП, ОПЗ, форсированного отбора жидкости и др..

3. По данным фильтрационных испытаний установлены высокие значения прироста вытеснения нефти после прокачки через модели п ластов $ЮС_2$ Федоровского и $ЮК_{2-5}$ Рогожниковского месторождения оторочек составов технологий ВЭС (5,66–12,58%), ВЭБС (6,52–10,06%) и растворитель+ПАВ (5,35–9,79%). Полученные результаты указывают на достижение рентабельных объемов дополнительной добычи нефти от проведения соответствующих ГТМ при точечном воздействии на залежи тюменской свиты и тем самым позволяют рекомендовать эти технологии для промыслового применения как при их одиночном воздействии, так и в комплексе с другими МУН (нестационарное заводнение пласта в режиме создания искусственной трещиноватости пород, ГРП, депрессии и др.).

Литература

1. **Андреев, В.Е., Котенев Ю.А., Чижов А.П., Пташко О.А., Галимов Ш.С.** Лабораторные исследования композиций на основе термотропных составов для гелевого воздействия на пласт // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Материалы научно-практической конференции ГУП ИПТЭР. Уфа, 2010. С. 79–80.
2. **Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Блинов С.А., Федоров К.М. и др.** Технология ограничения водопритоков на основе алюмосиликата и математическое моделирование ее применения в продуктивных пластах // Нефтяное хозяйство. 2004. № 4. С. 60–63.
3. Отчет о НИР «Обобщение петрофизических исследований керна и пластовых флюидов». Фонды научно-технической информации «СургутНИПИнефть». Сургут, 2006. 113 с.
4. **Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хайрединов Н.Ш.** Комплексный геолого-технологический анализ разработки нефтяных месторождений, характеризующихся различными геолого-физическими и физико-химическими условиями пластовых систем // Нефтегазовое дело. 2008. Т. 6. № 1. С. 22–28.

Хохлов Валерий Иванович,
начальник управления химизации ОАО «Сургутнефтегаз»

Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.Сургут, ул.Григория Кукуевицкого, д. 1, корп. 1, тел.: +7 (3462) 42-70-09, e-mail: sh.galimov@gmail.com

Галимов Шамиль Салихович
к.т.н., Зам.начальника управления химизации ОАО «Сургутнефтегаз»

Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г.Сургут, ул.Григория Кукуевицкого, 1, корпус 1 тел.: +7 (3462) 42-70-09, e-mail: sh.galimov@gmail.com

Котенев Юрий Алексеевич,
д.т.н., профессор, зав. кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»Уфимского государственного нефтяного технического университета, зав. лаб. разработки технологий воздействия на пласт Института стратегических исследований Республики Башкортостан

450062, г.Уфа, ул. Космонавтов, д. 1, тел.: +7 (347)241-61-92, e-mail: geokot@inbox.ru

Олейник Артем Николаевич,
главный инженер управления «Сургутнефтепромхим» ОАО «Сургутнефтегаз»

Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г.Сургут, ул.Григория Кукуевицкого, д. 1, корп. 1, тел.: +7 (3462) 42-70-09, e-mail: sh.galimov@gmail.com

maket_vestnik_2017_05.indd 18 11.01.2018 15:52:02

ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

В.В. Прохорова, С.В. Алуян

Кубанский государственный технологический университет

В статье рассматриваются вопросы, связанные с оценкой экономической эффективности при инвестировании в освоение нефтяных месторождений. Современный этап разработки нефтяных месторождений характеризуется резким уменьшением запасов нефти в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах вследствие интенсивного их отбора. Постепенно снижается эффективность геолого-технических мероприятий для залежей, находящихся на заключительной стадии разработки. Увеличиваются производственные риски для эффективного вложения средств в новые инвестиционные проекты. Перечисленные факторы обосновывают актуальность темы исследования.

Ключевые слова: *инвестиции, инвестициционный проект, нефтяные месторождений, эффективность.*

EVALUATION OF INVESTMENT PROJECT IN DEVELOPMENT OF OIL FIELDS

V.V. Prokhorov, S.V. Aluyan

The article deals with issues related to the assessment of economic efficiency when investing in the development of oil fields. The current stage of development of oil fields is characterized by a sharp decrease in oil reserves in highly permeable and highly productive reservoirs due to intensive selection. Gradually, the efficiency of geological and technical measures for the deposits that are at the final stage of development is being reduced. Increasing production risks for effective investment in new investment projects. These factors justify the relevance of the research topic.

Keywords: *investments, investment project, oil fields, efficiency.*

Для устойчивого функционирования нефтегазового комплекса необходимым условием является привлечение инвестиций для финансирования проектов освоения углеводородного сырья.

Разработка новых месторождений, эксплуатация и добыча нефти и газа на старых месторождениях, реконструкция, строительство и модернизация магистральных трубопроводов, переработка нефти и газа требуют принятия большого числа проектных решений относительно капитальных вложений. В контексте существенного качественного ухудшения сырьевой базы и истощения наиболее рентабельных запасов в нефтяных компаниях наметилась тенденция к инвестированию, прежде всего, работ по повышению извлекаемости нефти на разрабатываемых месторождениях и доразведочных работ с целью переоценки запасов на основе новейших научно-технических достижений.

Согласно обобщению действующих в мировой практике принципов оценки проектов выделяют три периода развития инвестиционного цикла:

1. прединвестиционный;
2. инвестиционный;
3. эксплуатационный.

Они отражают все стадии разработки нефтяных месторождений.

Прединвестиционный период (до начала целевого вклада) включает сбор и обработку геологической информации, предпроектные геологические исследования по участкам, пластам, скважинам, выбор методик, критериев и обоснование нормативов, соглашений на конкурсной основе, выбор инвестора и источника финансирования, составление бизнес-плана и проведение экспертизы.

Результат исследования первого этапа является основной предпосылкой для принятия решения о целесообразности или нецелесообразности инвестирования нефтегазоразведочных работ. Если решение положительное, то начинается инвестиционный период.

Инвестиционный период – это время начала инвестиций в реализацию утвержденного варианта разработки месторождения. На этом этапе осуществляются закупки оборудования, материалов, технических средств, проводятся подготовительные работы к бу-

maket_vestnik_2017_05.indd 19 11.01.2018 15:52:02

рению скважин, промышленному и социальному обустройству, наземному обустройству и объекты сдаются в эксплуатацию.

Эксплуатационный период является сроком основных инвестиций в промышленную эксплуатацию с выходом месторождения на проектную мощность и его дальнейшую эксплуатацию до окончания срока экономической жизни последнего объекта разработки. Эксплуатационный период характеризуется выпуском товарной продукции (нефти, газа, конденсата), реализацией на внутреннем и внешнем рынке и получением выручки от продаж [1].

Оценка эффективности инвестиционного проекта может производиться с учетом социально-экономических последствий его осуществления для общества в целом и с учетом финансовых последствий только субъекта (оператора), реализующего проект, в предположении, что он производит все необходимые затраты и получает все его результаты. В первом случае определяется общественная (социально-экономическая), а во втором – коммерческая эффективность инвестиционного проекта.

Главными принципами оценки эффективности инвестиционного проекта являются:

– рассмотрение проекта на протяжении его жизненного цикла;
– моделирование денежного потока, связанного с осуществлением проекта;
– учет фактора времени.

Чаще всего расчетный период (жизненный цикл) инвестиционного проекта обосновывается:

– исчерпыванием запасов углеводородов;
– износом основной части основных фондов;
– прекращением потребностей рынка в производимой продукции.

В процессе экономической оценки будут отражены геолого-физические, технологические, технические и экологические особенности, связанные с разработкой нефтяного (нефтегазового) месторождения.

В экономическую оценку включаются технологические варианты разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, порядком и темпами разбуривания, методами воздействия на залежь, уровнями добываемой нефти, жидкости, ввыдом из бурения добывающих и нагнетательных скважин, объемом закачиваемой воды, реагентов, способами эксплуатации и др.

Все варианты систем разработки подвергаются экономической оценке по годам, этапам разработки (5, 10, 15, 20 лет), а также в целом за проектный срок.

Экономические показатели разработки нефтяного месторождения определяются в строгом соответствии с проектируемыми по вариантам уровнями технологических показателей.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов применительно к рассматриваемым технологическим вариантам.

Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Для стоимостной оценки результатов и затрат могут использоваться базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

Система показателей, используемая для определения эффективности проекта разработки, учитывает интересы непосредственных участников реализации проекта, а также интересы федерального и местного бюджетов.

Для установления влияния экономических факторов на показатели эффективности разработки рекомендуется оценку технологических вариантов осуществлять в нескольких экономических вариантах, отражающих, например, различные условия сбыта добываемой продукции (внутренний, внешний рынки), изменения действующей налоговой системы (наличие льготного налогообложения или уменьшение налоговых ставок), условия начисления амортизации (традиционная система или ускоренная), различные коэффициенты дисконтирования и др. Экономическую оценку вариантов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами следует проводить с учетом «Закона о недрах», в котором в целях стимулирования их освоения предусматривается освобождение от выплаты трех налогов: акциза, платы за недра, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Нефтедобывающее предприятие, имеющее на момент оценки проектного документа налоговые льготы, должно учитывать их в расчетах эффективности технологических вариантов разработки.

Экономически обоснованная величина коэффициента нефтеизвлечения определяется за период рентабельной эксплуатации объекта. За рентабельный срок принимается период получения положительных значений текущего (годового) дисконтированного потока наличности.

Для того чтобы правильно оценивать результаты проекта, а также обеспечить сравнимость показателей проектов в различных условиях, необходимо учесть влияние инфляции на расчетные значения результатов и затрат. Для этого следует потоки затрат и результаты приводить в прогнозных (текущих) ценах, а при вычислении интегральных показателей (NPV, IRR, PI) переходить к расчетным ценам, т.е. ценам, очищенным от общей инфляции.

Расчетные цены с помощью коэффициента дисконтирования приводятся к некоторому моменту времени, т.е. соответствуют ценам в этот момент. Приведение делается для того, чтобы при вычислении

maket_vestnik_2017_05.indd 20 11.01.2018 15:52:02

значений интегральных показателей исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменение в структуре цен.

Капитальные вложения рассчитываются по годам ввода месторождения в разработку до конца разбуривания и обустройства и далее за пределами этого срока, если имеется необходимость.

Для нефтяных месторождений, обустроенных и уже введенных в разработку, определяется цель капитальных вложений в соответствии с их воспроизводственной структурой: новое строительство, расширение, реконструкция или техническое перевооружение.

Расчет капитальных вложений при составлении проектной документации для разрабатываемых месторождений, особенно если они территориально примыкают к другим месторождениям, должен осуществляться с учетом возможности использования имеющихся мощностей объектов промыслового обустройства для нужд проектируемого объекта.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин и промобустройство.

Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной стоимости 1 м^2 проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых из бурения.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по каждому варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- оборудование для нефтедобычи;
- оборудование прочих организаций;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- комплексная автоматизация;
- электроснабжение и связь;
- промводоснабжение;
- базы производственного обслуживания;
- автодорожное строительство;
- заводнение нефтяных пластов;
- технологическая подготовка нефти;
- методы увеличения нефтеотдачи пластов;
- очистные сооружения;
- природоохранные мероприятия;
- прочие объекты и затраты.

Капитальные вложения в строительство объектов по сбору и транспорту нефти, комплексной автоматизации технологических процессов, водоснабжению промышленных объектов, электроснабжению, связи и в базы производственного обслуживания определяются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на количество нефтяных скважин, вводимых из бурения, а в заводнение нефтяных пластов – на количество нагнетательных скважин.

Капитальные вложения на подготовку нефти, очистные сооружения рассчитываются умножением удельных капитальных затрат по соответствующему направлению на вводимую в данном году мощность по добыче нефти и очистке.

Капитальные вложения на инфраструктуру рассчитываются в процентном отношении к сумме затрат на нефтепромысловое строительство. Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат, включая стоимость буровых работ [1].

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям калькуляции или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- поддержание пластового давления;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- капитальный ремонт скважин;
- амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт × ч электроэнергии.

Амортизация основных фондов рассчитывается исходя из их балансовой стоимости и действующих норм на их полное восстановление.

maket_vestnik_2017_05.indd 21 11.01.2018 15:52:03

Кроме традиционных статей калькуляции в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа учтены расходы на экологию, платежи за кредит, а также налоги, относимые на себестоимость добываемой продукции.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов. При их оценке могут быть использованы различные способы начисления амортизации: линейный (пропорциональный) и ускоренный.

Наиболее широкое применение в настоящее время имеет линейный или пропорциональный метод начисления амортизации. Этот метод предусматривает расчет амортизационных отчислений на реновацию исходя из среднего срока службы основных фондов. За этот срок балансовая стоимость этих фондов полностью переносится на издержки производства. Как правило, этот норматив в нефтяной отрасли принимается на уровне 10–20%. Если месторождение уже разрабатывается и существуют ранее созданные фонды, то при расчете амортизационных отчислений должны быть учтены не только вновь, но и ранее созданные фонды.

Ускоренная амортизация предусматривает полное перенесение балансовой стоимости основных фондов на издержки производства в более короткие сроки, чем это предусмотрено по действующим нормам амортизационных отчислений. Тем самым появляется возможность создания резервного фонда, используемого для новых капитальных вложений и расширения производственных мощностей.

Оценка вариантов разработки должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Ниже следует перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды РФ, и показан порядок их расчета:

- налог на добавленную стоимость исчисляется в размере 18% от цены нефти, включая акцизный сбор;
- акцизный сбор рассчитывается по ставкам, дифференцированным по нефтедобывающим предприятиям в руб/т;
- налог на имущество учитывается в расчетах в размере 2% (не более 2,2%) от среднегодовой стоимости основных фондов;
- налог на прибыль исчисляется в размере 24% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

При расчете налогооблагаемой прибыли должна учитываться предоставляемая предприятиям по закону льгота в части освобождения от налога затрат на развитие производства в сумме, снижающей налогооблагаемую прибыль на 50%.

При оценке вариантов разработки необходимо определять источники финансирования капитальных вложений. К их числу могут быть отнесены собственные средства предприятия (прибыль предприятия, реинвестированная в производство, амортизационные отчисления), а также заемные. Кроме того, на инвестирование могут быть направлены акции предприятия.

Конечной целью экономической оценки вариантов разработки является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность промышленного освоения проектируемого объекта и наибольшую эффективность нефтедобычи.

Сравнение различных вариантов и выбор лучшего из них рекомендуется проводить с использованием выше приведенной системы показателей.

Основным определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является поток денежной наличности (NPV). Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение NPV за проектный срок разработки. Характерная особенность этого показателя состоит в том, что как критерий выбора варианта он применим и для вновь вводимых месторождений, и для месторождений, уже находящихся в разработке. Расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Показатель внутренней нормы возврата капитальных вложений (IRR) определяет требуемую инвестором норму прибыли на вкладываемый капитал, сравниваемую с действующей процентной ставкой на кредит. Если расчетный показатель IRR равен или больше процентной ставки, инвестиции в данный проект являются оправданными.

Здесь необходимо отметить тот факт, что показатель IRR играет важную роль при оценке проектов по вновь вводимым месторождениям, требующим значительных капитальных затрат.

В проектах доразработки, которые, в основном, не требуют значительных капиталовложений, а также в проектах, предусматривающих применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздних стадиях, связанных, в основном, с повышенными текущими затратами, показатель IRR играет вспомогательную роль и, как правило, не участвует в процессе выбора наилучшего варианта.

Индекс доходности (PI) так же, как и IRR, имеет «весомое» значение, если проектируется вновь вводимое месторождение с большими капитальными затратами. В этом случае его значение интерпретируется следующим образом: если PI > 1, вариант эффективен, если PI < 1- вариант разработки нерентабелен.

При проектировании месторождений уже обустроенных либо находящихся на поздних стадиях, этот показатель определяется с учетом уже существующих основных фондов.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, характерен для вновь вводимых месторождений, требующих полного обу-

maket_vestnik_2017_05.indd 22 11.01.2018 15:52:03

стройства. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант [3].

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для выбора варианта проектируемого объекта. Решение о принятии варианта к реализации должно приниматься с учетом значений всех интегральных показателей и интересов всех участников проекта.

В настоящее время в российской практике при принятии инвестиционных решений в нефтяном секторе используются подходы, разработанные на основе зарубежных методик, которые эффективно работают только при развитых рыночных отношениях. Важным недостатком данных методик является то, что при детальной проработанности аспектов инвестиционной деятельности на уровне предприятий фактически не рассмотрены вопросы управления инвестициями на уровне государства, чье активное участие необходимо при реализации общественно значимых проектов в естественных монополиях в условиях российской экономики.

Литература:

1. **Прохорова В.В., Алуян С.В.** Экономические аспекты разработки нефтяных и газовых месторождений // Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии: сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции на базе Кубанского государственного технологического университета совместно с Российской академией естественных наук (3–6 октября 2017 г.). Краснодар: Издательский Дом–Юг, 2017. С. 114.
2. **Прохорова В.В., Коломыц О.Н.** Роль инвестиций в деятельности предприятий нефтегазового комплекса. Фундаментальные и прикладные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации. Сборник статей VI Международной научно-практической конференции. 2017. С. 161–163.
3. Экономика и управление геологоразведочным производством: учебно-методическое пособие / под ред. В.П. Орлова. М.: Геоинформмарк, 2014. 248 с.

Прохорова Виктория Владимировна,
д-р экон. наук, профессор Кубанского государственного технологического университет

Алуян Саид Вячеславович,
к.э.н., доцент Кубанского государственного технологического университета

350072, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2

maket_vestnik_2017_05.indd 23 11.01.2018 15:52:03

PORE SPACE OF LOW PERMEABLE ROCKS

P. Such, G. Leśniak
Oil & Gas Institute –
National Research Institute

Shale and tight types of pore space were characterized. Performed investigations allow us to share methodics for permeability and total flux evaluation. It was found that for shale rocks is is impossible to adopt net model of pore space. Only Javadpour at.al. [12] formulas can give good evaluation of these values. For tight rocks net model satysfied all needed conditions and gives reliably description of pore space parameters.

ПОРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

П.П. Сух, Г. Лесняк

Анализу подлежали особенности нетрадиционных пород типа shale и tight. Исследования позволили определить метод оценки проницаемости и скорости потока для таких поровых пространств. Было обнаружено, что для пород сланцевого типа нельзя применить сетевые модели (даже упрощенные). В таком случае остаются только формулы, предлагаемые Javadour и другими, учитывающие как диффузию Дарси, так и дифузионные потоки (диффузия Кнудсена). Для пород типа tight, в свою очередь, сетевая модель является подходящей и позволяет однозначно, на основе анализов, определить все необходимые параметры для этой модели.

INTRODUCTION

The role of unconventional reservoires in word production of hydrocarbones growth for last several years. There are shale and tight types of reservoirs. Shale rocks show the lowest values of permebility. There are very heterogenous rocks often with lamines (with permeability up to even mD or completely nonpermeable ones) [1, 5, 7, 8]. Average value of permeability for these rocks cover the range from several nD to several hundred of μD. Porosity of shale rocks can be greater than 10%.

Tight rocks presents also microporous type of rocks but their pore space is complelety other. It is created in the form of intra and interpores often with microfractures. Average values of tight rocks permeability varies from 0,001 mD to 0,1 mD. Porosity oscillate around 10%. Practically there are good reservoir rocks with permeability strongly reduced by diagenetic processes (compaction and cementation). Cumulative curves of pore size distribution presents regular shapes with crearly marked value of threshold pressure.

These parameters of shale and tight rocks pore space impilies methods of evaluation their reservoir parameters: permeability and total flux of reservoir fluids.

SHALE ROCK PORE SPACE

Shale rock pore space shows three unique features. There are compressibility, anisotrophy and existence of part of pore space in organic matter. Scale of compressibility is presented in fig. 1.

Anisotrophy of pore space are presented in fig. 2 and 3. These figures show also pore space created by organic matter.

In great part of investigated shale rocks pore space three kinds of pores are observed [15–17]. There are intergranular (interP), intragranular (intraP) and pores in organic matter (OM). The intergranular pores (interP) located between detritical grains, between plaque of clay minerals, on the contacts of grains and cement or as a result of dissolution early cement around detritical grains (rims). The intragranular pores are located between crystals of pyrite in pyrite fromdoids, pores in the aggregates of clay minerals and pores caused by the dissolution of detritical grains (inside grains). The pores inorganic matter occurs as a result of thermal transformation. Summarise, pore space of the analyzed rocks should be classified as a mixed pore network [17] Isolated areas in such shale rocks samples can be assigned to different types of pore space, but the whole sample should be classified as a pores mixed network.

Pores in organic matter (OM-Pores) (fig. 3) due to texture can be divided into three main types. Pores type «sponge» – they are result of transformations at the stage of early gas and wet gas window, pores type «buble» – they are result of thermal transformations at the stage of oil window and microfractures and the pores type «sponge» occurring in post-migration bitumen – they are the result of transformations on stage gas window [17].

Organic matter in the analyzed rocks are [9, 16, 17]:

– dispersed organic matter (embedded in the rock as a

maket_vestnik_2017_05.indd 24 11.01.2018 15:52:03

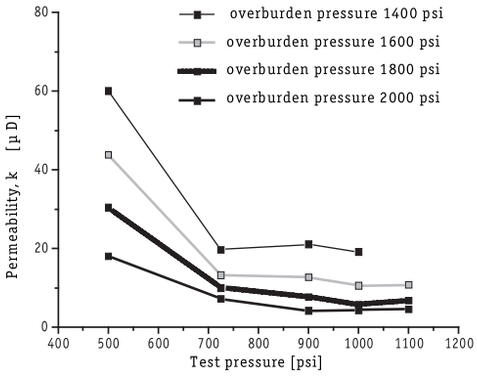


FIG. 1.
Results of permeability test in various overburden pressures [5]

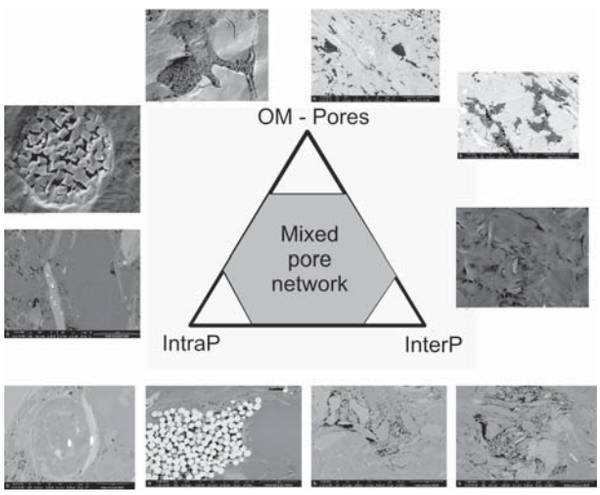


FIG. 2.
Types of pores

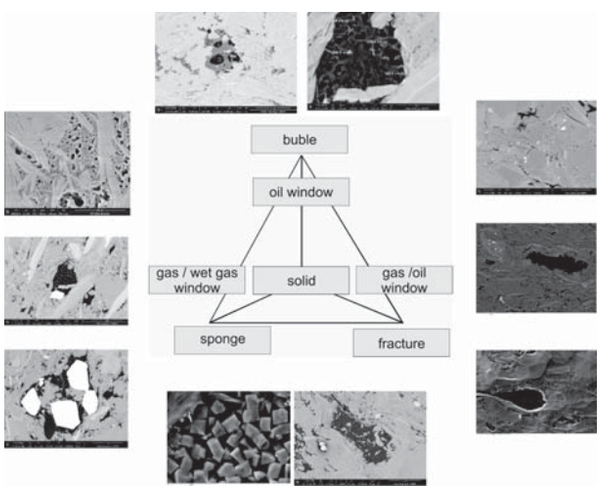


FIG.3.
Porosity texture in organic matter

result of sedimentation processes);
– migrated organic matter;
– migrant bitumen (reaction transformation of the original organic matter.

Because of all types of pores are present in organic matter in the Polish shale rocks, it means that it represents transition from oil to gas window.

It is possible to evaluate value of permeability for shale gas pore space using type of pores analysis. When the whole pore space in built in organic matter their permeability will be very low. Great part of such pores are closed. Similar permeabilities characterize pore space built only with intrapores. There are also isolated pores. The best permeabilities are connected with mixed type pore space in which all types of pores existed.

I such pore space flow regime depends on pore channels radiusses [11, 20, 24]. For radiusses greater than 100 nm it is Darcy flow with slippage effect. For pore channels smaller than 100 nm, Knudsen diffusion occurs (in the range 1–70 nm of pore radiusses this process dominetes)

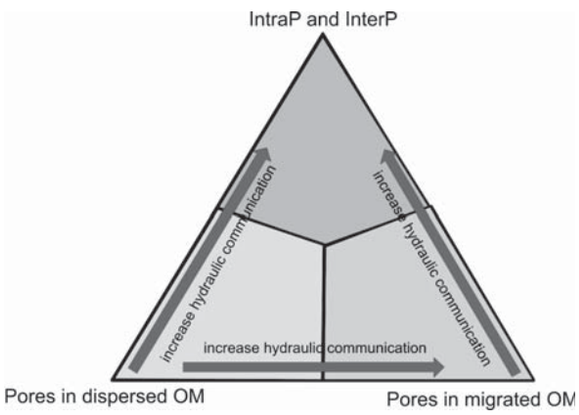


FIG. 4.
Types of porosity versus permeability

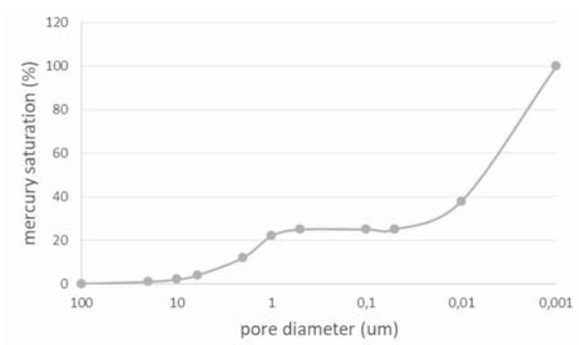


FIG. 5.
Typical cumulative curve of pore size distribution

maket_vestnik_2017_05.indd 25 11.01.2018 15:52:04

[2, 20, 21, 27]. Because of small pores creates great part of shale rocks of pore space both processes of flow of fluids through pore space must be taken into account. Fig. 5 presents typical cumulative curve of pore size distribution. For great part of samples volume of pores greater than 100 nm is lower than 2,5% [14]. It means that for all samples we must take into account mixed type of flow.

So

$$Q_t = Q_p + Q_d ,$$

where Q_t – total flux, Q_p – Darcy flux, Q_d – diffusion flux,

$$Q_p = \frac{\rho_{sr} r^2 \Delta p}{8\mu L} \qquad Q_d = D_k \frac{M\Delta p}{RTL}$$

and finally

$$k_{app} = \frac{d\mu M}{6RT\rho_{sr}}\sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} + F\frac{d^2}{32\rho_{sr}}$$

$$Q_t = \left(\frac{dM}{3RT}\sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} + F\frac{\rho d^2}{32\mu}\right)\frac{\Delta p}{L},$$

where

$$F = 1 + \sqrt{\frac{8\pi RT}{M}} \times \frac{2\mu}{pd}\left(\frac{2}{\alpha} - 1\right),$$

λ – mean free path, d – pore diameter, B – Boltzman's constant, T – absolute temparature, P – pressure, δ – średnica zderzenia cząsteczek gazu, ρ – gas density, μ – viscosity, L – thickness, M – molar mass, R – universal mass constant, D_k – Knudsen diffusion coefficient, α – tangential momentum accomodation coefficient

This permeability was named by Javadpour as apparent permeability [11] because of its value depends not only on pore space parameters but also it is a function of temperature and pressure. Reliable permeability measurement in simulated reservoir conditions allow us to count also volume of total flux [5, 14, 26].

This theory is practically the only procedure for shale gas pore space description. Several authors tried to apply netmodel to shale rock spore space [19, 22]. Unfortunalely such a model require one value of fractal dimension in the whole range of pores (especially 10–100 nm) but there are three various values of fractal dimension in this range of pore channel radiusses [4]. One connected with cumulative curve of pore size distributiona (from mercury porosimetry) and two connected with adsorption phenomena (cumulative curve of pore size distribution from adsorptionn apparatus) [4, 14, 23]. A test of appplication of net model to a part of pore space connected by pore channel greater than 100 nm also failed [14]. 60 samples were taken into account. Only for 9 of them it was possible to determine value of threshold diameter. Addititonally connectivity coefficient for these samples varies from 0,9 to 0.03.

TIGHT ROCK PORE SPACE

In pore space of analysed tight rocks existed primary porosity (intergrain) and secondary one (created as a result of dissolution of detritical grains, partially dissolution of cements), additionally it could occurs in clay minerals aggregats. Diagenesis processes predominantly affect porosity evolution. Despite strong compaction and cementation processes primary porosity is preserved. Secondary porosity occurs as a result of dissolution processes of grains and cements and metamorphic of unstable components such as feldspars, micas and vulcanic rocks.

Tight type rocks show rather conformity. Cumulative curves of pore size distribution (fig. 7) show that about 80% of pore space is connect by pore channels with diameters greater than 100 nm. Threshold diameters are explicity determined. So net model of pore space is evidently appropriate for this type of samples [23, 25]. Fractal diameter is calculated from the slope of straight line on log –log cumulative curve [23]. Taking into account model of capillary tubes it is possible to calculate numer of channels in the function of radius. Conectivity coefficient is obtained from microscopic investigations. At last from Darcy and Hagen – Poiseuille formulas it is obtain [25]:

$$k = \frac{\Pi}{8} \times \Lambda(r_{tube}^4, l_{tube}, \beta) \times \frac{l_{kostki}}{A_{kostki}},$$

where k – permeability, r_{tube} – channel radius, l_{tube} – lenght of channels, β– numer of channels in unit box in flow direction, l – lenght of unix box, A – cross section of unix

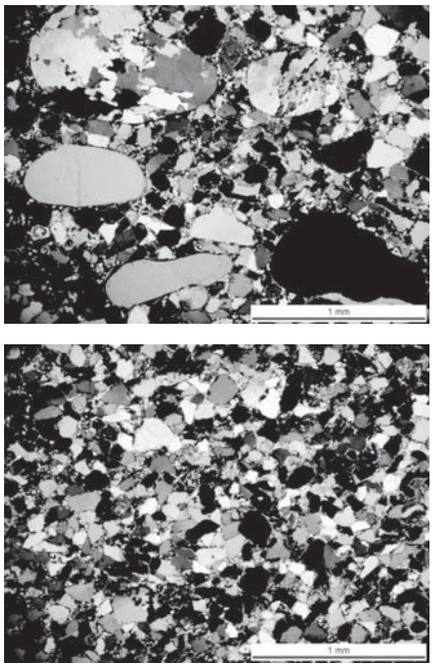


FIG. 6.
Microscopic images of tight rocks

maket_vestnik_2017_05.indd 26
11.01.2018 15:52:22

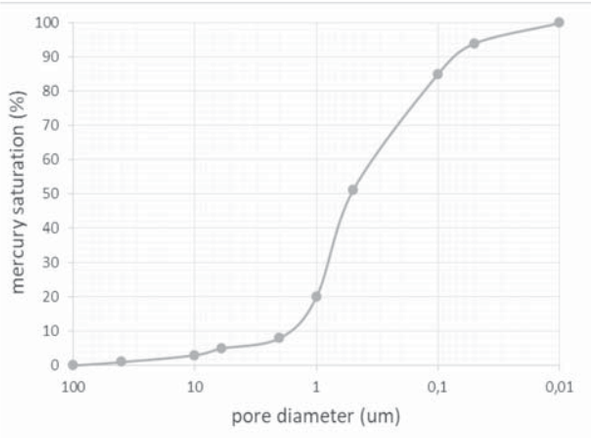


FIG. 7.
Typical cumulative curve of pore size distribution for tight rocks

box, Λ– operator of pore channels lenghts and rediusses calculated with the use of fractal direction.

There is practically the same methodics like for conventional rocks the only difference are smaller values of threshold diameters.

CONCLUSION

Shale and tight rock pore spaces were analysed. Performed investigations allow us to share all characteristic features of such types of pore space as well as to find methematical formulas describing permeability and total flux of fluids through mentioned pore spaces. It was found that it is impossible to apply net models to shale rock pore space. Only Javadpour at al. [11, 12] theory could be applied. This theory take into account Darcy flow and Knudsen diffusion flow.

For tight rock pore space net model is appropriate and give reliable values of permeability and total flux.

References:

1. **Anovitz L.M., Cole D.R.** Characterization and Analysis of porosity and pore structures // Reviews in Mineralogy & Geochemistry: 2015. V. 80. P. 61–164.
2. **Bodi T.** Gas flow in the nano size pore channels of tight and non conventional gas storage formation. Geosciences and Engineering. 2012. V. 1, N 1. P. 49–63.
3. **Bu H., Ju Y., Tan J., Wang G., Li X.** Fractal characteristics of pores in non-marine shales from Huainan Coalfield, eastern China // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015. V. 24. P. 166–177.
4. **Cicha-Szot R., Dudek L., Such P.** Charakterystyka fraktalna przestrzeni porowej skał łupkowych // rzemysł Chemiczny. 2015. V. 94. N 12. P. 1000–1007.
5. **Cicha-Szot R., Dudek L., Such P.** Permeability estimation in shale gas formations on the basis of desorption data and radial gas flow // Nafta-Gaz. 2015. N 11. P. 833–839.
6. **Civan F., Rai Ch.S., Sondergeld C.H.** Shale-gas permeability and diffusivity inferred by improved formulation of relevant retention and transport mechanisms // Transp. Porous Media. 2011. V. 86. P. 925–944.
7. **Clarkson Ch. R., Wood J., Burgis S., Aquino S., Freeman M.** Nanopore structure analysis a permeability prediction for a tight gas siltstone reservoir by use of low-pressure adsorption and mercury-intrusion techniques // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2012. V. 15. N 6. SPE-155537 PA.
8. **Clarkson C.R., Solano N., Bustin R.M., Bustin A.M.M., Chalmers G.R.L. He L., Melnichenko Y.B., Radlinski A.P., Blach T.P.** Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion // Fuel. 2013. V. 103. P. 606–616.
9. **Curtis M.E., Cardott B.J., Sondergeld C.H., Rai Ch.S.** Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity // International Journal of Coal Geology. 2012. V. 103. P. 26–31.
11. **Javadpour F.** Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstones) // JCPT. 2009. V. 48, N 8. P. 16–21.
12. **Javadpour F., Fisher D., Unsworth M.** Nanoscale gas flow in shale gas sediments // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2007. V. 46. N 10. P. 55–61.
13. **Kuilla U., Prasad M.** Surface area and pore size distribution in clays and shales. SPE–146869, 2011.
14. **Leśniak** (pod redakcją) praca zbiorowa. Metodyka analizy przestrzeni porowej skał łupkowych. Prace INiG – PIB. 2017. N 214. 153 p.
15. **Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., D. M. Jarvie D.M.** Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale // Journal of Sedimentary Research. 2009. V. 79, N 12. P. 848–861.
16. **Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Hammes U.** Spectrum of pore types and networks in mudrock and a descriptive classification for matrix-related pores. AAPG-Biul. 2012. V. 96. N 6. P. 1071–1098.
17. **Loucks R. G., Reed R. M.** Scanning-Elektron-Microscopy petrographic evidence for distinguishing organic-mater pores associated with depositional organic mater versus migrated organic mater in mudrock // GCAGS Journal. 2014. V. 3. P. 51–60.
18. **Ma J., Sanchez J.P., Wu K., Couples G.D., Jiang Z.** A pore network model for simulating non-ideal flow in micro-and nano-porous materials // Fuel. 2014. V. 116. P. 498–508.
19. **Mehmani A., Propanovic M., Javadpour F.** Multiscale, multiphysics network modeling of shale matrix gas flow // Transp. Porous Media. 2013. V. 99. P. 377–390.
20. **Mroczkowska-Szerszeń M.** The analysis of pore space parameters of shale gas formations rocks within

maket_vestnik_2017_05.indd 27 11.01.2018 15:52:26

the range of 50 to 2 nm // Nafta-Gaz. 2015. N 12. P. 983–991.

21. **Shabro V., Torres-Verdin C., Javadpour F.** Numerical simulation of shale gas production: from pore scale modeling of slip flow, Knudsen diffusion, and Langmuir desorption to reservoir modeling of compressible Fluid // SPE. 144355. 2011.
22. **Sheng M.** Shale gas permeability model with effect of multiscale flow based on fractal pore space geometry // Fractals. 2015. D-14-00092.
23. **Such P.** Analiza fraktalnej struktury przestrzeni porowej przy wykorzystaniu krzywych ciśnień kapilarnych otrzymywanych metodą porozymetrii rtęciowej // Przegląd Geologiczny. 1998. V. 46. N 11. P. 1186–1190.
24. **Such P.** Przepływ gazu przez nanopory – próba oceny // Nafta-Gaz. 2014. N 10. P. 671–675.
25. **Such P.** Studium badań przestrzeni porowej skał dla potrzeb geologii naftowej // Prace IGNiG. 2000. N 104.
26. **Such P., Dudek L., Mroczkowska-Szerszeń M., Cicha-Szot R.** The influence of reservoir conditions on filtration parameters of shale rocks // Nafta-Gaz. 2015. N 11. P. 827–833.
27. **Wang S., Javadpour F., Feng O.** Confinement correction to mercury intrusion capillary pressure of shale nanopores // Scientific Reports. 2016. N 6, article number 20160.

maket_vestnik_2017_05.indd 28 11.01.2018 15:52:28

УДК 550.832

АДАПТАЦИЯ АЛГОРИТМОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС В РАМКАХ ТЕКУЩЕГО МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

А.А. Брайловская, И.С. Михеенко, Л.С. Окс

ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

Нижнемеловые и юрские терригенные отложения в пределах Восточного Предкавказья продолжают оставаться основными объектами промышленной добычи углеводородного сырья. Основной фонд скважин пробурен в середине XX века, что объясняет ограниченность комплекса ГИС и его возможностей для количественных оценок подсчетных параметров коллекторов. С 2012 г. здесь возобновлено бурение с применением полимер-глинистых ингибированных буровых растворов. Их влияние на параметры зоны проникновения не достаточно изучено, что может препятствовать корректной количественной оценке параметров пласта. В данной работе предложен подход, позволяющий получить сопоставимые значения фильтрационно-емкостных параметров по старым и новым скважинам.

Ключевые слова: *Восточное Предкавказье, ограниченный комплекс ГИС, меловые отложения, юрские отложения, ГК, ПС, буровые растворы.*

LOG INTERPRETATION WORKFLOW ADAPTATION IN THE CONTEXT OF CURRENT OILFIELD EXPLOITATION MONITORING IN FINAL STAGE

A.A. Brailovskaya, I.S. Mikheenko, L.S. Oaks

Lowe Cretaceous and Jurassic clastic sediments of the Eastern fore-Caucasus still are the main objects of hydrocarbon industrial production. The major part of the wells was drilled in the mid-twentieth century, which explains the limited log data and its low potential for quantitative analysis of reservoir parameters. In 2012 drilling was recommence and new polymer-clay inhibited drilling muds were used. Their influence on the parameters of the zone of penetration is not well understood, which can hamper correct quantification of reservoir parameters. In this paper is proposed an approach to obtain comparable values of reservoir parameters on the old and modern wells.

Keywords: *Eastern fore-Caucasus, limited log data, Cretaceous sediments, Jurassic sediments, Gamma-ray, SP, drilling muds.*

Большинство залежей углеводородов Восточного Предкавказья находятся на завершающей стадии разработки и практически полностью разбурены эксплуатационной сеткой скважин. Поэтому на сегодняшний день актуальными являются поиски пропущенных нефтегазоносных объектов, мониторинг и рациональное планирование геолого-технических мероприятий для большинства разведанных залежей, уточнение существующих методических интерпретационных геолого-геофизических подходов по выделению перспективных интервалов в разрезах «старых» и бурящихся скважин в рамках регулярно проводимых пересчетов запасов углеводородов и выдачи оперативных заключений.

Основной фонд скважин в пределах Восточного Предкавказья пробурен до 80-х годов XX века. Характерный для того времени комплекс ГИС был ограничен и включал в себя методы, не достаточно эффективные при количественной оценке подсчетных емкостных параметров сложнопостроенных коллекторов мелового и юрского возраста. Из каротажа пористости в некоторых скважинах проводились акустические исследования (АК), отличающиеся низким качеством исходных материалов. Наиболее массово для выделения коллекторов и оценки их пористости использовался метод потенциалов самополяризации (ПС): получены граничные значения и уравнения типа «керн-ГИС». Данные гамма-каротажа (ГК) привлекались как вспомогательные [4]. Оценка насыщенности проводилась по данным электрометрии (по уравнениям Арчи-Дахнова с константами, предварительно обоснованными по керновым данным), а характер насыщения устанавливался по совокупности показаний каротажа сопротивлений и материалов разработки. Комплекс методов электрометрии пред-

maket_vestnik_2017_05.indd 29 11.01.2018 15:52:28

ставлен в основном стандартным каротажем (СТК) и боковым каротажным зондированием (БКЗ), в 30–40% скважин проведены исследования фокусированными методами. Наиболее близкие к истинным значения удельных электрических сопротивлений пород дают показания больших зондов БКЗ и ИК. В связи с этим, негативным фактором, снижающим достоверность количественных оценок, является характерное для меловых и юрских отложений Восточного Предкавказья преобладание толщин пропластков h<-<1,6 м.

Большой объем кернового материала, отобранного из этого интервала, характеризуется невысокой представительностью. Технология его отбора и хранения зачастую нарушались, лабораторные исследования проводились не комплексно: средний вынос керна составлял 50–60%; только 20–30% изученного керна принадлежало представительным интервалам; лишь на единичных образцах проводились капилляриметрия и цетрифугирование; гранулометрическим анализом охвачено 25–30% образцов; лишь 40–50% полученных материалов можно отнести к зоне коллектора (Кпр≥0.8–1,5 мД).

По имеющимся керновым данным отложения нижнего мела и юры на территории Восточного Предкавказья представлены в основном песчаниками, алевролитами и их переходными разностями с редкими прослоями гравелитов, аргиллитов, мергелей и известняков, а также разделяющими их глинистыми пластами. Коллекторы относятся к гранулярным с межзерновой пористостью, представлены песчаниками или песчано-алевритовыми разностями с умеренной дисперсной глинистостью, насыщены высокоминерализованными пластовыми водами со слабо меняющейся по площади и разрезу концентрацией солей Св ≈ 75–110 г/л, удельное электрическое сопротивление вод $\rho_в$≈0,21–0,26 Омм, температура варьирует в пределах 120–150° С. Значительное различие в минерализациях пластовых вод и проводящих глинистых промывочных жидкостей основного фонда скважин (в 30–60 раз), пробуренных до начала нынешнего десятилетия, обусловливает четкие аномалии кривой ПС против коллекторов с умеренным содержанием алевритовой составляющей (исключением являются отдельные залежи пласта К1I [2]).

К характерным особенностям пород-коллекторов относятся варьирующая примесь гравийного материала, различная отсортированность и степень окатанности зерен. Для образцов с проницаемостью более 1 мД средняя пористость составляет 13–18% для залежей юры и 19–25% для залежей нижнего мела; проницаемость образцов-песчаников изменяется в переделах от 10 мД до 1Д и более.

По данным проведенного сравнительного анализа имеющейся керновой информации, материалов ГИС и результатов разработки более чем по двадцати месторождениям, а также литературных источников [1–3 и др.], наиболее выдержанными по латерали фильтрационно-емкостными свойствами и геофизическими характеристиками обладают отложения пластов К1VIII-IX и J (в пределах одноименных объектов). Формирование этих отложений происходило в пределах мелководного шельфа, коллекторы приурочены в основном к баровым комплексам. Для наиболее изученных по данным керна и ГИС залежей авторами в рамках регулярно проводимых пересчетов запасов углеводородов разработаны и неоднократно опробованы интерпретационные модели и методические подходы по выделению коллекторов и оценке их свойств.

Бурение в рассматриваемом регионе было возобновлено с 2012 года (включая отбор и исследование керна). «Нестандартное» влияние современных полимер-глинистых ингибированных проводящих буровых растворов на параметры зоны проникновения изучено не достаточно (табл. 1). Показания методов ГИС при исследовании открытого ствола современных скважин в различной степени подвержены иска-

ТАБЛИЦА 1.

Промывочные жидкости в «старых» и «новых» скважинах

Данные	Старые скважины	Новые скважины
$\rho_с$	0,3–0,8 Ом×м	0,07–0,3 Ом×м
$\rho_с/\rho_в$	10–15 Ом×м	1–10 Ом×м
Буровой раствор	Применение раствора одинакового состава. Проводящий глинистый на водной основе раствор NaCl	Применение растворов разного состава: Полимер-глинистые ингибированные Лингно-сульфанатные Известковисто-битумные NaCl KCl
Влияние	Соотношение минерализации промывочной жидкости и пластовой воды (в 30–60 раз) Утяжелители при АВПД (Ва)	Искажение показаний метода ПС (снижается информативность метода для определения Кп и эффективных толщин) Влияние на зону проникновения (ухудшение ФЕС) Необходимость проведения ГРП

maket_vestnik_2017_05.indd 30 11.01.2018 15:52:29

жению, что может препятствовать корректной количественной оценке параметров пласта.

Особенно негативно данные растворы в связи со своими физико-химическими свойствами влияют на показания ПС, что снижает информативность метода для определения пористости и эффективных толщин в новых скважинах. В той или иной степени искажающему влиянию могут быть подвержены показания кавернометрии, каротажа сопротивлений (особенно микрометодов), плотностного метода. Так, пластичные гелеобразные регуляторы вязкости при высоких температурах снижают толщину фильтрационной глинистой корки, что нивелирует изменения диаметра скважины в проницаемых и непроницаемых интервалах (прямой качественный признак коллектора) и делает практически непригодными данные микрозондирования.

Кроме того, анализ данных опробования и эксплуатации новых скважин показал, что большинство из них при положительных заключениях ГИС без проведения процедур по ГРП не выходят на ожидаемые дебиты по жидкости. Ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов в пределах зоны проникновения обусловлено влиянием полимеров и их производных.

На сегодняшний день основной проблемой комплексной обработки геофизической информации является корректная стыковка «старых» и «новых» данных, которая способствует повышению достоверности выявления пропущенных залежей углеводородов и количественных оценок подсчетных параметров, а также рациональному планированию геолого-технических мероприятий. Для ее решения по ряду разбуриваемых месторождений предлагается применение метода ГК, который проведен как в новых, так и в 70% старых скважин, слабо чувствителен к большинству характеристик промывочной жидкости, и может быть использован для выделения коллекторов и оценки их свойств [1, 4]. В рамках обоснования интерпретационной модели ГК для отложений нижнего мела и юры в совокупности с показаниями «современных» и «традиционных» комплексов ГИС установлены интерпретационные уравнения Кп=f($a_{гк}$) (рис. 1), граничные количественные критерии коллектор-неколлектор по $a_{пс}$ (рис. 2а) и агк (рис. 2б). Для получения зависимостей пористости от двойного разностного параметра ГК ($a_{гк}$) были использованы образцы из нескольких новых разведочных скважин и материалы по отдельным скважинам старого фонда с приемлемым выносом керна.

Применения вышеуказанных уравнений Кп=f($a_{гк}$) рекомендуется как для оценки пористости современных эксплуатационных скважин с ограниченным комплексом методов пористости и искаженными данными ПС, так и с целью нормировки показаний каротажа пористости в случае их наличия в комплексе ГИС.

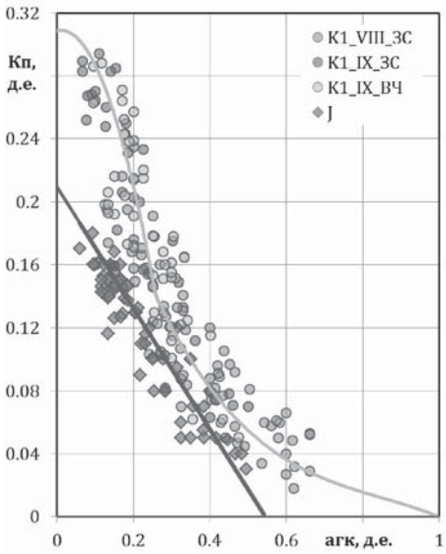


РИС. 1.

Обобщенные интерпретационные уравнения типа «керн-ГИС» Кп=f($a_{гк}$) для нижнего мела и юры Восточного Предкавказья

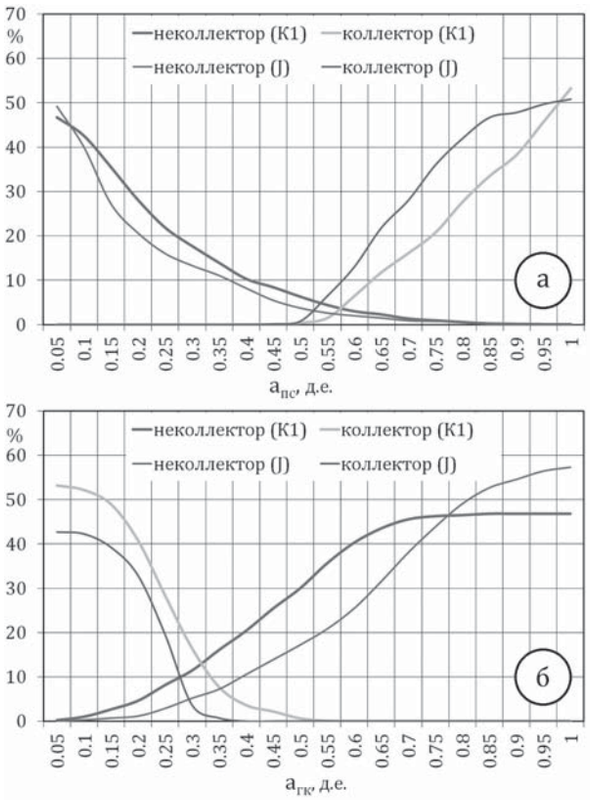


РИС. 2.

Обоснование обобщенных граничных количественных критериев коллектор/неколлектор для нижнего мела и юры Восточного Предкавказья: а – по ПС; б – по ГК

maket_vestnik_2017_05.indd 31 11.01.2018 15:52:29

Также рекомендуется для каждого месторождения по нескольким скважинам старого фонда строить сопоставления $а_{пс}$ с $а_{гк}$ (рис. 3), которые позволят рассчитать синтезированные кривые $а_{пс}^{синт}$ и при совмещении их с фактическими кривыми апс выявить в разрезе новых скважин интервалы искажающего влияния современных буровых растворов.

На рис. 4 приведен пример сходимости значений пористости, оцененных по ГИС: по апс, синтезированной $а_{пс}$ и по $а_{гк}$. Из рисунка видно, что облако

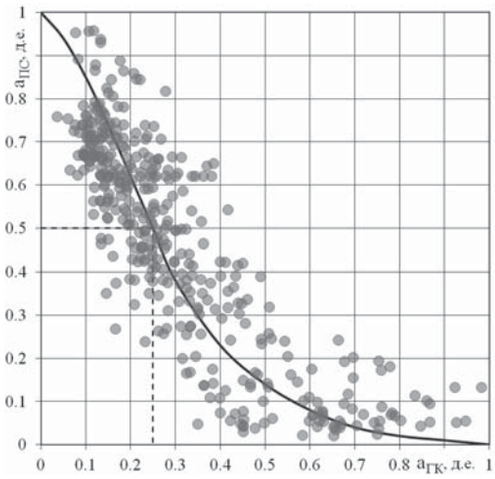


РИС. 3.

Пример сопоставления относительной амплитуды ПС ($а_{пс}$) и двойного разностного параметра ГК ($а_{гк}$) по скважинам старого фонда одного из месторождений Восточного Предкавказья в интервале юрских отложений

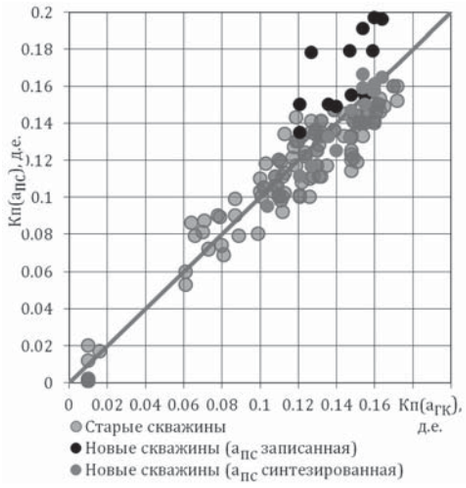


РИС. 4.

Сопоставление коэффициентов пористости, полученных по ПС и ГК

светло-серых точек, соответствующее пластопересечениям скважин старого фонда, хорошо осредняется линией Кп($а_{пс}$)=Кп($а_{гк}$). Черные точки, соответствующие фактическим относительным амплитудам ПС новых скважин, пробуренных на полимер-глинистых ингибированных буровых растворах, отклоняются в сторону завышения пористости по ПС. После их корректировки посредством описанных выше приемов, они смещаются вниз на линию равных значений.

Предложенный подход позволяет получить сопоставимые значения емкостных параметров, подтверждаемые материалами керна по скважинам, пробуренным в различные временные отрезки при различных технологических условиях (рис. 5 и 6).

Применяемые в рамках ПЗ, ОПЗ, мониторинга модели каротажа сопротивлений для оценки нефтенасыщенности и характера насыщения с учетом влияния поздней стадии разработки подтверждаются данными современных исследований керна и на сегодняшний день не нуждаются в дополнительной корректировке. Представляет интерес проведение «специальных» исследований на керне с применением моделей «стандартных» и «современных» буровых растворов.

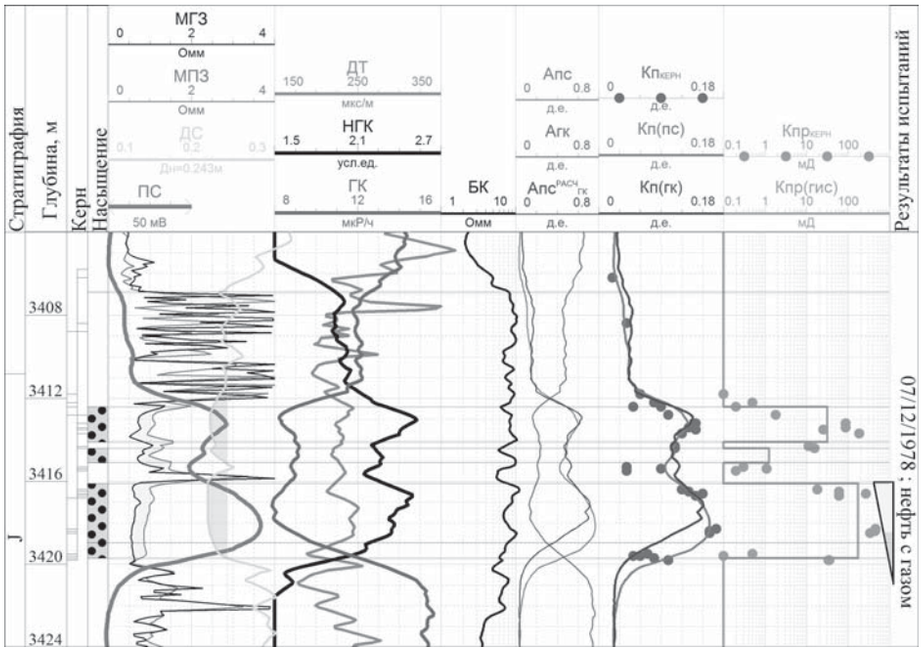


РИС. 5.

Фрагмент результирующего планшета «ГИС-керн» по одной из скважин старого фонда

maket_vestnik_2017_05.indd 32 11.01.2018 15:52:30

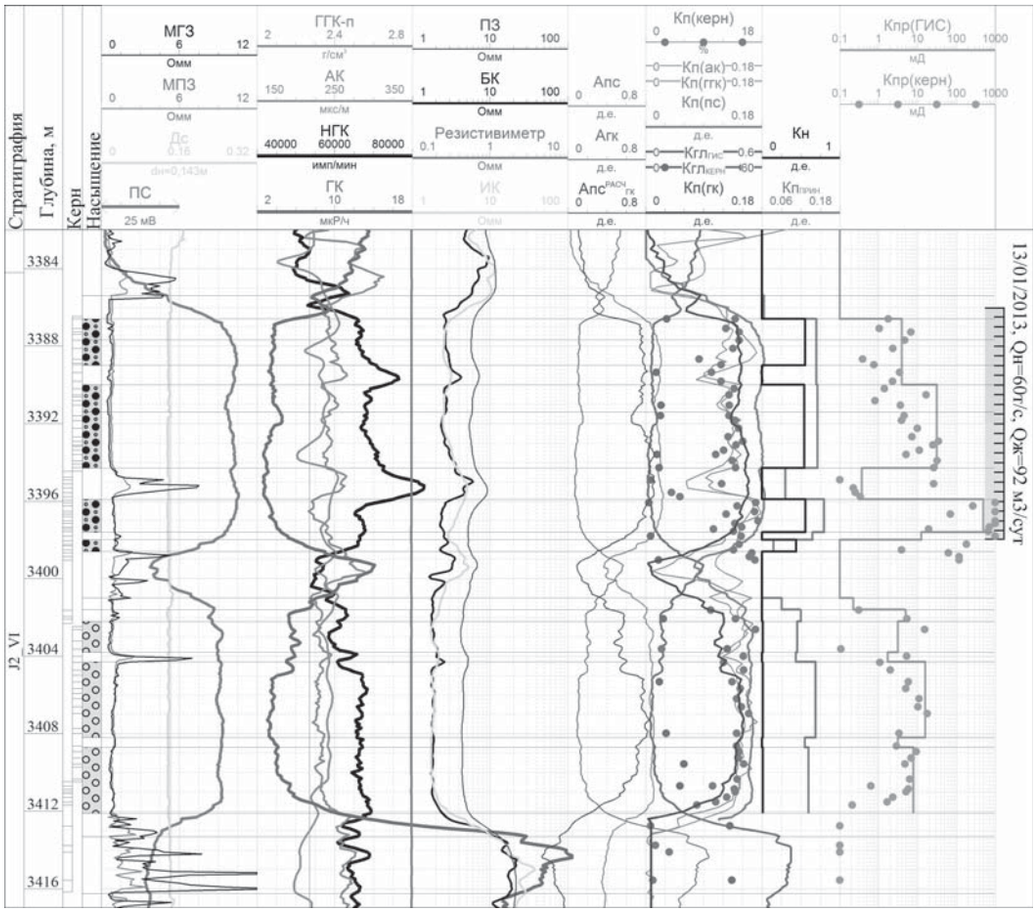


РИС. 6.

Фрагмент результирующего планшета «ГИС-керн» по одной из современных скважин

Предложенные подходы помогут не только в интерпретации ГИС по новым скважинам, но и в их сопоставлении с материалами соседних скважин, в корректировке литолого-фациальных моделей отдельных месторождений и региона в целом, что позволит проводить более корректную оценку подсчетных параметров и повысит эффективность планирования ГТМ.

Литература

1. **Афанасьев В.С., Тереньтьев В.Ю., Шнурман Г.А.** Методические рекомендации «Определение коллекторских свойств и нефтенасыщенности терригенных гранулярных коллекторов по данным промысловой геофизики». Грозный. СКТБ ПГ, 1979.
2. **Брайловская А.А., Окс Л.С.** Особенности зонирования, выделения и оценки альбских песчано-алеврито-глинистых коллекторов Восточного Предкавказья по материалам ограниченного комплекса ГИС // Каротажник. 2017 (в печати).
3. **Шароварин В.Д.** Изучение коллекторских свойств, нефтенасыщенности и нефтеотдачи глинистых песчаников по комплексу промыслово-геофизических и геологических исследований (на примере нижнемеловых отложений Прикумского нефтегазоносного района). Автореф. дисс.... канд. геол.-минер. наук. Грозный, 1970.
4. **Шнурман И.Г.** Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. Краснодар: Просвещение-Юг, 2003. 397 с.

Брайловская Анна Александровна,
к.г.-м.н., главный специалист отдела интерпретации ГИС, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»,
тел.: +7 (861)-2017000, +7 (918) 651-10-15,
e-mail: aabrailovskaya@rnntc.ru

Михеенко Ирина Сергеевна,
инженер ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»,
e-mail: ismiheenko@rnntc.ru

Окс Людмила Сергеевна,
к.г.-м.н., главный специалист отдела интерпретации ГИС ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»,
тел.: +7 (861)-201-71-09, 8-953-072-94-09,
e-mail: lsoks@rnntc.ru

350000, г. Краснодар, ул. Мира, д. 36,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

maket_vestnik_2017_05.indd 33 11.01.2018 15:52:31

УДК: 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ МЕТОДА ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ И ПХГ

Н.М. Лешкович

Кубанский государственный технологический университет

В работе рассматривается проблема использования скважинных термометров, применяющихся в геофизической отрасли. Их неэффективное использование по причине недостаточной чувствительности и значительной тепловой инерции, приводит к получению недостоверных данных. Особое внимание уделяется термометрам нового поколения типа ВМСТ-1, обладающих малой тепловой инерцией, позволяющих повысить точность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счет устранения «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Ключевые слова: *скважина, скважинный термометр, ГИС, точность промысловых данных, достоверность результатов, термометр ВМСТ-1, тепловая инерция.*

INCREASING OF THE INFORMATIVENESS OF THERMOMETRY METHOD DURING GEOPHYSICAL RESEARCH AT OIL AND GAS FIELDS AND UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

N.M. Leshkovich

The paper considers the problem of using well thermometers which is used in the geophysical industry; their ineffective using due to poor sensitivity and significant thermal inertia which leads to getting of unreliable data.
Special attention is paid to thermometers of a new generation of type high-sensitivity low-inertial well thermometers-1 with low thermal inertia which make it possible to increase the accuracy of recording the thermal field along the well axis by eliminating the «smearing» of temperature anomalies caused by the considerable thermal inertia of the deep well thermometers.

Keywords: *a well, deep well thermometer, geophysical well logging, accuracy of field data, reliability of results, high-sensitivity low-inertial well thermometer-1, temperature inertia.*

Один из методов промысловой геофизики – метод термометрии основан на изучении естественных и искусственных тепловых полей в установившихся и неустановившихся режимах и применяется в практике проведения геофизических исследований скважин для решения широкого круга задач [3].

В установившихся режимах измеряется естественная температура пород, определяется геотермическая ступень, геотермический градиент и температурные аномалии вдоль оси скважины, которые обусловленные литологией, движением пластовых вод, межпластовыми перетоками флюидов по каналам в цементном камне, по границам «колонна – цемент – порода», а также притоками флюидов в скважину и т.п. [1, 2].

В неустановившихся режимах и при изменении режима работы скважины проводятся исследования по определению:

- высоты подъема цемента;
- интервалов прострела (перфорации) эксплуатационных колонн;
- мест негерметичности (утечек) в эксплуатационной колонне или НКТ;
- интервалов внутриколонных перетоков флюидов;
- перетоков флюидов за эксплуатационной колонной;
- эффективно работающих толщин продуктивных пластов;
- притока продукции из каждого горизонта и момента включения новых работающих интервалов при их совместной эксплуатации;
- термодинамического состояния газожидкостной смеси в процессе работы скважины при разных дебитах;
- профиля приемистости нагнетательных скважин и т.д. [1].

maket_vestnik_2017_05.indd 34 11.01.2018 15:52:32

Такой широкий круг задач, решаемый с помощью метода термометрии, требует учета всей совокупности факторов, влияющих на результаты исследований.

Например, если рассмотреть точность выделения газоотдающих интервалов, то она будет зависеть от структуры и параметров продуктивного разреза, от неоднородности и частоты чередования газоносных пропластков, влажности и состава газа, депрессии на пласт, конструкции скважины и др.

Руководящим документом РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» регламентированы основные технические характеристики скважинных термометров:

– основная погрешность измерения температуры не более ± 2° С;

– дополнительная погрешность измерения температуры за счет нагревания чувствительного элемента протекающим через него током не более половины основной погрешности (т. е. ± 1° С);

– постоянная времени – τ не более 2 сек. [4].

Вывод о соответствии скважинных термометров требованиям РД 153-39.0-072-01 можно сделать по данным технических характеристик серийных скважинных термометров отечественного производства, приведенных в табл. 1.

Однако при малых объемах перетоков флюидов за обсадными колоннами, образующиеся тепловые аномалии незначительны и находятся в пределах основной погрешности указанных термометров.

Опыт проведения геотермических исследований показал, что термометры типа ТР7, разработанные для нефтяных скважин с температурами на забое до 250° С, в целом ряде случаев не могут быть эффективно использованы по указанной причине, а также из-за перегрева их термочувствительных элементов – датчиков выше температуры окружающей среды за счет протекания через них электрического тока питания измерительной схемы (экспериментально установлено, что на воздухе перегрев составляет 1,3° С, что приводит к существенному изменению их градуировочных характеристик и снижению точности).

Кроме того, чувствительность термометров типа ТР7 в ряде случаев недостаточна (так, по данным термометрии в одной из скважин Краснодарского ПХГ миграция газа за эксплуатационной колонной из продуктивной толщи к земной поверхности не была обнаружена. Тем не менее, между эксплуатационной колонной и кондуктором были скопления газа) [1].

Если учесть, что теплофизические характеристики флюидов, заполняющих рабочий объем градуировочного устройства и ствол исследуемой скважины, разнятся между собой, а в скважинных условиях не остаются постоянными (например, из-за седиментации частиц бурового раствора или влагосодержания газа), то можно ожидать возникновение дополнительных погрешностей измерений, учесть которые практически невозможно.

Точность измерений температуры может быть снижена и из-за тепловой инерции термометров, которая изменяется в зависимости от теплопроводности флюидов, заполняющих скважину.

Так, тепловая инерция термометров в воде составляет 1 с, в нефти –2 с, а в газе – 25 с, что необходимо учитывать при проведении исследований [2].

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что метод термометрии при обнаружении малых перетоков флюидов по заколонному пространству и утечек газа в муфтовых соединениях обсадных колонн с помощью известных серийных термометров достаточно неэффективен, так как они:

– не обладают достаточной чувствительностью, точностью измерений и стабильностью градуировочных характеристик в реальных условиях эксплуатации;
– имеют значительную тепловую инерцию, что приводит к «размазыванию» или пропуску температурных аномалий, обусловленных малыми перетоками флюидов в заколонном пространстве скважин и утечками газа в муфтовых соединениях обсадных колонн.

ТАБЛИЦА 1.

Технические характеристики серийных скважинных термометров

Тип прибора	Предел допускаемой основной погрешности, ° С	Тепловая инерция τ, сек.	Примечание
ТЭГ – 36	1% (150° С)	2	–
ТЭГ – 60	1% (200° С)	2	–
СТЛ – 28	± 1 °С	1	в воде, при скорости обтекания 0,3 м/с
АГДК – 42	± 0,5 °С	1	в воде
ТР7 – 341	±[04+0,01 (t – 10° С)] в диапазоне 10 – 200 ° С	2	в воде, на воздухе перегрев датчика на 1,3° С
ТР7 – 651	±[04+0,01 (t – 10 С)] в диапазоне 10 – 200° С	2	в воде, на воздухе перегрев датчика на 1,3° С
Т – 75	± 2,3% при 120° С	2	–
ТШ	± 1° С	1,5	в воде

maket_vestnik_2017_05.indd 35 11.01.2018 15:52:33

Таким образом, несмотря на соответствие серийных скважинных термометров указанных типов требованиям РД 153-39.0-072-01, на практике оказывается, что их применение не может быть эффективным в целом ряде случаев (например, при работе в газовых скважинах и в нефтяных скважинах с большим газовым фактором) [1].

Кроме того, технология проведения геотермических исследований должна предусматривать выбор оптимальной скорости движения термометров – ν в зависимости от их тепловой инерции – τ, а для обеспечения возможности сопоставления результатов исследований, выполненных разными термометрами, – произведение τ на ν должно сохраняться постоянным.

В табл. 2 приведены допустимые значения скорости каротажа – ν при проведения геотермических исследований для различных значений τ [1].

Следует особо отметить, что необходимое время выдержки скважины в покое для получения установившегося температурного режима в необсаженных скважинах зависит от разности первоначальных температур промывочной жидкости и окружающих пород, а также диаметра скважины. С увеличением разности температур и диаметра скважины возрастает и необходимое время нахождения ее в покое, т.е в простое.

В табл. 3 приведено время выдержки скважин в покое (в сутках), необходимое для определения температуры горных пород с точностью до 0,5° С [1].

Важно отметить, что тепловое сопротивление горных пород значительно больше теплового сопротивления металлов, в частности тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. Поэтому можно сделать вывод о том, что при проведении геотермических исследований в обсаженных скважинах время выдержки их в покое должно быть таким же, как и в необсаженных.

В наше время нашли применение волоконно-оптические приборы для исследования стационарных и нестационарных тепловых полей в скважинах по всей длине интересующего интервала глубин в реальном масштабе времени, в которых распределенным датчиком температуры является волоконно-оптический кабель [2].

Работа приборов базируется на анализе прохождения по оптическому волокну световых импульсов, генерируемых лазером, рассеивание которых зависит от температуры.

Например, система Light Sense 400 предназначена для непрерывного измерения распределенного температурного поля в скважине [1, 2].

В ней используется кабель с 4 световодами, причем каждый световод образует один канал, по которому можно производить считывание данных со 100 точек. Первичные преобразователи для измерения температуры не требуются. Отсчеты проводятся каждую секунду по всем 400 каналам. По данным компании Saubeus Sensor System разрешающая способность измерительной системы равна 0,25° С, абсолютная погрешность измерения температуры ± 0,5° С.

Используемый кабель с оплеткой из нержавеющей стали рассчитан на работу при давлении до 70 МПа в интервале температур от –25 до 250° С. Длина оптико-волоконного кабеля может достигать 12 км, а расчетное время его работы – 10 лет.

Оптико-волоконные измерители температуры обладают весьма важными качествами: обеспечивается регистрация температуры вдоль всего оптико-волоконного кабеля; измерения могут производиться в процессе добычи и при проведении в скважине технологических операций; возможен непрерывный температурный мониторинг в добывающих скважинах.

Однако их применение для выявления небольших перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин сдерживается, поскольку тепловые эффекты при этом находятся в пределах основной погрешности измерений [1].

Таким образом можно констатировать, что серийные скважинные термометры малопригодны для проведения «тонких» работ по выявлению перетоков

ТАБЛИЦА 2.

Допустимые значения скорости каротажа – ν при проведении геотермических исследований для различных значений τ

τ, с	≤ 0,5	0,5–1,0	1,0–2,0	2,0–4,0	> 4,0
ν, м/ ч	1000	800	600	400	300

ТАБЛИЦА 3.

Время выдержки скважин в покое, необходимое для определения температуры горных пород с точностью до 0,5° С

Разность температур раствора и пород в начальный момент времени, ° С	**Диаметр скважины, дюймы**					
	4	**6**	**7 3/4**	**9 3/4**	**11 3/4**	**13 3/4**
5	0,5	1,2	1,8	3,0	4,5	6,5
10	1,0	2,3	4,0	6,0	9,0	12,0
20	2,1	5,0	8,0	12,0	18,0	26,0
50	5,5	12,0	20,0	30,0	43,0	64,0

maket_vestnik_2017_05.indd 36 11.01.2018 15:52:33

флюидов в заколонном пространстве скважин и обнаружению мест негерметичности в обсадных колоннах с малыми утечками (по газу) из-за их недостаточной чувствительности и большой тепловой инерции. Поэтому, в КубГТУ для решения вышеуказанных задач, выполнено следующее:

– проведены поисковые исследования и предложена новая концепция построения высокочувствительного и малоинерционного скважинного термометра (патенты России № 2193169, кл.G01K 7/24 [1] и № 2315268, кл.G01K 7/24) [1];

– изготовлены опытные образцы скважинных термометров ВМСТ-1 и проведены их сопоставительные испытания с серийными термометрами типа ТР7-341, как в лабораторных, так и в реальных скважинных условиях [1, 2].

Суть новой концепции построения скважинных термометров ВМСТ–1 заключается в разделении функций получения информации и преобразования ее в форму, удобную для передачи по каротажному кабелю.

Испытания высокочувствительного малоинерционного скважинного термометра ВМСТ-1 проведены в сопоставлении с серийным термометром типа ТР7- 341, нашедшим широкое применение в геофизической отрасли в идентичных лабораторных и скважинных условиях.

На рис. 1 приведены фрагменты термограмм, характеризующих реакцию термометров ТР7-341 и ВМСТ-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду.

Сопоставление кривых указанных термометров позволяет сделать следующие выводы:

1. Тепловая инерция термометра ТР7-341 многократно (в 15 раз) превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1 (скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду, зарегистрированный термометром ТР7-341, оказался «размазанным» по глубине скважины на 12,5 метра, тогда как ВМСТ-1 четко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой и его показания установились на базе 0,83 метра).

2. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 может эффективно применяться при обнаружении перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин, обнаружении мест негерметичности обсадных колонн и малых утечек в их муфтовых соединениях.

3. Благодаря малой тепловой инерции термометра ВМСТ-1, скорость проведения геотермических исследований может кратно превышать скорость каротажа, проводимого серийными скважинными термометрами, что позволит снизить затраты на проведение ГИС, кратно уменьшить время простоя скважины и получить значительный экономический эффект от реализации углеводородного сырья, добытого в течении сэкономленного времени.

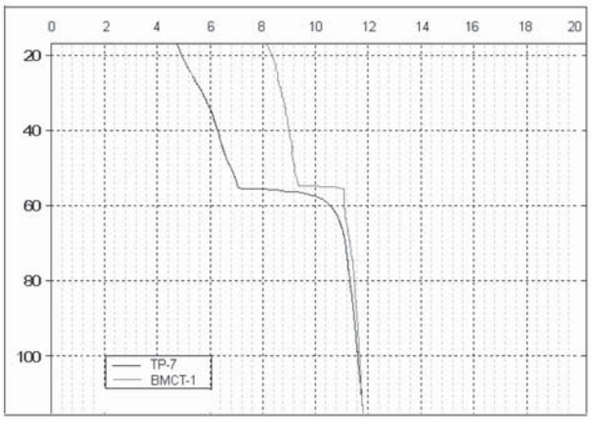


РИС. 1.

Реакция термометров ТР7-341 и ВМСТ-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду

Литература

1. **Климов В.В.** Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. 300 с.
2. **Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М.**- Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. 274 с.
3. **Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И.**Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 217 с.
4. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». М., 2002.

Лешкович Надежда Михайловна,
старший преподаватель кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского государственного технологического университета,

350072, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2
тел.: +7 (960) 479-48-98, e-mail: NLeshkovich@bk.ru

maket_vestnik_2017_05.indd 37 11.01.2018 15:52:33

УДК 552.1:53

ОПТИМИЗАЦИИЯ РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ

А.А. Абросимов, Е.В. Шеляго, И.В. Язынина

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Использование данных рентгеновской томографии для расчета свойств горных пород является перспективным направлением в петрофизике. Известные технические ограничения, такие как недостаток разрешающей способности рентгеновских томографов, нехватка вычислительных ресурсов не позволяют сегодня говорить о потоковом выполнении таких работ, их универсальности. Настоящая работа посвящена оптимизации расчетов фильтрационно-емкостных свойств горных пород по данным рентгеновской томографии для условий нехватки разрешения рентгеновского томографа и ограниченности вычислительных ресурсов.

Ключевые слова: *рентгеновская томография, виртуальный куб, пористость, проницаемость, низкопроницаемый коллектор, петрофизические связи.*

OPTIMIZING THE CALCULATION OF ROCKS RESERVOIR PROPERTIES USING X-RAY TOMOGRAPHY

A.A. Abrosimov, E.V. Shelyago, I.V. Yazynina

Using X-ray tomography data for the calculation of rock properties is a promising direction in petrophysics. Known technical limitations, such as a low resolution of X-ray tomographs, a lack of computing resources do not allow us today to talk about the streaming of such works, their universality. The present work is devoted to optimization of calculations of reservoir properties of rocks using X-ray tomography data for conditions of low of X-ray tomograph resolution and limited computing resources.

Keywords: *X-ray tomography, virtual cube, porosity, permeability, low-permeability reservoir, petrophysical dependencies*

ВВЕДЕНИЕ

Керновый материал является одним из базовых источников информации о месторождениях нефти и газа, однако известны примеры ограничений в его доступности. Для ряда месторождений керновый материал не отбирают из-за низкой экономической рентабельности. Традиционно свойства коллекторов таких месторождений принимают аналогичными свойствам соседних месторождений, что способно внести существенные ошибки в результаты прогнозирования показателей разработки. Существуют ситуации, когда вынос керна мал или же он слабо консолидирован, из-за чего традиционные лабораторные методы не пригодны для исследований, либо не позволяют получить статистически достоверные петрофизические зависимости, необходимые для подсчета запасов и прогнозирования показателей разработки.

Для решения вышеперечисленных проблем был выбран один из развивающихся в методов в нефтегазовой отрасли технологий – «Цифровой керн». База данных, получаемых на его основе, определяется как «цифровое кернохранилище». В основе метода лежит создание объемной трехмерной цифровой модели керна с использованием метода рентгеновской томографии (РТ) и последующее математическое моделирование происходящих в породе процессов. Идея создания «цифрового кернохранилища» привлекает внимание многих исследователей, поскольку позволяет определить набор петрофизических характеристик керна и в потенциале апробировать методы воздействия на пласт путем математического моделирования.

Данная технология является относительно молодой, в связи с чем в ней существует достаточное количество проблем. Среди них можно выделить проблемы недостаточного разрешения РТ-съемки при работе с малопроницаемыми породами, нехватку вычислительных ресурсов для расчета коллекторских свойств,

maket_vestnik_2017_05.indd 38 11.01.2018 15:52:34

ограничения математических алгоритмов при расчете проницаемости.

Метод РТ не позволяет построить гидродинамически связанное поровое пространство и рассчитать проницаемость образцов, поры и каналы которых имеют размер на уровне разрешающей способности прибора и меньше. Для улучшения разрешающей способности РТ комбинируют с электронной микроскопией [7, 8, 9, 11]. Однако такой прием пока не получил широкого распространения ввиду его сложности, а в погоне за разрешением приходится уменьшать физический размер образца горной породы, т.е. ухудшать его представительность [10].

Другая важная проблема связана с недостаточностью вычислительных ресурсов, необходимых для расчета фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по данным РТ. Требуемый объем вычислительных ресурсов возрастает как при увеличении рассматриваемого образца (при фиксированном разрешении съемки), так и при увеличении разрешения (при фиксированном размере образца). Сегодня для расчета проницаемости всего стандартного петрофизического цилиндра 30×30 мм необходимо применять суперкомпьютеры. В связи с этим распространенность и применимость метода РТ резко ограничиваются, а перспективная технология «цифровой керн» не внедрена ни в одной нефтедобывающей компании России, хотя эта идея активно обсуждается.

Цель настоящей работы – разработка и апробация нового подхода для определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород по данным рентгеновской томографии. Обязательным критерием является доступность предлагаемых решений для широкого круга исследователей, возможность их реализации на распространенных моделях полноразмерного, микро- и нанотомографов, и стандратных персональных компьютерах (не суперкомпьютерах).

ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектами исследования выступили различные по типу порового пространства карбонатные и терригенные коллекторы двух месторождений РФ.

Объектом исследования месторождения №1 являются песчаные отложения среднего отдела девонской системы (D_2af). Для РТ-исследований были отобраны образцы с проницаемостью от 9 до 800×10^{-3} мкм^2, пористостью от 7 до 18,5%. В отобранных образцах встречаются песчаники среднезернистые, мелкозернистые, по минеральному составу кварцевые (90–95%). Цементирующая часть представлена в основном глинистым (каолинитовым) цементом порового, сгусткового типа. Поровое пространство представлено порами межзернового типа и распределено равномерно.

Объектом исследования месторождения №2 являются карбонатные отложения верхнего отдела девонской системы (D_3fm). Коллектор представлен известняком микрозернистым, неравномерно доломитизированным, трещиноватым. В отобранных образцах пористость изменяется в диапазоне 2,5–18%, проницаемость 0,1 100×10^{-3} мкм^2. Поровое пространство в них представлено межкристаллической пористостью, а также микропористостью, приуроченной к водорослевым комкам. Коллектор характеризуется как низкопористый и низкопроницаемый, его можно отнести к трещинно-каверно-поровому типу.

Исследование образцов керна в настоящей работе проводилось с помощью рентгеновского томографа SkyScan (Бельгия). Процесс получения информации о ФЕС пород можно разделить на три основных этапа: сканирование образца керна в камере томографа, обработка данных для создания цифровой модели порового пространства и симуляция движения флюидов. На последнем этапе для моделирования движения флюидов на уровне пор использовался метод решеточных уравнений Больцмана, являющийся одним из универсальных методов вычислительной физики и использующийся для моделирования различных процессов: динамики разреженных газов, теплопереноса, а также течения жидкости в поровом пространстве. Особенности использованного алгоритма и данные о его производительности опубликованы [6, 12].

ПОДХОДЫ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАСЧЕТА ФЕС НА ОСНОВЕ ДАННЫХ РТ

Для решения проблемы недостаточной производительности вычислительной техники нами предлагается подход с выделением нескольких сравнительно небольших фрагментов из разных областей каждого образца керна – «виртуальных кубов» (рис. 1) [3]. Все горные породы неоднородны: в лаборатории мы можем измерить пористость и проницаемость стандартного цилиндра 30×30 мм, но даже в однородном на первый взгляд образце песчаника всегда есть области, отличные по своим ФЕС от измеренных в лаборатории значений. За счет выделения таких областей из данных каждой РТ-съемки можно рассчитать сразу несколько парных значений пористости и проницаемости и построить по ним корреляционную связь. Чем больше неоднородность образца, тем шире будет область расчетных значений ФЕС, получаемых из этого образца. Аналогично предлагаемому подходу из отдельных точек пласта (скважин) отбирают образцы полноразмерного керна, из которых в свою очередь также точечно отбирают цилиндры для измерений.

Основное преимущество предложенного подхода – его доступность, возможность экономить ресурс томографа за счет съемки меньшего количества керна, что позволяет изучать маленькие коллекции кернового материала, получая из небольшого числа РТ-снимков заведомо большее число данных. С другой стороны, для расчетов не возникает необходимость примене-

maket_vestnik_2017_05.indd 39 11.01.2018 15:52:35

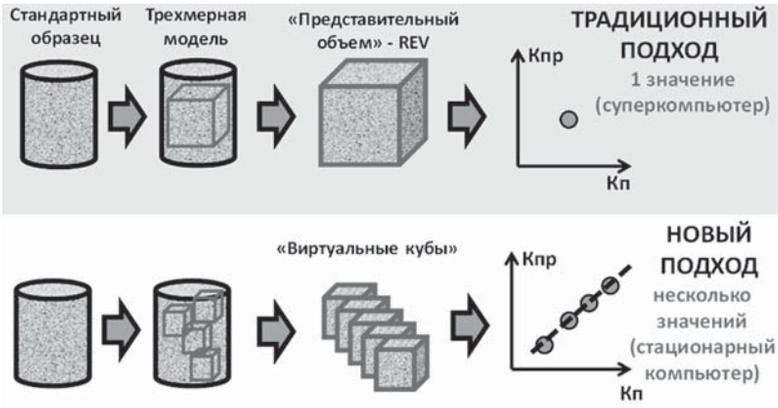


РИС. 1.

Концепция выделения виртуальных кубов для построения петрофизических связей пористости и проницаемости «внутри» образца керна

ния суперкомпьютеров, что расширяет круг пользователей предлагаемой технологии.

Известно, что традиционный подход в «цифровой петрофизике» подразумевает поиск репрезентативного объема REV [1, 2, 4]. Размер виртуального куба пытаются увеличить до такой степени, чтобы расчетные значения пористости перестали зависеть от его размера (рис. 1). Тем самым обеспечивают условие сравнения расчетного значения пористости куба с лабораторным значением для исходного образца керна. Подход с выделением множества мелких кубов направлен не на выяснение единственного лабораторного значения, а на поиск трендов ФЕС, т.е. его следует расценивать как источник дополнительной информации о керновом материале. Кроме того, породы-коллекторы неоднородны на самых разных масштабных уровнях: от макро-неоднородности на уровне горного массива, до микро-неоднородности на уровне отдельных поровых каналов. По этой причине даже существует мнение, что поиск представительного объема на любом масштабном уровне вообще лишен смысла [5].

Известной проблемой метода РТ при работе с низкопроницаемыми породами порядка единиц и десятков миллидарси является отсутствие связанности модели порового пространства из-за нехватки разрешения для регистрации мелких пор и каналов и, как следствие, невозможность расчета проницаемости.

В настоящей работе предлагается алгоритм восстановления связанности порового пространства в рамках мультипликационного подхода, который базируется на модификации исходной модели. Алгоритм состоит из трех шагов (рис. 2). На первом шаге искусственно увеличивают пористость исходного виртуального куба, полагая прилегающий к поре слой пикселей скелета относящимся к поре. Это действие приводит к соединению расположенных рядом и стремящихся друг к другу пор, и тем самым обеспечивает сквозное протекание флюида при моделировании течения. На втором шаге с помощью метода РУБ рассчитывают проницаемость. Находят корреляционную связь пористости и проницаемости. Очевидно, что найденные значения завышены из-за увеличения пористости, поэтому их нужно соотнести с исходной пористостью. Для этого на третьем шаге переносят вдоль найденной связи все расчетные значения из области завышенных ФЕС в область исходных ФЕС.

Плюсом данного подхода является то, что он не является технически сложным и позволяет уже из готовой РТ-съемки получить дополнительную информацию без использования дополнительного метода и т.д.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

На рис. 3 представлены примеры расчета ФЕС для терригенного и карбонатного коллекторов. Расчетные данные сопоставлены с лабораторными, полученными стандартными методами – определение открытой пористости по гелию, определение абсолютной проницаемости методом стационарной фильтрации. В результате расчетов установлено, что кубы, выделенные из нескольких петрофизических цилиндров (для терригенного связь построена по виртуальным кубам, выделенным из 2-х образцов, для карбонатного – из 3-х образцов), формируют петрофизическую связь пористости и проницаемости, аналогичную таковой для всего изучаемого пласта различных коллекторов, что демонстрирует универсальность предложенных решений. В рассмотренных случаях достоверность аппроксимации расчетных и лабораторных данных оказалась близка, однако использование малого количества керна для построения петрофизических связей может искусственно увеличить достоверность. Здесь «цифровая петрофизика» ничем не отличается от традиционных методов исследования – чем больше количество съемок, выделенных кубов и расчетов, тем более объективен и представителен результат.

Тренды расчетных и лабораторных данных для терригенных пород совпадают предсказуемо лучше, чем для карбонатных. Здесь сказывается отсутствие расчетных значений по кубам, выделенным из зон образцов с проницаемостью менее 1 миллидарси. Однако, алгоритм модификации показал стабильные результаты при расчете проницаемостей порядка единиц и десятков миллидарси. Без его использования при выбранном разрешении съемки (2 мкм) удавалось обсчитать только кубы, выделенные из зон образцов с проницаемостью порядка нескольких сотен миллидарси.

maket_vestnik_2017_05.indd 40 11.01.2018 15:52:35

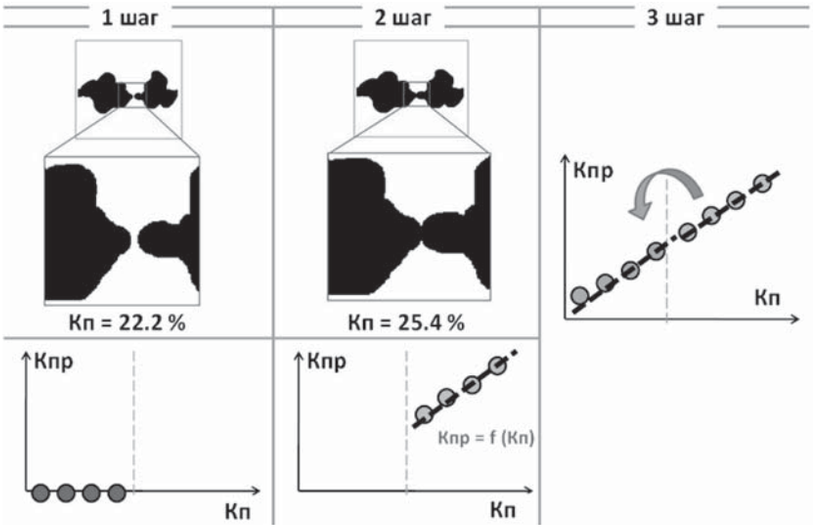


РИС. 2.

Алгоритм модификации порового пространства для обеспечения его гидродинамической связности и построения петрофизической связи пористость-проницаемость в условиях недостаточности разрешения РТ

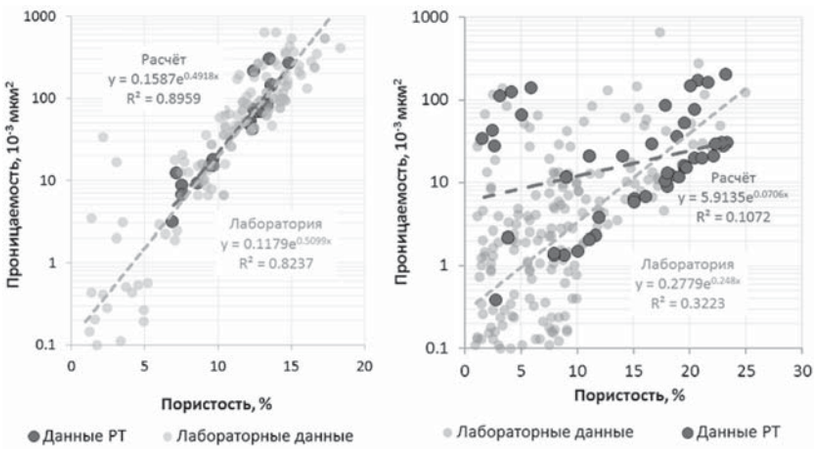


РИС. 3.

Сопоставление расчетных и измеренных в лаборатории данных для терригенного (а) и карбонатного (б) коллекторов

образца керна позволил получить массив петрофизических данных из ограниченного числа РТ-съемок. На первый взгляд данный прием идет вразрез с традиционной для «цифровой петрофизики» операцией по поиску представительного объема REV, позволяющей сопоставлять расчетные и лабораторные значения единичных образцов. Однако прием оказался эффективным инструментом поиска трендов пористости и проницаемости, что подтверждается сопоставлением расчетных и лабораторных данных в широком диапазоне значений и литологических типов.

Представленный алгоритм модификации порового пространства, выполненный на базе мультипликативного подхода, позволил стабильно рассчитывать значения проницаемости в широком диапазоне значений, существенно понизить нижний порог расчетных значений проницаемости до десятков и единиц миллидарси. Сопоставление расчетных и лабораторных значений такого порядка для естественных пород крайне редко встречается в литературе, а сопоставление на уровне петрофизических связей проведено впервые. Все предложенные решения можно характеризовать как доступные для широкого круга исследователей – они были реализованы на распространенной настольной модели микротомографа и стандартном персональном компьютере.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технология «цифровой керн» на базе РТ-методов является одной из наиболее перспективных технологий получения информации о свойствах горных пород в условиях нехватки кернового материала. В настоящей работе был предложен и апробирован мультипликативный подход к обработке данных рентгеновской томографии для оптимизации расчета ФЕС, способный расширить применение метода РТ для решения прикладных задач петрофизики. На примере образцов реальных залежей показано, что прием выделения нескольких небольших «виртуальных кубов» из каждого

Литература

1. **Абросимов А.А.** Применение рентгенотомографии для изучения фильтрационно-емкостных систем коллекторов нефти и газа // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2015. №4/281. С. 5–15.
2. **Закиров Т.Р., Галеев А.А., Коновалов А.А., Стаценко Е.О.** Анализ «представительного элемента объема» для песчаников Ашальчинского месторождения с использованием метода рентгеновской компьютерной томографии // Нефтяное хозяйство. 2015. №10. С. 54–57.
3. **Язынина И.В., Шеляго Е.В., Абросимов А.А., Веремко Н.А., Н.Е. Грачев, Сенин Д.С.** Новый

maket_vestnik_2017_05.indd 41 11.01.2018 15:52:36

подход к исследованиям керна с помощью рентгеновской микротомографии для решения задач петрофизики // Нефтяное хозяйство. 2017. №1. С. 19–23.

4. **Al-Raoush R., Papadopoulos A.** Representative elementary volume analysis of porous media using X-ray computed tomography // Powder Technology. 2010. V. 200. P. 69–77.
5. **Dvorkin J. et al.** From micro to reservoir scale: Permeability from digital experiments // The Leading Edge. 2009. V. 12. P. 1446–1453.
6. **Hardy J., Pazzis O., Pomeau Y.** Molecular dynamics of a classical lattice gas: Transport properties and time correlation functions // Phys. Rev. (A). 1986. V. 13. V. 5. P. 1949–1961.
7. **Korost D. et al.** Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: from laboratory methods to pore-scale modeling //SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific, Brisbane, Australia, 11–13 November, 2013.
8. **Merkle A., Gelb J.** The Ascent of 3D X-Ray Microscopy in the Laboratory // Microscopy Today. 2013. V. 21. № 02. P. 18–23.
9. **Sok R.M. et al.** Pore scale characterization of carbonates at multiple scales: integration of micro-CT, BSEM and FIBSEM // International Symposium of the Society of Core Analysts. Noordwijk, The Netherlands, 27–30 September, 2009.
10. **Sungkorn R. et al.** Multi-scale permeability trends using digital rock physics // International Symposium of the Society of Core Analysts held in Avignon, France, 8-11 September, 2014.
11. **Van Geet M., Swennen R., David P.** Quantitative coal characterisation by means of microfocus X-ray computer tomography, colour image analysis and back scatter scanning electron microscopy // International Coal Geol.. 2001. V. 46, № 1. P. 11–25.
12. **Zhou J.G.** Lattice Boltzmann morphodynamic model // J. Comput. Phys. 2014. V. 270. P. 255–264.

Абросимов Андрей Андреевич
к.т.н., инженер кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

119991, г. Москва, пр-т Ленинский, д. 65, корп. 1, тел.: +7 (906) 721-00-14, e-mail: swimmer__@mail.ru

Шеляго Евгений Владимирович,
к.т.н., доцент кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Язынина Ирэна Викторовна,
к.г.-м.н., доцент кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

maket_vestnik_2017_05.indd 42 11.01.2018 15:52:37

X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHY (CT) APPLIED FOR ROCK CORE ANALYSIS

K. Wolański[1], W. Zarudzki[2], H. Kiersnowski[3], M. Dohnalik[4], K. Drabik[4], A. Urbaniec[4], R. Skupio[4]

[1] PGNIG S.A. OGIE, Engineering Department Piła,
[2] ORLEN Upstream Sp. z o.o.
[3] Polish Geological Institute – National Research Institute Energy Independence Program,
[4] Oil and Gas Institute – National Research Institute

РЕНТГЕНОВСКАЯ КОМПЬЮТЕРНАЯ ТОМОГРАФИЯ (КТ) ДЛЯ АНАЛИЗА ЧАСТИЦ ГОРНЫХ ПОРОД

К. Волански, В. Зарудски, Х. Кирновски, М. Дохналик, К. Драбик, А. Урбаниец, Р. Скупио

В статье представлены возможности применения рентгеновской компьютерной томографии при исследовании целостных кернов. В частности были представлены: результаты анализа взаимосвязи между величинами абсорбции рентгеновских излучений и параметрами, являющимися результатом лабораторных измерений (объемная плотность, общая и эффективная пористость), а также измерений в условиях скважины (объемная плотность, пористость), анализ седиментационных структур и выделение зон гидроразрыва; сравнение описания, полученного из компьютерной томографии, с записью зонда XRMI. Отображение седиментологических, биогенных и структурных особенностей в карбонатных породах.

INTRODUCTION

X-ray computed tomography (CT) allows non-invasive imaging of investigated objects.

Early uses of X-ray computed tomography in geology took place in 1974 [Fourie 1974, Stock, 2009]. The result of the tomographic survey is a 3-D image showing the changes in X-ray absorption. The changes map the variability of rock density mostly. An important advantage of medical computer tomography units is the ability to test large objects (1 meter long core sections) in a very short time (less than 1 minute), while the disadvantage is relatively low resolution of produced image. The three-dimensional image is generated by calculating the absorption coefficients (attenuation coefficients) (Hounsfield Units, HU), during the reconstruction process, for each point of the object being tested. The minimum 3-D cube size recognizable and recordable by the CT unit is called voxel. In the case of the CT unit that was used for hereby core examination, the size of one voxel was 0,18 mm x 0,18 mm x 0,40 mm. The simplest way is structural imaging of the examined section of core in the form of two-dimensional cross-sections and a three-dimensional image (Fig. 1).

There are number of other options for using X-ray computed tomography in a rock study available in the literature:

– choosing of representative core sample for further investigation, eg. in the case of expensive tests for mechanical rock properties, the initial selection of core sample is almost necessary, based on X-ray CT;

– investigation of grade of core damage by drilling fluid [Chilingarian et al, 1996],

– evaluation of core mechanical damage,

– evaluation of structural anizotrophy of rocks [Yun at al, 2013],

– analysis of pore structure and 3-D imaging [Chrise et all, 2011],

– define formation dip angle and azimuth, define azimuth of fractures [Louis et al, 2006],

– testing of capillary pressure [David et al, 2010];

– comparison of structural changes in the rock during or after mechanical properties tests [Watanabe et al, 2010],

– displacement of brine with CO_2 [Okabe et al, 2010],

maket_vestnik_2017_05.indd 43 11.01.2018 15:52:37

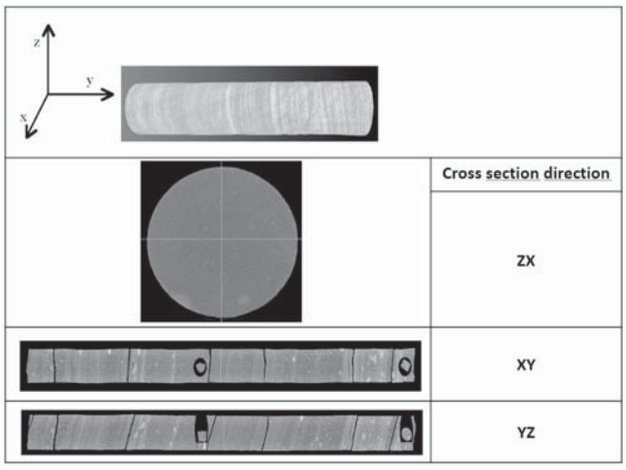


FIG. 1.
A summary of the most popular ways of presenting a X-ray CT image of core sections

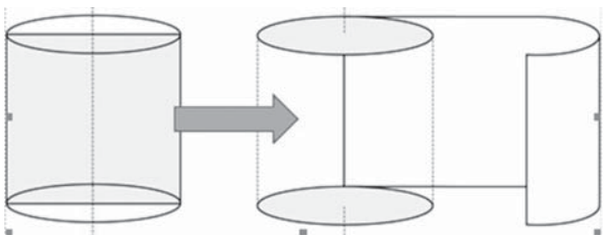


FIG. 2.
Outline of development peripheral surface of the cylinder

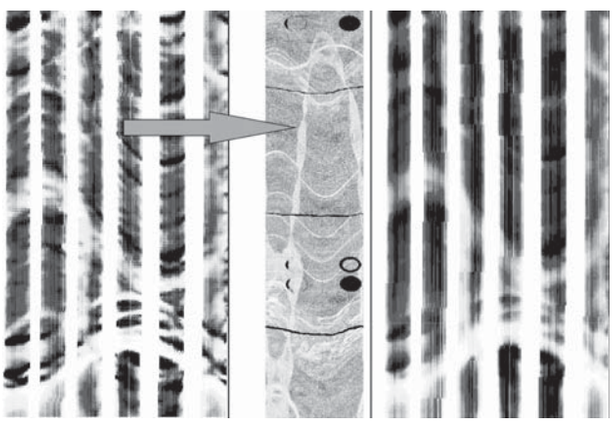


FIG. 3.
Comparison of XRMI logging tool log with X-rat CT image of the core slice

– complement of data gathered with electrical micro-imaging tool.

The imaging of the core structure can be very useful to supplement the data obtained from the electrical micro-imaging tool. In order to compare the borehole image (of the inner wall of the well-bore) with the surface of the core, the computer program developed by Zbisław Tabor Ph.D. was used. That software derives an image of the peripheral surface of the cylinder. (Fig. 2).

SANDSTONE CASE STUDY

This paper presents the results of comparison of information obtained from processing of X-ray CT images with bulk density and porosity numbers coming from laboratory tests and interpretation of well logs and macroscopic description of the core.

Subject studies included the examination of 102 boxes of the core taken from the well X representing the sandstone formations of the Rotliegend. In order to compare the values of formation bulk density and porosity index with absorption units (HU), a sequential logs of HU along the examined core were generated. There was software developed by Mr. Zbisław Tabor, Ph. D. used for that purpose. Software algorithm determines an average values of HU for particular cross-section of the core. The result coming form that algorithm are shown on figure 4.1. On the left side there is a picture of the roll out of peripheral of the core cylinder, in the middle column – a profile of HU numbers is displayed, skipping those core slices where cracks were present in the core or samples taken from. The resulting gap was supplemented by data interpolation and the image shown in the third column was obtained.

RESULT

Correlation of HU numbers with outcome from laboratory tests.

In order to compare the absorption numbers with the laboratory obtained data, the depth of the tested samples was matched to the HU log, then filtration was used for averaging of the HU values taking under consideration the size of the sample of the core removed for laboratory testing.

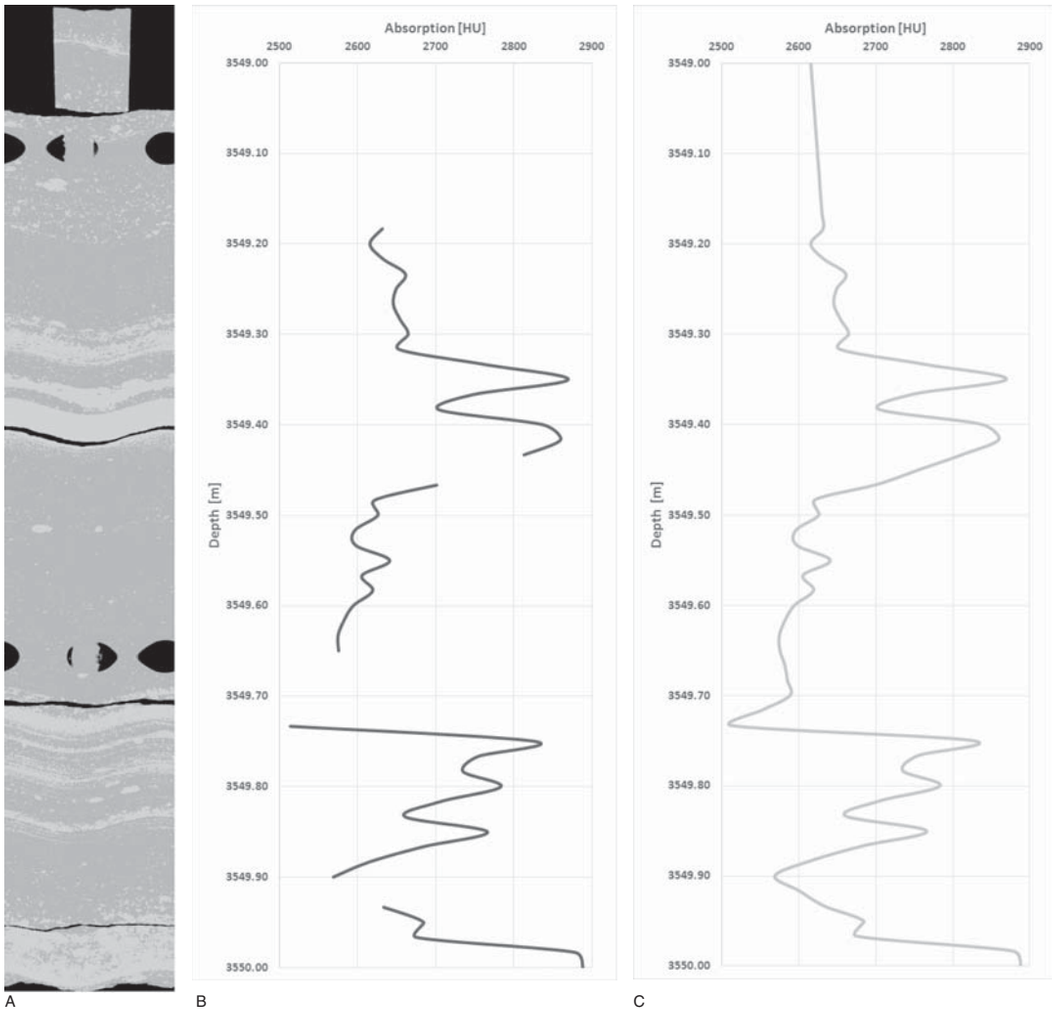
There were about 230 laboratory tests performed at the Laboratory of the PGNiG Branch in Zielona Góra and INiG – PIB useful for the entire interval.

A correlation analysis was made between the HU values and the formation bulk density and total porosity index for the all 230 numbers was obtained.

The distribution of the obtained results is shown in Figure 5. For the presented data the determination coefficient R^2 has been achieved of 0.83, which is a high fidelity value.

In case of comparing HU data with porosity index, a clear distinction of two sets was observed; first one of porosity in the range of 0–3.5%, the second 4.5–13%. In this case the data were divided into 3 series representing various lithofacies present in the profile of the evaluated core. On the basis of macroscopic descriptions, alluvial deposits, eolian deposits and sandbanks are listed. Figure 5c shows the relationship between the HU numbers and the total porosity index divided into 3 lithofacies. This

maket_vestnik_2017_05.indd 44 11.01.2018 15:52:37



A B C

FIG. 4.

An example of deriving the X-ray absorption log. A – roll out of peripheral of cylinder. B – Absorption log. C – Supplemented absorption curve/log

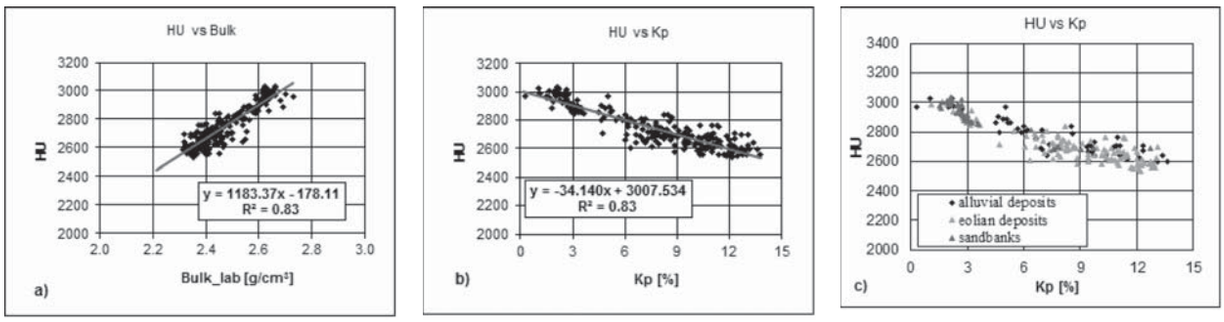


FIG. 5.

Correlation between HU and samples laboratory bulk density (a) and porosity index (Kp) (b), c – data from graph 5b with division into litofacies

maket_vestnik_2017_05.indd 45 11.01.2018 15:52:43

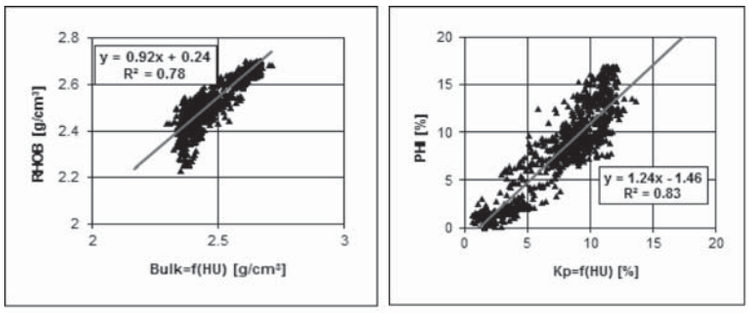


FIG. 6.

Correlations between the numbers obtained from well logging and continuous laboratory results logs based on the HU log

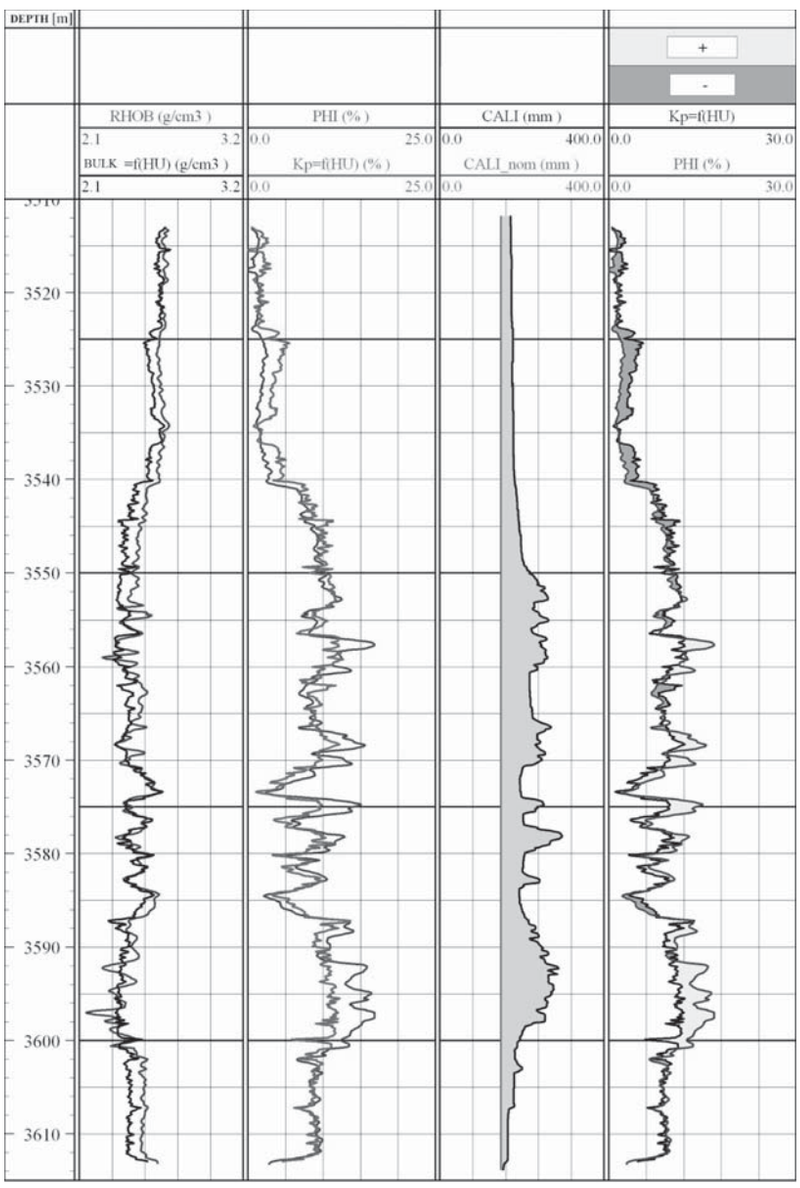


FIG. 7.

a), b) Crossplot of well logs (RHOB, PHI) and mathematical model derived from laboratory and X-ray CT tests, c) caliper log, d) variance log between porosity derived form well logs and laboratory tests

graph shows that in the samples of each of the separated lithofacies there were samples with values of porosity index in the range of 1–13%. Using the above relationships (Fig. 5), it was possible to generate uninterrupted and complete logs (Fig. 7) showing changes in the density and porosity index numbers based on spot laboratory tests and the continuous log of HU data.

CORRELATION OF ABSORPTION RESULTS NUMBERS WITH WELL LOGS

After depth matching of logs there was correlation made between HU numbers and formation bulk density (RHOB). Then on the basis of laboratory tests and a continuous log of HU numbers, a mathematical model was developed that map a continuous log of formation bulk density and porosity index. The obtained curves were correlated with the well logs (RHOB and PHI). In both cases high fidelity numbers of determination coefficient were obtained (for RHOB, R^2 =0,78, fig. 6A; for PHI, R^2 =0,83, fig. 6b).

Although majority of lab data is very well correlated with down hole data (RHOB), the graph (Fig.6.a) shows a group of points that clearly departs from the linear trend. Previously derived satisfactory correlation between HU numbers and laboratory data (formation density, porosity index) confirms the applicability of the designated mathematical models. It may be assumed, for the points indicated in Figure 6 in green circles that the lack of a linear trend may result from a decrease in quality of well logs. Note that the correlation deterioration occurs for data recorded at depth intervals where a significant washouts of well bore is visible.

AN EXAMPLE OF CROSSPLOT X-RAY CT LOG AND XRMI LOG. (EXTENDED RANGE MICRO-IMAGING TOOL)

Halliburton's XRMI borehole imager of high resolution provides possibility of correlation with X-ray CT

maket_vestnik_2017_05.indd 46 11.01.2018 15:52:51

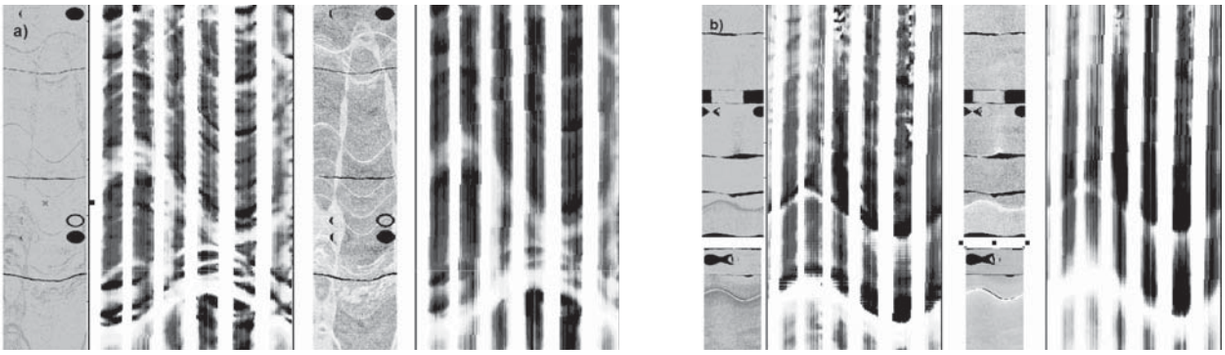


FIG. 8.

Crossplot of X-ray CT log and XRMI log.

A – steep fracture, clearly visible on X-ray CT image filled with high-density material, not visible on the XRMI log; B – thin formation layers with higher resistivity and density, what allows for undisputed tie-in of the X-ray CT core image to the XRMI borehole image

core images. That kind of correlation allows for almost identical depth matching of core depth to well logs. The presence in the well profile of characteristic elements like: angular unconformity, discomformities, fractures, formation layers of different resistivity / density magnitude is essential for right tie-in of formation tops. (Fig. 8b). X-ray computed tomography results may also be an important supplement to the information derived from the XRMI log and allow for a refinement of the microimager logs interpretation. In many cases, the X-ray CT image of the core allows to trace the entire course of the fractures, that are only partially visible or completely invisible in the XRMI borehole image (Fig. 8a). Due to the specific features of X-ray computed tomography like mark out of sample density, the X-ray CT image of the drill core allows also to find out whether the fracture visible in the XRMI borehole image in the form of a low-resistance element is an open fracture or it contained low-resistance material. The X-ray computed tomography of core may also provide important information in interpreting the XRMI borehole image at those intervals where the quality of well log is significantly deteriorated (eg. due to the presence of breakout in rock structures). The X-ray computerized tomography of drilling cores is particularly important in those wells where only the dipmeter tool was run..

ANALYSIS OF SEDIMENTARY STRUCTURES AND SEPARATION OF FRACTURED ZONES.

X-ray CT images can be used for description of the core sedimentology. The comparative analysis of the 102 core slices 1 m length each showed that in most cases, the macroscopic description of the core match the description of the tomographic image (Figure 9a – cyclical occurrence of thin sandstone laminates), and sometimes it allows to display details that are not visible on the core (Figure 9b micro tectonic fractures).

CARBONATE CASE STUDY

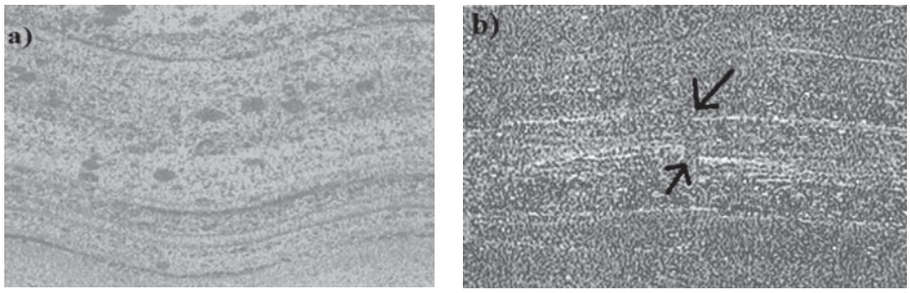
Corals are a group of marine organisms commonly found in carbonate sediments, with a great rock-forming significance.

X-ray computed microtomography is successfully applied to a detailed evaluation of the contemporary coral skeletons structure (among others Ketcham and Carlson 2001; Veal et al., 2010; Laforsch et al., 2012; DeCarlo 2017). In this way, skeleton density as well as annual increase of coral skeleton mass in samples of particular species of corals were evaluated, which is very important in terms of environmental changes, especially temperature and water chemistry.

Based on the examined samples of corals from Jurassic carbonates of the Polish Carpathian Foreland, it was found that the quality of reflection of the coral skeleton structure in the X-ray CT image is most dependent on the preservation of the original structure of carbonates. This is strictly connected with the history of the diagenetic processes.

Good results for structural reconstruction were obtained for six-rayed Scleractinian corals, with a slightly larger diameter of coralits, such as the corals belonging to the Montlivaltiidae family (Figures 10, 11 and 12). There are many details of the structure of the skeleton, such as septa, as well as the size and general shape of the coralits visible in the tomographic image obtained for that corals. X-ray CT image analysis of transverse sections to the colony growth direction provides further detailed information. Especially on the individual structural features of coral species, which may be circular or ellipsoidal in this case (Figure 13 and 14), as well as the arrangement and packing of coralits within the colonies. It can be very helpful in initial species identification, especially in cases where subject elements are invisible or poorly visible on the surface of the core.

maket_vestnik_2017_05.indd 47 11.01.2018 15:53:09



A B

FIG. 9.
Examples of X-ray CT images of core in various colors

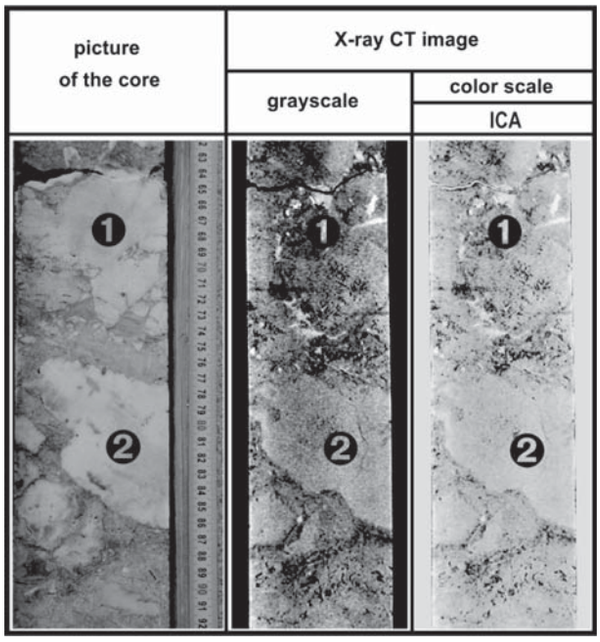


FIG. 10.
X-ray CT images comparison for two coral families: 1 – corals of Montlivaltiidae family, 2 – corals of Microsolenidae family

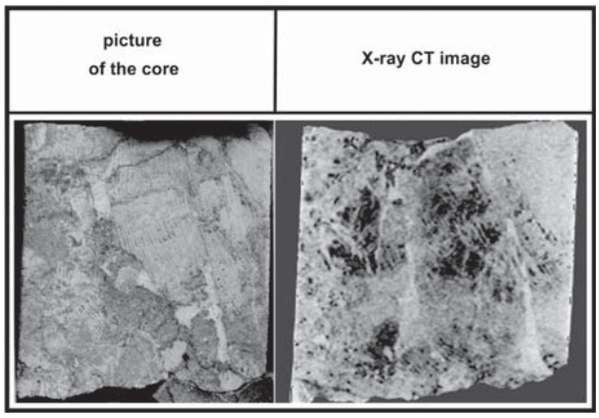


FIG. 11.
Coral colony of Montlivaltiidae family

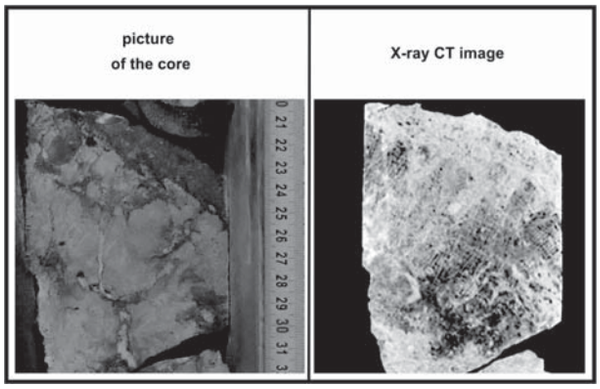


FIG 12.
Longitudinal section through coral colony of Montlivaltiidae family

In the case of corals with a more massive, integrated skeleton, and simultaneously very fine, sometimes even macroscopic indistinguishable coralits (such as Microsolenidae), can be ascertain that tomographic image is definitely more uniform or even unstructured, yet still clearly distinguishable from surrounding the rocky background (Fig. 10).

Better quality results was obtained based on cross sections analysis that were transverse to the colony growth direction, especially those well preserved, cause the structure of the coral skeleton in CT images in these sections are mapped quite well (Fig. 15).

In the case where the examined samples were subjected to a advanced diagenetic process (especially dissolution and re-crystallization), their boundaries are no longer as clearly cut off from the carbonate rock background, and the transition between the coral limestone and the surrounding sediment can be smooth, sometimes even invisible. In this case, the cross-sectional analysis of the colony's growth direction provides much better results (Fig. 16).

SUMMARY AND CONCLUSIONS

The aim of this paper was to present the possibility

maket_vestnik_2017_05.indd 48 11.01.2018 15:53:17

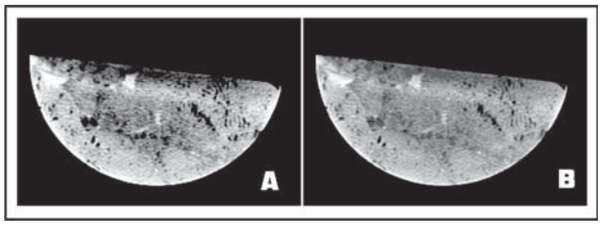


FIG 13.

Cross sections through coral colony of Montlivaltiidae family. A – grayscale, B – color scale blue/orange

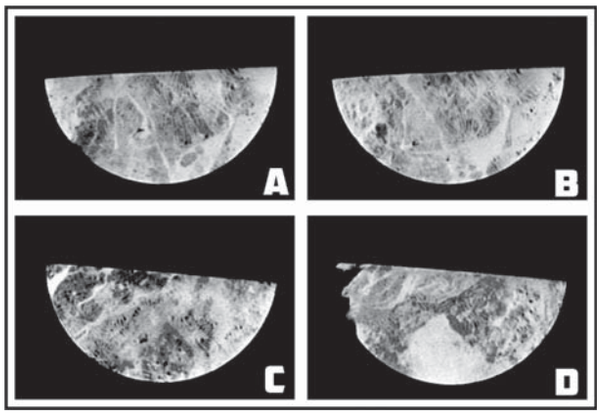


FIG 14.

Cross sections through coral colony of Montlivaltiidae family

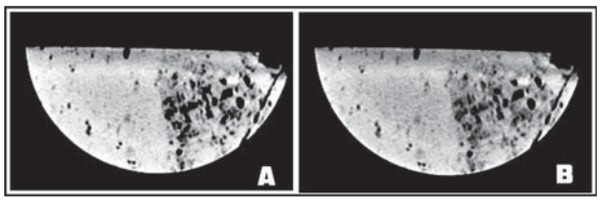


FIG 15.

Cross sections through coral colony of Microsolenidae family. A – grayscale, B – color scale blue/orange

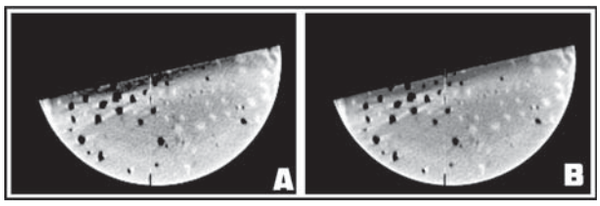


FIG 16.

Cross section through coral colony of advanced digenetic processes. A – grayscale, B – color scale blue/orange

of using X-ray computerized tomography in the drilling cores evaluation process. Presented results are related to the Rotliegent sandstone and carbonate studies. Particular emphasis was placed on the correlation between HU numbers and formation bulk density and porosity determined by laboratory test and well logging. Based on the research, the following conclusions were drawn:

1. Correlation of laboratory data with X-ray absorption log enables the calculation of continuous and uninterrupted logs for some petrophysical parameters.

2. X-ray CT imaging method can be particularly useful for those boreholes evaluation for which the core is available, but well logs are vacant.

3. Computer tomography can be used as a non-destructive method of archiving drilling cores prior to its further sampling of core plugs.

4. Sequential HU absorption logs can be used to match drilling depth and logging depth.

5. Model numbers derived from laboratory tests can be used for formation density and porosity correction, initially calculated form well logs.

6. X-ray computed tomography allows evident distinction between closed and open fractures, which appear in the microimager log as low resistance elements, thus allowing for the quality improvement of XRMI logs interpretation.

7. X-ray CT image makes geological structure visible even in that part of profile, where XRMI log quality is deteriorated.

8. X-ray CT and XRMI logs correlation allows for core orientation.

9. X-ray CT of core provides high quality results of detailed sedimentology and lithology analysis for silica clastic deposits of different gain size.

10. Note that the HU log numbers that were compared to the laboratory data were calculated (Figure 4) and not measured, since laboratory samples were collected prior to the core tomography. It is likely that in the case of reverse action (X-ray CT studies on fresh, untreated core), an even better correlation would be obtained. This is especially important for samples that have been taken from heterogeneous parts of the core, since for these parts of core the interpolated absorption values may deviate from the actual values.

The vast majority of the data presented hereby come from an elaboration called «Application of X-ray computed tomography to non-destructive whole drilling cores testing for analysis of sedimentary structures and separation fractured zones» funded by PGNiG S.A. in 2015.

Literature

1. **Chilingarian G. V., Mazzullo S.J., Rieke H.H.** Developments in Petroleum Science 44. Carbonate reservoir characterization: a geologic-engineering analysis. Part II. Elsevier, 1996. P. 135–142.

maket_vestnik_2017_05.indd 49 11.01.2018 15:53:27

2. **Christe P., Turberg P., Labiouse V., Meuli R., Parriaux A.** An X-ray computed tomography-based index to characterize the quality of cataclastic carbonate rock samples // Engineering Geology. 2011. V. 117. N 3–4. P. 180–188.
3. **Cuif J.P.** The Rugosa–Scleractinia gap re-examined through microstructural and biochemical evidence: A tribute to H.C. Wang // Palaeoworld. 2014. V. 23. P. 1–14.
4. **David C., Louis L., Menéndez B., Pons A., Fortin J., Stanchits S., Mengus J.M.** X-ray Imaging of Fluid Flow in Capillary Imbibition Experiments Influence of compaction and localized deformation / Ed. K.A. Alshibli, A.H Reed. Advances in Computed Tomography for Geomaterials. Wiley, 2010. P. 262–269.
5. **Ezaki Y.** The Permian coral *Numidiaphyllum*: new insights into Anthozoan phylogeny and Triassic Scleractinian origins // Palaeontology, 1997. V. 40. N 1. P. 1–14.
6. **Fedorowski J.** Extinction of Rugosa and Tabulata near the Permian-Triassic boundary // Acta Palaeontologica Polonica. 1989. V. 34. N 1. P. 47–70.
7. **Fourie S.** The cranial morphology of *Thrinaxodon liorhinus* Seeley // Annals of the South African Museum 1974. V. 65. P. 337–400.
8. **Louis L., Wong T.-F., Baud P., Tembe S.** Imaging strain localization by X-ray computed tomography: discrete compaction bands in Diemelstadt sandstone // Structural Geol. 2006. V. 28. N 5. P. 762–775.
9. **Meibom A., Cuif J.P., Hillion F., Constantz B.R., Juillet-Leclerc A., Dauphin Y., Watanabe T., Dunbar R.B.** Distribution of magnesium in coral skeleton // Geophys. Res. Lett. 2004. V. 31(L23306). P. 1–4.
10. **Okabe H. Tsuchiya Y., Pentland C. H., Iglauer S., Blunt M. J.** Residual CO_2 saturation distributions in rock samples measured by X-ray CT, Advances in Computed Tomography for Geomaterials. GeoX 2010. P. 381–388.
11. **Roniewicz E.** Jurajskie korale w Polsce. Tomy Jurajskie. 2004. 2. P. 83–97.
12. **Roniewicz E.** Kimmeridgian-Valanginian reef corals from the Moesian Platform from Bulgaria // Ann. Soc. Geol. Poloniae. 2008. V. 78. N 2. P. 91–134.
13. **Stock S.R.** MicroComputed Tomography: Methodology And Applications, Crc Press, 2009. P. 9, 10, 13, 25–26, 48.
14. **Watanabe Y., Lenoir N., Hall S.A., Otani J.** Strain field measurements in sand under triaxial compression using X-ray CT data and digital image correlation // Advances in Computed Tomography for Geomaterials.GeoX. 2010. P. 76–83.
15. **Wendt J.** The first aragonitic rugose coral // J. Paleontol., 1990. V. 64. N 3. P. 335–340.
16. **Yun T.S., Jeong Y.J., Kim K.Y., Min K.-B.** Evaluation of rock anisotropy using 3D X-ray computed tomography // Engineering Geol. 2013. V. 163. P. 11–19.

Krzysztof Wolański,
PGNIG S.A. OGIE, Engineering Department Piła,

Wojciech Zarudzki,
ORLEN Upstream Sp. z o.o., Warszawa

Hubert Kiersnowski,
Polish Geological Institute – National Research Institute Energy Independence Program,

Marek Dohnalik, Katarzyna Drabik,
Andrzej Urbaniec, Rafał Skupio,
Oil and Gas Institute – National Research Institute

maket_vestnik_2017_05.indd 50 11.01.2018 15:53:45

УДК 504.064.2, 550.84.09, 614.777, 614.718, 614.8.084

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ НАКОПЛЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВРЕДА ПРИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

С.В. Мещеряков, С.В. Остах, О.С. Остах, В.С. Кушеева

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В статье обобщены наиболее вероятные факторы формирования отрицательного воздействия на окружающую среду при строительстве, заканчивании, эксплуатации и консервации скважин. Выявлен наиболее перспективный методический подход к инвентаризации и прогнозно-аналитическому моделированию распространения прискважинных загрязнений гидрогеологической среды. Представлены перспективы междисциплинарного развития рассматриваемой сферы с учетом внедрения экологических систем диагностического мониторинга существующего фонда скважин.

Ключевые слова: *накопленный экологический вред, ущерб, экологические риски, экологическая безопасность, экологическая оценка, лимитирующее воздействие, межскважинные перетоки, загрязнение геологической среды, фонды скважин.*

THE METHODICAL BASES FOR INVENTORY OF ACCUMULATED ENVIRONMENTAL HARM OBJECTS IN OIL AND GAS PRODUCTION

S.V. Mescheryakov, S.V. Ostakh, O.S. Ostakh, V.S. Kusheeva

The article summarizes the most likely factors in the formation of negative impacts on the environment during the construction, completion, operation and maintenance of wells. The most promising methodological approach to inventory and forecasting and analytical modeling of near-wellbore contamination hydrogeological environment. Presented to the interdisciplinary perspectives of development the industry itself, taking into account the implementation of environmental systems for diagnostic monitoring of existing wells.

Keywords: *accumulated environmental harm, environmental risks, environmental safety, environmental assessment, limiting the impact of, inter-well flows, pollution of the geological environment, funds wells.*

ВВЕДЕНИЕ

Отличительными особенностями воздействия бурения являются высокая интенсивность и кратковременность формирования значительных техногенных нагрузок на объекты гидро- и литосферы, которые нередко превышают пороговые нагрузки и тем самым приводят к негативным экологическим последствиям.

Наиболее сильное негативное воздействие на природные системы обусловлено возникновением аварийных ситуаций, выбросов при бурении и освоении скважин, нарушением герметичности колонн.

Степень физического нарушения и загрязнения естественного состояния объектов природной среды зависит как от техногенных факторов: принятой технологии; степени совершенства основного и используемого оборудования; используемых реагентов и веществ в составе буровых растворов и промывочных жидкостей; объемов образующихся отходов бурения, а также от факторов среды: ландшафтных и климатических; геологических и гидрогеологических; нженерно-геологических и криогенных.

Лимитирующее воздействие на окружающую среду в эквиваленте природно-техногенных рисков формируется при разведочном бурении и строительстве скважин и проявляется в виде нефтяных загрязнений на этапе эксплуатации нефтяных месторождений.

Старые выработанные месторождения представляются одними из рисковых зон, которые требуют своевременной информативной и достоверной инвентаризации. Неконсервированные, бесхозные или некачественно заглушенные скважины с прилегающими загрязненными территориями, а также неудовлетворительно рекультивированные шламовые амбары являются причиной изменения или нарушения ландшафта

maket_vestnik_2017_05.indd 51 11.01.2018 15:53:46

прилегающих территорий, новообразования болотистых местностей и т.п. и могут классифицироваться как объекты накопленного экологического вреда.

К источникам воздействия относятся: негерметичные колонны; фонтанная арматура; задвижки высокого давления; разрушенные и загрязненные пласты; прорывы газовой «шапки», пластовой воды; потери и разливы нефти. Традиционно в качестве загрязняющих сред выделяют: нефть, газ, конденсат, минерализованную воду, химические реагенты; буровые растворы и промывочные жидкости.

К основным видам воздействия следует относить: нарушение и загрязнение почвенно-растительного покрова, зоны аэрации, природных ландшафтов в целом, а также изменение температурного режима многолетнемерзлых пород. Воздействие на окружающую среду в рассматриваемом случае может сопровождаться нарушением местообитаний животных и растений в районе строительства и эксплуатации скважин и изменение условий жизни сообществ, вплоть до исчезновения отдельных видов животных и растений.

Согласно п. 6.7 ГОСТ Р 54003-2010 [1] по удельным показателям загрязнения хозяйства и промышленности России добыча нефти располагается сразу же за оборонной промышленностью.

Отсутствие системы регистрации и учета нарушенных территорий прошлого накопленного экологического вреда, методических основ инвентаризации объектов при нефтегазодобыче и, как следствие, установления приоритетности работ является существенным сдерживающим фактором обеспечения экологической безопасности.

Недостаточная количественная изученность рисков для окружающей среды относительно возможного отрицательного воздействия при различных технологических подходах разработки нефтегазовых скважин создает угрозу формирования критических значений поражающих факторов. Они обусловлены, прежде всего, неконтролируемым распространением нефтяных флюидов (содержащих кроме углеводородов соли и природные радионуклиды) в водные объекты и в почвенные и геологические горизонты, и как следствие, поступление их в экосистемы.

Попадая в окружающую природную среду, загрязнители из-за высокой миграционной способности проникают на территории, площади которых во много раз превышают участки первоначального загрязнения. В таком случае к уязвимым объектам относятся, в первую очередь, грунтовые воды и основные напорные горизонты пресных подземных вод, поверхностные водотоки и водоемы, почвы.

Для формирования предельных оценок загрязнений, критериев загрязненности компонентов окружающей среды на базе диагностического мониторинга экологической ситуации в нефтегазоносных регионах требуется междисциплинарный подход.

ПРОГНОЗНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА

Среди совокупности факторов, характеризующих условия формирования того или иного воздействия на экосистему, определяющими можно считать:

- выбор технологии добычи нефти и газа;
- полноту выполнения предписаний технической документации;
- качество выполнения мероприятий по оценке нефтегазоносности месторождений, инженерных изысканий и моделированию;
- а также разработку технологических схем обращения с отходами.

Для предотвращения или своевременной ликвидации загрязнения окружающей среды и накопления экологического вреда предприятиями проводятся различные природоохранные мероприятия, включая мониторинг качества окружающей среды с использованием сети постов наблюдений за загрязнением атмосферы и почв, поверхностных и подземных вод. Однако для снижения экологической нагрузки на территории нефтегазодобывающих предприятий необходимо применять эффективные в экологическом и экономическом смысле технологические решения, основанные на комплексном, научно-обоснованном и апробированном методическом подходе.

Цели экологической оценки участков организаций могут включать в себя [1]:

- идентификацию, сбор и валидацию информации об экологических аспектах и проблемах, связанных с участком и/или организацией;
- определение последствий для бизнеса, обусловленных экологическими проблемами, связанными с участком и/или организацией.

При этом экологические проблемы идентифицируют в том случае, когда подтвержденная информация не соответствует установленным критериям и может вызвать следующие негативные воздействия [2]:

- на ответственность или привилегии организации;
- на общественную значимость объекта экологической оценки или иметь другие негативные последствия.

В соответствии с ГОСТ Р 54003-2010 [1] под экологической оценкой понимается процесс, включающий в себя систематический анализ и оценку экологических последствий планируемой деятельности, консультации с заинтересованными сторонами, а также учет результатов этого анализа и консультаций при планировании, проектировании и утверждении порядка хозяйственной деятельности.

В первую очередь разработка и реализация методических основ инвентаризации и оценки накопленного экологического вреда на объектах нефтегазодобычи предполагает создание программно-технологической платформы системы наблюдения и восстановления окружающей среды.

Отслеживать изменение состояния объектов окружающей среды при строительстве, эксплуатации

maket_vestnik_2017_05.indd 52 11.01.2018 15:53:47

и консервации скважин необходимо, организуя комплексную оценку с использованием многоуровневой системы совместного аэрокосмического и наземного мониторинга, учитывая ретроспективные сведения.

Инвентаризация объектов накопленного экологического вреда предполагает поэтапное проведение следующих мероприятий:

1. Анализ доступных источников информации (проектная документация; данные обследований (натурных, инструментальных, иных); фондовые материалы; результаты дистанционного зондирования Земли и иная документация;

2. Непосредственное обследование территории с установлением площади загрязненного участка, его оконтуривание; определение параметров (диапазонов глубин) загрязнения;

3. Установление фактических значений концентрации загрязняющих веществ на обследуемой территории и определение местонахождения участков вторичного загрязнения и направлений вероятных миграций;

4. Оценка достоверности полученных сведений и идентификация экологических проблем, предусматривающая сравнение подтвержденной информации об экологических аспектах с установленными критериями;

5. Расчет размера причиненного экологического вреда;

6. Документирование результатов проведенной инвентаризации.

Таким образом, при реализации указанной оценки необходима прогнозно-аналитическая модель мониторинга с использованием интегрированной системы приема и анализа геопространственных данных дистанционной диагностики, химического анализа и результатов натурных испытаний для получения полноформатного геоинформационного системного проекта (рис. 1).

В рамках системного проекта на основании комплексного обследования нарушенных территорий старых отработанных нефтегазовых месторождений, определения базовых технологических параметров приостановленных или законсервированных объектов требуются методические основы выбора и реализации технологий и технических решений обнаружения и прогнозирования последствий развития сценариев для основных рисковых зон поражающих факторов. Также предполагается задействование комплекса информационных технологий сбора данных и систематического анализа динамики формирования и оценки экологических последствий [3].

ИНТЕГРИРОВАННАЯ ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

Использование интегрированной геоинформационной технологии позволяет формализовать базовые модельные представления и развивать методологию, направленную, прежде всего, на установление закономерностей миграции поллютантов и на создание расчетно-прогнозных моделей, мало чувствительных к точности исходных данных о неблагоприятных изменениях окружающей среды.

При этом предполагается количественный и качественный анализ каждой фазы распространения загрязнения относительно характерных (маркерных) веществ.

Развитие программно-технологической платформы предполагается с задействованием геопространственной базы данных источников загрязнения, содержащей результаты статистического и ретроспективного анализа данных дистанционной диагностики, химического анализа и натурных испытаний (рис. 2).

Использование интегрированной геоинформационной технологии в ходе эколого-гидрогеологических работ позволит установить:

1) физико-химический состав, фильтрационные и сорбционные свойства грунтов зоны аэрации и водовмещающих пород;

2) условия питания и разгрузки, многолетний уровневый и температурный режим, параметры гидравлической взаимосвязи между горизонтами и с поверхностными водами;

3) влияние техногенных факторов на гидрогеологические условия территории: барражирование, утечки, сокращение или увеличение естественного инфильтрационного питания.

Предлагаемая технология способна реализовать возможности математического ситуационного картографического моделирования миграции загрязняющих веществ с использованием как атрибутивной, так и пространственной информации.

Предполагается выбор необходимого пользователю уровня детализации при анализе и математическом ситуационном картографическом моделировании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Загрязненные в прошлом при нефтегазодобыче территории являются серьезным фактором сдерживания регионального экономического развития, причиной снижения экологических рейтингов организаций и мест их лицензированной деятельности.

Реализация рассмотренных методических основ позволит достичь улучшения региональных целевых показателей состояния окружающей среды, а именно: установить границы распространения загрязнителей, выявить критические объекты природопользования, сократить (или обосновать) показатели экономических рисков и границ распространения неблагоприятных воздействий поражающих факторов нарушения окружающей природной среды, выявленных при инвентаризации объектов накопленного экологического вреда.

maket_vestnik_2017_05.indd 53 11.01.2018 15:53:47

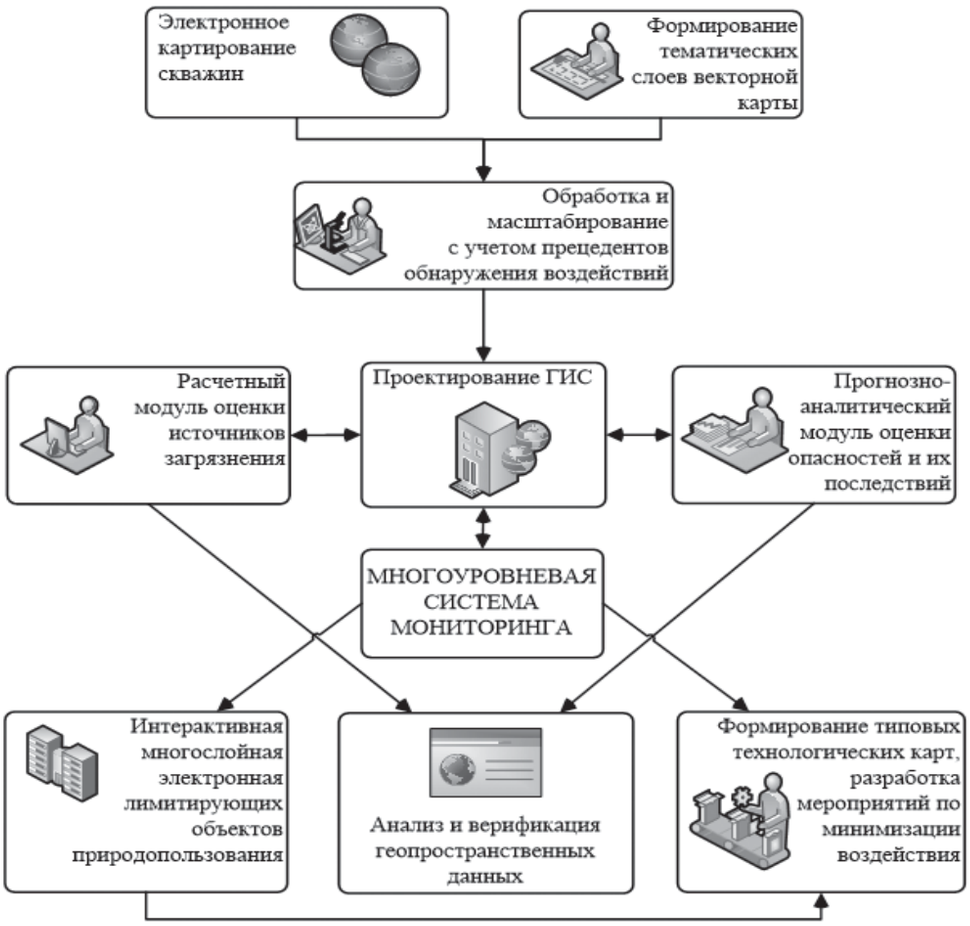


РИС. 1.

Прогнозно-аналитическая оценка распространения загрязнения

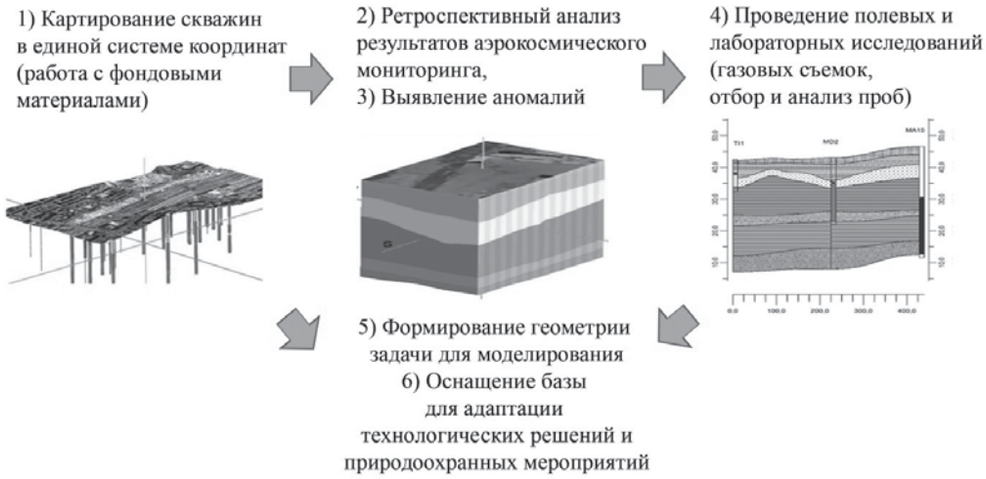


РИС. 2.

Комплексная схема обнаружения и оценки загрязнения

maket_vestnik_2017_05.indd 54 11.01.2018 15:53:47

Практическая реализация методических основ инвентаризации объектов накопленного экологического вреда позволит спрогнозировать риски для здоровья населения, проживающего вблизи объектов нефтедобывающей промышленности и разработать мероприятия по минимизации его воздействия.

При внедрении предложенной системы мероприятий в полном соответствии с природоохранными требованиями оказываемое воздействие на окружающую среду не будет существенно отличаться от естественных изменений в экосистемных процессах.

Литература

1. ГОСТ Р 54003-2010 «Экологический менеджмент. Оценка прошлого накопленного в местах дислокации организаций экологического ущерба. Общие положения».
2. ГОСТ Р ИСО 14015-2007 Экологический менеджмент. Экологическая оценка участков и организаций.
3. **Мещеряков С.В., Гонопольский А.М., Остах С.В., Остах О.С.** Прогнозно-аналитическая оценка распространения загрязнения за пределы шламонакопителей промышленных предприятий // Экология и промышленность России. 2017. Т. 21. № 10. С. 22–27.

Мещеряков Станислав Васильевич,
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой Промышленной экологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Остах Сергей Владимирович,
к.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Остах Оксана Сергеевна,
ассистент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Кушеева Виолетта Сергеевна,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, студент

119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65, комн. 534
тел.: +7 (926) 760-72-25, e-mail: Mironova_Ok@mail.ru

maket_vestnik_2017_05.indd 55 11.01.2018 15:53:48

DETERMINING THE «SWEET SPOTS» ON THE BASIS OF INTEGRATED GEOCHEMICAL, PETROPHYSICAL AND GEOMECHANICAL RESEARCHES

I. Matyasik

INiG-PIB, Kraków

The term sweet spot is understood in many ways, depending on the type of information being taken into account when interpreting the results of the study. Generally it can be defined as a colloquial term for a particular place or area within a search area / reservoir representing the best production or potential production. Sweet spots in shale reservoirs can be determined by SO abundance or rock thickness, presence of natural fractures, or other factors determined using geological data such as multilateral core analysis.

As a coincidence (the most favorable combination) a lot of geological, geomechanical, petrophysical and geochemical factors limited to one zone, many interdisciplinary factors / parameters need to be identified, many of them are geochemical. The first criterion that is the starting point is the TOC organic matter, which is determined either continuously from drilling rig measurements, or from direct measurements using different analyzers such as Leco or Rock-Eval. These direct point measurements are often used to calibrate continuous measurements.

ОРГАНИЧЕСКАЯ ПОРИСТОСТЬ – ОПРЕДЕЛЯЕМАЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО И ВЫЧИСЛЯЕМАЯ ТЕОРЕТИЧЕСКИ

И.М. Матясик

Термин «свит спот» толкуется по-разному, в зависимости от типа информации, учитываемой в ходе интерпретации результатов исследований. В общем термин этот можно понимать как: разговорное определение места или района в пределах разведочной площади / коллектора, представляющего самую высокую продуктивность либо потенциальную продуктивность. «Свит споты» в сланцевых резервуарах могут определяться по обилию оксида серы или толщине пород, наличию естественных трещин или других факторов, установленных с использованием геологических данных, как, например многофакторный анализ кернов.

Как самая предпочтительная комбинация ряда факторов: геологических, геомеханических, петрофизических и геохимических, ограниченных к одной зоне, характеристика «свит спотов» требует определения многих факторов / междисциплинарных параметров, значительная часть которых касается сферы геохимических испытаний. Первый исходный критерий – это обилие органического вещества TOC, которое определяется либо беспрерывно по измерениям в рамках геофизического исследования скважин, либо путем непосредственного измерения с использованием различных типов анализаторов, например, Leco или Rock-Eval. При помощи таких непосредственных измерений часто проводятся калибровки измерений беспрерывных.

INTRODUCTION

The common feature of 'shale gas' which distinguishes them at the same time from conventional accumulations of natural gas is their lack of spontaneous inflow into a drilled bore in volumes which would justify economic exploitation using traditional methods. Clayey-mudstone complexes contain 'shale gas' in micro pores, between laminas enriched with detritus components and also in natural crevices and micro fractures. Natural gas in shale is also absorbed by insoluble organic matter and by clayey minerals. The complexes of this type create a specific hydrocarbon system in which the same rock formation is at the same time the matrix. Sealing and collecting rock and hydrocarbons` migration occurs only in microscale.

Shale gas can also be in thin layers of porous mudstone and in sandstone layer intrusions in shale series. In such cases gas is classified as free gas and it is extracted together with absorbed gas.

For the proper estimation of shale gas reservoirs parameters, it is necessary to determine all sets of geological, geochemical, petrophysical, geomechanical, mineralogical and petrographical parameters.

This paper presents the general methods for the identification of the most promising places of shale gas resources (sweet spot) using high resolution seismic and well logging. This method involves multidirectional research and analytical activities leading to the characteri-

maket_vestnik_2017_05.indd 56 11.01.2018 15:53:48

zation of generally understood petrophysical, geochemical and geomechanical characteristics of rocks such as porosity, organic content thermal maturity, rock fragility. These are the elements that are taken into account when making exploitation decisions in shale formations.

Presented researches were performed to characterize the Polish Paleozoic shale with the aim to constrain its shale gas potential.

Estimating the reserves in shale type reservoirs required more interdisciplinary treatment than the works devoted to this subject in conventional reservoirs. In the evaluation of the presence of water and oil, the pore space must be taken into consideration. The next problem is the possibility of the existence of pore space in organic matter. Not only free gas existed in such type of pore space but also absorbed one, so in the calculations a ratio absorbed to free gas must be included.

The most important in shale gas investigations are geochemical works, using rocks samples as well as gas samples, from degasation of cores and directly from reservoirs. These types of investigations make it possible to execute a quantitative evaluation GIP (Gas in Place), and the same calculation for gas reserves.

Theoretically these investigations have been known but it was necessary to examine this method dedicated to shale gas system by performing some series of measurements, as well as preparing samples for investigations.

The place of Poland in relation to global unconventional gas resources is high in terms of unproved shale gas technically recoverable reserves 4.2 Tcm (European Commision, 2014). Resource estimates in Poland, have been different between 2010 and 2015, depending on the estimation method and available information from 1.4 bln m3, through 5.3bln m3 of gas to last estimations made by PIG-PIB and US Geological Survey according to which resources are 38.1 mld m3of gas and 8.1 mln tons of oil (report PIG-PIB, 2014)).

How should sweet spot be understood?

For a reliable estimate of resources in the case of shale formations, the term «sweet spot» was introduced.The term «sweet spot» is understood in many ways, depending on the type of information taken into consideration for interpretation. It is a coloquial expression for a target location or area within a play or a reservoir that represents the best production or potential production. Sweet spots in shale reservoirs may be defined by source-rock richness or thickness, by natural fractures, or by other factors, using geological data such as core analysis, well log data, or seismic data.

It is also understood as a coincidence (the best combination) of many geological, geomechanical, petrophysical and geochemical factors limited to one zone. Many interdisciplinary factors / parameters need to be identified, many of them are geochemical.

Crucial elements in assessing unconventional gas deposits can be divided into four main categories according to their importance and each of these categories refers to a different set of necessary information.

We chose 10 factors that are usually taken into account when determining «sweet spots» in shale formations for Paleozoic shale gas formations in Poland (Fig. 1).

Positions 1–4 include geological and geochemical criteria, which value limit are indicated on fig. 1 A «sweet spot» is characterized by:

- low reservoir water saturation,
- high organic matter content with abundant kerogen,
- low clay minerals content,
- high porosity, voids mostly filled with free natural gas,
- high permeability and/or rock fracturability,
- presence of natural fractures increasing the efficiency of hydraulic fracturing.

RESULTS AND DISCUSSION

The first criterion that is the starting point is the TOC organic matter, which is determined either continuously from drilling rig measurements or from direct measurements using different analyzers such as Leco or Rock-Eval. These direct point measurements are often used to calibrate continuous measurements.

The TOC should be read as a measure of the amount of OM (organic matter), measurable in the laboratory, and usually given in% by weight, or in% vol. Its value is closely connected with the degree of thermal transforma-

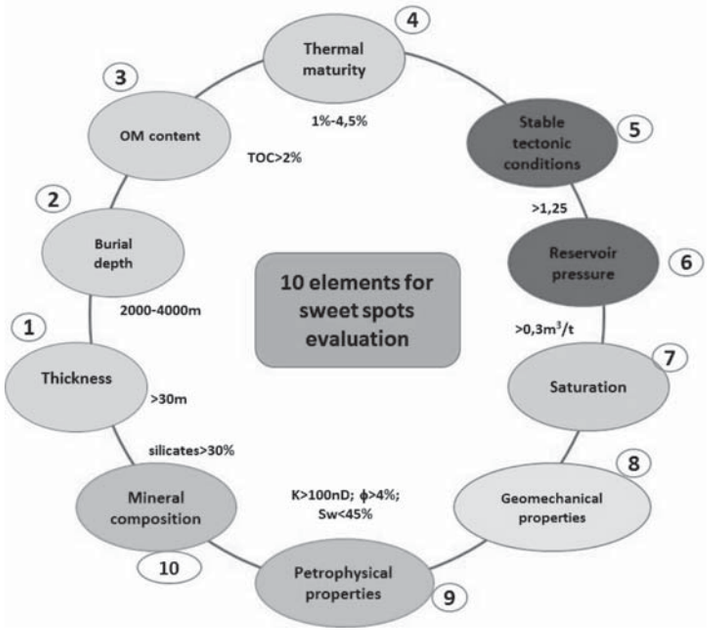


FIG.1.
Factors that are usually taken into account when determining «sweet spots» in shale gas formations

maket_vestnik_2017_05.indd 57 11.01.2018 15:53:49

tion, and therefore depends on the burial depth formation where the gas is being explored. The TOC content can be reconstructed to an initial value, taking into account the kerogen starting composition and the degree of thermal transformation.

Lateral and spatial TOC distributions constitute the first criterion in terms of geochemical researches. Based on numerous geochemical studies carried out for 7 wells the levels of potential production and absorption of gas in shale were chosen. Very high potential was identified in lower Silurian for which TOC content was in range from 0.5 to 6.7% currently (fig. 2).

For shale gas, it is important to reconstruct the initial conditions of the source rock generation potential by determining the initial total organic carbon (TOC0) content. The reconstruction is significant for the quantitative assessment of total content of hydrocarbons, that may be generated (depending on the type of kerogen), and for the amount of absorbed gas and organic porosity (Jarvie, et al, 2007). The current TOC distribution (depending on TOC_0, kerogen type, kinetics of source rock and thermal maturity) is thus an important criterion for assessing free gas against absorbed gas, which is crucial while making decisions that concern production (fig. 3A and 3B).

Reconstruction of original source rocks generative capacity, through determination of the initial TOC contents, were reconstructed to the initial total organic carbon (TOC_0) content. It provides a quantitative means to estimate not only the total volume of hydrocarbons that it can generate depending on kerogen type, but also the retained gas and organic porosity. For reconstruction of TOC_0 was used, information about distribution of kerogen and thermal transformation (Romero-Sarmiento et al., 2013)

$$TOC = TOC_{ker} + TOC_{res},$$

where: TOC_{ker} – generative- responsible for hydrocarbons generation and creation of organic porosity; TOC_{rez} – nongenerative- it remains constant during transformation of organic matter:

$$TOC_{ker} + TOC_0(1\text{-}TR)$$

where: TOC_O – TOC initial; TR – transformation ratio.

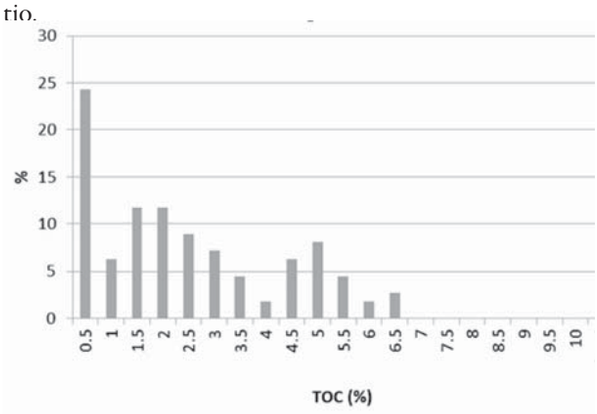


FIG.2.
Distribution TOC measurements for lower Silurian currently

TOC_0 is an important value for evaluation of the quantity of hydrocarbon generation and also for evaluation of the quantity of gas absorbed and organic porosity. For all wells , evaluation of free gas content vs gas absorbed (fig. 4) was done, which is essential for taken decisions.

After recognizing the geochemical characteristics of shale gas formations the next step to assess the reservoir properties of these unconventional formations, was to determine reservoir properties. The term 'reservoir properties', refers to the ability of rocks to accumulate oil and/or gas. Quantitative assessment of accumulated oil in shale gas formations include the oil that fills the pore space and oil which is absorbed by organic-rich shale. A significant portion of total porosity in the case of shale rocks, is obtained from the loss of organic matter, as a result of processes of hydrocarbon generation.

The amount and size of distribution of organic porosity depends on the quality, quantity and thermal maturity of the organic matter. The formation of organic porosity is found to be convergent with the onset of oil generation and reaches maximum when labile content of kerogen is converted to hydrocarbons.

Such measurements were performed for the majority of samples from the Polish Paleozoic shales. The results of the study are presented in Table 1.

The value of organic porosity was calculated. depending on the applied model adopted according to the literature data (Kuchinskiy, 2013), Chen (Jiang, 2016) signifcantly different from each other and tending to reflect their individuality in relation to the Paleozoic shales in Polish conditions. It seems that the second method, which included more geochemical parameters such as: expulsion ratio, specific gravity of kerogen, transformation ratio and kerogen type coefficient is more adequate. However. both methods are only approximations, because of mistakes made during the reconstruction of the original geochemical parameters (HI_o. TOC_o) and assessment of expulsion ratio.

The studies and their common interpretation should give an estimate of the so-called. exploration risk. Particular categories are presented on separate radar charts which contain appropriate value (fig. 5).

CONCLUSION

Despite numerous exploration wells, shale gas resources have not been definitely estimated.

Based on the investigations' results, we can say that the most prospective layers were found in lower Silurian and Ordovician, of which thicknesses reached up to 20 m.

Comparing geochemical and petrophysical parameters we concluded, that shale deposits are different in northern and south – eastern Poland. Major differences are distinguished between such parameters as maturity and gas saturation. Besides organic matter richness and maturity, petrophysical properties such as porosity and permeability also differ.

maket_vestnik_2017_05.indd 58 11.01.2018 15:53:51

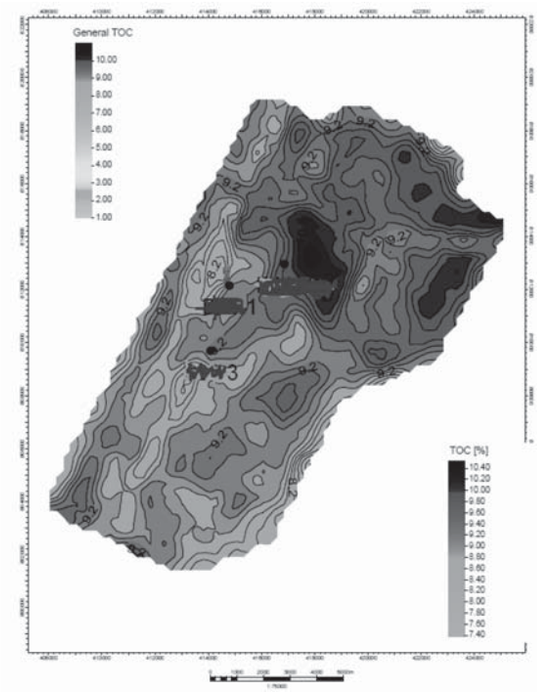


FIG. 3A.

Lateral distribution of TOC in Paleozoic shales currently, based on measured values of TOC

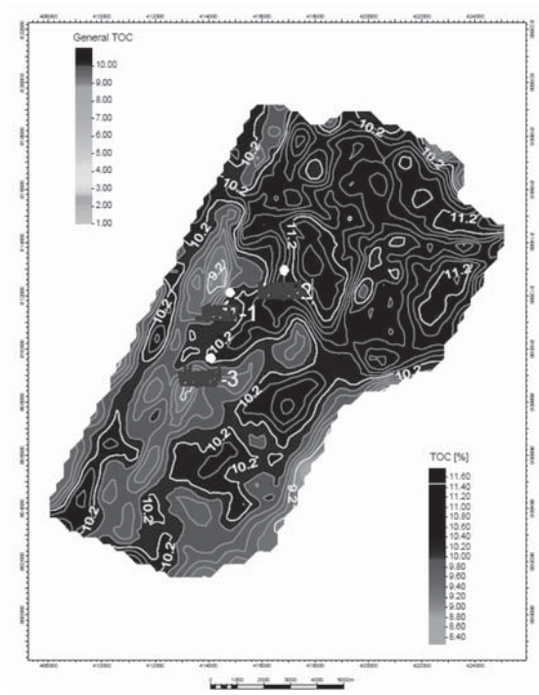


FIG.3B.

Lateral distribution of TOC in Paleozoic shales after reconstruction based on calculated using transformation ratio

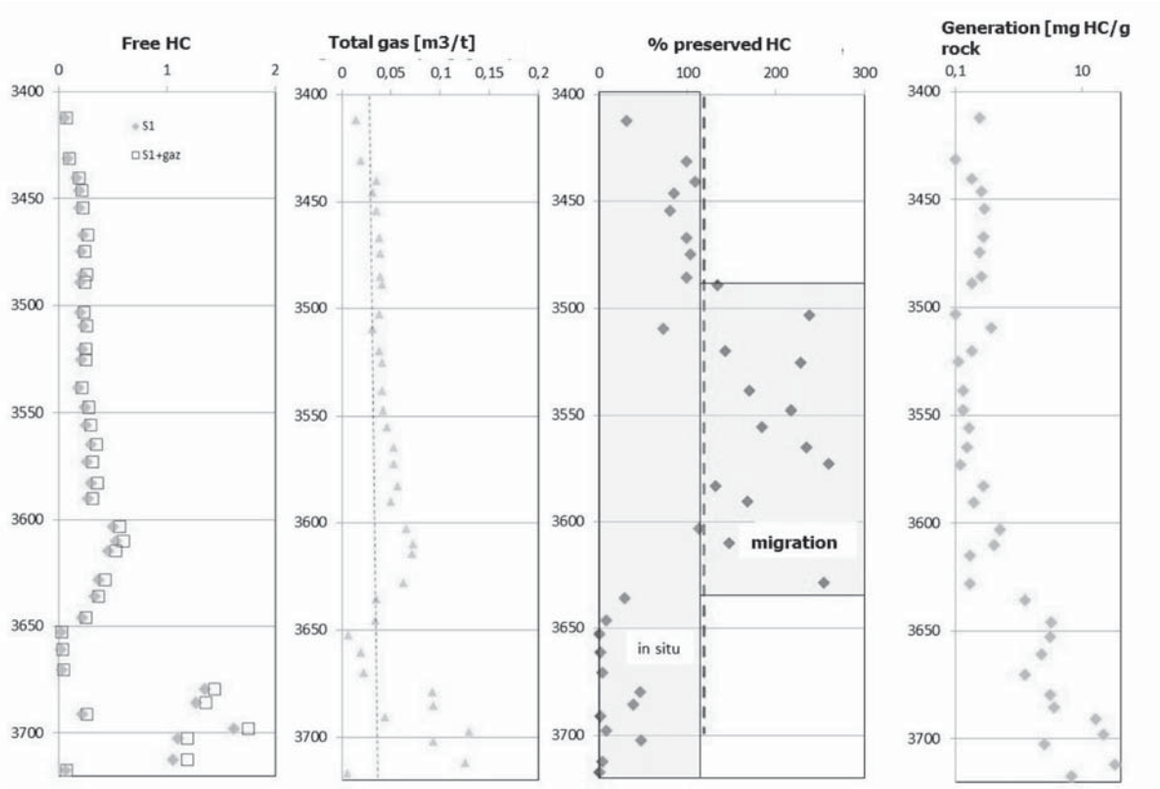


FIG.4.

Quantity of desorbed gas vs HC generation

Bibliography

1. Adapted from oral presentation given at AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania,

maket_vestnik_2017_05.indd 59 11.01.2018 15:53:53

TABLE 1.

Formation	TOCo [%]	ΔTOC [%]	HIo mgHC/g TOC]	ΔHI [mgHC/g TOC]	T_{max}/Tr [oC/]	Total porosity [%]	Prosity from absorption [%]	Φ_1 [%]	Φ_2 [%]
Ordovician	7.06	1.46	394	243	444/50	9.86		4.32	1.20
	4.86	0.73	364	201	443/49	5.97		4.51	0.70
	6.07	0.47	401	222	444/48	9.48		8.15	0.93
Upper Cambrian	5.37	0.47	170	104	430/46	4.27		2.81	0.31
Silurian	5.66	0.74	210	153	457/73	5.28	3.96/7.78	1.28	1.53
	2.87	0.36	186	146	472/78	2.97	3.55/7.54	1.06	0.82
Ordovician	5.27	0.61	188	136	454/72	4.21	3.87/9.56	0.95	1.44
	3.28	0.36	162	128	458/79	4.36	4.12/7.78	0.76	0.88
Silurian	4.81	0.78	306	191	454/62		3.55/8.70	2.49	1.44
Ordovician	5.40	0.98	318	213	456/67		3.60/7.92	2.98	1.26

Total porosity –results from measurement (mercurimetric method)
F_1– organic porosity calculated according to Kuchinskiy, 2013
F_2– organic porosity calculated according to Chen Jiang., 2016

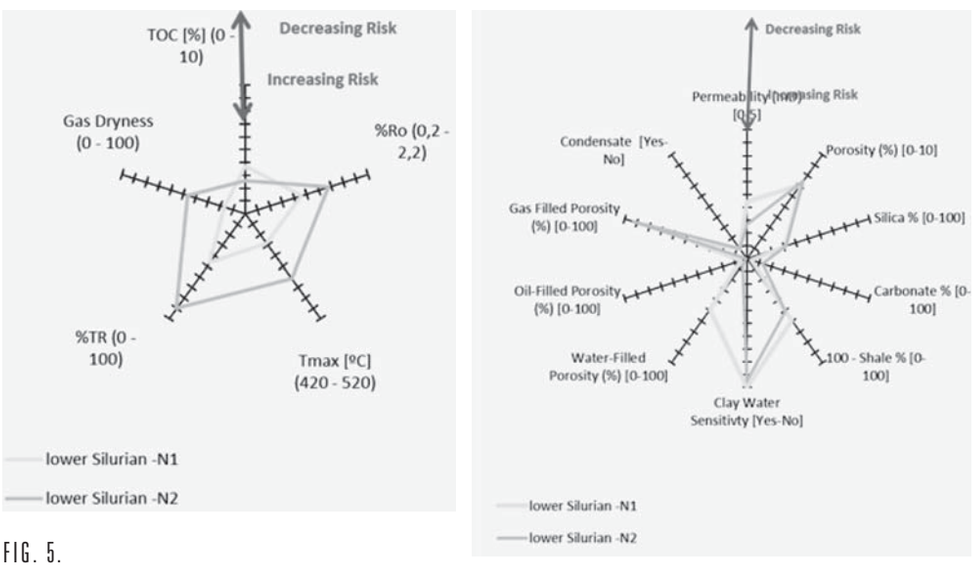


FIG. 5.
Risk evaluation using geochemical and petrophysical data

May 19–22, 2013.

2. **Chen Zhuoheng, Chunqing Jiang.** A revised method for organic porosity estimation in shale reservoirs using Rock-Eval data: Example from Duvernay Formation in the Western Canada Sedimentary Basin // AAPG Bull. 2016. V. N 3. P. 405–422.
3. **Jarvie D.M., Hill R.J., Ruble T.E. and Pollastro R.M.** Unconvetional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment // AAPG Bull. 2007. V. 91, N 4. P. 475–499.
4. **Kuchinskiy V.** Organic Porosity Study: Porosity Development within Organic Matter of the Lower Silurian and Ordovician Source Rocks of the Poland Shale Gas Trend. 2013.
5. Raport PIG-PIB, 2014. Prognostyczne zasoby gazu ziemnego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski. www.pgi.gov.pl.
6. **Romero-Sarmiento M.F., Ducros M., Carpentier B., Lorant F., Cacas M.C., Pegaz-Fiornet S., Wolf S., Rohais S., Moretti I.** Quantitative evaluation TOC, organic porosity and gas retention distribution in gas shale play using petroleum system modeling: Application to the Mississippian Barnett Shale. Marine and Petroleum Geology. 2013. V. 45. P. 315–330.

maket_vestnik_2017_05.indd 60 11.01.2018 15:54:10

УДК 502.55(21):553.98

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

М.П. Папини[1], С.В. Остах[2], О.С. Остах[2], В.С. Кушеева[2]

[1] Университет Сапиенза, г. Рим ,
[2] Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В статье представлены особенности прогнозно-аналитическая оценки углеводородного загрязнения геолого-технологической системы нефтегазодобычи. Рассмотрены процессы трансформации УВ-загрязнения и формирования геохимической зональности. Приведены варианты реализации комплексной системы ликвидации УВ-загрязнений.

Ключевые слова: *нефтезагрязненные почвы, геолого-технологическая система, ресурсосберегающие технологии, техногенные потоки, углеводородные загрязнения.*

THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL BASIS FOR DEVELOPMENT OF RECOVERY STRATEGY FOR OIL-POLLUTED SOILS AND ADJIACENT GEOLOGY-TECHNOLOGICAL SYSTEM IN OIL AND GAS PRODUCTION

M.P. Papini, S.V. Ostakh, O.S. Ostakh, V.S. Kusheeva

The article presents the peculiarities of forecasting and analytical assessment of hydrocarbon pollution of geological and technological systems of oil and gas. The processes of transformation of hydrocarbon contamination and the formation of geochemical zoning. The options to implement a comprehensive system of elimination of hydrocarbon contamination are given.

Keywords: *recovery of oil-contaminated soils, geological-technological system, energy saving technologies, man-made streams, hydrocarbon contamination.*

Использование современных технологий и строгое соблюдение проектов строительства скважин в процессе разработки нефтяных месторождений и требований технических регламентов при добычи нефти, не может гарантировать отсутствие загрязнения геологической среды в течение всего срока эксплуатации скважин и, тем более, на стадии их консервации.

Фактор неопределенности, связанный с невозможностью идентификации и картирования загрязнений в стволе скважин, делает проблему межскваженных перетоков наиболее опасным источником техногенных потоков нефти. Нефтяные скважины, даже законсервированные и ликвидированные по всем правилам и нормам, представляют большую опасность. Под влиянием окружающей среды они часто превращаются в источник вторичного загрязнения прилегающих территорий нефтью, газом, сероводородом и пластовыми водами.

При этом комплекс нефтепромысловых сооружений, в состав которых традиционно входят трубопроводы, установки первичной подготовки нефти и сборные пункты (резервуары) являются сооружениями, вызывающими образование техногенных залежей углеводородов в виде «линз».

Достаточная изученность проблемы загрязнения геологической среды до первого от дневной поверхности водоносного горизонта позволяет сделать вывод о негативном воздействии на все компоненты окружающей природной среды (рис. 1). Среди лимитирующих факторов, влияющих на характер радиальных миграций загрязнений, следует выделить: количество и физические свойства загрязняющего флюида; морфологические, структурные и генетические особенности почвенного профиля. Водно-термический режим и механический состав почв определяют возможные направления передвижения потока: накопление его в горизонте в результате сорбции или наличие почвенно-геохимических барьеров; либо диффузия и стекание потока под действием гравитационных сил в нижележащие горизонты.

maket_vestnik_2017_05.indd 61 11.01.2018 15:54:15

Основные среды, формирующие техногенные потоки на нефтяном промысле, это пластовая жидкость, состоящая из сырой нефти, газа и нефтяных вод; законтурные воды; промывочная жидкость; буровые растворы; нефть; сточные воды первичной подготовки нефти; химические агенты, повышающие нефтеоотдачу; различные присадки и т.п. В результате несовершенства или нарушения технологии, неудовлетворительного качества обсадных труб, износа оборудования, а также аварийных ситуаций существует угроза попадания этих веществ в окружающую среду.

Наиболее опасным считается воздействие от движения углеводородных сред. Нефтяные эмульсии, обладающие высокой миграционной способностью в пористых средах, просачиваются в почвенные горизонты и рыхлые отложения, а при попадании в ландшафты с промывным режимом – рассеиваются. Эти особенности распространения УВ-загрязнения обуславливают значительное увеличение территорий, подверженных негативному воздействию.

Последствия УВ-загрязнения определяются природой: LNAPL (Light Non-Aqueous Phase Liquid) и DNAPL (Dense Non-Aqueous Phase Liquid), количеством загрязняющих веществ, а также интенсивностью их распространения. Перечисленные факторы влияют на способность экосистемы к самоочищению. Попадая в почву и воды, нефть приводит к нарушению природного геохимического баланса, негативно воздействует на живое вещество экосистемы, обволакивая корни, листья и стебли растений, нарушая водно-воздушный баланс и обмен веществ организмов.

В результате загрязнения углеводородами недр, включая водные ресурсы, может происходить изменение природных ландшафтов и гидрогеологических условий, масштаб которых в настоящее время не подвергается оценке.

Так, существуют общие представления об устойчивости разных объектов – химических соединений, минералов, горных пород, организмов, популяций, почв, экосистем. Эта схема отражает два взаимодополняющих аспекта устойчивости объекта:

1) его реакцию непосредственно во время воздействия и

2) возможность возврата в исходное состояние после прекращения воздействия.

Устойчивость почвы определяется как ее способность длительное время сохранять состав, структуру, функционирование, пространственное положение в условиях относительно небольшого изменения свойств факторов почвообразования, а также восстанавливать основные качественные характеристики своего исходного состояния [1–3]. При этом необходимо учитывать оба аспекта устойчивости – резистентную (сохранение почвы) и регенерационную (восстановление). Для оценки по каждому аспекту требуются отдельные критерии, которые пока разработаны далеко не полностью.

Процессу формирования линз соответствует образование следующих видов загрязнения: почвогрунтов; грунтов зоны аэрации; горизонта грунтовых вод, которые чаще всего образуются в местах непосредственного разлива углеводородов и на участках близкого к поверхности залегания загрязненных грунтовых вод в результате подъема их уровня (вторичное загрязнение). Указанные виды загрязнения геологической среды взаимосвязаны и оказывают непосредственное влияние на характер и масштабы взаимного загрязнения (рис. 1).

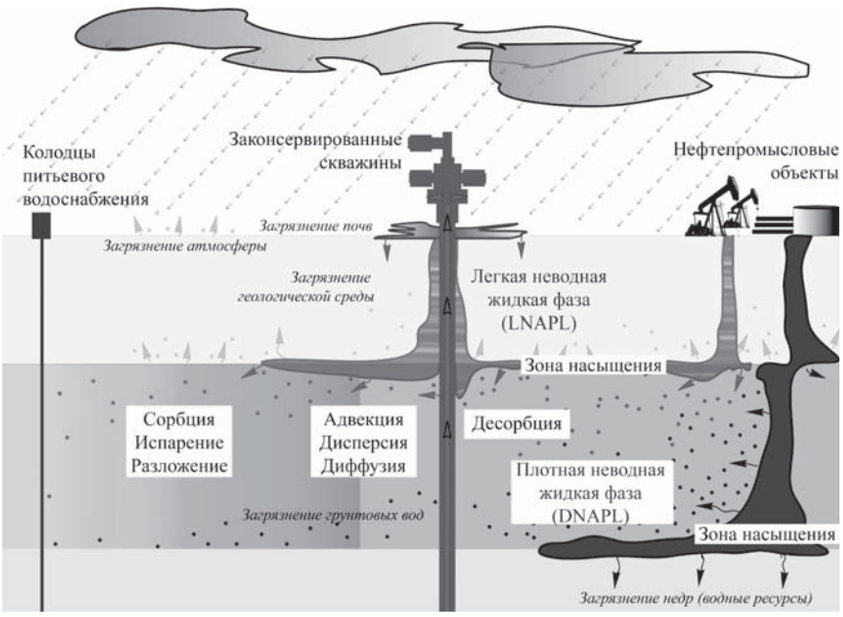


РИС. 1.
Прогнозно-аналитическая схема загрязнения геолого-технологической системы

Линзы образуются у зеркала вод первого от поверхности горизонта грунтовых вод и мигрируют по его уклону, частично «размазываясь» в пределах зоны аэрации в направлении движения грунтовых вод.

УВ-загрязнение геологической среды характеризуется сложной многоуровневой структурой, величина нефтепродуктонасыщенности которой редко превышает 50%, а иногда снижается до 5–10% [2].

Процессы трансформации УВ-загрязнения и формирования геохимической зональности

maket_vestnik_2017_05.indd 62 11.01.2018 15:54:15

в совокупности с некачественно проведенными ремедиационными мероприятиями могут привести к развитию вторичного загрязнения.

Положение аномальных зон уточняется в ходе прогнозно-аналитической схемы по ландшафтным признакам и геохимическим данным, дешифрированным изображениям на аэрофотоснимках и космических снимках, а также другим доступным источникам.

Важное значение имеет возраст УВ-загрязнения. Его источники подразделяются на объекты длительного и ограниченного воздействия по времени.

Неисчерпывающий перечень рассмотренных условий формирования вторичных техногенных потоков свидетельствует о необходимости адаптации наилучших природоохранных практик под условия конкретных площадок прошлого экологическое ущерба.

Работоспособной природоохранной практикой считается корреляции диапазонов технологических параметров с учетом местных, в том числе природно-климатических, условий, а также разработка материалов оценки воздействия на окружающую среду, где никак не стоит занижать значимость идентификации и дифференциации источников загрязнения согласно модельным представлениям.

Несмотря на значительное количество работ по математическому моделированию миграции нефтепродуктов, в настоящее время отсутствуют обобщающие публикации, которые характеризовали бы проблему в целом, с анализом различных подходов и методик.

Поскольку смеси углеводородов относят к жидкостям, которые не смешиваются с водой, теория их нахождения и миграции в подземной среде может базироваться на более разработанной теории передвижения воды в зоне аэрации, в которой воздух и вода взаимодействуют как несмешивающиеся флюиды.

Алгоритмизированный подход к реабилитации загрязненных территорий с учетом модельных представлений, совместно разрабатываемых РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и Римским университетом Сапиенза, представлен на рис. 2.

Коммерциализация наилучших природоохранных практик и использование международного опыта для решения стратегически важных задач обеспечения экологической безопасности – перспективные направления экологической политики нефтяных регионов в условиях интенсивного развития топливно-энергетического комплекса.

На основании комплексного обследования нарушенных территорий старых разработанных нефтегазовых месторождений, определения базовых технологических параметров приостановленных или законсервированных объектов возможно формировать методические основы выбора и реализации технологий и технических решений обнаружения и прогнозирования последствий развития сценариев для основных рисковых зон. Также предполагается внедрение комплекса информационных и ресурсосберегающих технологий сбора данных и анализа динамики формирования показателей реального и потенциального ущерба, осуществления эколого-восстановительных (реабилитационных) мероприятий.

В области минимизации негативного воздействия компонентов техногенных УВ потоков на окружающую среду можно выделить два основных развиваемых направления: это извлечение, предусматривающее откачку и очистку подземных вод, и использование полезных компонентов и регулирование скорости и направления распространения потока.

Реализация проектов восстановления нефтезагрязненных почв и прилегающей геолого-технологической системы нефтегазодобычи целесообразно основывать на анализе эффективности альтернативных и ресурсосберегающих технологий (рис. 3).

Извлечение УВ-потоков методом откачки чревато негативными последствиями в виде вторичного загрязнения и трудно осуществимо. Поэтому в настоящее время активно развиваются методы адаптивного управления техногенными потоками. В первую очередь это направление реализуется с использованием техногенных барьеров, имеющих различную проницаемость для компонентов потока и таким образом ограничивающих их дальнейшее перемещение [4]. Такие барьеры, созданные на основе современных достижений науки, формируются на пути техногенных потоков в дополнение к существующим природным ландшафтно-геохимическим барьерам.

Локализация компонентов указанных потоков, таким образом, позволяет предотвратить миграцию токсичных веществ в подземные грунтовые воды, рассеивание их в окружающей среде и накопление в различных средах и живых организмах.

Для выявления наилучшей природоохранной практики в рассматриваемой сфере деятельности принимаются во внимание технологии, основанные на физических и биологических методах утилизации [5–7].

Предметом стандартизации является методология применения апробированных технологий, наилучших в экологическом плане, доступных экономически, пригодных для практического внедрения и обеспечивающих высокий уровень защиты окружающей среды.

К перспективным технологиям восстановления нефтезагрязненных почв и прилегающей геолого-технологической системы нефтегазодобычи является биовентилирование и циркуляция подземных вод. Их развитие позволит реализовывать технологические комплексы, предусматривающее создание эшелонированной защиты уязвимых природных объектов.

Представленный в настоящей работе подход может быть использован для оценки показателей масштабов последствий максимально возможных объемов и границ УВ-загрязнения, а также его следует использовать

maket_vestnik_2017_05.indd 63 11.01.2018 15:54:18

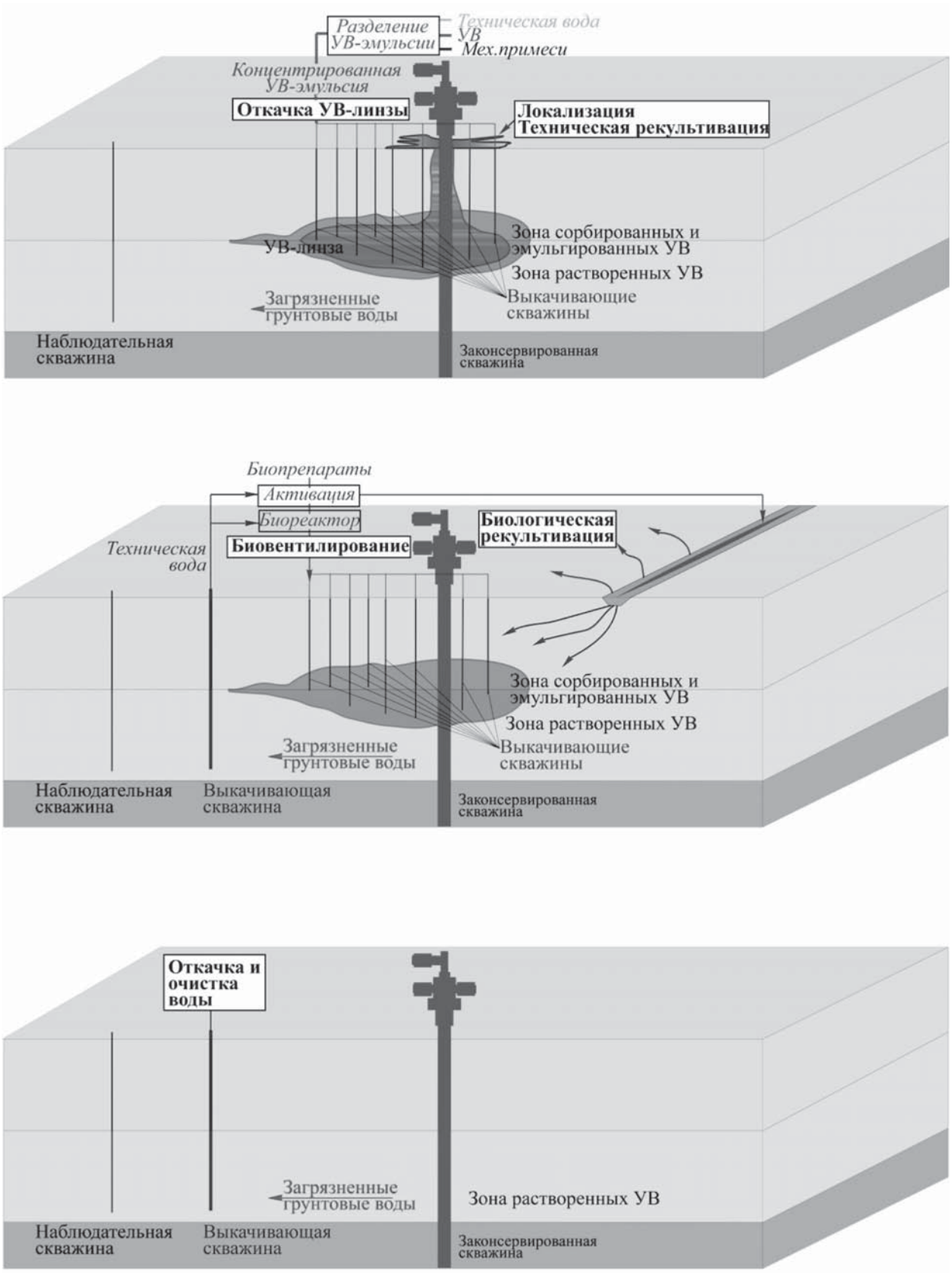


РИС. 2.
Комплексная система ликвидации УВ-загрязнений

maket_vestnik_2017_05.indd 64 11.01.2018 15:54:18

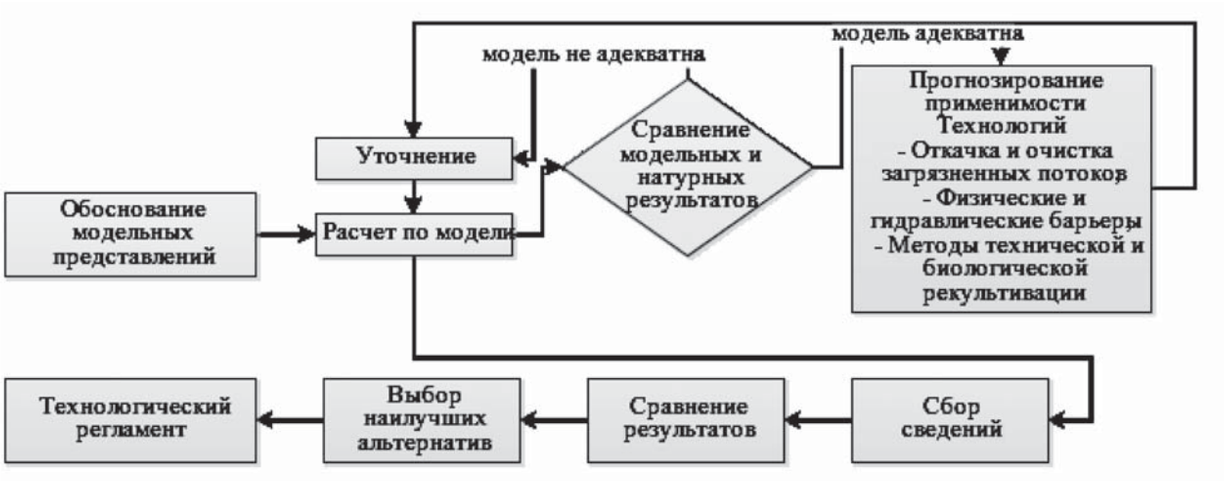


РИС. 3.
Анализ эффективности альтернативных и ресурсосберегающих технологий

при выборе альтернативных технологических решений и планировании природоохранных практик в нефтегазодобыче.

Литература

1. **Геннадиев А.Н., Пиковский Ю.И.** Карты устойчивости почв к загрязнению нефтепродуктами углеводородами: метод и опыт составления // Почвоведение. 2007. № 1. С. 80–92.
2. **Огняник Н.С., Парамонова Н.К., Брикс А.Л., Пашковский И.С., Коннов Д.В.** Основы изучения загрязнения геологической среды легким нефтепродуктами. Киев: А.П.Н., 2006. 278 с.
3. **Середин В.В.** Оценка геоэкологических условий санации территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Пермь: Перм. гос. техн. ун-т, 1998. 153 с.
4. Model-driven soil probing, site assessment and evaluation guidance on technologies / Ed. M.Kastner et al. Roma: Sapienza Università Editrice, 2012. xix+307 p.
5. Информационно-технический справочник ИТС 8-2015 «Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях».
6. Информационно-технический справочник ИТС 15-2017 «Утилизация и обезвреживание отходов (кроме обезвреживания термическим способом (сжигание отходов)».
7. ГОСТ Р 57447-2017 Наилучшие доступные технологии. Рекультивация земель и земельных участков, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Основные положения.

Марко Петранжели Папини,
д.т.н., профессор, Университет Сапиенза г. Рим (Италия),

Сергей Владимирович Остах,
к.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Оксана Сергеевна Остах,
ассистент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

Виолетта Сергеевна Кушеева,
студент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, комн. 534
тел.: +7 (926) 760-72-25, e-mail: Mironova_Ok@mail.ru

maket_vestnik_2017_05.indd 65 11.01.2018 15:54:20

УДК 504.062

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВОГРУНТОВ ТЕРРИТОРИЙ НАКОПИТЕЛЕЙ ОТХОДОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Я.Ю. Борисайко[1], Г.Г. Попова[1], А.С. Каськов[2]

[1] Кубанский государственный технологический университет
[2] ООО «Институт геолого-экологического мониторинга»

Рассмотрены проблемы вторичного загрязнения почвогрунтов накопителями отходов нефтедобычи длительного хранения, исследован компонентный и групповой состав загрязняющих веществ, разработан состав органо-минеральной микробиологической смеси для интенсификации процессов самовосстановления нефтезагрязненных территорий.

Ключевые слова: *отходы предприятий нефтегазодобычи, вторичные нефтяные загрязнения, накопители отходов, интенсификация процессов самовосстановления.*

INTENSIFICATION OF REMEDIATION PROCESSES IN OIL-CONTAMINATED SOILS OF OIL AND GAS PRODUCTION WASTE ACCUMULATION AREAS

Y.Y. Borisaiko, G.G. Popova, A.S. Kaskov

The paper deals with the problems of secondary contamination of soils by long-term oil production waste accumulation areas. The blend and group composition of the pollutants has been studied and the composition of organic and mineral microbiological mix for enhancing the processes of self-regeneration in oil-contaminated areas has been developed.

Keywords: *oil and gas production waste, secondary oil pollution, waste ponds, intensification of self-regeneration processes.*

В Краснодарском крае расположены шламонакопители длительного хранения отходов нефтегазодобычи и достаточно остро стоит проблема восстановления нефтезагрязненных почвогрунтов этих территорий. Исследования влияния шламонакопителей отходов нефтегазового комплекса на окружающую среду проведены по Государственному контракту № П1158 на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд в рамках проекта «Мониторинг геохимических процессов и разработка методологических основ снижения влияния на окружающую среду шламонакопителей отходов нефтегазового комплекса» в период с 2010 по 2013 годы (федеральная целевая программа «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России») [3]. Проведены исследования территорий нескольких шламонакопителей в различных районах Краснодарского края.

Накопители нефтесодержащих отходов представляют собой экологическую опасность, так как являются источниками вторичного загрязнения окружающей среды. Даже после первичных рекультивационных мероприятий нефтяные загрязнения, лежащие в нижних слоях почв, поднимаются на поверхность, оказывая негативное влияние на почвы и атмосферный воздух. Исследование равновесной газовой фазы почва-воздух территории шламонакопителей показало наличие углеводородов C_1–C_{10} на глубине 20–40–60 см. При повышении температуры до 30–50° С концентрации углеводородов C_1–C_{10} увеличиваются в 9–10 раз. С повышением температуры углеводорода переходят в атмосферный воздух и представляют угрозу здоровью людей и окружающей природной среде [2].

Исследования группового состава углеводородов в нефтезагрязненных почвогрунтах зоны воздействия и донных отложений накопителей методом ИК-спектрометрии показали наличие следующих веществ: н-парафинов (C_5–C_{10}), изопарафинов (2,3-диметилпентан, 2-м-C_5,C_7, 3-м-C_5,C_7), нафтенов (МЦ-C_5,C_6), ароматических углеводородов (метилбензол, этилбензол, о-ксилол, м-,п-ксилол, п-пропилбензол, 1-метил-3этилбензол, 1,3,5-триметилбензол, 1-метил-2-этилбензол, 1,2,4-триметилбензол), олефинов. Наиболее трудно разлагающимися в природных условиях являются ароматические углеводороды.

maket_vestnik_2017_05.indd 66 11.01.2018 15:54:21

Исследование проб почвогрунтов территорий шламонакопителей методом биотестирования показало острую биологическую токсичность на расстояние 100–150 м от края шламонакопителя.

Качественный состав и диагностическое распределение компонентов, входящих в состав нефтезагрязнений, определялись методом хроматомасс-спектрометрии на газовом хроматографе фирмы «Agilent-technologies» (США) модели 6850A с масс-селективным детектором модели 5973N. Обработка хроматограмм и идентификация компонентов производилась с использованием программного продукта «Enhansed data analysis ».

В результате проведенных исследований установлено: основными компонентами проб является смесь углеводородов, образующих непрерывный ряд, включая пики растворителей (гексан, толуол), а также множество пиков веществ, входящих в состав нефтепродуктов и не содержащихся в значимых количествах в используемых растворителях – насыщенные углеводороды нормального и разветвленного строения, нафтены, а также ароматические углеводороды в относительно высоких количествах - п- и о-ксилол, этилбензол, циклопентан, циклогексан и их метил, этил- ди-три-замещенные гомологи. Из продуктов окисления идентифицированы дикарбоновые ароматические кислоты – 1,2-бензолдикарбоновая кислота, бис (2-этилгексил) фталат, 2-оксепанон, 7-метил-2-оксепанон.

Шламонакопители длительного хранения образуют зоны экологических катастроф, где нарушена, либо уничтожена полностью способность природы к самовосстановлению. Поэтому другим важным вопросом является восстановление нефтезагрязненных грунтов с использованием принудительной интенсификации природных процессов самовосстановления. Для Краснодарского края актуален поиск с технологий очистки территорий накопителей отходов нефтегазодобычи, исключающих вторичное загрязнение окружающей среды.

Для разработки экологически безопасной технологии, исключающей вторичные загрязнения, нами в течение 2014–2017 гг. предложен и апробирован в полевых условиях состав органо-минеральной микробиологической смеси, позволяющий в интенсивном режиме запустить механизмы самовосстановления загрязненных территорий.

Для выбора компонентов органоминеральной смеси нами изучены отходы производства сельскохозяйственной продукции и отходы их переработки. Использовались: многотоннажный отход сельскохозяйственного производства полова – органический компонент, представляющий собой отход при обмолоте и очистке зерна хлебных злаков и некоторых других культур; отход масложирового производства – диатомит – минеральный компонент, представляющий собой осадочную силикатную горную породу с примесями фосфолипидов после очистки растительных масел. Полова в своей структуре удерживает кислород, необходимый для дыхания, фосфолипиды являются питательным компонентом для микроорганизмов.

В качестве микробиологического компонента взяты препараты: «Байкал ЭМ-1» – препарат, содержащий несколько культур полезных микроорганизмов и Экстрасол – ростстимулирующий и защитный биопрепарат, созданный на основе штамма *Pseudomonas fluorescens* ризосферных, азотфиксирующих бактерий, предназначенный для улучшения питания овощных, зерновых и технических культур, а также повышения их урожайности. Их основу составляют молочнокислые бактерии, которые подавляют гнилостную микрофлору, способствуют более быстрой очистке почв от вредных веществ и патогенных микроорганизмов.

На стадии лабораторных исследований в качестве культуры-индикатора динамики процессов восстановления питательных свойств почв, а значит снижения концентраций нефтяных загрязнений, использовали подготовленную к проращиванию в течение двух суток фасоль, так как эта культура дает быстрый рост, а количество листьев, толщина стебля, их размеры являются объективным информативным сигналом состояния исследуемых процессов.

Состав органо-минеральной смеси подбирался путем анализа роста фасоли в лотках десяти проб с разным массовым соотношением компонентов нефтезагрязненный грунт: полова : диатомит (Г:П:Д) (табл. 1) [1].

Были приготовлены трех- и двухкомпонентные смеси, а также пробы нефтезагрязненного грунта без добавления органоминеральной смеси. Пробы с одинаковым соотношением компонентов поливались растворами различных биопрепаратов. Смеси готовились послойно и с перемешиванием всех компонентов. Для приготовления исследуемых проб использовался нефтезагрязненный грунт одинакового состава.

Исследуемые пробы в течение суток обрабатывали раствором биологического препарата и производили высев фасоли по 10 зерен в каждый лоток с регулярным поливом раствором Байкал ЭМ-1 и Экстрасол. Наблюдения за формированием и ростом ростков фасоли проводились в течение двух месяцев. Первые всходы сформировались на пятнадцатый день эксперимента.

Результаты эксперимента представлены в виде диаграмм динамики роста биотеста на рис. 1.

Рекультивация, основанная на интенсификации процессов самоочищения нефтезагрязненных грунтов с помощью эффективных биопрепаратов, наиболее эффективна в органо-минеральных трехкомпонентных смесях Г:П:Д в соотношении 2:1:1, перемешанных между собой или при послойном расположении компонентов органо-минеральной смеси, так как в этих пробах всходы были наиболее мощные и жизнеспособ-

maket_vestnik_2017_05.indd 67 11.01.2018 15:54:21

ТАБЛИЦА 1.

Составы экспериментальных органо-минеральных смесей

№ пробы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Соотношение компонентов Г:П:Д	2:2:1	2:1:1	2:1:1	2:2:0	2:1:0	2:1:0	1:2:0	1:1:0	1:0:0	1:0:0

ные. В двухкомпонентных почвенных смесях наилучшие всходы наблюдаются в пробах с равными частями нефтезагрязненного грунта и половы, но по габитусу (мощности) уступают растениям, где в почве содержится диатомит. В органо-минеральных смесях с большим содержанием половы (1:2) всходы фасоли дружные и высокие, но слабые. В однокомпонентных почвенных составах, представленных нефтезагрязненным грунтом после обработки растворами биопрепаратов Байкал ЭМ-1 и Экстрасол (пробы 9, 10), наибольшую активность по всхожести показали всходы, обработанные раствором Экстрасол, но эти всходы были самые вытянутые и слабые, погибали в течение недели после всходов. При сравнении трех- и двухкомпонентных смесей наблюдалась более высокая всхожесть (на 50% выше) у проростков на двухкомпонентной почвенной смеси, но по габитусу всходы, проросшие на трех компонентной почвенной смеси, содержащей диатомит, более мощные и жизнеспособные. В пробах двухкомпонентных почвенных смесей (нефтезагрязненный грунт и полова) без диатомита наблюдаются дружные вытянутые по высоте, но слабые по своей жизненности всходы. В трехкомпонентных органоминеральных смесях, где диатомит равномерно перемешан, всходы прорастают постепенно, набирая высоту и силу.

Степень увлажненности почвенных смесей определялась визуально в зависимости от погодных условий и температуры воздуха окружающей среды. В зависимости от этого фактора определялось количество раствора Байкал ЭМ-1 или Экстрасол для полива экспериментальных проб. Оба микробиологических препарата показали хорошую эффективность и могут быть использованы в смеси или индивидуально как альтернативные.

Одним из показателей, определяющих экологическое состояние почвогрунтов, является содержание тяжелых металлов. В пробах после экспериментальных исследований были определены концентрации тяжелых металлов (табл. 2). Значение ПДК принято по ГОСТ Р 53381-2009 «Почвы и грунты. Грунты питательные. Технические условия»

Содержание тяжелых металлов в почвогрунтах после проведения экспериментальных исследований значительно ниже предельно-допустимых концентраций, установленных ГОСТ.

Для определения эффективности процессов восстановления нефтезагрязненных почвогрунтов после проведения экспериментальных исследований определено содержание гумуса в % к массе воздушно-сухой почвы. Результаты представлены в табл. 3.

Результаты полевых исследований показали эффективность применения половы и диатомита для восстановления нефтезагрязненных почвогрунтов при рекультивационных мероприятиях.

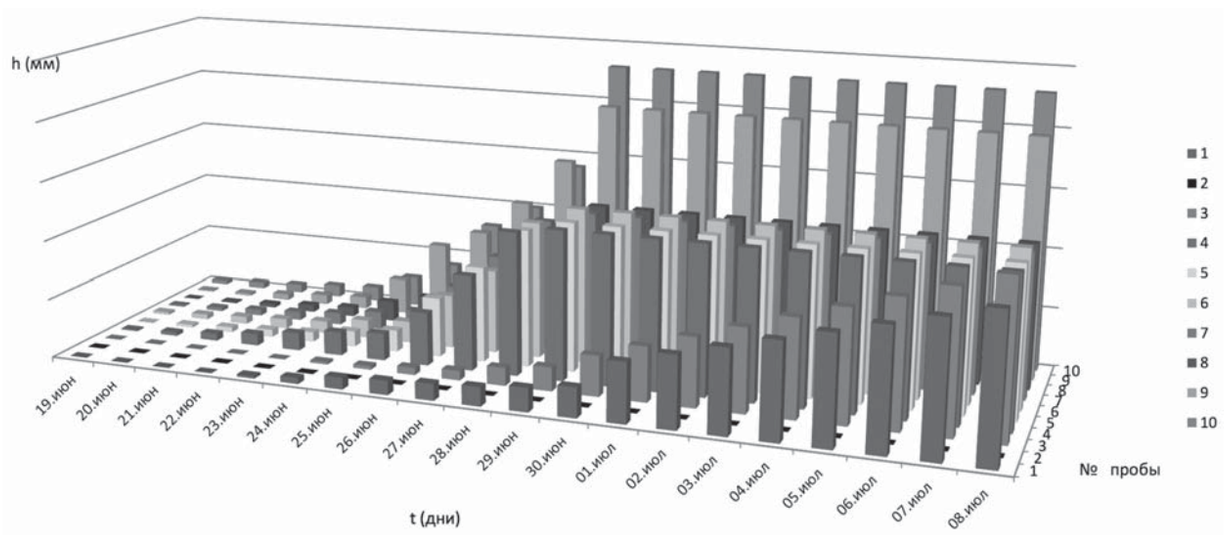


РИС. 1.

Динамика роста биотеста на различных составах ОМС

maket_vestnik_2017_05.indd 68 11.01.2018 15:54:22

ТАБЛИЦА 2.

Валовые концентрации тяжелых металлов (мг/кг) после эксперимента

№ пробы	Концентрация металлов (мг/кг)				
	никель	свинец	медь	цинк	кадмий
1	2,3	9,3	15	15,0	0,40
2	2,7	9,6	13	29,0	0,23
3	12,0	1,8	8,2	36,0	0,26
4	3,8	5,2	2,3	8,0	0,23
5	8,0	14,0	6,1	19,0	0,12
6	4,1	12,0	13,0	28,0	0,15
7	2,8	14,0	12,0	29,0	0,20
8	3,2	13,0	13,0	30,0	0,14
9	4,4	13,0	3,1	10,0	0,14
10	6,0	14,0	58,0	87,0	0,61
ПДК	80,0	130,0	132,0	220,0	2.0

ТАБЛИЦА 3.

Содержание гумуса в пробах после эксперимента

№ пробы	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Соотношение компонентов Г:П:Д	2:2:1 смесь	2:1:1 послойно	2:1:1 смесь	2:2:0 смесь	2:1:0 смесь	2:1:0 послойно	1:2:0 смесь	1:1:0 смесь	1:0:0 Байкал ЭМ-1	1:0:0 Экстрасол
Массовая доля гумуса %	69,0	–	7,0	16,0	15,0	21,0	8,0	6,0	7,0	10,0

Эксперимент проводился в лабораторных условиях течение 2014 г. В 2015–2016 гг. прошли опытно-полевые испытания, показавшие возможность применения органо-минеральных микробиологических смесей для интенсификации процессов восстановления нефтезагрязненных территорий в естественных природных условиях Краснодарского края с использованием крупнотоннажных, не чуждых природе отходов сельского хозяйства и предприятий маслоперерабатывающей промышленности региона.

Литература

1. **Борисайко Я.Ю., Попова Г.Г.** Экологически безопасная технология утилизации накопителей нефтяных отходов на территории Краснодарского края // Материалы VII Открытой международной молодежной научно-практической конференции «Молодая наука-2016». С. 57–60.
2. **Попова Г.Г., Каськов А.С., Ксандопуло С.Ю., Литвинова С.М., Моисеева (Борисайко) Я.Ю.** Исследование равновесной газовой фазы почва-воздух территории шламонакопителей нефтеотходов длительного хранения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. №3. С. 17–22.
3. **Попова Г.Г., Моисеева (Борисайко) Я.Ю. и др.** Научно-технический отчет о выполнении Государственного контракта № П1158 от 03.06.2010г. (1-6 этапы).

Борисайко Ядвига Юрьевна,
старший преподаватель кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского государственного технологического университета

350072, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2,
тел.: +7 (962)85-777-72, e-mail: yadviga1986@yandex.ru,

Попова Галина Георгиевна,
к.х.н., доцент кафедры нефти и газа Кубанского государственного технологического университета

350072 г. Краснодар, ул. Московская, д. 2
тел.: +7 (918)19-945-22, e-mail: galageya@mail.ru,

Каськов Артем Станиславович,
директор ООО «Институт геолого-экологического мониторинга»,

350051 г. Краснодар, ул. Дальняя, д. 27, оф. 010

maket_vestnik_2017_05.indd 69 11.01.2018 15:54:23

УДК 504.4.054, 504.43

ОЧИСТКА ОЧАГОВЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ г. ГРОЗНЫЙ

А.Х. Усманов[1,2], И.А. Керимов[1]

[1]Академия наук Чеченской республики,
[2]Институт физики Земли
им. О.Ю. Шмидта РАН

Рассмотрены загрязнения нефтью и нефтепродуктами подземных вод на территории г. Грозного, оконтуривание площадей нефтяных подземных линз, мониторинг загрязнений через наблюдательные скважины, очистка загрязнений с помощью мобильной установки.

Ключевые слова: *подземные воды, загрязнения нефтью и нефтепродуктами, миграция, мониторинг, наблюдательные скважины, очистка.*

TREATMENT OF SPOT OIL CONTAMINATION OF THE UNDERGROUND WATER WITHIN THE CITY OF GROZNY

A.Kh. Usmanov, I.A. Kerimov

The paper deals with oil and oil product pollution of the underground water within the area of Grozny, delineation of the areas of oiled underground lenses, monitoring of the contaminated spots via observation wells, and treatment of contamination using a mobile purification plant.

Keywords: *underground water, oil and oil product pollution, migration, monitoring, observation wells, purification.*

Чеченская Республика – крупнейший на юге России центр добычи нефти и газа. Суммарная добыча нефти с начала разработки месторождений составляет 377,4 тыс. тонн. Остаточные извлекаемые запасы – 31,901 млн тонн. Запасы газового конденсата – 0,2 млн тонн, растворенного газа – 13,663 млрд м^3, свободного газа – 4,271 млрд м^3.

Нефть Чеченской республики – одна из самых высококачественных в стране: легкая, с высоким содержанием парафина и малосернистая. Запасы нефти оцениваются в 50–60 млн т. Однако в значительной мере они уже исчерпаны [9].

За все время разработки нефтяных месторождений Чеченской республики из недр извлечено около 336 млн тонн нефти. Степень выработанности разведанных запасов составляет 93%, большинство залежей выработано или находится на завершающей стадии.

В нераспределенном фонде недр на балансе ОАО «НК «Роснефть» числятся перспективные ресурсы нефти категории С3 в количестве 13777/6447 тыс. т., в т.ч. 7801/3459 тыс. т. по двум невскрытым пластам – перспективным горизонтам открытых месторождений Северо-Брагунское и Северо-Минеральное; 5976/2988 тыс. т по двум перспективным площадям (Притеречный и Суворовский участки недр) [7].

В процессе добычи и переработки нефти происходит загрязнение поверхностных и подземных вод. Речная сеть Чеченской Республики принадлежит бассейну реки Терек, испытывающей значительное антропогенное воздействие, обусловленное деятельностью водопользователей, сбросами загрязненных сточных вод, поверхностными смывами с загрязненных территорий и др.

Воды реки Терек в пределах территории ЧР относятся к категории «умеренно загрязненные». Ниже впадения реки Сунжа концентрация нефтепродуктов в Тереке увеличивается от 1,2 до 2,32 ПДК. На границе с республикой Ингушетия в реке Сунжа наблюдается повышенная концентрация сульфатов, меди. В устьевом створе с. Брагуны в воде присутствует: 1,93 ПДК меди, 1,19 ПДК нефтепродуктов, 2,29 ПДК сульфатов, 1,2 ПДК железа. Вода реки Сунжа относится к категории «умеренно-загрязненная» – III класс качества, ИЗВ равен 2,02–1,57.

Одним из основных источников загрязнения реки Сунжа и водных объектов ее бассейна, в настоящее время являются поверхностные смывы, диффузное загрязнение. В результате загрязнения поверхностных водных объектов создаются благоприятные условия для загрязнения не только грунтовых вод, но и глубоких водоносных горизонтов, являющихся объектами эксплуатации на водозаборах [5].

Река Нефтянка – наиболее загрязненный водный объект. В настоящее время организованные сбросы сточных вод отсутствуют, за исключением 10,0 тыс. м^3 в год загрязненных вод ЦДНГ-3 (ОАО «Грознеф-

maket_vestnik_2017_05.indd 70 11.01.2018 15:54:23

тегаз»). Тем не менее, вода в течение отнесена к категории «загрязненная» – «очень грязная», с индексом загрязнения 4,4.

Кустарная переработка нефти на примитивных самодельных установках, используемая в годы военных действий, привела к значительному загрязнению земельных участков, последствия для состояния здоровья населения через негативное воздействие на атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды и почвенный покров. Отходы переработки сбрасывались на земли и в водоемы. Многие сотни гектаров плодородных земель, значительная часть поверхностных и подземных питьевых источников из-за кустарной нефтепереработки надолго выключены из экосистем Чеченской Республики. Общая площадь загрязненных земель ЧР (ориентировочно) составляет около 12 тыс. га. Оценка экологической ситуации территории ЧР по суммарному показателю загрязнения Zc представлена на рис. 1.

Химическое загрязнение (нефть и нефтепродукты) имеет очаговый характер. Очаги загрязнения приурочены к местам расположения скважин, наливным эстакадам, линейным сооружениям (нефтепроводы) и местам, где ранее использовались установки по кустарной переработке нефти.

Наиболее крупный участок загрязнения земель – территория промзоны г. Грозный (Заводской район), т.е. территория бывшего НПО «Грознефтеоргсинтез». Площадь загрязнения по разным оценкам составляет 150–350 га. При значительных загрязнениях земель имеет место и загрязнение геологической среды, особенно подземных вод.

Систематический мониторинг загрязненных земель на территории ЧР не проводился, необходимы работы по выявлению очагов и видов химического загрязнения [3].

В период первой и второй военных кампании в Чеченской Республике был нанесен серьезный вред нефтяной отрасли.

Были разрушены объекты добычи, транспорта и переработки нефти. Полностью прекращены геологоразведочные работы, контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений. Только документированные потери нефти из-за несанкционированных отборов из скважин и трубопроводов, а также в результате открытого фонтанирования скважин в период 1996–2005 гг. составили порядка 8–10 млн тонн.

Добыча нефти в 2000 г. снизилась до 0,077 млн тонн. К 2000 г., по данным службы экологической безопасности Вооруженных сил РФ, здесь действовало не менее пятнадцати тысяч нелегальных нефтеперерабатывающих перегонных установок. Проблема в том, что мини-заводами отгоняется лишь около 25–30% нефти. Остальная часть сливается на землю и в воду, вызывая сильнейшее загрязнение.

Между двумя войнами в Чечне и до 2001 г. на 41–50 нефтескважинах сгорело 37 тыс. т нефти (рис. 2), в атмосферу выброшено 150 млн куб. м попутного газа (Хамадов, Мирзоева, 2004). Более чем в

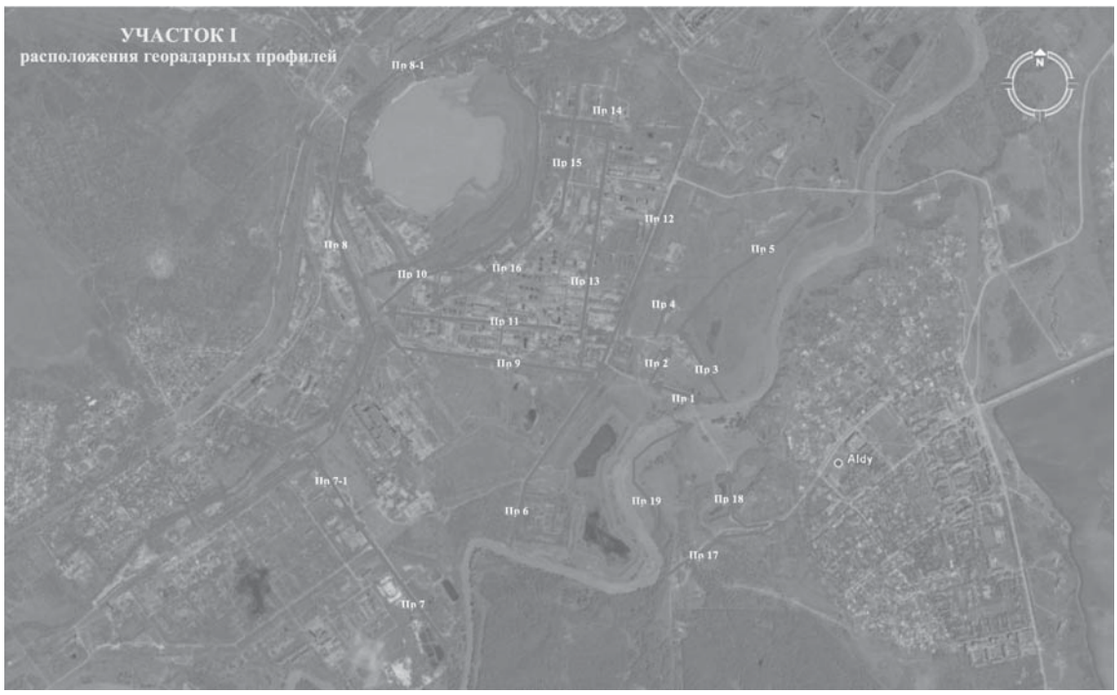


РИС. 1.
Карта-схема расположения источников загрязнения Чеченской Республики

maket_vestnik_2017_05.indd 71 11.01.2018 15:54:23

РИС. 2.
Горение нефти на скважине 8 месторождение Сев. Брагуны (июль 2002)

130 резервуарах сгорело 182,9 тыс. т бензина, керосина, дизельного топлива, мазута.

Загрязнения распространялись в радиусе 50–100 км и заразили, выпадая на почву, значительную территорию, включая горную часть республики [2, 7].

В результате военных действий были разрушены все объекты нефтедобычи, открыто горели 150 фонтанных скважин [7]. (Зубараева, 2009). Многочисленные исследования тех лет показали, что деятельность всех без исключения объектов нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности привела к формированию мощных очагов загрязнения, в том числе подземных вод. Ежегодные аварийные утечки нефтепродуктов только на трубопроводах республики составляли около 12 тыс.тонн [6–8].

Положение усугубляется тем, что на территории Заводского района г. Грозный, где сосредотачивались нефтеперерабатывающие предприятия, почва пропитана нефтепродуктами на глубину до 17 м, что вызывает сильное загрязнение грунтовых вод [3]. Со сточными водами нефтеперерабатывающих заводов в водоемы в исследуемый период попало значительное количество нефтепродуктов, сульфатов, хлоридов, соединений азота, фенолов, солей тяжелых металлов. В результате, сложилась совершенно неблагополучная обстановка с состоянием водных ресурсов республики.

В Министерстве экологии и природных ресурсов РФ уже в начале 1995 г. был разработан комплекс мер по улучшению экологической обстановки в ЧР. Один из пунктов гласил: «Провести экстренную оценку воздействия на окружающую среду хозяйственных объектов ЧР в условиях чрезвычайной ситуации». Однако в условиях войны невозможно было точно установить истинные масштабы экологического бедствия, а военные действия сами по себе создают реальную угрозу прорыва нефти на поверхность, тем самым потенциально расширить зону экологической катастрофы.

Особую тревогу, как было сказано ранее, в период вооруженного конфликта вызывала огромная нефтяная линза, сформировавшаяся под городом Грозный и достигшая больших размеров [4]. Так, в конце 1999 г. в районе Грозного предельно допустимые концентрации по нефтепродуктам в грунтовых водах были превышены в одних местах в 100, в других – в 1000 раз. Примерно на 25% территории Чеченской Республики грунтовые воды на глубине до 250 м в 2000 г. все еще имели превышение ПДК по нефтепродуктам [1].

Наиболее экологически опасные территории, квалифицируемые как «умеренно опасные», «опасные» и «чрезвычайно опасные», находятся на территории городов Гудермес и Грозный. Территории «умеренно опасных» загрязнений сопровождают практически русла всех рек. Наиболее значительным очагом загрязнения являлась промышленная зона в юго-западной части г. Грозного (Заводской район и часть прилегающей территории с востока) в бассейне реки Сунжа.

С увеличением объема нефтепереработки, транспортировки нефти и нефтепродуктов расширяются масштабы загрязнения грунтов и подземных вод. Особую тревогу экологов вызывает «плавающая» на поверхности грунтовых вод под г. Грозный нефтяная линза, которая имеет достаточно большие размеры и оценивается специалистами в объеме двух миллионов м^3. Подземные воды находятся в постоянном движении, как по вертикали, так и в горизонтальном направлении. Это приводит к тому, что они становятся мощным агентом переноса загрязнений от очага его формирования на большие расстояния с частичным проникновением скопившихся под землей нефтепродуктов в поверхностные водотоки и водоемы.

Следует отметить, что условия загрязнения геологической среды в западной и восточной частях Заводского района принципиально отличаются. В западной части, где развиты преимущественно глинистые породы апшеронского возраста, нет благоприятных условий для формирования линз нефтепродуктов и других отходов в недрах. Поэтому большая их часть разгружается по склонам долины непосредственно в р. Сунжу. К востоку, где апшеронские отложения погружаются под толщу высоко проницаемых четвертичных отложений, создаются благоприятные условия для накопления нефтепродуктов в недрах. Естественно, что наиболее крупной залежью нефтепродуктов являются скопления их в северо-восточной части Заводского района г. Грозного. В связи с отрывом уровней подземных вод от дна р. Сунжа, разгрузки нефтепродуктов в реку в настоящее время не происходит. Двигаясь вдоль долины с потоком подземных вод, нефтепродукты перешли в районы правобережья, где расположены жилые кварталы [10].

Анализ результатов буровых работ на левобережье реки Сунжа показал, что при полученных геологических результатах и количественных данных концентраций нефтепродуктов в геологической среде, в

maket_vestnik_2017_05.indd 72 11.01.2018 15:54:24

настоящее время на исследуемой территории отсутствует существовавшая ранее техногенная линза на грунтовых водах, а присутствует остаточное загрязнение (не получен приток нефтепродуктов в пробуренных скважинах).

Данные, полученные в ходе геофизических работ по определению площадей распространения нефтепродуктов основываются на качественных характеристиках (тепловая съемка) и количественных в почвенных грунтах до глубин 1,0 м (газовая съемка) и подтверждаются геохимическим картированием почв.

В ходе работ, выполненных с 2008 г. на территории исследований проведен комплекс поисковых работ с использованием геохимической и газовой съемки. Выявлены и оконтурены площади техногенных подземных линз нефтепродуктов.

Всего на исследуемой территории пробурено 50 скважин глубиной 50 м общим объемом 2500 м, из которых отобрано 46 проб грунтов и 3 пробы подземных вод для определения концентрации нефтепродуктов. Исследования показали, что практически в каждой скважине наблюдается индивидуальное распределение нефтепродуктов по вертикали. Это свидетельствует о существенном загрязнении только локальных участков, на которых и требуются основные рекультивационные работы. На рис. 3 представлена карта расположения наблюдательных скважин.

РИС. 3 .
Расположение скважин на исследуемой территории

В настоящее время формируется система регионального мониторинга окружающей среды Чеченской Республики. Контроль качества водных ресурсов, в том числе поверхностных и подземных вод, проводится по 28 рекам, в том числе протекающим по исследуемой территории. Исследования вод проводились на предмет определения органолептических и физико-химических свойств – температуры, запаха, осадка, взвешенных веществ, цветности, мутности, прозрачности, pH, биохимического потребления кислорода (БПК5), химического потребления кислорода (ХПК) по перманганатной окисляемости, а также содержания двуокиси углерода, аммиака, нитритов, хлоридов, сульфатов, кальция, магния, свинца, кадмия, цинка, растворенного кислорода.

Результаты экспериментальных исследований подтверждают необходимость продолжения мониторинговых наблюдений с отбором проб через наблюдательные скважины и проведения локальной

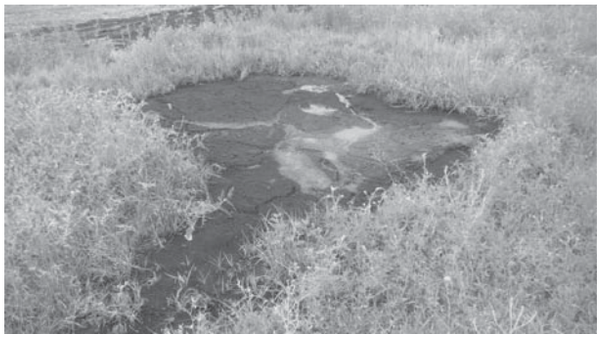


РИС. 4.
Выход нефтяного загрязнения на поверхность

maket_vestnik_2017_05.indd 73 11.01.2018 15:54:25

очистки грунтовых вод от нефти и нефтепродуктов.

При оценке качества поверхностных вод использовался гидрохимический индекс загрязнения воды по шести компонентам контроля. В исследуемых створах вод рек: река Аргун относится к категории «загрязненные» (IV класс качества). Воды по створам рек Сунжа, Терек, Аксай, Гумс, Мичик, Нефтянка, Хумык – к категории «умеренно загрязненные» (III класс качества). Контроль нефти и нефтепродуктов в поверхностных водах не производится, хотя грунтовые воды выносят на поверхность нефтяные загрязнения (рис. 4).

Нами предложено использовать наблюдательные скважины для мониторинга загрязнения подземных вод нефтью и нефтепродуктами и использование локальной установки для очистки очаговых нефтяных загрязнений подземных вод.

На рис. 5 представлена блок-схема для ликвидации нефтяного загрязнения. Установка состоит из 4-х скважин, сепаратора, системы очистки грязной воды и емкости для сбора нефтепродуктов.

Как видно из блок-схемы, в установке используются скважины: эксплуатационная (1), наблюдательная (6), две водопонижающие скважины (2). Водопонижающие скважины служат для откачки воды. Уровень оставшихся нефтепродуктов определяется с помощью наблюдательной скважины. Эксплуатационной скважиной (1) производится перекачка нефтепродуктов в специальную емкость (3). Нефтепродукты из этой емкости (3) поступают в сепаратор (4), где производится их очистка. В установке предусмотрена возможность очистки грязной воды, что обеспечивается специальной системой (5).

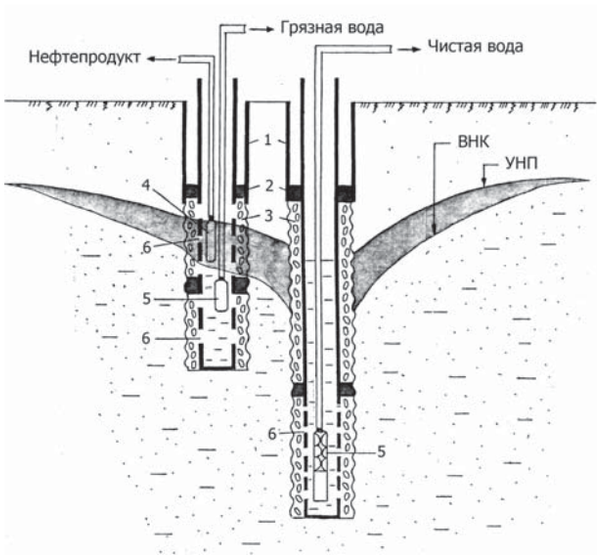


РИС. 5.
Схема локальной установки для очистки очаговых нефтяных загрязнений подземных вод

Литература

1. **Алексеев Б.Н.** Экологические последствия действий бандитских формирований на территории Чеченской Республики // Экологические проблемы восстановления Чеченской республики. Материалы научно-практической конференции: Москва, 25–26 октября 2000 г. М., 2000. С. 11.
2. **Амирханов А.М.** Оценка экологической обстановки и состояния природных ресурсов Чеченской Республики // Экологические проблемы восстановления Чеченской республики. Материалы научно-практической конференции: Москва, 25–26 октября 2000 г. М., 2000. С. 84.
3. **Байраков И.А., Умаров М.У., Гайрбеков У.Т.** Концепция экологического оздоровления окружающей среды Чеченской Республики. Грозный, 2002. 37 с.
4. **Баренбойм Г.М.** Экологические катастрофы в Чеченской Республике // Экологические проблемы восстановления Чеченской Республики. Мат-лы научно-практической конференции: Москва, 25–26 октября 2000 г. М., 2000. С. 33.
5. Государственный доклад о состоянии и охране окружающей среды Чеченской республики в 2011 году. Комитет Правительства Чеченской республики по экологии. Грозный, 2012. 102 с.
6. **Керимов И.А., Даукаев А.А., Уздиева Н.С.** Исследование загрязнения геосферы нефтяными углеводородами // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Материалы Всероссийской научно-технической конференции. Грозный, 2011. С. 440–442.
7. **Керимов И.А., Уздиева Н.С.** Геоэкология нефтяного комплекса Чеченской Республики. Назрань: Пилигрим, 2008. 252 с.
8. **Керимов И.А., Уздиева Н.С.** Прогнозирование потерь нефти при авариях на фонтанных скважинах // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Материалы Всероссийской научно-технической конференции. Грозный, 2011. С. 435-439.
9. Минерально-сырьевые ресурсы Чеченской Республики. Изд. 2-е, доп. / Под ред. Керимова И.А., Аксенова Е.М. Грозный: АН ЧР, 2016. 523 с.
10. Оценка состояния загрязнения подземных вод нефтепродуктами на территории г. Грозного и его возможного влияния на водозаборы хозяйственно-питьевых вод/ Боревский Л.В., Щипанский А.А. М.: ГИДЭК, 1995.

А.Х. Усманов, научный сотрудник ГКНУ «Академия наук Чеченской республики»
➲ тел.: +7 (928) 891-21-76, e-mail: usan52@mail.ru,

И.А. Керимов, вице-президент ГКНУ «Академия наук Чеченской республики»
366500, г. Грозный, ул. Махмуда Эсамбаева, д.12,
➲ тел.: +7 (928)293-27-15, e-mail: ibragim_kerimov@mail.ru

maket_vestnik_2017_05.indd 74 11.01.2018 15:54:26

УДК 504.06

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ВНЕДРЕНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ

В.Г. Максимович[1], Г.Г. Попова[2], А.И. Масалевич[1]

[1] ООО «Агентство «Ртутная безопасность»
[2] Кубанский государственный технологический университет

Рассмотрены проблемы внедрения наилучших технологий переработки нефтесодержащих отходов, совершенствование системы классификации для выбора методов утилизации, получение вторичных продуктов из нефтеотходов методами химической технологии.

Ключевые слова: *отходы нефти и нефтепродуктов, переработка отходов, современные технологии утилизации, компонентный состав нефтешламов.*

MODERN AREAS OF INTRODUCTION OF THE EFFICIENT PROCESSING TECHNOLOGIES FOR OIL-CONTAMINATED WASTE

V.G. Maksimovich, G.G. Popova, A.I. Masalevich

The paper deals with the problems of introducing the best technologies for processing the oil-contaminating waste, improving the classification system for selecting the methods of waste handling, and obtaining the secondary products from oil waste by methods of chemical technology.

Keywords: *oil and oil product waste, waste processing, modern recycling technologies, blend composition of oil sludge.*

В России проблема размещения и утилизации отходов стоит так же остро, как и во всем мире. Отходы превращаются в проблему, представляющую реальную угрозу экологической безопасности Российской Федерации, Эффективная система управления отходами в стране отсутствует, современные инструменты управления не применяются, Это приводит к тому, что проблемы, связанные с отходами, не решаются. В настоящее время на территории Российской Федерации в отвалах и хранилищах накопилось около 80 млрд т твердых отходов. Это количество ежегодно увеличивается на 7 млрд т, из которых утилизации подвергается менее 30%. Точные данные об образовании, утилизации и размещении отходов производства и потребления на федеральном уровне за последние годы отсутствуют.

Накопление значительных масс твердых отходов во многих отраслях промышленности обусловлено существующим уровнем технологии переработки соответствующего сырья и недостаточностью его комплексного использования. Наряду с этим уровень оперативной утилизации отходов является низким, что ведет к нарастанию массы складируемых отходов.

При этом значительная часть отходов промышленных предприятий может быть эффективно использована в народном хозяйстве. Задача утилизации последних тем более актуальна, что организация производства продукции на их основе требует затрат в 2–3 раза меньше, чем для соответствующих производств на основе специально добываемого природного сырья.

Большая номенклатура отходов, образующихся на предприятиях различных отраслей экономики, затрудняет их классификацию, учет, сбор и переработку. Вследствие многих причин в настоящее время и у нас в стране, и за рубежом отсутствует общепринятая научная классификация твердых отходов промышленности, охватывающая все их многообразие [1].

Основным документом в Российской Федерации, классифицирующим отходы производства и потребления, является ФККО. Федеральный классификационный каталог отходов систематизирует отходы по совокупности приоритетных признаков: происхождению, агрегатному и физическому состоянию, опасным свойствам, степени вредного воздействия на окружающую природную среду.

Система классификации, заложенная в ФККО, не связана с составом отходов, определяющим способы и методы его переработки с учетом массовой доли того или иного компонента в отходе. Поэтому следует учи-

maket_vestnik_2017_05.indd 75 11.01.2018 15:54:27

тывать, что методы и способы переработки определяются не только компонентами, присутствующими в большем количестве, но и степенью опасности данных компонентов.

В настоящее время работа по формированию банка данных об отходах и о технологиях их использования находится в первоначальной стадии. В 2010 г. под эгидой Минприроды России создан общедоступный справочный Банк данных технологий использования и обезвреживания отходов, который позволяет потенциальным потребителям услуг выбрать для реализации наиболее эффективные технологии, а поставщикам услуг предложить заказчикам свои технологии.

Предоставить информацию о технологиях и предприятии, занимающемся утилизацией, предлагается самим предприятиям, заполнив регистрационную карту, которая находится на официальном сайте Минприроды России. В карте приводится название технологии и характеристика технологического процесса. Однако никаких классификационных мероприятий по систематизации технологий, методах и способах переработки отходов определенного состава не проведено. Таким образом, приказ МПР №792, регламентирующий порядок ведения государственного кадастра отходов, не позволяет определить, какие наилучшие доступные технологии рекомендованы для использования в Российской Федерации.

Предприятия нефтегазового комплекса Краснодарского края представлены объектами нефтегазодобычи, нефтепереработки и нефтепродуктообеспечения. Ресурсная база нефти и газа Краснодарского края была сформирована в основном в 50–60 гг. прошлого столетия. За весь период активной эксплуатации месторождений в Краснодарском крае добыто около 250 млн тонн нефти и 433 миллиардов кубических метров газа. В настоящее время на территории края добычу нефти и газа осуществляют два крупных предприятия: ООО «РН–Краснодарнефтегаз» и ООО «Газпром добыча Краснодар». Нефтеперерабатывающую отрасль Краснодарского края представляют 4 крупных предприятия и один средний НПЗ. Общая мощность НПЗ – 24 млн тонн в год. Объем переработки нефти за последние 10 лет увеличился с 9 млн тонн в год до 20,9 млн тонн (в 2,3 раза). С увеличением мощностей нефтегазовой отрасли увеличивается и количество нефтесодержащих отходов.

Проблема утилизации нефтяных шламов и других нефтеотходов актуальна как с точки зрения охраны окружающей среды, так и использования их в качестве вторичных материальных ресурсов для получения вторичных материалов. Использование нефтесодержащих отходов в качестве сырья является одним из наиболее рациональных способов их обезвреживания и утилизации.

В 2013 г. в рамках договора № 2.44.02.02-13 между ведущим предприятием по переработке отходов ООО «Агентство «Ртутная безопасность» и Кубанским государственным технологическим университетом выполнена научно-исследовательская работа «Формирование регионального кластера комплексной утилизации отходов нефтегазовой отрасли, сельского хозяйства и промышленного производства на основе совершенствования и создания новых технологий с получением экологически безопасных материалов». Выполнены следующие работы: анализ действующих предприятий-переработчиков Краснодарского края; изучение применяемых технологий; систематизация отходов, в том числе нефтесодержащих, по компонентному составу; разработаны технологии получения вторичных продуктов.

Анализ предприятий-производителей и переработчиков отходов в Краснодарском крае, зарегистрированных в Росприроднадзоре по состоянию на апрель 2013 г., производящих отходы, осуществляющих их сбор, транспортировку или накопление показал, что основное число предприятий занимается сбором и транспортировкой отходов. Значительно меньше предприятий занимаются «использованием» отходов. Этот термин, официально указанный в документах о лицензировании предприятия, не дает понимания, каким образом происходит «использование»: переработка, утилизация, использование в нуждах предприятия и т.д. Из общего списка, насчитывающего более семисот лицензиатов, только 56 предприятий имеют лицензию на обращение с нефтесодержащими отходами. Анализ видов деятельности этих предприятий выявил что в основном они занимаются сбором и передачей отходов на переработку. Предприятия, реально перерабатывающие нефтесодержащие отходы, крайне малочисленны.

Классификация отходов по составу внутри класса, обозначенного ФККО, позволяет обосновать выбор технологии переработки отходов для производства товаров (продукции), извлечения полезных компонентов, их повторного применения (рекуперация), дает возможность четко сформулировать основные технологические принципы переработки отходов, позволяющие извлекать из нефтеотходов полезные компоненты.

Для научного обоснования выбора наиболее эффективной технологии проведена систематизация их по компонентному составу, в результате чего четко обозначились две задачи: необходимость разделения отходов по компонентному составу на технологические группы, что определяет технологический регламент их переработки; необходимость введения входного контроля состава отходов на предприятии, так как состав отхода, который определен паспортом отхода и регламентирован ФККО, не удовлетворяет требованиям переработчика, зачастую увеличивает его затраты и экономические издержки.

Данная классификация совершенно не удовлетворяет требованиям, по которым можно определить

maket_vestnik_2017_05.indd 76 11.01.2018 15:54:27

методы и способы переработки отходов. Система классификации, заложенная в ФККО, не связана с составом отходов, определяющим способы и методы их переработки с учетом массовой доли того или иного компонента. Следует также учитывать, что методы и способы переработки определяются не только компонентами, присутствующими в большом количестве, но и степенью опасности данных компонентов. Состав отходов, представленный в ФККО, не показывает фазовый, групповой и компонентный составы, а тем более качественный и количественный состав, а именно они определяют выбор способа переработки. Иногда незначительное количество загрязняющих веществ, например, пестицидов, принципиально изменяет способ переработки тары, в которой они хранились.

С учетом широкого диапазона компонентного состава отходов произведена классификация по максимальному содержанию следующих компонентов: нефть и нефтепродукты; минеральные масла и растворители; растительные и животные масла и жиры; пластмассы; стекло; металлы; бумага, картон; текстиль; почвы, грунты; мех. примеси (минеральная часть); вода и водные растворы.

Нами рассмотрен и классифицирован весь перечень 107 наименований отходов, перерабатываемых и предполагаемых к переработке ООО «Агентство «Ртутная бнзопасность». Приведем пример классификации отходов «Нефть и нефтепродукты». Отходы, содержащие нефть и нефтепродукты, классифицированы по составу следующим образом: класс опасности, содержание нефти и нефтепродуктов, минеральных масел и растворителей, растительных и животных жиров, пластмасс и полимеров, стекла, металлов, бумаги и картона, текстиля и древесины, почв и грунтов, механических и минеральных примесей, воды и водных растворов.

Содержание нефти и нефтепродуктов в нефтешламах (НШ) колеблется в основном от 40 до 15%, при этом выделяются шламы нефти и нефтепродуктов (98,68%), требующие отдельной переработки как высококонцентрированные по нефтепродуктам.

Отходы водоподготовки и обработки сточных вод низким содержанием нефтепродуктов, с повышенным содержанием воды и наличием механических примесей. Отдельно можно выделить отходы бурения – буровые сточные воды (БСВ) и отработанные буровые растворы (ОБР). Особенностью БСВ и ОБР является высокое содержание водной фракции (60–90%).

При сравнительно не высоком содержании нефтепродуктов основную массу в них составляют механические примеси в виде осадков, грунтов, глин и т.п., поэтому на основе лабораторного анализа экотоксичных компонентов (и возможно микробиологического анализа, если отход является осадком городских канализаций) рекомендованы микробиологический либо термический методы переработки.

В зависимости от объемов нефтезагрязненного обтирочного материала при контроле содержания нефти и нефтепродуктов в нем (по данным предприятия 32,7%) возможно предварительное отделение нефтепродуктов либо термическое сжигание без отделения.

Аналогично классифицированы с точки зрения связи состава и технологии переработки отходы целлюлозы, пластмасс, резины, растительных и минеральных масел. Проведена классификация по максимальному содержанию одного из компонентов и дано обоснование формированию технологических групп отходов, определяющих метод их переработки.

Для отходов с высоким содержанием нефти и нефтепродуктов выбор способа переработки в первую очередь определяет массовое содержание нефтепродуктов. Так, шламы нефти и нефтепродуктов с содержанием углеводородной части 99 и более % отходы эмульсий и эмульсионных смесей для механической обработки, содержащие масла или НП (97%); шламы нефти и нефтепродуктов (нефтешламы от мойки деталей) (69%); шламы нефти и нефтепродуктов (нефтешламы из шламонакопителей земляных амбаров) (33%).

Проведенные нами исследования показали необходимость расширения экоаналитической базы отходоперерабатывающих предприятий и внедрения входного контроля отходов, определения компонентного и группового составов загрязняющих веществ, определяющих выбор технологии. Также обозначилась проблема расширения наименований технологий с применением режимов химической технологии и углубленной переработки углеводородсодержащих отходов.

Под углеводородсодержащими отходами понимаются следующие группы: отходы полимеров, не подлежащих рециклингу; нефтешламы; нефтезагрязненные грунты; нефтесодержащие жидкости и эмульсии; отходы резинотехнических изделий, в первую очередь автопокрышки и шины спецтехники. Как правило, эти отходы относятся к 3 классу опасности.

Переработка и утилизация перечисленных отходов — это важная экологическая и экономическая задача. Известны ряд технологий и методов утилизации углеводородсодержащих отходов: химический, термический, микробиологический, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки.

Анализ фактически применяемых технологий переработки нефтесодержащих отходов на современных производствах позволяет сделать вывод о том, что наибольший объем отходов подвергается термическому способу обезвреживания.

Такой подход к переработке имеет ряд негативных эколого-экономических последствий: высококонцентрированный выброс загрязняющих веществ – продуктов сжигания в атмосферный воздух; образование новых отходов IV класса опасности для окружающей

maket_vestnik_2017_05.indd 77 11.01.2018 15:54:27

среды, технологии последующего обезвреживания которых не продуманы и не организованы; невозможность извлечения полезных компонентов; не решает проблему переработки высокомолекулярных отходов, загрязненных нефтепродуктами.

Термический метод (сжигание), несмотря на то, что позволяет добиться полного обезвреживания и значительно уменьшить исходную массу отхода, не экологичен и достаточно затратен. Термические методы требуют совершенствования систем защиты атмосферного воздуха, так же существенным недостатком данного метода является полное уничтожение ценного компонента – углеводородной части и накопление как отхода зольного остатка – ценного минерального компонента, не имеющего в настоящее время применения.

Микробиологический метод в этом списке является наиболее передовым, но требует больших площадей для размещения отходов и недостаточно эффективен в случае загрязнения нефтешламов иными отходами (пластик, резинотехнические изделия, металлы и др.), имеет ограничения в применении в холодное время года. Также микробиологический метод имеет ограничения в применении по уровню концентрации нефти и нефтепродуктов.

Переработка нефтешламов с предварительным механическим разделением фаз экономически обоснована при высоком содержании в них углеводородной части, но не приводит к стопроцентной переработке отхода.

Предлагаемые физико-химические способы переработки нефтеотходов, при которых нефтешламы сначала переводят в вязкотекучее состояние, а затем в результате нагревания разделяют на соответствующие фракции, имеет такое преимущество, как возможность получения новых модифицированным продуктов. При этом длительность процесса переработки, высокие энергозатраты и наличие примесей в остатках не позволет решить экологические проблемы в полном объеме и экономически невыгодно.

Химический метод утилизации связан с понижением класса опасности отхода при увеличении его объема, что не соответствует целям и задачам экологии по сокращению опасных отходов. При этом химические методы имеют ряд значительных преимуществ перед вышеперечисленными выше: глубокая переработка отходов, получение полезных продуктов; установки для химической утилизации могут быть мобильными и не требовать строительства новых инженерных сооружения, требующих дополнительных разрешительных документов и экспертиз.

Нужны позволяющие не только переработать отходы в системе замкнутого цикла, но и обеспечить их экономическую эффективность, практическое использование вторичной продукции.

Решением всех вышеперечисленных проблем переработки нефтеотходов является перепрофилирование предприятий перерабатывающего комплекса с разработкой и внедрением новых направлений глубокой переработки углеводородсодержащих отходов, обеспечивающих полную, максимально безотходную утилизацию.

Учитывая широкий диапазон наименований высокомолекулярных компонентов наиболее многотонажных из нефтесодержащих отходов – нефтешламов, которые труднее всего подвергаются переработке и содержат значительное количество углеводородов (например, донные отложения, в которых содержание ила и нефтепродуктов 1:1) требуется расширение методов переработки с внедрением процессов химической технологии.

Несмотря на то, что все эти способы утилизации имеют право на существование, они исключают возможность извлечь полезные компоненты из отходов с целью их дальнейшего использования в производственных целях, за исключением термического ме-

РИС. 1.
Установка термической утилизации нефтесодержащих отходов ООО «Агентство «Ртутная безопасность»

РИС. 2.
Площадки микробиологической утилизации нефтешламов

maket_vestnik_2017_05.indd 78 11.01.2018 15:54:28

тода, позволяющего получать избыточную тепловую энергию и направлять ее по прямому назначению.

ООО «Агентство «Ртутная безопасность» постоянно совершенствует опыт производства, расширяет технологии и внедряет новое оборудование по переработке углеводородсодержащих отходов, с использованием пиролизных установок.

Такой способ утилизации позволяет получить готовую товарную продукцию: пиролизное топливо; технический углерод; металлокорд (в случае утилизации автопокрышек). Пиролизный метод утилизации основан на термическом разложении органических соединений. В промышленных условиях пиролиз углеводородов осуществляют при температурах 800–900° С и при давлениях, близких к атмосферному. Утилизация отходов методом пиролиза происходит при более низких температурах – 220–450° С, это низкотемпературный пиролиз при атмосферном давлении.

Наиболее широкое распространение в России получили пиролизные установки ретортного типа, представляющие собой вертикальную печь, в которую опускают реторту с отходами. Наиболее перспективными для утилизации являются на наш взгляд трубчатые вращающиеся или коротко-барабанные печи, с внешним термическим воздействием. Данная технология позволяет исключить тщательную подготовку сырья, предусматривает технологичную загрузку и выгрузку компонентов сырья, отвечает требованиям безопасности и технологичности процесса. И самое важное, что последние известные разработки соответствуют современным экологическим нормам.

ООО «Агентство «Ртутная безопасность» проведены исследования по дальнейшей дистилляции пиролизного топлива и построена первая опытная установка. В результате ее работы нам удалось выделить продукты со следующими характеристиками: бензиновая фракция — имеет октановое число не ниже 98; средние дистилляты — имеют температуру предела текучести ниже –40° С; тяжелые дистилляты сходны по своим показателям с битумом, но имеют более пластичные свойства. Также побочным продуктом пиролиза является технический углерод. Экологическая безопасность при эксплуатации пиролизных установок обеспечена наличием аппаратов очистки, предотвращающих негативное воздействие на качество выбросов в атмосферу; а также отсутствие вреда землям, в том числе сельскохозяйственного назначения.

Утилизация углеводородсодержащих отходов позволит исключить внесение в проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещения соответствующих групп опасных отходов, что также является весомой экономической составляющей для предприятий с многотоннажным образованием нефтесодержащих отходов, при котором утилизация углеводородсодержащих отходов из убыточного и экономически невыгодного становится прибыльным производством.

РИС. 3.

Установка пиролиза для переработки углеродсодержащих отходов

Максимович Валерий Геннадьевич,
к.т.н., Председатель совета директоров ООО «Агентство «Ртутная безопасность»,

350000, г. Краснодар, ул. Кирова, д. 3
тел.: +7 (918) 656-22-12,
e-mail: 9186562212mv@gmail.com

Попова Галина Георгиевна,
к.х.н., доцент кафедры технологии нефти и газа Кубанского государственного технологического университета

350072, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2
тел.: +7 (918)19-945-22, e-mail: galageya@mail.ru

Масалевич Анатолий Иванович,
инженер технолог ООО «Агентство «Ртутная безопасность»

350000, г. Краснодар, ул. Кирова, д. 3,
тел.: +7 (988) 380-10-81, e-mail: 91953120@mail.ru

maket_vestnik_2017_05.indd 79 11.01.2018 15:54:29

УДК: 631.879.25

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ КАК КОМПОНЕНТА ТОПЛИВНОЙ КОМПОЗИЦИИ

Е.Р. Шпербер[1], К.Л. Чертес[2], Д.Р. Шпербер[1]

[1] ООО Научно-техническое предприятие «ЭЗИП»,
[2] Самарский государственный технический университет

В статье рассмотрены донные отложения нефтяных резервуаров, образующиеся при хранении нефти, в качестве компонента котельного топлива. Изучен состав и определены термические свойства горючих фракций. Разработан способ получения топливной композиции для котельной и определены требования к донным отложениям нефтяных резервуаров.

Ключевые слова: *донные отложения нефтяных резервуаров, топливная композиция, термограмма, структурно-групповой состав.*

USE OF DENIAL DEPOSITS OF OIL TANKS AS A COMPONENT OF THE FUEL COMPOSITION

E.R. Sperber, K.L. Chertes, D.R. Sperber

This article deals with the bottom sediments of oil reservoirs formed during the storage of oil as a component of boiler fuel. The composition was studied and the thermal properties of the combustible fractions of the bottom sediments of oil reservoirs were determined. A method for obtaining a fuel composition for a boiler house was developed, and requirements for bottom sediments of oil reservoirs in the composition of fuel.

Keywords: *sediment oil tanks, fuel composition, thermogram, structural group composition .*

На предприятиях нефтегазового комплекса нефтесодержащие отходы образуются при строительстве нефтяных и газовых скважин, при промысловой эксплуатации месторождений, при транспортировке, переработке и хранении нефти и газа, очистке сточных, вод, содержащих нефтепродукты, а также при чистке резервуаров и другого оборудования.

Эти отходы оказывают негативное воздействие на окружающую среду: поверхностные и подземные воды, почвенно-растительный покров, атмосферный воздух, биоту. Хранение нефтешламов в непереработанном виде может принести вред природе, поэтому следует перерабатывать их правильно, максимально извлекая пользу для производственных целей.

Бурное [1] развитие получило направление в области исследований углеводородсодержащих отходов и разработки эффективных способов их обезвреживания и утилизации, что приводит не только к снижению техногенной нагрузки на биосферу, но и к экономической выгоде для предприятий нефтегазовой отрасли.

Чтобы правильно утилизировать нефтешламы, необходимо ознакомиться с их видами и вариантами получения. В связи со сложным компонентным составом нефтесодержащих отходов выбор способа переработки затруднен. Наметилась тенденция по раздельной их переработке в зависимости от условий образования, глубины залегания и срока хранения. Такой подход соответствует рациональному использованию отходов в качестве вторичных материальных ресурсов. В связи с этим необходимы исследования компонентного состава и поиск эффективных способов обезвреживания отходов.

Экспериментальным способом выявлено, что количество нефтяных отложений на 1 тонну переработанной нефти составляет примерно 14,5 г или 0,00145%.

Для того чтобы определить класс опасности донных отложений нефтяного резервуара для окружающей природной среды расчетным методом определили перечень компонентов отхода. Количественное содержание металлов определили на атомно-эмиссионном спектрометре. Содержание нефтепродукта определяли с помощью ИК-спектрометра. Влажность, зольность, содержание механических примесей определяли гравиметрическим методом. Результаты количественного анализа представлены в табл. 1.

Исходя из значения показателя степени опасности отхода, по таблице «Критериев отнесения опасных

maket_vestnik_2017_05.indd 80 11.01.2018 15:54:30

ТАБЛИЦА 1.

Результаты количественного анализа донных отложений нефтяного резервуара

№	Наименование	Количество
1	Влажность	16,8%
2	Механические примеси	1,4%
3	Зола механических примесей	58,6%
4	Нефтепродукты	725 г/кг
5	Pb	8,5 мг/кг
6	Mn	62 мг/кг
7	Cr	7,06 мг/кг
8	Fe	4489 мг/кг
9	Al	1532 мг/кг
10	Cu	12,0 мг/кг
11	Остаток после кислотного растворения	3,6%

отходов к классу опасности для окружающей природной среды» определили, что донные отложения нефтяного резервуара отход относятся к 3-му классу опасности.

Донные отложения нефтяных резервуаров в отличии от других нефтесодержащих отходов первичной переработки нефти имеют низкое содержание механических примесей (1–2%) (табл. 1) и высокое содержание нефтепродуктов (72–95%), низкое содержание металлов. Перечисленные достоинства позволяют найти способ переработки донных отложений нефтяных резервуаров в смежных отраслях промышленности.

В связи с высоким содержанием нефтепродуктов (72–95%) нам представлялось целесообразным получить из донных отложений топливо. Для этого проведены исследования на дифференциальном сканирующем калориметре «NETTZSCH DSC 200 Maia F3». Установлен один фазовый переход (рис. 1).

Фазовый переход происходит при нагревании донных отложений нефтяных резервуаров в интервале температур 35–70° С. Он проходит с поглощением теплоты – 37,7 ÷ – 40,85 кДж/кг. Термограмма свидетельствует о начале фазового перехода донных отложений нефтяных резервуаров из твердого состояния в жидкое при температуре 35–37° С, с максимальным значением пика 67,97° С, тем самым подтверждает и уточняет определенную ранее температуру плавления 65° С. Таким образом, для того чтобы перевести 1 кг донных отложений нефтяных резервуаров из твердого состояния в жидкое необходимо затратить 37,7 ÷ 40,85 кДж. Еще к одному из достоинств донных отложений нефтяных резервуаров следует отнести удобность транспортировки. Донные отложения по своей структуре твердый материал, который удобно грузить экскаватором-погрузчиком в открытые бортовые самосвалы, перевозить и разгружать.

С целью определения потенциала выхода светлых нефтепродуктов из донных отложений нефтяных резервуаров провели атмосферную перегонку, результаты которой представлены в табл. 2. Они свидетельствуют о значительном потенциале (43%), что является хорошим показателем для нефтей средней плотности, согласно ГОСТ Р 51858-2002 [298].

При температуре выше 300 °С происходит разложение остатка в колбе (термический крекинг)– осмоление, закоксовывание. Видимо, при 300° С парафины распадаются с образованием непредельных углеводородов, которые быстро осмоляются и коксуются. Дальнейшая перегонка невозможна. Фракция с пределами выкипания 275–300° С твердая при температуре 23° С.

В табл. 3 представлены результаты определения структурно-группового и фракционного состава горючих фракций донных отложений нефтяных резервуаров.

Для того чтобы изучить поведение донных отложений нефтяных резервуаров, при нагревании на воздухе, проведено исследование образца донного (твердого) нефтешлама методом термического анализа (Q-дериватограф). На термограмме образца присутствуют два основных эффекта, сопровождающихся уменьшением массы материала. Первый эффект, эндотермический (табл. 4) наблюдается при нагреве донных отложений нефтяных резервуаров до 140–200° С и вероятно связан

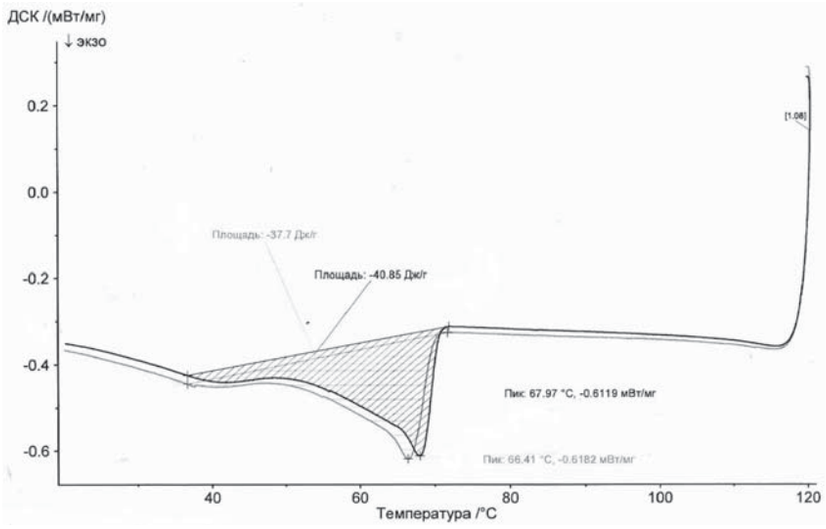


РИС. 1.

Термограмма донных отложений нефтяных резервуаров

maket_vestnik_2017_05.indd 81 11.01.2018 15:54:30

ТАБЛИЦА 2.

Результаты атмосферной перегонки донных отложений нефтяных резервуаров

Наименование фракции, °С	Выход фракции, % мас.	Выход фракции суммарный, % мас.
нк-60	0	0
60–100	8	8
100–125	2	10
125–150	5	15
150–170	5	20
170–200	5	25
200–225	5	30
225–250	4	34
250–285	6	40
285–300	3	43

ТАБЛИЦА 3

Результаты определения структурно-группового и фракционного состава горючих фракций донных отложений нефтяных резервуаров

Наименование	Значение, %
Асфальтены	1,0–1,4
Смолы	3,5–3,9
Парафиновые углеводороды	43,1–49,2
Нафтеновые углеводороды	29,1–32,3
Ароматические углеводороды	12,3–15,9
Суммарное количество фракций $T_{кип}$ 60° С–300° С	40–45

с удалением из материала воды и других летучих веществ – 15,1% по массе.

При последующем нагревании донных отложений нефтяных резервуаров на термограммах проявляется второй, экзотермический эффект, связанный с выгоранием содержащихся в материалах нефтепродуктов. Температура самовоспламенения исследованного материала на воздухе составила 370° С. Расчет количества теплоты, выделяющейся при горении донных отложений нефтяных резервуаров составляет 40,3±0,8 кДж/г. Из термограмм видно, что масса твердых остатков, образующихся после сжигания составит 1,1%.

Разработан состав топливной композиции для котельных [2], содержащей мазут М100 (30–67%), донные отложения нефтяных резервуаров (30–70%) и в качестве стабилизатора побочный продукт переработки сланцевого масла – полимеры (3–10%), растворимые в тяжелых нефтяных фракциях, характеристика которых представлена в табл. 5.

При переработке фракций сланцевого бензина получают спирты и такие побочные продукты как:

ТАБЛИЦА 4.

Термические свойства донных отложений нефтяных резервуаров

1-й эффект		2-й эффект	
Интервал температуры, °С	Потеря массы, %	Интервал температуры, °С	Потеря массы, %
20–150	15,1	150–830	98,9

ТАБЛИЦА 5.

Физико-химические характеристики стабилизатора топливной композиции

Наименование характеристики полимера	Значение
Молекулярная масса	5000–7000
Содержание серы, % не более	0,05%
Растворимость	Растворимы в тяжелых нефтяных фракциях

остаточные углеводородные фракции, полимеры, растворимые в остаточных углеводородных фракциях, и полимеры, растворимые в гудроне. Последние относятся к неполярным полимерам с гибкой молекулой, имеют хорошую растворимость в тяжелых нефтяных фракциях, в смеси с нефтешламом и тяжелой нефтяной фракцией проявляют эмульгирующие свойства, что позволяет увеличить содержание воды в топливе, за счет чего снизить количество тяжелой нефтяной фракции, исключить стадию отделения воды от нефтешлама в процессе его получения и повысить стабильность топлива.

Добавление в топливо предложенных полимеров создает устойчивую топливную эмульсию, повышает его стабильность и позволяет увеличить содержание воды в нем за счет воды, содержащейся в донных отложениях нефтяных резервуаров, так как необходимость в ее предварительном удалении из нефтешлама отпала. Кроме того, присутствие донных отложений нефтяных резервуаров увеличивает теплотворную способность котельного топлива и позволяет утилизировать вредные отходы нефтепереработки.

Топливная композиция для котельных получена путем смешения донных отложений нефтяных резервуаров, мазута М100, предварительно нагретых до 80–95° С и стабилизатора, путем перемешивания их при этой температуре до устойчивой эмульсии в течение 30–40 минут.

Качество получаемой топливной композиции для котельных иллюстрируют ниже приведенные примеры, представленные в табл. 6.

maket_vestnik_2017_05.indd 82 11.01.2018 15:54:34

В качестве компонентов использовали: мазут топочный М-100 по ГОСТ 10585, донные отложения нефтяных резервуаров и побочный продукт переработки сланцевого масла – полимеры, растворимые в тяжелых нефтяных фракциях, предприятия ОАО «Ленинградсланец» (г. Сланцы Ленинградской области). Полученному топливу для котельной определяли вязкость условную ВУ80 по ГОСТ 6258, теплоту сгорания по ГОСТ 21261, температуру застывания по ГОСТ 20287 и стабильность по его расслаиваемости и выпадению осадка.

Данные, приведенные в табл. 6, показывают, что при введении в топочный мазут донных отложений нефтяных резервуаров и стабилизатора с одной стороны наблюдается ухудшение такого показателя качества топливной композиции как температура застывания, с другой стороны при увеличении доли нефтяного шлама увеличивается теплотворная способность композиции.

Как видно из приведенных в таблице данных, предлагаемое топливо для котельной имеет высокую стабильность (не расслаивается и не образует осадка в течение 377–381 дней, в то время как топливная композиция по прототипу расслаивается через 150–200 дней). Следует отметить, что, несмотря на повышенное содержание воды в 2–7% (по ГОСТ 10585-75 на товарный мазут М 100 ее должно быть не более 1%), процесс горения в котельной полученного топлива не отличается от процесса горения стандартного котельного топлива.

Для того чтобы работа котельной была устойчива, донные отложения нефтяных резервуаров должны отвечать требованиям, представленным в табл. 7

По экономическим показателям донные отложения нефтяных резервуаров превосходят топочный мазут, кроме того снижаются затраты на оплату компенсационных экологических штрафов (497 рублей за тонну). Нефтеперерабатывающие заводы в связи с повышенными требованиями правил промышленной безопасности к взрывопожароопасным объектам и соответствующими стимулирующими компенсациями за причиненный вред окружающей среде не заинтересованы в накоплении донных отложений на своей территории и заинтересованы в немедленном вывозе их за пределы предприятия.

ТАБЛИЦА 6

Состав и качество топливной композиции

Пример №	Содержание компонентов в топливе, %масс.					Показатели качества					
	донные отложения нефтяных резервуаров	вода в нефтешламе	полимеры, растворимые в гудроне	мазут М100	воды в топливе, %масс.	теплота сгорания, кДж/кг	температура вспышки, °С	температура застывания, °С	зольность, %	вязкость условная, ВУ80	стабильность, сутки
1	30	7	3,0	67,0	6,0	41410,2	95	27	0,2	6,7	382
2	46,5	2	7	46,5	7,5	41620,4	110	31	0,3	6,5	385
3	70	4	10	20,0	7,0	41500,3	125	35	0,4	6,6	383
4	70	7	10	20,0	14,0	41502,7	135	35	0,4	6,4	384
5 пример	12,5	50	отходы производства СЖК – 0,06	тяжелый остаток процесса висбкрекинга – 87,44	1,2	41400,5	115	32	0,9	8,2	200

ТАБЛИЦА 7

Требования к донным отложениям нефтяных резервуаров

Наименование показателей	Значение	Метод испытания
Агрегатное состояние при температуре 20° С	Твердая масса	Визуально
Массовая доля нефтепродуктов, % не менее	90	ГОСТ 1461-75
Массовая доля фракций, выкипающих до 360° С, % не менее	40	ГОСТ 2177-99
Массовая доля воды, % не более	7	ГОСТ 26378.1-84

maket_vestnik_2017_05.indd 83 11.01.2018 15:54:34

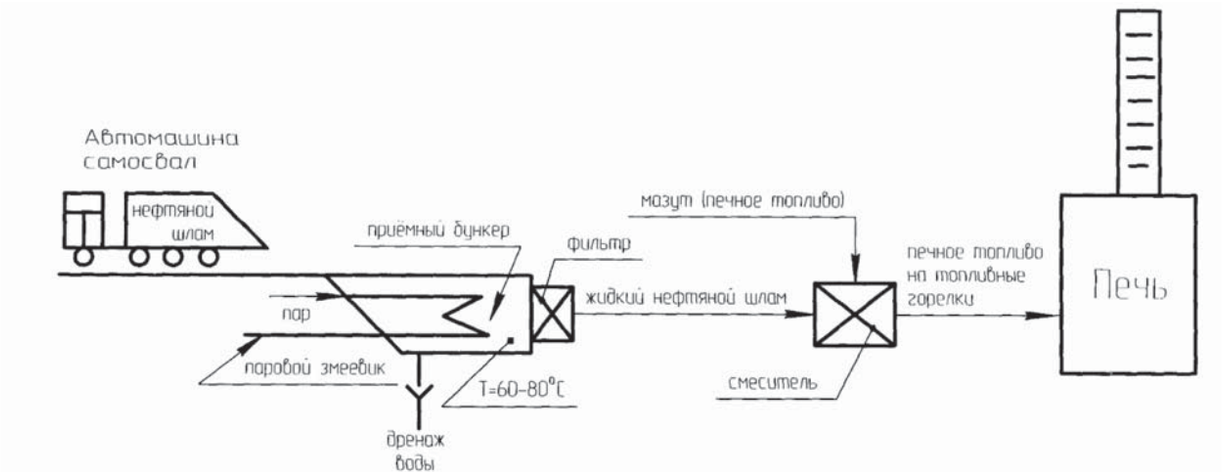


РИС. 2.
Схема использования донных отложений нефтяных резервуаров, как компонента топливной композиции

Разработанная [3] и внедренная технологическая схема по применению донных отложений нефтяных резервуаров в качестве топливной композиции, представлена на рис. 2.

Донные отложения нефтяных резервуаров самосвалом доставляются и выгружаются в приемный бункер, оборудованный паропроводом котельной. Донные отложения нефтяных резервуаров при температуре 60–80° С плавятся, проходят через приемный фильтр, через который удаляются механические примеси, поступают в смеситель, где смешиваются с мазутом (котельным топливом), стабилизатором и подаются на горелки печи.

При соотношении нефтяного шлама, стабилизатора и мазута 46,5/7/46,5 экономический эффект в рамках одного производственного предприятия составит 11 тыс. рублей в день или четыре миллиона пятнадцать тысяч рублей в год.

Литература

1 **Дун И.Р.** Развитие лизинговой деятельности в Российской федерации на современном этапе // Финансы и кредит. 2011. № 31. С. 32–37.

2. **Шпербер Е.Р., Шпербер Д.Р., Боковикова Т.Н., Марченко Л.А.** Топливная композиция для котельной. Патент. 2461606. Рос. Федерация.: №2011-118292. Россия 05.05.2011 г. опубл. 20.09.2012. Бюл. №26. 4 с.

3. **Шпребер Е.Р.** Технология приготовления котельного топлива с использованием нефтяного шлама. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2011. №3. С. 35–38.

Шпербер Елизар Рубинович,
к.х.н, директор ООО Научно-техническое предприятие «ЭЗИП»

350007, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Захарова, д. 2/3, тел.: +7 (918) 342-09-71, e-mail: eshperber@mail.ru

Чертес Константин Львович,
д.т.н., профессор кафедры Химической технологии и промышленная экология Самарского государственного технического университета

443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244 тел.: +7 (927) 758-11-09, e-mail: chertes2007@yandex.ru

Шпербер Давид Рубинович,
к.т.н., зав. лабораторией ООО Научно-техническое предприятие «ЭЗИП»

350007, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Захарова, д. 2/3, тел.: +7 (928) 271-89-34, e-mail: davidshperber@mail.ru

maket_vestnik_2017_05.indd 84 11.01.2018 15:54:34

УДК 622: 276.75

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ЗАБОЕВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Е.Н. Зотов[1], М.В. Омельянюк[2], И.А. Пахлян[2]

[1]ООО «РН-Сервис»,
[2]Кубанский государственный технологический университет

Выполнен анализ и обзор существующих методов очистки забоев скважин в условиях значительного падения пластового давления. Разработана скважинная погружная установка, состоящая из эжектора и размывающей головки. Разрушение сцементированной пробки осуществляется под совмещенным воздействием гидромониторного эффекта, эрозионной способности кавитационных струй. Вынос разрушенной пробки на устье скважины и создание депрессии в призабойной зоне пласта осуществлется эжектором. Выполнены исследования и определена оптимальная конструкция гидродинамических и кавитационных насадок. Определены технологические характеристики процесса очистки забоя добывающих скважин: значение забойного давления, размывающая сила струй, условие выноса разрушенных частиц пробки. Способ и устройство успешно прошли практическую и научную апробацию.

Ключевые слова: *поглощение, фильтрат, желонка, пробка, эжектор, кавитация, сопло, насадок, размывающая головка, забойное давление, депрессия, экспериментальный стенд.*

IMPROVEMENT OF PURIFICATION TECHNOLOGY FACES OF PRODUCING WELLS

E.N. Zotov, M.V. Omelyanyuk, I.A. Pakhlyan

The analysis and review of existent methods of cleaning of downhole conditions in a significant drop of reservoir pressure. Designed downhole submersible system consisting of ejectors and blurry head. The destruction of the cemented tube is under the combined influence of jetting effect, the erosion capacity of cavitation jets. The removal of the destroyed tube at the wellhead and the creation of a depression in the bottomhole zone of the reservoir supplies the ejector. Performed research and identified the optimum design of hydrodynamic cavitation and nasadka. Determined by the technological characteristics of the process of the implementation of bottom hole cleaning of production wells: the value of the bottomhole pressure, eroding the power of the jets, the condition of removal of the destroyed particles of the tube. Method and device have successfully passed the practical and scientific approbation.

Keywords: *absorption, filtrate, bailer, tube, ejector, cavitation, nozzle, nozzles, blurry head, bottomhole pressure, depression.*

Поздняя стадия разработки нефтяных и газовых месторождений характеризуется высокими темпами падения пластового давления, дебитов, продвижением подошвенных и законтурных вод, нарастающим обводнением добывающих скважин и интенсивным разрушением призабойных зон.

На основе анализа открытого информационного потока были выделены факторы, приводящие к развитию процессов разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП): физико-литологическое строение пластов; наличие на забое эксплуатационных скважин конденсационной воды; отклонение от технологического режима эксплуатации скважин; дестабилизация режима фильтрации.

Разрушение ПЗП в результате действия приведенных факторов является одной из актуальнейших проблем, так как приводит с образованию глинисто-песчаных пробок на забоях добывающих скважин и снижению уровня добычи углеводородного сырья соответственно.

Из года в год растет количество ремонтных работ по добывающим скважинам месторождений, возрастают затраты недропользователя. Ежемесячно ООО «РН-Сервис» только на нефтяных месторождениях Краснодарского края при текущем капитальном ремонте в скважинах с низким пластовым давлением осуществляется свыше 75 ремонтных работ, связанных с нормализацией забоя.

Становится актуальным вопрос повышения эффективности ремонтных работ, в том числе сокращения времени на очистку забоя от уплотненных глинисто-песчанных пробок в добывающих и нагнетательных скважинах.

maket_vestnik_2017_05.indd 85 11.01.2018 15:54:37

В табл. 1 представлены значения коэффициента аномальности пластовых давлений в среднем по месторождению при текущих условиях эксплуатации.

Данные таблицы свидетельствуют о значительном падении пластового давления, а для газовых месторождений коэффициент соответствует аномально-низкому пластовому давлению. Для таких условий проведение работ по очистке забоев скважин от глинисто-песчаных пробок представляет собой сложнейшую задачу в результате поглощения технологических жидкостей в процессе производства работ, их взаимодействия с призабойной зоной пласта и снижения фильтрационно-емкостных свойств пласта в этой зоне.

По результатам промысловых наблюдений доказано, что извлечение фильтрата технологической жидкости из забойной зоны пласта для карбонатных коллекторов может продолжаться до 3 лет, для терригенных – до 6 лет. Это обуславливает необходимость разработки новых прогрессивных технологий проведения ремонтных работ и технических средств для их реализации.

Основным методом ликвидации глинисто-песчаных пробок является промывка скважин. При работе на месторождениях в условиях аномально-низкого пластового давления получили распространение применение пен и аэрированных жидкостей. Данная технология впервые была внедрена на Николаевском месторождении Краснодарского края в 1961 г. [6]. Аэрировали на поверхности водный раствор и готовую пену направляли в скважину.

Пробка, находящаяся на забое скважины длительное время, уплотняется, образуя прочную корку, размыть которую достаточно сложно, и зачастую для разрушения сцементированной глинисто-песчаной пробки гидромониторного эффекта струи пены недостаточно, кроме того превалируют гидравлические потери при движении пены к забою скважины.

Для условий значительного падения пластовых давлений на нефтяных месторождениях Краснодарского края применяются механические и гидровакуумные желонки. Технологии с их применением так же не лишены недостатков, таких как: длительность процесса, возможность протирания эксплуатационной колонны, возможность обрыва каната, на котором спускается инструмент, загрязнение территории вокруг устья скважины извлеченным материалом пробки, невозможность чистки желонкой колонн, имеющих смятие или сломы, отсутствие возможности удаления плотной, сцементированной пробки. Кроме того ограничение на применение желонок накладывается пунктом 1043 Федеральных норм и правил промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013 г.

В качестве основных исходных требований по совершенствованию технологии и модернизации оборудования для очистки забоев добывающих скважин, были выделены следующие:

– применяемая технология должна обеспечивать постоянную депрессию на пласт с целью сохранения емкостно-фильтрационных свойств пласта, особенно в условиях значительного падения пластовых давлений;

– для разрушения плотных песчаных пробок в компоновке низа колонны труб необходимо предусмотреть устройство для интенсивного ее разрушения;

– скорость восходящего потока в кольцевом пространстве должна обеспечить вынос размытого песка на дневную поверхность.

В связи с этим было разработано погружное эжекционное устройство для удаления глинисто-песчаной пробки и усовершенствована технология промывки скважины в условиях значительного падения пластовых давлений.

Сборочный чертеж разработанного устройства, представлен на рис. 1.

Установка состоит их эжектора и размывочной головки, собранных в едином корпусе, спускаемых в скважину на колонне сдвоенных насосно-компрессорных труб (НКТ).

Эжектор состоит из приемной камеры подачи рабочей жидкости через шесть коасиальных отверстий, сопла, из которого поток поступает в камеру смешения, потом в диффузор и далее по внутренней колонне НКТ на устье скважины. Увлекаемый поток поступает из забоя скважины по радиально расположенным отверстиям в корпус установки.

В размывочной головке установлены четыре насадки. При разгрузке на пробку опорная пята открывает подпружиненный клапан и меньшая часть рабочего потока (от 10 до 20%) устремляется на разрушение пробки.

ТАБЛИЦА 1.

Значение коэффициента аномальности для некоторых нефтяных и газовых месторождений

Нефтяные месторождения Краснодарского края		Крупнейшие газовые, газоконденсатные месторождения	
Название месторождения	Коэффициент аномальности пластового давления	Название месторождения	Коэффициент аномальности пластового давления
Дыш	0,76	Вынгапуровское	0,1
Зыбза Глубокий Яр	0,65-0,77	Медвежье, Ямбургское	0,15
Абино-Украинский	0,71	Уренгойское	0,25

maket_vestnik_2017_05.indd 86 11.01.2018 15:54:37

Сущность технологического процесса по очистке забоя скважины представлена на рис. 2. При спуске установки до контакта с пробкой (а) рабочая жидкость поступает на сопло эжектора, часть идет по центральному каналу в опорной пяте. Насадки в размывочной головке закрыты.

При выходе на заданый режим (б) работы погружной установки, разрушение происходит под совмещенным воздействием гидромониторного эффекта, эрозионной способности кавитационных струй, амплитудных и частотных колебаний, возникающих при истечении струй из насадок. Кавитационное истечение рабочей жидкости так же способствует дроблению (диспергированию) твердых частиц пробки, что существенным образом способствует облегчению условий подъема песчаной пульпы на поверхность. Кроме того энергия упругих гидравлических колебаний, возникающих при схлопывании кавитационных каверн, переносится в пласт, при этом в продуктивном пласте происходит дробление кольматанта (механического, химического или биологического), а за счет депрессии на пласт – его вынос из прискважинной зоны в ствол скважины, а затем с добываемой продукцией на дневную поверхность. Таким образом происходит улучшение фильтрационных характеристик пласта и, тем самым, интенсифицируется добыча пластовых флюидов при дальнейшей эксплуатации скважины.

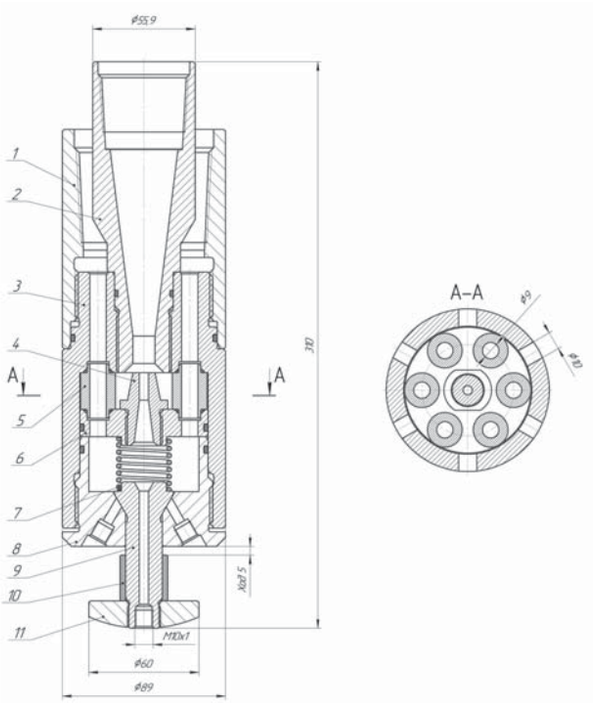


РИС. 1.

Сборочный чертеж погружной эжекционной установки: 1 – муфта; 2 – корпус диффузора; 3 – корпус; 4 –сопло; 5 – втулка; 6 – распределитель; 7 – пружина; 8 – размывочная головка; 9 – шток; 10 – втулка; 11 – опора

Скважина промывается до верхнего интервала перфорации (в). Работа эжектора на забое создает условия для вызова из пласта флюида. Осуществляется промывка пробки с подключением пластовой энергии. Для создания более глубоких депрессий для газовых скважин, эксплуатирующихся в условиях аномально низких пластовых давлений, возможна генерация пен непосредственно на забое скважины. Пластовый газ, смешиваясь в эжекторе с рабочей пенообразующей жидкостью, образует качественную пену, что улучшает условия транспорта песчаной пульпы на поверхность, снижает давление столба жидкости над погружным эжекционным устройством и облегчает условия его работы.

По мере разрушения сцементированной пробки вес колонны насосно-компрессорных труб восстанав-

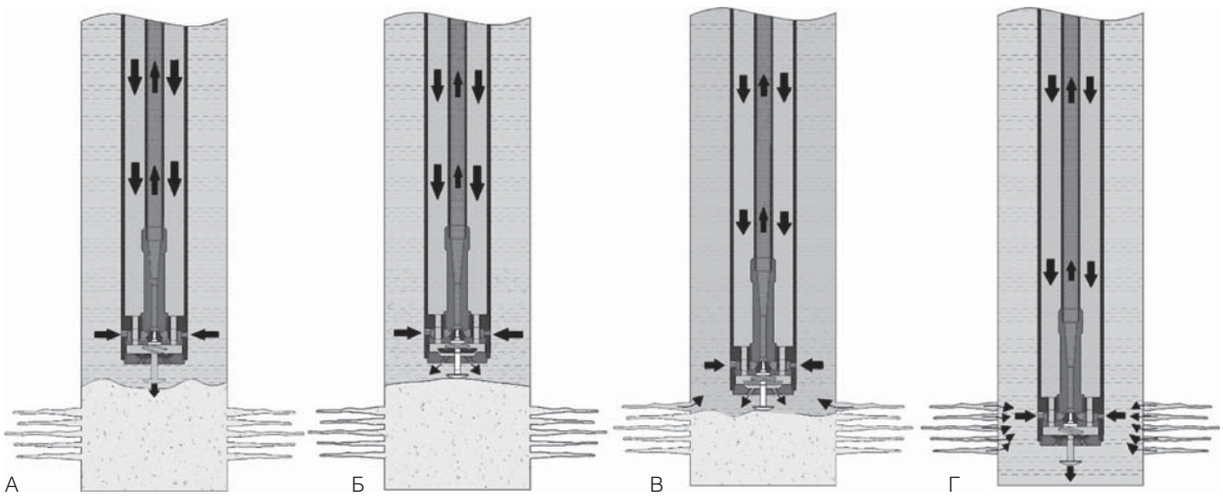


РИС. 2.

Технология очисти забоя скважины эжекционной установкой. А – спуск установки до контакта с пробкой; Б – выход на заданый режим промывки; В – промывка с подключением пластовой энергии; Г – проработка интервала и освоение скважины

maket_vestnik_2017_05.indd 87 11.01.2018 15:54:37

ливается, пята закрывает доступ к насадкам (г), осуществлется процесс освоения скважины и выхода на заданный режим эксплуатации. Далее без спуска-подъема колонны могут быть осуществлены операции по соляно-кислотным обработкам в режиме депрессия-репрессия с последующим удалением не прореагировавшей кислоты, продуктов реакции. А так же другие технологические операции по восстановлению продуктивности добывающих скважин.

В лаборатории «Гидродинамики струйных истечений» Армавирского механико-технолгического института КубГТУ на экспериментальном стенде для определения параметров высоконапорных свободных гидравлических струй при кавитационных режимах истечения [5] были выполнены комплексные исследования разрушаюшей силы струй из насадок, установленных в размывочной головке, а так же кавитационной стокости материалов для изготовления самих насадков. Конфигурация оптимальной конструкции проточной части гидродинамических и кавитационных насадок для скважинных условий, а так же фото представлены на рис. 3.

Разработанная техника и технология полностью соответствуют исходным требованиям к технологии по очистке забоев добывающих скважин в условиях значительного падения пластовых давлений.

Необходимого снижения давления на пласт достигают путем регулирования давления рабочей жидкости насосными агрегатами с учетом коэффициента эжекции.

Забойное давление рассчитывается по формуле (1)

$$P_{заб}=P_{наг}+\rho gH-\Delta P_{тр}-\frac{\rho Q_р}{2\mu^2\,2F^2}, \qquad (1)$$

где $P_{заб}$ – забойное давление; $P_{наг}$ – давление нагнетания рабочей жидкости на устье скважины; ρ – плотность рабочей жидкости; g – ускорение свободного падения; H – глубина скважины; $\Delta P_{тр}$ – потери давления на трение при нагнетании рабочей жидкости на участке от устья до забоя скважины; $Q_р$ – расход рабочей жидкости; μ – коэффициент расхода сопла эжектора; F – площадь выходного сечения сопла эжектора.

Таким образом, замерив давление нагнетания и расход рабочей жидкости, а также зная коэффициент расхода и площадь выходного сечения сопла эжектора можно рассчитать и оперативно контролировать при проведении технологического процесса забойное давление

Размывающая сила струй жидкости размывочной головки рассчитывается по формуле (2)

$$P=0{,}204\,\frac{Q^2}{fF}, \qquad (2)$$

где Q – производительность агрегата, л/с, f –суммарная площадь 4-х насадок размывающей головки, см^2, площадь внутреннего сечения эксплуатационной колонны, см^2.

Основное условие промывки пробок – скорость восходящего потока должна быть больше скорости свободного падения наиболее крупных частиц песка в промывочной жидкости. Скорость подъема размытого песка определяется по формуле (3):

$$v_п = v_в - w, \qquad (3)$$

где $v_п$ – скорость подъема песчинок, $v_в$ – скорость восходящего потока жидкости, w – скорость падения наиболее крупных частиц в промывочной жидкости. В табл. 2 представлен расчет по наибольшему и наименьшему расходу рабочей жидкости, создаваемому поверхностным насосным агрегатом.

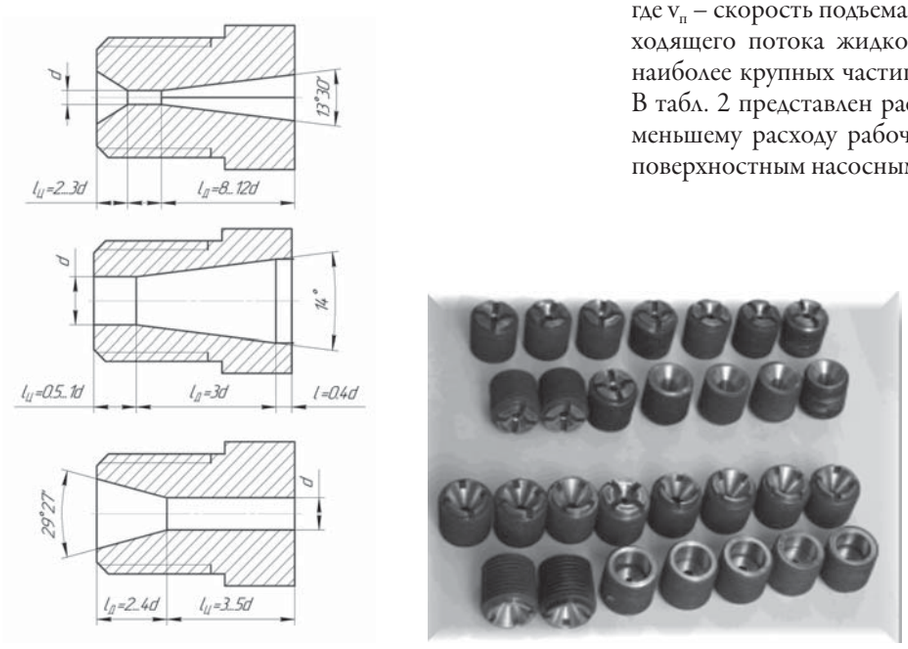


РИС. 3.
Схемы и фотография гидродинамических и кавитационных насадок

maket_vestnik_2017_05.indd 88 11.01.2018 15:54:40

ТАБЛИЦА 2.

Технологические параметры процесса выноса разрушенной пробки

Внутренний диаметр НКТ	Расход жидкости, л/с	Vв, скорость восходящего потока, см/с
40,3 мм	1,5	117
40,3 мм	4,5	353

Расчитаная скорость в обоих случаях в три раза превышает критическую скорость падения частиц диаметром до 3 мм.

Отличительные особенности разработанной погружной установки и технологии очистки забоя добывающих скважин заключаются в следующем:

1) настройка на рациональные режимы воздействия применительно к каждой конкретной скважине (смена насадок с различными диаметрами проходных сечений, гидродинамических или кавитационных).
2) компактное конструктивное исполнение;
3) надежность в работе, большой моторесурс;
4) совместимость со штатным отечественным и зарубежным нефтепромысловым оборудованием, применяемым при прямой и обратной промывке скважины;
5) функционирование в условиях высокоагрессивных сред (кислоты, растворители и т.д.) при совмещении технологических операций восстановления забоя и химических методов интенсификации добычи (или после кислотного гидравлического разрыва пласта для откачки продуктов реакции и непрореагировавшей кислоты).

Комплексная апробация разработанных технических устройств с использованием эффектов кавитации и работающих на депрессии в скважинных условиях осуществляется с 2006 г. по настоящее время путем ремонта десятков добывающих скважин гидрогеологического назначения [2].

Новизна и уникальность устройств подтверждаются свидетельствами и патентами [1, 3, 4].

На Международном салоне изобретений и инновационных технологий «Архимед-2017» эжекционная установка и коллектив авторов отмечены серебряной медалью и дипломом.

Литература

1. **Аладьев А.П., Казаров Г.А., Омельянюк М.В., Пахлян И.А.** База данных «Техника и технология ликвидации глинисто-песчаных пробок в добывающих скважинах». Свидетельство об официальной регистрации № 2016621298. Дата рег. в Реестре Роспатента 21.09.2016.
2. **Омельянюк М.В.** Повышение эффективности кавитационной реанимации скважин/ Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 35–42.
3. **Пахлян И.А.** Патент РФ на изобретение. Погружная эжекционная установка для очистки забоя скважин от песчаных пробок в условиях аномально-низкого пластового давления. Заявка № 2014141096 от 10.10.2014. Решение о выдаче патента от 27.07.2015.
4. **Пахлян И.А., Омельянюк М.В., Османов С.В., Битиев И.И.** Современные методы интенсификации добычи с применением эжекторных технологий». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620375. Дата регистрации. в фед. органе исполнительной власти по интеллектуальной собственности 25.02.2015 г.
5. **Салухов С.Н., Сотников С.В., Пахлян И.А.** Гидравлическая камера. Патент РФ № 57818. Заявка на полезную модель № 2006125762/22, 17.07.2006 г. Опубл. 27.10.2006. Бюл. № 30.
6. **Суковицын В.А.** Совершенствование технологий восстановления герметичности крепи и промывки скважин в условиях значительного падения пластовых давлений. Дисс. канд. техн. наук. Ставрополь, 2013.

Зотов Евгений Николаевич,
главный инженер ООО «РН-Сервис»

Омельянюк Максим Витальевич,
к.т.н., доцент, зав. каферой машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института ФГБОУ ВО «КубГТУ»,

Пахлян Ирина Альбертовна,
к.т.н., доцент кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института ФГБОУ ВО «КубГТУ»

350002, г. Краснодар, ул. Старокубанская, д. 88/4, 473а

maket_vestnik_2017_05.indd 89 11.01.2018 15:54:41

УДК 504.7:061.3

НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С АВПД И ВЫСОКИМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ

В.В. Климов

Кубанский государственный технологическийуниверситет.

В работе представлены новые разработки в области диагностики технического состояния скважин в сложных горно-геологических условиях.

Ключевые слова: *обсадная колонна, износ, повреждения, переток флюидов, горизонтальные скважины, дефектоскоп, АВПД и Т.*

NEW TECHNICAL TOOLS, TECHNOLOGIES AND METHODS OF DIAGNOSIS OF OIL-GAS WELLS WITH ABNORMALLY HIGH FORMATION PRESSURE AND TEMPERATURES

V.V. Klimov

This article represents new researches in the sphere of diagnosis of technical condition of wells in complicated mountain geologic conditions.

Keywords: *casing, wear, damage, crossflow, horizontal wells, defectoscopy, anomalous high reservoir pressure and temperatures.*

Проблема обеспечения эксплуатационной надежности, экологической безопасности и эффективности работы скважин на месторождениях углеводородного сырья весьма актуальна и многопланова. Она определена рядом взаимосвязанных проблем на этапах строительства и эксплуатации скважин, основными из которых являются:

– оценка качества цементирования скважин или разобщения пластов-коллекторов с различным флюидосодержанием (АКЦ);

– определение состояния контактов цементного камня по границам колонна –цемент – порода и флюидопроводящих каналов в нем (рис. 1);

– обнаружение повреждений и мест негерметичности в обсадных колоннах (рис. 2);

– определение причин образования межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений (МКД) и путей миграции газа за обсадными колоннами;

– определение источников обводнения продукции скважин;

– выбор рациональной технологии проведения ремонтных работ по герметизации заколонного пространства и др.

С увеличением объемов строительства и сроков эксплуатации глубоких и наклонно-горизонтальных скважин все большее значение приобретают вопросы диагностики технического состояния обсадных колонн, испытывающих повышенные изгибающие и прижимающие нагрузки, что обуславливает их ускоренный механический износ (рис. 2а) со вскрытием резьбовых соединений (рис. 2б), разрушением обсадных колонн в местах перегибов стволов скважин (рис. 2в) и коррозионных повреждений (рис. 2г).

Указанные дефекты цементного кольца и повреждения обсадных колонн предопределяют возникновение межпластовых перетоков флюидов, межколонных давлений, обводнение добываемого углеводородного сырья, загрязнение источников водоснабжения, а также экологические потрясения.

Все вышеизложенное обуславливает необходимость проведения больших объемов разноплановых и дорогостоящих ремонтно-изоляционных работ (РИР), успешность которых напрямую связана с получением достоверных геофизических данных о техническом состоянии крепи скважин (обсадных колонн и цементного камня).

В свою очередь, достоверность результатов геофизических исследований скважин (ГИС) непосредственно определяется эффективностью применяемых

maket_vestnik_2017_05.indd 90 11.01.2018 15:54:41

геофизических методов диагностики и технических средств.

Попутно отметим, что контроль технического состояния обсадных колонн и цементного камня в нефтегазовой отрасли России регламентируется:

– РД 153-39.0–072-01 – «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». М., 2002;

– РД 153-39.0–109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» (М., Минэнерго РФ, 2002) и другими нормативными документами.

Однако в указанных документах особенности проведения геофизических исследований скважин на ПХГ и на нефтегазовых месторождениях с АВПД и высокими температурами вообще не рассмотрены. Кроме того, ни у разработчиков указанных выше нормативных документов, ни у геофизиков-производственников нет четкого понимания как самого понятия «техническое состояние скважин», так и задач геофизических исследований. (Под техническим состоянием часто понимается больший или меньший набор его параметров вне связи с временным фактором). Так, в вопросах: где, что, зачем, как, когда и чем контролировать нет единства мнений. Например:

– стандарт Евро-Азиатского геофизического общества СТ ЕАГО - 045 - 01 регламентирует определение такого умозрительного параметра, как «эксцентриситет стенок колонны... (п. 51, с. 24), что вызывает, по меньшей мере, недоумение и удивление;

– стандарт Евро-Азиатского геофизического общества СТ ЕАГО-046 - 01 предусматривает только:

а) определение траектории и конфигурации ствола скважины;

б) оценку качества цементного кольца и изолирующих мостов;

г) определение толщины обсадных колонн и лифтовых труб;

д) определение состояния технологического оборудования эксплуатационных скважин и глубины прихвата бурового инструмента в бурящихся скважинах;

– РД 153-39.0–072-01 (раздел 24.3.) предписывает измерение:

– «...максимальной суммарной толщины двух (обсадных) труб – до 19 мм;
– « минимальной протяженности обнаруживаемого дефекта вдоль оси трубы – 75 мм, а поперек оси – 0,5 периметра трубы при ширине зазора не менее 0,1 мм».

Указанные диагностические параметры не имеют ни научного обоснования, ни практического значения, т.к. суммарная толщина двух труб никоим образом не характеризует их прочностные свойства (ни первой, ни второй и ни двух труб вместе), а минимальная протяженность сквозного дефекта вдоль оси трубы 75 мм входит еще и в противоречие с ГОСТ – 632–80, который регламентирует их производство.

Таким образом, несовершенство нормативных документов и путаница с диагностическими параметрами приводят к большим объемам ГИС, не имеющих практического значения.

Проведенные нами исследования [3, 9, 10,] показали, что:

1. Существующие нормативные документы не регламентируют проведение геофизических исследований в наклонно-горизонтальных скважинах, а мето-

РИС. 1.
Флюидопроводящие каналы в цементном камне

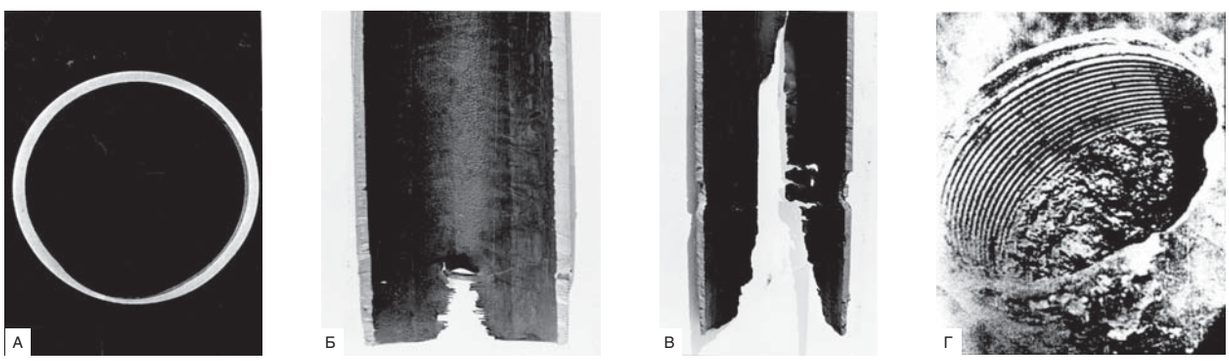


РИС. 2.
Повреждения обсадных колонн при строительстве и эксплуатации скважин. А – желобной износ обсадной колонны; Б – желобной износ обсадной колонны со вскрытием резьбового соединения; В – разрушение обсадной колонны в месте перегиба ствола скважины; Г – коррозия внутренней поверхности обсадной колонны

maket_vestnik_2017_05.indd 91 11.01.2018 15:54:41

дическое и программно-математическое обеспечение ГИС, разработанное ранее для вертикальных скважин, не учитывает ограничения геофизических методов и приборного обеспечения.

2. Целый ряд геофизических методов (термометрия, АКЦ, спектральная шумометрия и др.), традиционно применяемых в нефтяных скважинах, обладает существенными ограничениями к применению в газовых скважинах [6, 12, 19, 35].

3. Геофизические методы и приборное обеспечение, применяемые для контроля технического состояния обсадных колонн как в России, так и за рубежом, имеют ограничения к применению в наклонно-горизонтальных скважинах (из-за эксцентриситета скважинных приборов) и не могут обеспечить достоверность получаемой информации из-за намагниченности обсадных колонн и других дестабилизирующих факторов [4, 18, 20–23, 34].

4. Традиционные подходы и методики оценки качества цементирования скважин [2, 7] принципиально не позволяют определить герметичность заколонного пространства, т.к. ограничиваются оценкой состояния контактов цементного камня по границам «колонна-цемент» и «цемент-порода» и не предполагают наличие переточных каналов в самом цементном камне.

Таким образом, можно констатировать, что в геофизической отрасли нет ни нормативной базы, ни достаточно эффективных серийных технических средств и технологий для производства ГИС, позволяющих получать достоверную информацию о техническом состоянии крепи в наклонно-горизонтальных скважинах и на нефтегазовых месторождениях с АВПД и высокими температурами.

Для решения указанных проблем автором выполнено следующее:

1. Сформулированы первоочередные задачи ГИС и разработана научно обоснованная концепция контроля технического состояния крепи скважин [7, 10];

2. Определены необходимые дополнительные диагностические параметры и критерии оценки технического состояния обсадных колонн;

3. Выявлены принципиальные недостатки геофизических методов, технических средств и технологий, применяемых для определения дефектов крепи в наклонно – горизонтальных скважинах и на месторождениях с АВПД и высокими температурами;

4. Проведен анализ влияния дестабилизирующих факторов на достоверность получаемых геофизических данных и результаты их интерпретации;

5. Разработаны и запатентованы новые технические решения, направленные на повышение достоверности и реализации:

– магнитных методов и электромагнитной трубной профилеметрии [25, 26];

– высокочувствительной малоинерционной термометрии [27, 28];

– механо-акустического метода контроля технического состояния крепи скважин (не имеющего аналогов за рубежом) [29] и комплексного термомеханo-акустического способа оценки цементирования скважин [30] и другие технические решения [31, 32, 33].

6. Разработан комплекс приборов нового поколения (рис. 3) для контроля технического состояния крепи скважин [1, 5, 8, 11, 13, 15, 16, 17, 21, 24].

7. Разработаны новые технологии ГИС:

– комплексной оценки качества цементирования скважин;

– определения мест негерметичности обсадных колонн с малыми утечками (по газу);

– определения путей распространения ремонтных тампонажных составов за обсадными колоннами для ликвидации МКД и перетоков флюидов;

– определения сквозных повреждений обсадных колонн в наклонно -горизонтальных скважинах;

– определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции.

8. Разработаны методические основы контроля технического состояния крепи скважин, включающие:

– «Методику интерпретации данных профилеметрии обсадных колонн» в наклонно-направленных и «горизонтальных» скважинах;

– «Регламент проведения геофизических исследований скважин при разработке газовых, газоконденсатных месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа».

Указанный аппаратурный комплекс и методические основы контроля технического состояния крепи скважин нашли практическое применение более чем в 100 скважинах.

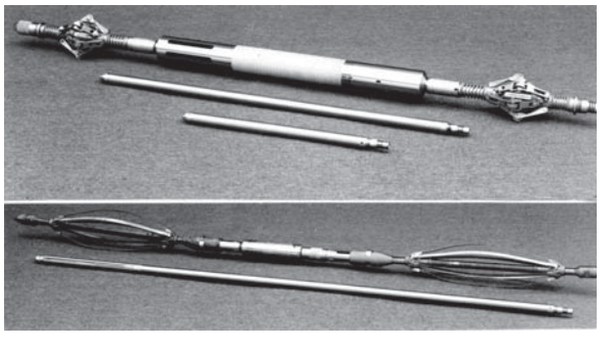


РИС. 3.

Комплекс приборов для контроля технического состояния крепи скважин нового поколения, включающий (сверху вниз): индукционный дефектоскоп ИДК-105М; дифференциальный магнитный локатор повреждений обсадных колонн ДЛМ-42; высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1; локатор потери металла ЛПМ-42; комплексный скважинный прибор СМАШ-42М

maket_vestnik_2017_05.indd 92 11.01.2018 15:54:50

На их базе, впервые в отрасли, оказалось возможным разработать:

– программно-математическое обеспечение для корректного определения геометрических параметров обсадных труб в наклонно-горизонтальных скважинах;

– нормативный документ – «Регламент проведения геофизических исследований и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи вертикальных и наклонно-горизонтальных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами», согласованный в Нижне-Донском управлении Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Таким образом, решена триединая задача – разработаны новые технические средства, новые технологии ГИС и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи нефтегазовых скважин с большими отклонениями стволов от вертикали и на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами.

Литература

1. **Баканов Ю.И., Гераськин В.Г., Климов В.В.** Технические средства контроля траектории сложнопрофильной скважины в процессе их восстановления из бездействующего фонда // Технологии ТЭК. 2007. № 4. С. 23–25.
2. **Белов С.В., Заичкин Е.В., Наугольных О.В., Ташкинов И.В.** Мониторинг технического состояния скважин в программном комплексе «СОНАТА» // Каротажник. 2010. № 2 (191). С. 96–109.
3. **Гейхман М.Г., Колесниченко В.П., Климов В.В. и др.** Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе и скважин с высокими пластовыми давлениями и температурой. Краснодар: Просвещение – Юг, 2011. 263 с.
4. **Епифанов О.Ю., Хорольский А.В., Морозов А.М., Киселев В.В., Ноготков В.С.** Опыт применения аппаратуры магнитоимпульсной дефектоскопии МИД – К» // Газовая промышленность. 2002. № 10. С. 52–57.
5. **Климов В.В.** Аппаратура контроля технического состояния скважин // Газовая промышленность. 1997. № 5. С. 48.
6. **Климов В.В.** Возможности и ограничения метода спектральной шумометрии. Каротажник. 2001. № 80. С. 54–59.
7. **Климов В.В.** Концепция и задачи контроля технического состояния крепи скважин на месторождениях и ПХГ // Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». 2007. № 2. С. 60–65.
8. **Климов В.В.** Диагностика технического состояния обсадных колонн нефтегазовых скважин // Каротажник. 2008. №1 (166). С. 10–37.
9. **Климов В.В.** Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. 300 с.
10. **Климов В.В.** Повышение достоверности результатов ГИС для контроля крепи горизонтальных скважин// Oil & Gas RUSSIA. 2008. № 1–2. С. 36–40.
11. **Климов В.В.** Повышение достоверности результатов геофизических исследований при контроле технического состояния крепи наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». 2008. № 3. С. 41–47.
12. **Климов В.В.** Повышение достоверности контроля крепи горизонтальных скважин // Oil & Gas Russia. 2012. № 10. С. 62–66.
13. **Климов В.В.** Диагностика обсадных колонн // Oil & Gas Russia. 2013. № 5 (71). С. 59–66.
14. **Климов В.В.** Контроль технического состояния крепи скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений и температур // Oil & Gas Russia. 2014. № 10 (87). С. 72–76.
15. **Климов В.В.** Повышение эффективности работы нефтегазовых скважин // Новые технологии ГИС. Нефть. Газ. Новации. Самара. 2014. № 7. С. 48–51.
16. **Климов В.В.** Диагностика обсадных колонн электромагнитными методами. Проблемы и решения // Oil & Gas Russia. 2015. № 5 (93). С. 54–58.
17. **Климов В.В., Гераськин В.Г.** Повышение достоверности результатов геотермических исследований в скважинах на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Научно-технический сборник «Транспорт и подземное хранение газа». ООО «ИРЦ Газпром». 2008. № 2. С. 19–23.
18. **Климов В.В., Енгибарян А.А.** Возможности и ограничения применения метода электромагнитной трубной профилеметрии // Каротажник. 2007. № 7 (160). С. 44–50.
19. **Климов В.В., Климов Е.В.** Возможности и ограничения акустических методов контроля цементирования // Каротажник. 2009. № 4 (181). С. 120–131.
20. **Климов В.В., Климов Е.В.** Диагностика технического состояния обсадных колонн: анализ возможностей и ограничений к применению метода электромеханической трубной профилеметрии // Каротажник. 2009. № 6 (183). С. 65–70.
21. **Климов В.В., Климов Е.В.** Проблемы дефектоскопии обсадных колонна нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Каротажник. 2009. № 10 (187). С. 83–93.
22. **Колесниченко А.Т., Дулаев В.Х-М, Петер-**

maket_vestnik_2017_05.indd 93 11.01.2018 15:54:52

сон А.Я., Терещенко Ю.П. Повышение информативности электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважинах. Э.И. серия «Бурение». 1986. № 7. С. 20–23.

23. **Колесниченко В.П., Кравцов И.Н., Климов В.В.** Возможности и ограничения магнитоимпульсного метода контроля технического состояния обсадных колонн и насосно-компрессорных труб // Каротажник. 2006. № 5 (146). С. 38–50.
24. **Макаренко П.П., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Климов В.В.** Контроль технического состояния скважин // Газовая промышленность. 1997. № 6. С. 36–38.
25. Патент RU № 2328731, G 01 № 27/82. Магнитный локатор дефектов повреждения труб.
26. Патент RU № 2410538, E 2 1B 47/08, G 01 № 27/8. Устройство для исследования технического состояния ферромагнитных труб.
27. Патент RU № 2193169, G 01 K 7/24. Устройство для дистанционного измерения температуры.
28. Патент RU № 2315268, G 01 K 7/24. Устройство для дистанционного измерения температуры.
29. Патент RU № 2102597, E 21 B 47/14. Способ контроля состояния крепи скважин.
30. Патент RU № 2405936, E 21 B 47/14. Способ комплексной оценки качества цементирования скважин и разобщения пластов-коллекторов.
31. Патент RU № 2405934, E 21 B 47/10, E 21 B 47/12, G 01 V 5/10. Способ определения технического состояния скважин.
32. Патент RU № 2199007, E 21 B 47/10. Способ определения технического состояния скважин.
33. Патент RU № 2134779, E 21 B 47/00. Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления.
34. **Сулейманов М.А., Служаев В.Н., Семенов Е.В.** Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин. Уфа: НПФ «Геофизика». 1997. 173 с.
35. **Хилл, Т.Х.** Дефектоскопия нефтепромысловых трубных изделий // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. М. : Недра, 1984. 25 с.

Вячеслав Васильевич Климов,
к.т.н., профессор кафедры «Нефтегазового дела им. проф. Г.Т. Вартумяна» Кубанского Государственного технологического университета,

350002, г. Краснодар, ул. Старокубанская, д. 88/4, 473а
тел.: +7 (918) 442-72-44, e-mail: VVKlimov2010@gmail.com

maket_vestnik_2017_05.indd 94 11.01.2018 15:54:52

УДК 338.45

ОБОСНОВАНИЕ СОЗДАНИЯ СЕТИ ТЕПЛОЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ПАО «ГАЗПРОМ» В КРАСНОДАРСКОМ КРАЕ НА ОСНОВЕ НИЗКОРЕНТАБЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

А.А. Захаров, К.К. Реснянская, Д.Г. Антониади, А.И. Корсунов, К.Э. Джалалов, Ю.П. Арестенко, В.В. Прохорова

В статье экономически обосновано создание сети теплоэнергообеспечения на примере объектов ПАО «Газпром» в пространстве Краснодарского края на основе низкорентабельных газовых месторождений и месторождений на завершающей стадии разработки.

Ключевые слова: *низкорентабельные газовые месторождения, месторождения на завершающей стадии разработки, экономические стимулы, эффективная добыча газа, производство электроэнергии.*

THE RATIONALE FOR THE CREATION OF A NETWORK OF HEAT AND ENERGETIC OBJECTS OF «GAZPROM» IN THE KRASNODAR REGION ON THE BASIS OF A LOW MARGIN GAS FIELDS AND FIELDS IN THE FINAL STAGES OF DEVELOPMENT

A.A. Zakharov, K.K. Resnyanskaya, D.G. Antoniadi, A.I. Korsunov, K.E. Jalalov, Yu.P. Arestenko, V.V. Prokhorov

The article economically justified the creation of a network of teploenergosnabzhenie for example, objects of "Gazprom" in the space of Krasnodar region on the basis of a low margin gas fields and fields in the final stages of development.

Keywords: *low-profit gas fields, fields at the final stages of development, economic incentives, efficient extraction of gas, production of electricity.*

В настоящий момент проблемы энергосбережения и снижения энергетических затрат становятся все более актуальными и являются приоритетными стратегическими задачами экономики России. Учитывая, что в РФ энергоемкость промышленного производства и социальных услуг во много раз превышает общемировые показатели, вопросам снижения энергозатрат и повышения энергоэффективности уделяется особое внимание, поскольку стабильность, уровень экономического развития и конкурентоспособность напрямую зависят от эффективности использования энергоресурсов.

Особенно остро вопросы снижения энергопотребления и повышения энергоэффективности стоят перед компаниями, которые разрабатывают свои месторождения на поздних стадиях, в условиях, когда снижение затрат на проведение геолого-технических мероприятий, а также мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности носят ключевой характер в поддержании безубыточной деятельности.

В последние годы на федеральном уровне рассматривают возможности вовлечения в разработку низкорентабельных месторождений и месторождений на завершающей стадии разработки. Однако традиционные методы повышения экономической и управленческой эффективности энергосберегающей деятельности нефтегазодобывающих предприятий не позволяют в полной мере выявить и реализовать потенциал энергосбережения и повышения энергоэффективности [1], что обусловливает своевременность настоящего исследования, основная цель которого создание сети теплоэнергообеспечения на примере объектов ПАО «Газпром» в Краснодарском крае на

maket_vestnik_2017_05.indd 95 11.01.2018 15:54:53

основе низкорентабельных газовых месторождений и месторождений на завершающей стадии разработки.

Объектом исследования выбрана газодобывающая компания «Газпром добыча Краснодар», осуществляющая добычу природного газа более чем на 30 месторождениях Краснодарского края.

Основой данного исследования послужила необходимость решения ряда задач:

– оценить действующий фонд скважин на исследуемом объекте;
– обосновать критерии выбора месторождений для преобразования газа в электроэнергию;
– определить стоимость электроэнергии после установки генерирующего оборудования для получения электроэнергии из добываемого газа;
– обосновать целесообразность капитальных вложений с подтверждением экономической эффективности по нескольким месторождениям.

С целью выявления резервов энергосбережения, снижения капиталовложений и эксплуатационных затрат в процессе добычи газа и получения аналитических зависимостей авторами выбрана группа нефтяных месторождений, разрабатываемых на поздней стадии, со сходными геологическими условиями. По ним проведен анализ геолого-физической характеристики и текущего состояния разработки, выполнены расчеты прогнозных показателей добычи газа на 15-летний период, подобраны и рассчитаны газотурбинные установки различных мощностей для выработки электрической и тепловой энергии, определена стоимость электроэнергии, рассчитан экономический эффект.

Большое количество газовых месторождений в Краснодарском крае, эксплуатируемых газодобывающими предприятиями, такими, как ООО «Газпром добыча Краснодар», находятся в поздней стадии разработки и характеризуются высокой обводненностью добываемой продукции и низкой дебитностью скважин.

В условиях рыночной экономики целью газодобывающей компаний является максимизация прибыли. Этой цели не соответствует существующая эксплуатация нерентабельных газовых скважин, если только они не обеспечивают увеличение экономических результатов в целом по месторождению. В связи с чем назрела необходимость экономического обоснования и проведения расчета эффективности добычи газа из малодебитных нерентабельных скважин.

На основе полученных данных авторами установлено, что перспективным направлением работы региональных подразделений ООО «Газпром добыча Краснодар» может стать постепенный переход на производство электроэнергии и тепла из собственных ресурсов газа (как минимум для собственных нужд).

Для исследования по критериальному признаку были отобраны 9 месторождений с высокой фактической себестоимостью (табл. 1), по которым производился дальнейший расчет. Были рассчитаны такие критерии, как затраты на реализацию мероприятия, уровень рентабельности, внутренняя норма доходности, показатели экономической эффективности и срок окупаемости [2].

Необходимо отметить, что фактическая себестоимость реализованного природного газа определяется Департаментом экономической экспертизы и ценообразования (ДЭЭиЦ) ПАО «Газпром».

Если цена превышает 3740 руб. (стоимость поставки газа в систему магистральных газопроводов, утвержденная ДЭЭиЦ), то необходимо снижение капиталовложений и эксплуатационных затрат.

Для повышения эффективности добычи природного газа на исследуемых месторождениях предложено добываемый газ перерабатывать в электроэнергию, формируя новый подход к использованию природного газа. Для расчета переработки газа в электроэнергию необходима информация о потреблении

ТАБЛИЦА 1.

Фактическая себестоимость реализованного природного газа за 2016 г. по филиалам ООО «Газпром добыча Краснодар»*

	Наименование месторождений	Себестоимость реализации природного газа (фактическая цена реализации 5360,55 руб.)
1	Каневско-Лебяжье	6 904,57
2	Бейсугское	5 542,32
3	Граничное (Ю.Крыловское)	12 816,57
4	Ладожское	26 820,85
5	Лебединское	13 644, 43
6	Мостовянское	5 531,59
7	Прибрежное	10 195, 16
8	Северо-Прибрежное	26 799, 35
9	Ю-Черноерковское	32 779, 16

* Данные о себестоимости каждого месторождения предоставлены ООО «Газпром добыча Краснодар»

maket_vestnik_2017_05.indd 96 11.01.2018 15:54:53

электроэнергии на собственные нужды по каждому месторождению, складываемая из подготовки, транспортировки, потребления на свет, электричество и покрытия нужд в общежитиях, технических помещениях, где пребывают люди, обслуживающие конкретное месторождение.

Авторами предложена установка генерирующего оборудования для получения электроэнергии из добываемого газа. Применение газотурбинной установки экономически оправдано, так как на сегодняшний день электростанции, работающие на газовом топливе, имеют наиболее привлекательную для потребителя удельную стоимость строительства и низкие затраты при последующей эксплуатации.

При определении величины капиталовложений в установку газовой турбины учитывают ее мощность, состав основного и вспомогательного оборудования, местные условия эксплуатации. Для Северо-Прибрежного и Прибрежного месторождений используется одна генерирующая установка, т.к. эти месторождения находятся рядом. Капитальные затраты на установку газотурбинного блока определяются на основании сводного сметно-финансового расчета (СФР). В табл. 2 представлены затраты на установку газотурбинной установки (ГТУ).

Установка ГТУ рассчитывается на 15 лет. Для поддержания оборудования в работоспособном состоянии с заложенными в нем техническими характеристиками, для обновления (реновации) его в соответствии с техническим прогрессом в данной области запланирован периодический ремонт оборудования, каждые 7600 часов.

Для внедрения в производство проекта установки ГТУ следует осуществить расчет на величину затрат. Необходимо рассмотреть и дать оценку в изменении себестоимости электроэнергии отпускаемой АО «НЭСК» и себестоимости полученной электрической энергии с помощью, установленных на всех месторождениях ГТУ. Данные по затратам отражены в табл. 3.

ТАБЛИЦА 2.

Капитальные вложения по ГТУ

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Поставка оборудования	289 875
Проектно-изыскательские работы	30 150
Строительно-монтажные работы	50 550
Пуско-наладочные работы, обучение	23 100
ИТОГО	393 675

ТАБЛИЦА 3.

Сводная таблица по видам затрат

Вид затрат	Затраты
Капитальные вложения, тыс. руб.	393,675
Стоимость электроэнергии на собственные нужды, млн. руб.	2,51
Амортизация, млн. руб.	78,735
Обязательные отчисления от заработной платы, руб.	7128
Годовые расходы на ремонт и эксплуатацию оборудования	12,973
Себестоимость отпущенного кВт. ч на ТЭС, руб.	3,7
Себестоимость выработки электрической энергии руб./ кВт.ч	2,49

ТАБЛИЦА 4.

Сводная таблица по отпускаемой электроэнергии

Стоимость отпускаемой электроэнергии, руб.		Разница стоимости отпускаемой электроэнергии
ОАО «НЭСК»	5,599	0,789
ООО «Газпром добыча Краснодар»	4,81	

ТАБЛИЦА 5.

Основные технико-экономические показатели с применением генерирующего оборудования

Показатели	Каневско-Лебяжье	Бейсугское	Прибрежное и Северо-Прибрежное
Срок эксплуатации генерирующего оборудования, лет	15	15	15
Чистая прибыль, тыс. руб.	1017544,6	2439731,57	1352176,07
Себестоимость 1 кВт. ч. электроэнергии, руб.	3,8	3,7	4,2
Уровень расчетной рентабельности, %	38	38	26
Внутренняя норма доходности, %	53	38	16
Срок окупаемости, годы	2,7	3,3	6
Экономический эффект, тыс. руб.	– 97742,4	– 61520,2	– 316035

maket_vestnik_2017_05.indd 97 11.01.2018 15:54:55

ТАБЛИЦА 6.
Расчет экономического эффекта от внедрения ГТУ на каждом месторождении

Показатели	Каневско-Лебяжье				Бейсугское				Прибрежное и Северо-Прибрежное			
	Выручка от реализации тыс. руб.		Ежегодные затраты тыс. руб.		Выручка от реализации тыс. руб.		Ежегодные затраты тыс. руб.		Выручка от реализации тыс. руб.		Ежегодные затраты тыс. руб.	
	До внедрения	После внедрения	До внедрения	После внедрения	До внедрения	После внедрения	До внедрения	После внедрения	До внедрения	После внедрения	До внедрения	После внедрения
Итого	3133810,2	4187793	2756852,78	2421668,23	1876944,34	4187792,5	1958380,18	2421668,23	1366503,30	2990122,8	1011923-7,36	1277179,40
Эффект экономия	10539983,2		- 335184,55		2310848		- 463288		1623620		8842058	

Стоимость электроэнергии, отпускаемой АО «НЭСК» ООО «Газпром добыча Краснодар», составляет 5,599 руб., тогда как выработка электрической энергии самостоятельно с помощью установленных на всех месторождениях ГТУ с учетом наценки 30% составит 4,81 руб. /кВт. ч. Цена 4,81 руб. – принятая цена для расчета продажи электроэнергии сторонним потребителям. В табл. 4 отражена разница между отпускаемой электроэнергией, покупаемой на рынке, и электроэнергией произведенной на предприятии ООО «Газпром добыча Краснодар».

ГТУ рассчитывается по трем месторождениям, так как именно на этих месторождениях высокая добыча газа.

Технико-экономические показатели внедрения генерирующих мощностей по каждому месторождению представлены в табл. 5. В связи с тем, что производство электроэнергии многократно превышает собственное потребление, прибыль и дополнительный экономический эффект рассчитываются с учетом реализации сторонним потребителям всей произведенной дополнительной электроэнергией по стоимости 4,81 руб., а затраты как себестоимость собственного производства. Стоимость электроэнергии на собственные нужды определена как себестоимость произведенной электроэнергии. Экономический эффект для собственных нужд определяется за счет разницы между ценой ОАО «НЭСК» и стоимостью собственной произведенной электроэнергией.

На завершающей стадии разработки месторождения Каневско-Лебяжье, Бейсугское, Прибрежное и Северо-Прибрежное были признаны нерентабельными вследствие высокой себестоимости добычи.

Экономический эффект от внедрения предлагаемого генерирующего оборудования на этих месторождениях рассчитывается путем проведения сравнительного анализа добычи газа и его переработки в электроэнергию (табл. 6).

В табл. 7 отображен финансовый результат от установки ГТУ на выбранных месторождениях.

При установке ГТУ выручка от реализации на всех исследуемых месторождениях увеличивается, а ежегодные затраты снижаются. Внедрение ГТУ позволяет перерабатывать газ в электроэнергию на каждом из месторождений, что дает возможность отказаться от услуг АО «НЭСК». При этом, часть производимой электроэнергии можно тратить на собственные нужды, оставшуюся часть реализовывать потребителям, что позволит получить дополнительный доход и, как следствие, снизить затраты на содержание месторождений.

У Северо-Прибрежного и Прибрежного месторождений внутренняя норма доходности (ВНД) имеет отрицательное значение, что дает основание сделать вывод об экономической нецелесообразности установки генерирующего оборудования.

maket_vestnik_2017_05.indd 98 11.01.2018 15:54:56

ТАБЛИЦА 7.

Убыток при существующих ценах реализации и фактической себестоимости

Показатели	Каневско-Лебяжье		Бейсуг-ское		Прибрежное и Северо - Прибрежное	
Цена за 1 кВТ.ч	5,599	3,7	5,599	3,7	5,599	4,3
Убыток за 1кВТ.ч	- 1,899		-1,899		1, 299	
Газ направленный на выработку электроэнергии тыс. м3 за 1 год	32661		28904		22375	
Газ направленный на выработку электроэнергии тыс. м3 за 15 год	399279,43		353350,25		273533,49	
Экономический эффект от реализации за 1 год в тыс. руб.	62023,239		54888,696		29065,125	
Экономический эффект от реализации за 1 год в тыс. руб.	758231,638		671012,125		355320,004	

При существующих ценах реализации и фактической стоимости экономический эффект за 1 год суммарно по трем месторождениям составит 145977,06 тыс. руб., за 15 лет – 1784563,77 тыс. руб.

Собственное производство электроэнергии позволяет снизить стоимость собственной произведенной электроэнергии по сравнению с ценой рынка (5.599 руб.), а так же потенциально получить прибыль за счет сбыта электроэнергии сторонним потребителям.

Рентабельность при реализации на внешнем рынке для расчетов принята 30%, однако при реализации по цене АО «НЭСК» показатели эффективности будут выше.

Цена реализации выбрана меньше цены рынка для того, чтобы заинтересованность сторонних потребителей. При определении стоимости газа не учтено снижение затрат в связи с отсутствием необходимости подготовки газа.

Производство электроэнергии и внедрение ГТУ на Каневско-Лебяжьем и Бейсугском месторождениях являются экономически выгодными, так как фактическая себестоимость каждого месторождения (табл. 1) существенно влияет на себестоимость получаемой электроэнергии, что в конечном итоге сказывается на ВНД и сроке окупаемости.

Таким образом, при переходе от реализации газа к реализации электроэнергии в Краснодарском крае можно вырабатывать до одного млрд МВт. На выбранных месторождениях из добываемого газа можно производить до 130 млн МВт в год электроэнергии, что полностью покрывает все потребности ООО «Газпром добыча Краснодар» и позволяет организовать реализацию сторонним потребителям более 100 млн МВт электроэнергии в год. При этом стоимость производства собственной электроэнергии будет в 1,2–1,5 раза ниже рыночной (в 2016 г. – 5,6 руб./КВт).

Исходя из данных, полученных в ходе исследования можно, заключить, что предлагаемый проект по установке на месторождениях ГТУ является эффективным, а вложения экономически выгодными.

Литература

1. **Бугрий О.Е.** Методология подготовки и реализации инвестиционных проектов по добыче низконапорного газа на месторождениях севера Тюменской области и освоения малых месторождений природного газа ХМАО // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 9. С. 11–15.
2. **Галяутдинов И.М.** Повышение экономической эффективности добычи нефти на поздней стадии разработки месторождения на основе внедрения энергосберегающих мероприятий. Автореферат дис. ... канд. экон. наук. СПб.: Санкт-Петербургский горный университет. 2017.

Антониади Дмитрий Георгиевич, д.т.н., профессор Кубанского государственного технологического университета

Джалалов Константин Эдуардович, к.т.н., доцент, профессор Кубанского государственного технологического университета

Арестенко Юрий Павлович, к.т.н., доцент, профессор Кубанского государственного технологического университета

Прохорова Виктория Владимировна, д.э.н., профессор Кубанского государственного технологического университета

Реснянская Ксения Константиновна, магистрант Кубанского государственного технологического университета

Антониади Дмитрий Георгиевич, магистрант Кубанского государственного технологического университета

Корсунов Александр Игоревич, студент Кубанского государственного технологического университета

Александр Андреевич Захаров, студент Кубанского государственного технологического университета

➲ 350072, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2

maket_vestnik_2017_05.indd 99 11.01.2018 15:54:57

УДК, 621.31, 321.313, 621.314, 621.3.04

КОНСТРУКЦИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ АКСИАЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ СИСТЕМ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Я.М. Кашин[1], А.В. Самородов[1], В.В. Шкода[2], М.В. Вострикова[3], М.С. Христофоров[1]

[1] Кубанский государственный технологический университет,
[2]Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков имени Героя Советского Союза А.К. Серова,
[3]Государственный морской университет имени адмирала Ф.Ф. Ушакова

В статье приведено обоснование целесообразности использования в системах автономного электроснабжения объектов нефтедобычи генераторов и генераторных установок, одновременно преобразующих кинетическую энергию ветра и световую энергию Солнца, а также тепловую энергию от любого источника энергии в электрическую энергию. Обоснована целесообразность применения аксиальной конструкции магнитопроводов таких генераторов и генераторных установок. Приведены типовые конструкции аксиального двухвходового ветро-солнечного генератора и трехвходовой аксиальной генераторной установки.

Ключевые слова: *возобновляемые источники энергии, преобразование энергии, многовходовые электрические машины, автономные источники питания., аксиальная конструкция.*

DESIGN PROSPECTIVE AXIAL GENERATORS AND GENERATOR INSTALLATIONS FOR SYSTEMS WITH AUTONOMOUS POWER SUPPLY OF OIL PRODUCTION FACILITIES

Ya.M. Kashin, A.V. Samorodov, V.V. Skoda, M.V. Vostrikova, M.S. Khristoforov

The article shows the feasibility of using independent electric supply systems objects oil generators and generator sets at the same time convert the kinetic energy of wind and light energy from the Sun, as well as heat energy from any source of energy into electrical energy. The expediency of application of axial magnetic structures of such generators. Lists design of axial two-input contactless wind and solar generators and three-input axial generator plant

Keywords: *renewable energy, energy conversion, mnogovhodovye electric machines, self-contained power sources, axial design.*

Повышение эффективности энергоснабжения объектов нефтедобычи в настоящее время является весьма актуальной задачей. Нефтегазовую отрасль отличает высокая энергоемкость, в частности, затраты на энергоносители в себестоимости продукции нередко превышают 50% [11, 13]. Традиционный способ использования централизованных энергосистем, не имевший несколько лет назад экономической альтернативы, в современных условиях не отвечает требованиям к уровню надежности энергоснабжения объектов нефтедобычи. Более того, с постепенным смещением добывающих предприятий на восток и в перспективе – за Полярный круг часто единственным экономически целесообразным способом их энергоснабжения является использование автономных источников электроэнергии [11, 12].

Десятки лет основными источниками автономного и резервного электроснабжения локальных объектов были да и остаются дизельные электростанции (ДЭС). К недостаткам ДЭС следует отнести неэкономичность,

maket_vestnik_2017_05.indd 100 11.01.2018 15:54:57

энергетическую неэффективность, неблагоприятное воздействие на природу, неудовлетворительные массогабаритные показатели. Если при этом потребители работают в одну смену, то график нагрузки в САЭ будет резкопеременным с пиком нагрузки около 8–9 часов утра. По этой причине энергоблок САЭ обычно составляют из нескольких параллельно работающих ДЭС, режимами включения-отключения которых обеспечивают близкое к оптимальному покрытие графика нагрузки. Поэтому экономически целесообразно использовать автономные источники, преобразующие энергию возобновляемых источников (например, ветра и Солнца) в электрическую энергию. Важную роль в этом играет рациональное использование энергетического потенциала возобновляемых источников энергии [6].

Самой быстрорастущей отраслью производства электроэнергии на современном этапе является ветроэнергетика. В некоторых регионах уже сегодня ветроэнергетика успешно конкурирует с традиционной энергетикой, основанной на использовании ископаемых видов топлива. Уже в конце 2002 г. установленная мощность ветростанций во всем мире превысила 30 000 МВт. В то же время во всем мире очевиден явный рост интереса и к фотоэлектрике, хотя ее сегодняшняя себестоимость в 3–4 раза выше себестоимости традиционной энергетики. Фотоэлектричество особенно привлекательно для удаленных и труднодоступных областей, не имеющих подключения к общей энергосистеме. Передовая тонкопленочная технология, применяемая для производства фотоэлектрических батарей, гораздо дешевле кристаллической кремниевой технологии и активно внедряется в крупномасштабное коммерческое производство [7].

Одним из самых убедительных фактов перспективного будущего возобновляемой энергетики является то, что такие большие компании, как Entron Shell и British Petroleum за последнее время много инвестировали в развитие фото- и ветроэнергетики.

Традиционная схема освоения ВИЭ основывается на использовании только одного вида источника энергии, в силу ряда особенностей ВИЭ (недетерминированность, неравномерное распределение времени года и суток и пр.) такой подход следует считать малоэффективным.

Использование одного вида ВИЭ приводит к необходимости сооружать накопительные устройства большой мощности для покрытия потребностей в электроэнергии во время естественных спадов природной активности источника энергии. Природные характеристики ВИЭ приводят к неоправданному усложнению системы электроснабжения, простоям и, как следствие, к экономической неэффективности такой системы, удорожанию себестоимости вырабатываемой электроэнергии и т.д.

Множество проблем связанных с экономической и технической неэффективностью системы электроснабжения основанной на использовании ВИЭ можно избежать, если в рамках одной энергосистемы использовать два или более ВИЭ [5].

Одним из вариантов одновременного использования энергии ветра и Солнца являются двухвходовые электрические машины-генераторы [1–4, 8], разработанные на кафедре электротехники и электрических машин КубГТУ под руководством проф. Б.Х. Гайтова. Это генераторы и генераторные установки аксиальной конструкции, предназначенные для одновременного преобразования кинетической энергии ветра и световой энергии Солнца в электрическую энергию.

В 2007 г. за изобретение «Двухмерная электрическая машина-генератор» профессор Б.Х. Гайтов награжден большой золотой медалью Международного смотра-конкурса «Архимед-2007». В 2010 г. двухмерная электрическая машина-генератор, разработанная под руководством профессора Б.Х. Гайтова, демонстрировалась на Международной выставке научно-технических достижений в г. Харбине (Китай), где получила заслуженное одобрение мировой общественности.

Широко распространенные сегодня цилиндрические (радиальные) конструкции электрических машин, используемых в качестве генераторных установок, имеют ряд серьезных конструктивных недостатков, а именно: сложность конструкции; сложную технологию изготовления из-за необходимости штамповки листов магнитопроводов статора и ротора; высокую стоимость из-за большого расхода электротехнической стали, связанного с высоким процентом ее отходов при штамповке; большие размеры; малую жесткость конструкции; неблагоприятные условия теплоотдачи, охлаждения и вентиляции. Этих недостатков лишены электрические машины аксиальной конструкции. Таким образом, разработка более перспективных, а именно – аксиальных конструкций электрических машин для САЭ является актуальной задачей.

В разработанных генераторах и генераторных установках световая энергия Солнца преобразуется в электроэнергию постоянного тока посредством фотоэлектрических преобразователей с последующим преобразованием в магнитный поток, который складывается по принципу суперпозиции магнитных полей с магнитным потоком, полученным путем преобразования кинетической энергии ветра в механическую энергию вращения ротора с установленными на нем постоянными магнитами. Суммарный магнитный поток преобразуется в многофазную ЭДС, которая затем поступает к потребителям в виде напряжения переменного тока или в виде напряжения постоянного тока (с предварительным выпрямлением в многофазных двухполупериодных выпрямителях).

На рис. 1 представлена конструкция аксиального ветро-солнечного генератора [2], а на рис. 2 его электрическая схема.

maket_vestnik_2017_05.indd 101 11.01.2018 15:54:58

Аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор АДБ ВСГ содержит: корпус 1, постоянный многополюсный магнит 2 индуктора возбудителя с дополнительной обмоткой 3 возбуждения возбудителя, которая подключается к источнику постоянного тока через контакты 4 (рис. 2), внутренний аксиальный магнитопровод 5 с многофазной обмоткой 6 якоря возбудителя и однофазной обмоткой 7 возбуждения основного генератора, боковой аксиальный магнитопровод 8 с многофазной (на рис. 2 – девятифазной) обмоткой 9 якоря основного генератора, вал 10, закрепленный в подшипниковых узлах 11 и 12 и жестко связанный с внутренним аксиальным магнитопроводом 5 посредством диска 13.

Однофазная обмотка 7 возбуждения основного генератора подключается к многофазной обмотке 6 якоря возбудителя через многофазный двухполупериодный выпрямитель 14. Многофазная обмотка 9 якоря основного генератора может быть подключена к многофазному двухполупериодному выпрямителю 14.

Аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор работает следующим образом.

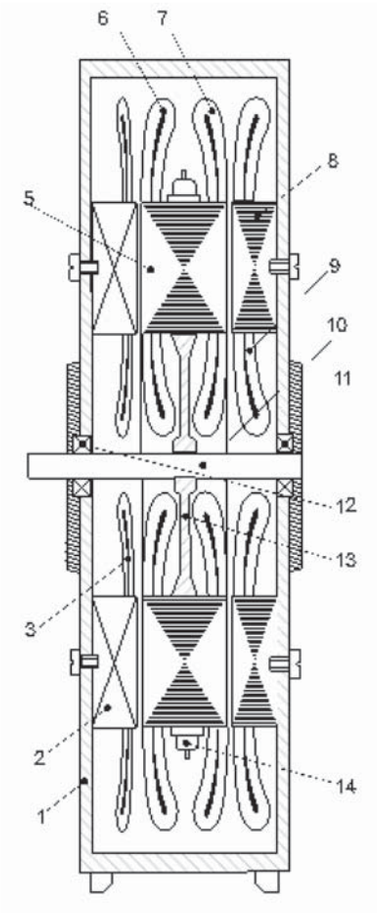


РИС. 1.
Конструкция аксиального ветро-солнечного генератора в разрезе

При подаче постоянного тока (например, от фотоэлектрических преобразователей) через контакты 4 по дополнительной обмотке 3 возбуждения возбудителя протекает ток, при этом создается магнитный поток, направленный согласно с магнитным потоком, создаваемым постоянным многополюсным магнитом 2 индуктора возбудителя. По принципу суперпозиции магнитных полей магнитные потоки, создаваемые дополни- тельной обмоткой 3 возбуждения возбудителя и постоянным многополюсным магнитом 2 индуктора возбудителя, суммируются. При вращении внутреннего аксиального магнитопровода 5 с многофазной обмоткой 6 якоря возбудителя суммарный магнитный поток, созданный многополюсным постоянным магнитом 2 индуктора возбудителя и дополнительной обмоткой 3 возбуждения возбудителя взаимодействует с многофазной обмоткой 6 якоря возбудителя, уложенной в пазы внутреннего аксиального магнитопровода 5 со стороны постояннного многополюсного магнита 2 индуктора возбудителя, и наводит в ней многофазную систему ЭДС, которая выпрямляется многофазным двухполупериодным выпрямителем 14 и подается на однофазную обмотку 7 возбуждения основного генератора, уложенную в пазы внутреннего аксиального магнитопровода 5 со стороны бокового аксиального магнитопровода 8. При этом в однофазной обмотке 7 возбуждения основного генератора создается магнитный поток.

Магнитный поток, созданный обмоткой 7 возбуждения основного генератора, взаимодействует с многофазной обмоткой 9 якоря основного генератора, уложенной в пазы бокового аксиального магнитопровода 8, и наводит в ней многофазную систему ЭДС, которая подается в сеть.

В результате описанных процессов происходит суммирование механической энергии вращения (на-

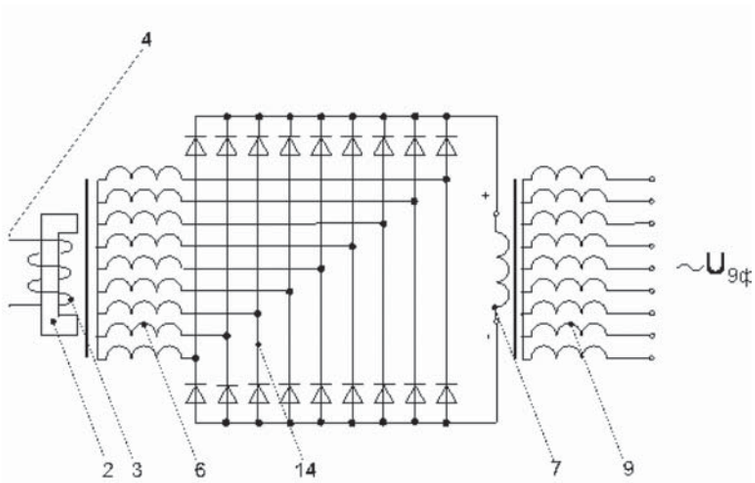


РИС. 2.
Электрическая схема аксиального ветро-солнечного генератора

maket_vestnik_2017_05.indd 102 11.01.2018 15:54:59

пример, энергии ветра) и электрической энергии постоянного тока (например, световой энергии Солнца, преобразованной фотоэлектрическими преобразователями в электрическую энергию постоянного тока) на входе, преобразование и выдача на выходе суммарной электрической энергии переменного тока.

Другой перспективной генераторной установкой является трехвходовая аксиальная генераторная установка (ТАГУ) [9]. На рис. 3 представлен общий вид этой установки в разрезе, а на рис. 4 – ее электрическая схема.

ТАГУ содержит: корпус 1, в котором установлены блок управления 20, датчики положения ротора 24 (ДПР), В корпусе каждого из которых размещена сигнальная обмотка 25 и обмотка возбуждения (на рис. 3-4 не показана), боковой аксиальный магнитопровод 10 с многофазной обмоткой 11 якоря основного генератора, боковой аксиальный магнитопровод 21 с дополнительной многофазной обмоткой 22, внутренний аксиальный магнитопровод 3 с многофазной обмоткой 4 якоря подвозбудителя, основной 5 и дополнительной 6 однофазными обмотками возбуждения возбудителя, и ротор, на валу 12 которого посредством дисков 15 и 16 жестко закреплены постоянный аксиальный многополюсный магнит 2 индуктора подвозбудителя и аксиальный вращающийся магнитопровод 7 с многофазной обмоткой 8 якоря возбудителя и однофазной обмоткой 9 возбуждения основного генератора, при этом постоянный аксиальный многополюсный магнит 2 индуктора подвозбудителя выполнен с постоянными магнитами 23 положения ротора, закрепленными на нем по внешнему радиусу, а корпус ДПР 24 с сигнальной обмоткой 25 и обмоткой возбуждения (на рис 3-4. не показана) установлен на линии пересечения плоскости, проходящей через оси симметрии постоянных магнитов 23 положения ротора и перпендикулярной оси вращения ротора. Каждый ДПР 24 закреплен на внутренней поверхности корпуса 1 посредством штанги 26 и равноудален от соседних ДПР 24. Вал 12 ротора закреплен в подшипниковых узлах 13 и 14, закрыт крышкой 55 с одной стороны и выходит за пределы корпуса 1 с другой стороны.

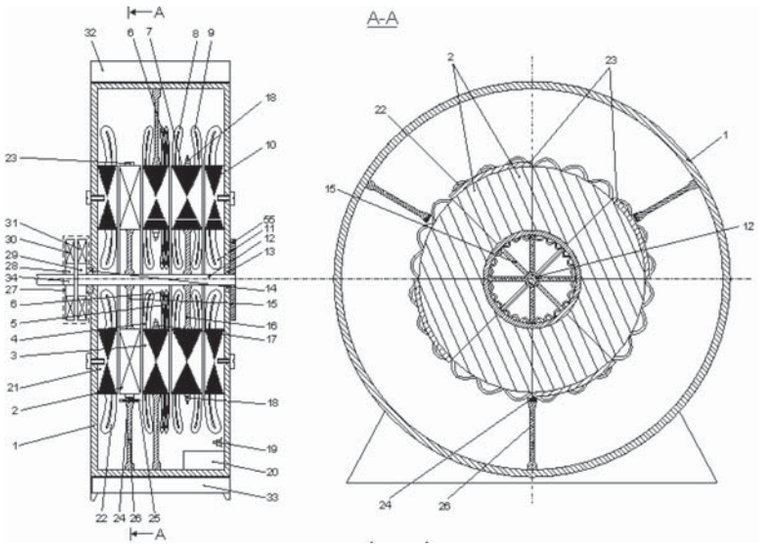


РИС. 3.
Общий вид трехвходовой аксиальной генераторной установки в разрезе

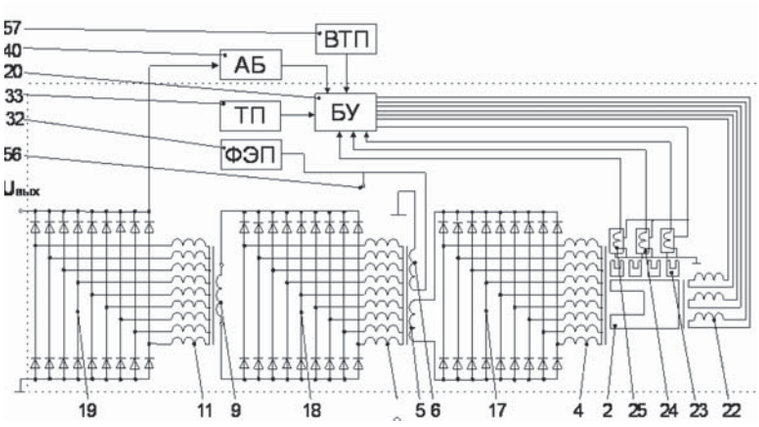


РИС. 4.
Электрическая схема трехвходовой аксиальной генераторной установки

Однофазная обмотка 9 возбуждения основного генератора подключена к многофазной обмотке 8 якоря возбудителя через многофазный двухполупериодный выпрямитель 18, основная однофазная обмотка 5 возбуждения возбудителя подключена к многофазной обмотке 4 якоря подвозбудителя через многофазный двухполупериодный выпрямитель 17, а многофазная обмотка 11 якоря основного генератора подключена к выходному многофазному двухполупериодному выпрямителю 19, который выполнен с возможностью подключения к внешнему резервному источнику энергии аккумуляторной батарее (АБ) 40. Вверхней части корпуса 1 установлен фотоэлектрический преобразователь (ФЭП) 32, выполненный с возможностью подключения к дополнительной однофазной обмотке 6 возбуждения возбудителя, которая выполнена с возможностью подключения к внешнему фотоэлектрическому преобразователю (на фиг. не показан), через контакты 56 (фиг. 2). В нижней части корпуса 1 установлен тепловой преобразователь (ТП) 33, выполнен-

maket_vestnik_2017_05.indd 103 11.01.2018 15:55:02

ный с возможностью подключения к дополнительной многофазной обмотке 22 через блок управления (БУ) 20, а на конце вала 12 ротора, выходящем за пределы корпуса 1 установлен магнитный редуктор 27, состоящий из вала 34 магнитного редуктора, ведущего 28 и ведомого 29 дисков, выполненных из немагнитного материала, и постоянных магнитов 30 и 31, размещенных на ведущем 28 и ведомом 29 дисках разноименными полюсами навстречу друг к другу, при этом ведущий диск 28 жестко закреплен на валу 34 магнитного редуктора 27, ведомый диск 29 жестко закреплен на валу 12 ротора ТАГУ. Дополнительная многофазная обмотка 22 выполнена с возможностью подключения через БУ 20 к внешнему тепловому преобразователю (ВТП) 57 (рис. 4).

Разработанная установка, в отличие от известных, позволяет обеспечить с помощью одной аксиальной электрической машины суммирование энергии, поступающую от трех разнородных источников энергии: механической энергии, световой энергии (с предварительным преобразованием ее фотоэлектрическим преобразователем в электрическую энергию постоянного тока) и тепловой энергии (с предварительным преобразования ее тепловым преобразователем в электрическую энергию постоянного тока) с одновременным преобразованием полученной суммарной энергии в электрическую энергию постоянного тока высокого качества.

Возможность суммирования световой энергии с другими видами энергии достигается за счет того, что в ТАГУ в верхней части корпуса устанавливается фотоэлектрический преобразователь, к которому подключается дополнительная однофазная обмотка возбуждения возбудителя.

Возможность суммирования тепловой энергии с другими видами энергии достигается за счет того, что в ТАГУ в нижней части корпуса устанавливается тепловой преобразователь, выполняемый с возможностью подключения к дополнительной многофазной обмотке через блок управления.

Возможность суммирования механической энергии с другими видами энергии достигается за счет того, что в ТАГУ на валу ротора, выходящем за пределы корпуса, устанавливается магнитный редуктор, состоящий из вала магнитного редуктора, ведущего и ведомого дисков, выполненных из немагнитного материала, и постоянных магнитов. Механическая энергия вращения (момент вращения) подается от внешнего источника (например, ветра) на вал магнитного редуктора, через магнитный редуктор передается на вал ротора ТАГУ. В узле «дополнительная многофазная обмотка – аксиальный постоянный многополюсный магнит индуктора подвозбудителя с установленными на нем постоянными магнитами датчиков положения ротора» вращающий момент, поступающий от внешнего источника механической энергии, суммируется с вращающим моментом, создаваемым за счет поступающей от внешнего источника тепловой энергии. При вращении ротора ТАГУ под действием суммарного вращающего момента полученная суммарная механическая энергия преобразуется в узле «аксиальный постоянный аксиальный многополюсный магнит индуктора подвозбудителя – многофазная обмотка якоря подвозбудителя» в электрическую энергию. В узле «основная и дополнительная однофазные обмотки возбуждения возбудителя – многофазная обмотка якоря возбудителя» электрическая энергия, полученная от преобразования механической и тепловой энергии, суммируется с электрической энергией, полученной от преобразования световой энергии.

Повышение надежности работы электрической машины достигается за счет того, что в ТАГУ электроэнергию получают от одновременного преобразования энергии от трех разнородных источников. При этом ТАГУ вырабатывает электроэнергию и при отсутствии световой энергии, а в случае недостаточности уровня тепловой энергии может быть использован внешний резервный источник энергии – аккумуляторная батарея, подключаемый к блоку питания дифференциально-минимальным реле блока управления. Кроме того, дополнительная однофазная обмотка возбуждения возбудителя может быть подключена к внешнему фотоэлектрическому преобразователю, а дополнительная многофазная обмотка может быть подключена через блок управления к внешнему тепловому преобразователю.

В 2016 г. авторы изобретения «Трехвходовая аксиальная генераторная установка» [9] удостоены золотой медали Международного салона «Изобретения и инновации» (г. Тур, Франция).

В связи с тем, что интенсивность поступления механической, световой и тепловой энергии может быть неравномерной, величина выходного напряжения вышеописанных генераторов и генераторных установок является нестабильной. Это ограничивает область их применения, поскольку они могут быть использованы только для питания потребителей, некритичных к качеству выпрямленного напряжения.

Расширить области применения генераторов и генераторных установок, преобразующих энергию ВИЭ в электрическую можно за счет стабилизации выходного напряжения. Примером такого развития является стабилизированная трехвходовая генераторная установка [10]. Макет такой установки успешно демонстрировался на VI Московском международном форуме «Открытые инновации», который проходил 16–18 октября 2017 г.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края в рамках научного проекта № 16-48-230500 р_а.

maket_vestnik_2017_05.indd 104 11.01.2018 15:55:05

Литература

1. **Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Гайтова Т.Б., Кашин А.Я.** Аксиальный бесконтактный генератор постоянного тока. Патент на изобретение RUS № 2402858. 12.10.2009.
2. **Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Кашин А.Я., Копелевич Л.Е., Самородов А.В.** Аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор. Патент на изобретение RUS № 2561504. 16.06.2014.
3. **Гайтов Б.Х., Кашин Я.М., Князев А.С., Кашин А.Я., Пудов С.А.** Аксиальный бесконтактный двигатель-генератор. Патент на изобретение RUS № 2529210. 03.10.2013.
4. **Гайтов Б.Х., Самородов А.В., Копелевич Л.Е., Кашин Я.М.** Двухмерная электрическая машина-генератор для автономных систем электроснабжения. // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2013. № 1–2. С. 66–69.
5. **Гайтова Т.Б., Кашин Я.М.** Нетрадиционные электротехнические комплексы (теория, расчет и конструкции). Краснодар: Изд-во КВАИ, 2004. 403 с.
6. **Гайтова Т.Б., Кашин Я.М., Кашин А.Я., Копелевичс Л.Е., Ясьян Ю.П.** Система автономного электроснабжения на базе аксиальных электромагнитных устройств // Труды Кубанского государственного аграрного университета. 2011. № 33. С. 205–209.
7. **Зеленская Е.А., Гайтов Б.Х., Копелевич Л.Е., Самородов А.В., Кашин Я.М., Ладенко Н.В.** Ветро-солнечные генераторы для электроснабжения объектов нефтяной отрасли // Газовая промышленность. 2014. №6 (707). С. 114–117.
8. **Кашин Я.М., Кашин А.Я., Князев А.С.** Аксиальная многофазная двухвходовая бесконтактная электрическая машина-генератор. Патент на изобретение RUS № 2623214. 13.07.2016.
9. **Кашин Я.М., Кашин А.Я., Князев А.С.** Трехвходовая аксиальная генераторная установка. Патент на изобретение RUS № 2589730. 29.07.2015.
10. **Кашин Я.М., Кашин А.Я., Князев А.С.** Стабилизированная трехвходовая аксиальная генераторная установка. Патент на изобретение RUS № 263-3359. 11.01.2017.
11. **Леушева Е.Л., Моренов В.А.** Разработка когенерационного комплекса с бинароным циклом для энергообеспечения нефтегазовых предприятий // Нефтегазовое хозяйство. 2017. № 7. С. 104–106.
12. **Моренов В.А.** Применение попутного нефтяного газа в качестве энергоносителя // Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2012. № 3–2. С. 61–65.
13. **Николаев Н.И., Леушева Е.Л.** Повышение эффективности бурения твердых горных пород // Нефтегазовое хозяйство. 2016. № 3. С. 68–71.

Яков Михайлович Кашин,
к.т.н., доцент, зав. кафедрой электротехники и элек-трических машин Кубанского государственного технологического университета,

тел.: +7 (965) 470-14-96, e-mail: jlms@mail.ru

Александр Валерьевич Самородов,
к.т.н., доцент, доцент кафедры электротехники и электрических машин Кубанского государственного технологического университета,

тел.: +7 (918) 434-02-94

Валентин Васильевич Шкода,
к.п.н., доцент, доцент кафедры физики и электротехники ФГК ВОУ ВО «Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков имени Героя Советского Союза А.К. Серова»,
тел.: +7 (918) 435-57-50

Михаил Сергеевич Христофоров,
аспирант кафедры электротехники и электрических машин Кубанского государственного технологического университета,
тел.: +7 (918) 195-08-46

Марина Александровна Вострикова,
начальник отдела магистратуры Государственного морского университета имени адмирала Ф.Ф. Ушакова

тел.: +7 8617 76-78-44

350072, Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2

maket_vestnik_2017_05.indd 105 11.01.2018 15:55:05

Организаторы и гости конференции – делегация из Института нефти и газа государственного исследовательского института г. Краков (Польша):

Кшыштоф Регуцки – руководитель отдела по организационным вопросам и внешэкономическому сотрудничеству;

Пиотр Павел Сух – заместитель директора по проблеме поисков углеводородов.

Матясик Ирена Мария – профессор, заместителя руководитель отдела геологии и геохимии;

Уляш Малгожата – руководитель отдела бурения;

Дохналик Марек – руководитель отдела буровой геофизики;

Будак Павел Пиотр – руководитель отдела инженерии нефти;

Ясински Бартломей Бронислав – научный сотрудник;

Кременевски Марцин Юзеф – адьюнкт института.

Участники Международной научно-практической конференции «Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии»

maket_vestnik_2017_05.indd 106 11.01.2018 15:55:05

ОЛЕГУ МАКСИМОВИЧУ ИВАНЦОВУ – 99 ЛЕТ

Олег Максимович Иванцов д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники РФ, заслуженный строитель РФ, лауреат Ленинской и Государственной премий, почетный член Российской академии естественных наук.

О.М. Иванцов – крупный ученый, выдающийся инженер в области трубопроводного транспорта жидких и газообразных углеводородов, имеющий широкую известность в России и за рубежом. На основе его исследований созданы принципиально новые, технологии сооружения трубопроводов, стальных резервуаров и подземных хранилищ в отложениях горных пород.

Под руководством О.М. Иванцова создана нормативная база проектирования и строительства систем трубопроводного транспорта.

Широкий кругозор и глубокие знания позволяют Олегу Максимовичу генерировать идеи и добиваться их реализации в инженерную практику. С его непосредственным участием на трассах и строительных площадках нашли применение инновационные технологии, обеспечивающие высокую эффективность и надежность возводимых сооружений. В гигантской трубопроводной газо- и нефтетранспортной системе России и бывшего СССР воплощено много идей и огромный плодотворный труд профессора О.М. Иванцова.

Олег Максимович Иванцов родился 2 декабря 1918 г. в г. Брянске в семье губернского агронома. В 1945 г. окончил Московский инженерно-строительный институт им. В.В. Куйбышева. На старших курсах в годы Великой Отечественной войны был откомандирован на строительство авиационного завода, работал начальником смены ГСНИИ-42. После окончания аспирантуры МИСИ в 1949 г. был направлен на работу в НИИ нефтяной промышленности – НИИстройнефть (переименован во ВНИИСТ), где руководил сектором, лабораторией, был назначен главным инженером.

В 1968 г. переведен в Министерство газовой промышленности на должность зам. начальника Первого главного управления. Главк был создан для освоения крупных газовых и нефтяных месторождений Западной Сибири, Европейского Севера и прокладки от них газо- и нефтепроводов.

Олегу Максимовичу принадлежат первые в России монографии, посвященные надежности и безопасности трубопроводных систем. Вместе с группой ученых и специалистов он подготовил специальный том «Безопасность трубопроводного транспорта» в составе энциклопедии «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты».

Вклад О.М. Иванцова в развитие нефтегазового строительства отмечен орденами Трудового Красного Знамени и «Знак почета», а также многими медалями. Как ветеран Великой Отечественной войны награжден медалью «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.»

Награжден Правительством РФ Почетной грамотой «За большие заслуги в развитии нефтяной и газовой промышленности», РАЕН - знаком «За заслуги в развитии науки и экономики», «За пользу отечеству», Международным дипломом «За заслуги в области развития трубопроводного транспорта в Европе». Является лауреатом премий им. Н.К. Байбакова, Б.Е. Щербины, А.К. Кортунова.

Олег Максимович – высокообразованный человек с разносторонними способностями, хорошо рисует, пишет рассказы и повести, а главный его талант – благожелательное и уважительное отношение к людям.

Президиум РАЕН, коллеги и друзья желают Олегу Максимовичу крепкого здоровья.

maket_vestnik_2017_05.indd 107 11.01.2018 15:55:06

ВАЛЕНТИНУ СЕРГЕЕВИЧУ КОЛБИКОВУ – 95 ЛЕТ

24 января 2018 года Валентину Сергеевичу Колбикову исполняется 95 лет.

65 лет своей жизни он посвятил научной деятельности. Он – ветеран жизни, труда и науки! Участник Великой Отечественной войны 1941–1945 гг., лауреат Государственной премии в области науки и техники, почетный член Российской академии естественных наук, член Краснодарской краевой общественной организации «Герои Отечества».

Коренной житель Краснодара, родился в 1923 году в семье тружеников, каких миллионы в России.

В 1941 году окончил среднюю школу и краснодарский аэроклуб.

В августе 1941 г. был призван в армию с совершенствованием летной подготовки на самолетах УТ-2 при боевом полку истребителей И – 16.

С октября 1941 г. Валентин Сергеевич находился в составе Одесского военного авиационного училища, которое в дальнейшем перебазировалось в г. Сталинград, где одновременно с учебным процессом было организовано круглосуточное несение боевого дежурства. Затем училище было переброшено в Киргизию, где были продолжены тренировочные полеты на самолетах: УТ-2, УТИ-4 (И-16), ЯК-7 и ЯК-9.

В 1943 г. успешно завершил летную подготовку на истребителях И-16 и ЯК-7 и был зачислен в штат инструкторов по летной подготовке курсантов.

С 1946 г. по 1951 г. Валентин Сергеевич Колбиков – студент нефтепромыслового факультета Московского нефтяного института им. акад. И.М. Губкина.

В 1951 г. В.С. Колбиков успешно защитил дипломную работу по специальности «Горный инженер».

Производственная деятельность началась с нефтяного промысла «Палванташ» треста «Андижаннефть» с последующим переводом в объединение «Краснодарнефть» в должности старшего инженера промысла.

В Краснодарском филиале Московского НИИ нефти («КфВНИИнефть») начало научной деятельности было связано с технологическим проектированием систем разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Краснодарского края и мониторингом их разработки. По рекомендациям проектных исследований были введены в разработку месторождения нефти: Ново-Дмитриевское, Дыш, Абино-Украинское, Анастасиевско-Троицкое (IV и V горизонты) и газовые – Славянское (меотический горизонт), Челбасское, Старо-Минское, Березанское и др.

Валентин Сергеевич участник «Круиза Дружбы» советских специалистов. Целью поездки по странам Западной Европы было ознакомление с учебными и научно-исследовательскими центрами нефтяной и газовой промышленности, с историческими достопримечательностями государств и, в заключение, принятие участия в открытии X Международного газового конгресса в г. Гамбурге (ФРГ).

С 1970 г. по 1974 г. Валентин Сергеевич работал в Алжирской Народно-Демократической Республике. С 1974 г. В.С. Колбиков, вернувшись в институт КфВНИИнефть, продолжил исследования по разработке нефтяных месторождений Краснодарского края, Киргизии и Таджикистана.

Приказом МНП СССР был назначен главным инженером проекта курировавшего применение тепловых технологий на месторождениях Урало-Волжского и Камского нефтяных регионов России. К этому времени тепловые технологии применялись местными объединениями на месторождениях: Краснодарского края, Башкирии, Татарии, Коми, Удмуртии и Северного Сахалина.

Более 25 лет (1978–2003 гг.) В.С. Колбиков участвовал вместе со специалистами «ВНИПИтермнефть», Кубанской научно-технологической компании (КНТКнефть) и объединения «Удмуртнефть» в выполнении обширного комплекса научно-исследовательских, лабораторно-экспериментальных и опытно-промышленных работ по изучению уникально сложного по геологическому строению Гремихинского месторождения высоковязкой нефти, которое являлось базовым объектом Удмуртии.

С 1985 г. по 1990 г. принимал участие в создании ресурсосберегающих тепловых технологий, принципиально отличающихся от существовавших в мире традиционных технологий.

maket_vestnik_2017_05.indd 108 11.01.2018 15:55:07

В результате промышленного внедрения комплекса новых тепловых технологий ИДТВ, ИДТВ(П), ТЦВП, УЭ и др. на Гремихинском месторождении с 1985 по 2000 гг. был получен высокий технико-технологический и экономический эффект.

По итогам выполненных многолетних научных и промышленных работ на нефтяных месторождениях Удмуртии большая группа специалистов ВНИИ, ВНИПИтермнефть и объединения Удмуртнефть, в их числе В.С. Колбиков в 1999 г. были удостоены высокой награды – Государственной премии в области науки и техники.

В 2000 г. Валентин Сергеевич Колбиков, к.т.н. (1966), Изобретатель СССР (1988), Почетный нефтяник АО «Удмуртнефть» (2000), был избран Почетным членом Российской академии естественных наук.

Президиум РАЕН, коллеги и друзья поздравляют Валентина Сергеевича с 95-летием и желают ему крепкого здоровья.

ГЕОРГИЮ ПЕТРОВИЧУ КУТОВОМУ – 80 ЛЕТ

20 декабря 2017 г. исполнилось 80 лет д.э.н., к.т.н.,профессору, члену президиума РАЕН, председателю отделения «Научные основы регулирования естественных монополий» Георгию Петровичу Кутовому.

Г.П. Кутовой родился в г. Мелеуз Башкирской АССР. В 1961 г. окончил Львовский политехнический институт (специальность «инженер-электрик»).

В 1979–1982 гг. – начальник управления по перспективному проектированию энергетики Министерства энергетики СССР. В 1982–1992 гг. – начальник подотдела, главный специалист в Госплане СССР.

В 1994–1995 гг. – начальник главного управления энергетики и энергообеспечения Министерства экономики. В 1995–1996 гг. — начальник департамента энергетики и энергообеспечения Министерства экономики.

В 1997–2000 гг. – заместитель председателя Федеральной энергетической комиссии (ФЭК). В 2000 г. – вице-президент государственного концерна «Росэнергоатом».

С 2001 г. по 2004 г. председатель Федеральной энергетической комиссии – главного тарифного ведомства страны.

Г.П. Кутовой является одним из признанных и авторитетных специалистов и экспертов в области энергетики , энергоэффективности и естественных монополий. Профессор Кутовой обладает высоким профессионализмом, ему присуща высокая ответственность, государственный подход при решении масштабных задач.

ФЭК под его руководством считала незаконным взимание платы с «Татэнерго», «Башэнерго» и «Иркутскэнерго» в пользу РАО за передачу их электроэнергии потребителям вне региона, Георгий Петрович Кутовой на своем посту был «естественным ограничителем аппетитов» РАО, сдерживая рост тарифов на электроэнергию и требуя от структур РАО сокращения издержек.

Г.П. Кутовой и сейчас активно занимается преподавательской деятельностью, консультирует крупные промышленные организации и энергетические объекты, ТПП, ведет научную работу.

Желаем Георгию Петровичу здоровья, больших творческих успехов в его активной деятельности, новых начинаний.

Ответственный секретарь отделения «Научные основы регулирования естественных монополий Член президиума РАЕН И. Утямышев

maket_vestnik_2017_05.indd 109 11.01.2018 15:55:07

ЖУГДЭРДЭМИДИЙНУ ГУРРАГЧЕ – 70 ЛЕТ

5 декабря 2017 г. исполнилось 70 лет летчику-космонавту Монгольской Народной Республики, герою СССР, герою Монгольской НР, д. чл. РАЕН, руководителю НЦ РАЕН в Монголии Жугдэрдэмидийну Гуррагче.

Ж. Гуррагчаа родился в 1947 г. в селе Рашант, Гурван-Булакского сомона (район), Булганском аймаке (Монголия).

В 1955 по 1966 гг. учился в школе-интернате, в котором получил начальное медицинское образование. В 1966 г. поступил в сельскохозяйственную академию в Улан-Баторе, но был призван в армию и направлен в радиотехнические войска. В 1972 г. закончил Военную школу младших авиационных специалистов в городе Кант, Киргизской ССР. В 1977 г. закончил Военно-воздушную инженерную академию имени Н.Е. Жуковского.

В марте 1978 г. был отобран в качестве одного из двух монгольских кандидатов в космонавты по программе «Интеркосмос», в октябре назначен в первый (основной) экипаж корабля «Союз-39» (позывной «Памиры»).

С 22 по 30 марта 1981 г. в качестве космонавта-исследователя на КК «Союз-39» и орбитальной станции «Салют-6» вместе с Владимиром Джанибековым совершил космический полет. Продолжительность полета была 7 суток 20 часов 42 минуты 03 секунды. Во время полета международным экипажем было проведено около трех десятков научных экспериментов. Один из комплексных экспериментов по дистанционному зондированию Земли с целью исследования природных ресурсов и окружающей среды носил монгольское название «Эрдэм» («знание»). Его провели в три этапа. Сначала сделали съемку территории Монголии со станции «Салют-6», затем провели наземные наблюдения, следом съемку и спектрометрирование с борта самолетов-лабораторий. Материалы были использованы монгольскими специалистами при изучении районов, перспективных для поисков полезных ископаемых, для картографирования сельскохозяйственных площадей и прогнозирования их продуктивности.

Джанибеков и Гуррагча проводили также визуальные наблюдения и фотографирование ледников в горных районах Монголии.

Для эксперимента «Биосфера-Мон» космонавты выполнили 14 заданий по наблюдению природных объектов. В ряде экспериментов использовались полезные ископаемые Монголии, например, в астрофизическом эксперименте слюда одного из месторождений стала детектором космических лучей. Впервые на борту комплекса был проведен эксперимент по изучению первичного космического излучения с применением приборов, разработанных учеными СССР и МНР. С помощью диэлектрических детекторов, установленных в рабочем отсеке и шлюзовой камере, фиксировались космические частицы. Приемные устройства были возвращены на Землю, специалисты по следам зарегистрированных атомных ядер определяли их заряд и энергию.

В число медико-биологических исследований входило 11 совместных научных экспериментов. Из них «Биоритм» и «Чацаргана» («Облепиха») являлись национальными. Они были предложены учеными МНР. В эксперименте «Чацаргана» проверялось действие на обмен веществ организма биодобавок. Наряду с плановыми экспериментами, космонавты провели еще несколько, сверх программы. Одним из них был эксперимент по изучению загрязнения атмосферы над Улан-Батором.

В 2003–2004 гг. генерал-майор Гуррагчаа был министром обороны Монголии. В настоящее время Ж. Гуррагчаа руководитель Астропарка, входящего в Институт астрономии и геофизики МАН.

В 2005–2008 гг. избирался депутатом Великого народного хурала Монголии (Парламента).

С 2004 г. президент Союза монгольских обществ дружбы, председатель Ассоциации монголо-российской дружбы.

Академик Гуррагчаа оказывает большую поддержку совместным мероприятиям РАЕН и Монгольского НЦ РАЕН, проводимым в Москве и Монголии.

Президиум РАЕН и коллеги сердечно поздравляют юбиляра с его знаменательным юбилеем и желают ему доброго здоровья и больших успехов в его благородном деле.

maket_vestnik_2017_05.indd 110 11.01.2018 15:55:08

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Алексеев Александр Сергеевич — д.г.-м.н., профессор кафедры палеонтологии геологического ф-та МГУ имени М.В. Ломоносова, зав. лабораторией протистологии ПИН им. А.А. Борисяка РАН, главный редактор журнала «Вестник» РАЕН

Глазко Валерий Иванович — д.с.-х.н., профессор, иностранный член РАН, зав. Центром нанобиотехнологии Российского государственного аграрного университета – Московской сельскохозяйственной академии им. К.А. Тимирязева, заместитель главного редактора журнала «Вестник РАЕН»

Горбачев Владимир Васильевич — д.ф.-м.н., профессор Московского государственного университета печати, почетный вице-президент РАЕН, заместитель главного редактора журнала «Вестник РАЕН»

Поротникова Милена Всеволодовна — ответственный секретарь журнала «Вестник РАЕН»

Алексеев Владимир Николаевич — д.и.н., профессор Университета управления правительства Москвы, почетный работник высшего профессионального образования

Антонов Антон Валерьевич – д.э.н., профессор, начальник планово-экономического управления РАЕН

Аренс Виктор Жанович — д.т.н., профессор, Заслуженный деятель науки и техники РСФСР, Лауреат Государственной премии ТССР, почётный вице-президент РАЕН

Батлер Росс Расти — профессор, вице-президент Университета Долины штата Юта (США), директор Института Юта-Россия (США)

Бурак Петр Иосифович — д.э.н., профессор, директор Института региональных экономических исследований, вице-президент РАЕН

Волков Юрий Григорьевич — д.филос.н., профессор, зав. кафедрой социологии, политологии и права, директор Института по переподготовке и повышению квалификации Южного федерального университета, Заслуженный деятель науки РФ

Грибов Лев Александрович — д.ф.-м.н., профессор, чл.-корр. РАН, почетный вице-президент РАЕН, Заслуженный деятель науки РФ

Епифанцев Сергей Николаевич — д.соц.н., действительный государственный советник II класса, профессор Южного федерального университета

Жданов Михаил Семенович – д.ф.-м.н., профессор, г.н.с. лаборатории электромагнитных методов геофизических исследований Института геоэлектромагнитных исследований Объединенного института физики Земли им. О. Ю. Шмидта РАН, профессор университета Солт-Лейк-Сити (США)

Золотарев Владимир Антонович — д.ю.н., д.и.н., профессор, действительный государственный советник РФ I класса, вице-президент РАЕН

Иваницкая Лида Владимировна — к.т.н., Первый вице-президент – Главный ученый секретарь РАЕН

Казарян Сурик Бахшиевич – д.ю.н., Судья третьего ранга Квалификационного класса Республики Армения, Гос. Советник юстиции, президент Высшего арбитражного консультативного совета ЗА, президент Американского научного центра РАЕН

Магомедов Шамиль Магомедович — д.э.н., профессор, зам. директора Института региональных экономических исследований

Панин Александр Николаевич — д.вет.н., профессор, академик РАН, директор Всероссийского государственного центра качества и стандартизации лекарственных средств для животных и кормов

Письменский Геннадий Иванович — д.воен.н., д.и.н., профессор, проректор НОУ ВПО «Современная гуманитарная академия»

Савельев Виктор Николаевич — д.филос.н., профессор кафедры мировой и национальной экономики Московского государственного машиностроительного университета (МАМИ)

Смирнов Анатолий Иванович — д.и.н., профессор Дипломатической академии МИД России, Чрезвычайный и полномочный посланник Российской Федерации

Терехин Михаил Тихонович — д.ф.-м.н., профессор кафедры математического анализа Рязанского государственного университета им. С.А. Есенина

Утямышев Ильдар Рустамович — д.т.н., ученый секретарь отделения «Научные основы регулирования естественных монополий»

Хачатрян Карен Геворгович – к.т.н., д-р горного дела, специалист по географическим системам управления (GIS) департамента государственных работ графства ЛосАнджелес (США), член Союза писателей Армении, вице-президент и ученый секретарь Американского научного центра РАЕН, гл. редактор журнала «Знаток»

Чень Цзяньпин — д.т.н., профессор, директор научно-исследовательского центра «Земли, ресурсов и высоких технологий» Китайского геологического университета (г. Пекин), начальник головной лаборатории и профессионального комитета математической геологии и геоинформации Китайского геологического общества. Лауреат пяти премий научно-технологического прогресса министерства геологии и минеральных ресурсов (Китай)

Черешкин Дмитрий Семенович — д.т.н., профессор зав. лабораторией Информатизации и информационной безопасности Института системного анализа РАН

Чжао Пенда — д.т.н., профессор Китайского геологического университета (г. Пекин), действительный член Китайской академии наук, председатель международного комитета по геологическим данным от азиатского региона (Китай)

Шахвердиев Азиз Ханович — д.т.н., генеральный директор НП «Институт системных исследований процессов нефтегазодобычи», вице-президент РАЕН

Шевченко Юрий Леонидович — д.м.н., профессор, академик РАН, Заслуженный врач РФ, Заслуженный деятель науки РФ, президент Национального медико-хирургического Центра им. Н.И. Пирогова

Яннакопулос Панайотис — профессор кафедры компьютерных систем, член управляющего совета Пирейского университета прикладных наук, Вице-президент Европейских программ ПУПИ, член совета Национального греческого информационного центра (Греция)

maket_vestnik_2017_05.indd 111 11.01.2018 15:55:09

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Кузнецов Олег Леонидович — президент РАЕН, д.т.н., профессор, президент Международного университета природы, общества и человека «Дубна», Лауреат государственной премии СССР, Заслуженный деятель науки и техники РФ, Лауреат Премии правительства РФ в области науки и техники

Гейхман Исаак Львович — д.т.н., профессор, Вице-президент РАЕН, президент Ассоциации строительных компаний «Росзарубежстрой», Заслуженный деятель науки РФ

Кервалишвили Паата Джамлетович — д.ф.-м.н., профессор Института прикладной физики Грузинского технического университета, президент Грузинской АЕН

Козловский Евгений Александрович — д.т.н., профессор, Вице-президент РАЕН, зав. кафедрой Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе, лауреат Ленинской премии, дважды лауреат премии Правительства РФ

Лагуткин Александр Владимирович — д.ю.н., профессор кафедры административного и финансового права Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова, член Международного антитеррористического и антикриминального форума

Мелуа Аркадий Иванович — д.филос.н., профессор, генеральный директор научного издательства «Гуманистика»

Никитин Альберт Николаевич — д.т.н., профессор, генеральный директор Московского института ноосферных технологий, Лауреат государственной премии РФ

Новиков Василий Семенович — д.м.н., профессор, Лауреат Государственной премии РФ, Заслуженный деятель науки РФ, вице-президент РАЕН

Рахманин Юрий Анатольевич — д.м.н., профессор, академик РАН, директор НИИ экологии человека и гигиены окружающей среды им. А.Н. Сысина МЗ России, вице-президент РАЕН

Степашин Сергей Вадимович — д.ю.н., профессор, государственный советник юстиции РФ, председатель наблюдательного совета государственной корпорации «Фонд содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства»

Тыминский Владимир Георгиевич — к.г.-м.н., профессор, президент Европейской академии естественных наук (ФРГ, Ганновер), почетный Главный ученый секретарь РАЕН

Фурсей Георгий Николаевич — д.ф.-м.н., профессор Государственного университета телекоммуникаций, зав. кафедрой физики, директор Центра электрофизических проблем поверхности, почётный вице- президент РАЕН

Чилингар Джордж Б. — профессор, иностранный член РАН, руководитель научного центра РАЕН, США

Алексеев Павел Александрович — к.т.н., начальник научно-организационного отдела РАЕН, зав. редакцией Вестника РАЕН

правила для авторов

Общие положения. Издание «Вестника РАЕН» имеет своей целью регулярно знакомить российскую научную общественность с наиболее важными научными и научно-практическими достижениями членов РАЕН, с новыми разработками и новыми концепциями в различных областях знаний, с текущими событиями в секциях и отделениях РАЕН как в России, так и за рубежом. Представляемые в редакцию материалы должны отличаться четкой и ясной формой изложения, доступной для широкого круга специалистов различных отраслей науки. На страницах журнала публикуются также краткие научные сообщения, дискуссии, письма читателей, персоналии, а также информационные и рекламные объявления.

Требования к рукописи. В статье указывается название на русском и английском языках, имя, отчество и фамилия автора (авторов), его (их) ученая степень, ученое звание, место работы, должность.

Статья должна быть подписана всеми авторами и содержать почтовый индекс, адрес, адрес электронной почты и телефон автора (соавтора), с которым редакция сможет вести переписку.

К статье прилагается резюме на русском и английском языках объемом не более 8–10 строк, ключевые слова на русском и английском языках, УДК.

Текст статьи 12 пунктов объемом не более 15 страниц через 1,5 интервала в формате MS WORD с контрольной распечаткой в 2 экземплярах с сохранением форматирования.

Иллюстрации. Иллюстрации (графики, схемы, диаграммы, рисунки, фотографии) в виде отдельных файлов с указанием позиции для размещения в тексте. Растровые изображения в формате TIFF с разрешением 350 dpi. Векторные изображения в формате EPS. При необходимости в журнале могут быть опубликованы цветные иллюстрации при условии оплаты автором.

Формулы. Количество формул в статье не должно превышать 10.

Список литературы нумеруется и составляется в алфавитном порядке. В тексте статьи дается в квадратных скобках ссылка на порядковый номер упомянутой работы, которая в списке приводится в следующем виде: фамилия и инициалы автора (авторов), полное название работы, сокращенное название журнала, год, том, номер, интервал страниц. Ссылки на монографии (книги) включают полное название книги, фамилию и инициалы автора (авторов), город, издательство, год, полное количество страниц.

Редакция оставляет за собой право сокращать и редактировать материалы статьи.

Утверждено на совместном заседании редакционной коллегии и редакционного совета 7 февраля 2002 г.

Журнал входит в перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук по следующим группам специальностей:

- 25.00.00 Науки о Земле;
- 14.01.00 Клиническая медицина;
- 14.03.00 Медико-биологические науки;
- 08.00.00 Экономические науки.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ)

maket_vestnik_2017_05.indd 112 11.01.2018 15:55:09