

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ

OIL AND GAS STUDIES

Научно-технический журнал
Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.
Периодичность издания — 6 раз в год

5 (143)
Сентябрь — октябрь 2020

5 (143)
September — October 2020

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № 77-14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Издание включено в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов, выпускаемых в Российской Федерации, в которых публикуются основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук

Учредители журнала

Министерство науки и высшего
образования Российской
Федерации
Российский государственный
университет нефти и газа
(национальный исследовательский
университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный
университет
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет
Ухтинский государственный
технический университет
Альметьевский государственный
нефтяной институт

Редакция

625027, г. Тюмень, Киевская, 52,
офис 306, телефон: 8(3452)283076

The Journal Founders

Ministry of Science and Higher Education
of the Russian Federation
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (National Research
University)
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological
University
Ukhta State Technical University
Almetyevsk State Oil Institute

Editorial office

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.,
office 306, phone: 8(3452)283076

e-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru, <http://tumnig.tyuiu.ru>

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2020

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ — это научно-технический рецензируемый журнал. В журнале публикуются результаты научных исследований в области геологии, поиска и разведки; бурения скважин и разработки месторождений; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта; строительства и обустройства промыслов; химии и технологии переработки нефти и газа; прочности, материаловедения, надежности машин и оборудования промыслов; информационных технологий. Освещаются проблемы экологии нефтегазовых регионов, пожарной и промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли, размещается информация о внедрении в производство научных разработок.

Наше издание рассчитано на профессорско-преподавательский состав, аспирантов, студентов вузов, работников научно-исследовательских и проектных институтов, инженерно-технический персонал нефтегазовых объединений и предприятий.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствуют отраслям науки и группам специальностей научных работников Номенклатуры научных специальностей, по которым присуждаются ученые степени:

- **05.02.22** Организация производства (по отраслям) (технические науки)
- **25.00.07** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **25.00.10** Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых (геолого-минералогические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геолого-минералогические науки)
- **25.00.15** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **25.00.17** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.19** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Бастриков Сергей Николаевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

Пяльченков Дмитрий Владимирович, к. т. н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — заместитель главного редактора-ответственный секретарь

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Быков Игорь Юрьевич, д. т. н., профессор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Владимиров Альберт Ильич, к. т. н., профессор, президент, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Долгих Юрий Николаевич, д. г.-м. н., ученый секретарь, ООО «НОВАТЭК НТЦ», г. Тюмень

Долгушин Владимир Вениаминович, д. т. н., профессор кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Емеев Александр Александрович, д. социол. н., профессор, ректор, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Емельяшин Алексей Николаевич, д. т. н., профессор кафедры технологии металлургии и литейных процессов, Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова, г. Магнитогорск

Зейтман Юрий Вениаминович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Земцов Юрий Дмитриевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кузев Александр Рустемович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой технологических машин и оборудования, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Курчиков Аркадий Романович, д. г.-м. н., профессор, член-корреспондент РАН, директор, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., профессор, эксперт Управления геолого-разведочных работ Западной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Мартынов Виктор Георгиевич, д. э. н., профессор, ректор, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., профессор, заместитель начальника инженерно-технического центра, ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень

Поветкин Виктор Владимирович, д. х. н., профессор, консультант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Попов Иван Павлович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Рогачев Михаил Константинович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Силин Михаил Александрович, д. х. н., профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

Туренко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Цхада Николай Денисович, д. т. н., профессор, президент, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Череповицын Алексей Евгеньевич, д. э. н., профессор, заведующий кафедрой организации и управления, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург

Редактор — **А. С. Коленикова**

Редактор, дизайнер — **Н. В. Шуваева**

Тираж 500 экз. Заказ № 2002. Подписано в печать 11.11.20. Формат 70х108/16. Уч.-изд. л. 7,67. Усл. печ. л. 10,94. Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет». 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027, Тюмень, ул. Киевская, 52.

Подписной индекс в каталоге агентства «Роспечать» — 73837.

Свободная цена.

OIL AND GAS STUDIES — a scientific and technical peer-reviewed journal. The journal publishes the results of scientific research in the field of geology, prospecting and exploration; well drilling and field development; design, construction and operation of pipeline transport systems; construction and equipping of oilfields; chemistry and technology of oil and gas processing; strength, material science, reliability of machines and equipment of crafts; information technologies. The problems of the ecology of oil and gas regions, fire and industrial safety in the oil and gas industry are covered. Information on the introduction of scientific developments into the industry is described.

Our journal is aimed at the academic staff, post-graduate students, university students, researchers and design institutes, engineering and technical staff of oil and gas associations and enterprises.

"Oil and Gas Studies" is included in the list of peer-reviewed scientific journals published by the Higher Attestation Commission in which the main scientific results of dissertations for the degree of candidate and doctor of science should be published. Scientific specialties of dissertations and their respective branches of science are as follows:

- **05.02.22** Production Engineering (by sectors) (technical sciences)
- **25.00.07** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.10** Geophysics, Geophysical Prospecting (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (geological and mineralogical sciences)
- **25.00.15** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **25.00.17** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **25.00.19** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

EDITORIAL BOARD

Sergey N. Bastrikov, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen — Editor-in-Chief
Dmitry V. Pyalchenkov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Industrial University of Tyumen — Deputy Editor-in-Chief-Executive Secretary

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Igor Yu. Bykov, Doctor of Engineering, Professor, Ukhta State Technical University, Ukhta

Albert I. Vladimirov, Candidate of Engineering, Professor, President, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

Sergey I. Grachev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Yury N. Dolgikh, Doctor of Geology and Mineralogy, Scientific Secretary, NOVATEK NTC LLC, Tyumen

Vladimir V. Dolgushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Alexander A. Emekeev, Doctor of Sociology, Professor, Rector, Almetevsk State Oil Institute, Almetevsk

Alexey N. Emel'vushin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Metallurgy and Foundry Technologies, Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk

Yury V. Zeigman, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Yury D. Zemenkov, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Iskander R. Kuzeev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Technological Machines and Equipment, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa

Arkadiy R. Kurchikov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Director, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen

Mikhail V. Lebedev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Expert of the Department of Geological Exploration in Western Siberia, Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen

Victor G. Martynov, Doctor of Economics, Professor, Rector, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Deputy Head of the Engineering Center, Gazprom Geologorazvedka LLC, Tyumen

Victor V. Povetkin, Doctor of Chemistry, Professor, Consultant at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Ivan P. Popov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Mikhail K. Rogachev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Mikhail A. Silin, Doctor of Chemistry, Professor, Prorector for Innovation and Commercialization of Developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow

Sergey K. Turenko, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Nikolay D. Tskhadaya, Doctor of Engineering, Professor, President, Ukhta State Technical University, Ukhta

Alexey E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Professor, Head of the Department of Organization and Management, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg

Editor — **Anastasia S. Kolennikova**

Editor, designer — **Natalya V. Shuvaeva**

Web-site — **<http://tumnig.tyuiu.ru>**

Subscription index in catalogue of agency "Rospechat" — 73837.

Free price.

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бембель С. Р., Авершин Р. В., Бембель Р. М., Кислухин В. И. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения залей трудноизвлекаемых запасов нефти в коллекторах тюменской свиты Сургутского свода (Западная Сибирь)	8
Бешенцев В. А., Сальникова Ю. И., Воробьева С. В. Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Русского газонефтяного месторождения	20
Копысова И. А., Широков А. С., Грандов Д. В., Еремин С. А., Жилин Е. Н. Оценка эффективности применения различных вариантов фоновых моделей для расчета инверсии	36

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Кузнецов В. А., Михеев С. А. Предельно достижимый уровень погрешности при измерении механической скорости бурения	53
Москвина Е. Ю., Пивень В. В. Расчет температуры обмотки погружного электродвигателя УЭЦН	64
Салтыков В. В., Маковский Ю. С., Мансурова М. М. Перспективы развития отечественных роторно-управляемых систем для бурения горизонтальных скважин	74
Шаляпин Д. В., Бакиров Д. Л., Фаттахов М. М., Шаляпина А. Д., Мелехов А. В., Щербаков А. В., Кузнецов В. Г. Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин	81

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Торопов Е. С., Дорофеев С. М., Пономарева Т. Г., Торопов С. Ю. Проведение ремонтно-восстановительных работ на основании данных эксплуатации нефтегазопроводов	94
---	-----------

ХИМИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

- Арсеньев А. А., Даровских С. В., Мулявин С. Ф.
**Комплексное использование подземных углеводородных и водных
ресурсов как основа прорывных направлений развития России** 104

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Малыш С. В., Ковенский И. М., Чаугарова Л. З.
**Влияние электролитического хромирования на усталостную
прочность деталей** 112

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

- Правила подготовки рукописи (на русском языке)** 120
- Правила подготовки рукописи (на английском языке)** 123

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Bembel S. R., Avershin R. V., Bembel R. M., Kislukhin V. I. Geological justification for increasing the efficiency of development of deposits of hard-to-recover oil reserves in the collectors of the Tyumen arch of the Surgut (Western Siberia)	8
Beshentsev V. A., Salnikova Yu. I., Vorobjeva S. V. Hydrogeological conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Russkoye gas and oil field	20
Kopysova I. A., Shirokov A. S., Grandov D. V., Eremin S. A., Zhilin E. N. Evaluating the efficiency of using different variants of background models for inversion calculations	36

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Kuznetsov V. A., Mikheev S. A. The maximum achievable level of error in measuring the mechanical drilling speed	53
Moskvina E. Yu., Piven V. V. Calculation of winding temperature of a submersible motor	64
Saltykov V. V., Makovsky Yu. S., Mansurova M. M. Domestic rotary steerable systems development potential for drilling horizontal wells	74
Shalyapin D. V., Bakirov D. L., Fattakhov M. M., Shalyapina A. D., Melekhov A. V., Sherbakov A. V., Kuznetsov V. G. The applying of machine learning methods to improve the quality of well casing	81

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Toropov E. S., Dorofeev S. M., Ponomareva T. G., Toropov S. Yu. Repair-and-renewal operations of pipelines from the data on their maintenance	94
---	----

CHEMISTRY AND CHEMICAL TECHNOLOGIES

Arsenyev A. A., Darovskikh S. V., Mulyavin S. F. Integrated use of underground hydrocarbon and water resources as the basis for breakthrough development directions in Russia	104
---	------------

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Malysh S. V., Kovenskiy I. M., Chaugarova L. Z. Influence of chrome electroplating on fatigue strength of parts	112
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	120
Manuscripts presentation requirements (In English)	123

**Геологическое обоснование повышения эффективности освоения
залежей трудноизвлекаемых запасов нефти в коллекторах тюменской
свиты Сургутского свода (Западная Сибирь)**

С. Р. Бембель^{1*}, Р. В. Авершин², Р. М. Бембель¹, В. И. Кислухин¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Аннотация. Приведены результаты исследований особенностей геологического строения нефтеносного пласта ЮС2 в верхней части тюменской свиты на примере месторождений Сургутского свода. Объект ЮС2 представлен низкопроницаемыми коллекторами со сложной фациальной изменчивостью и неравномерным распределением фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, характеризующихся тонкослоистым строением. В связи с этим запасы нефти объекта ЮС2 закономерно отнесены к разряду трудноизвлекаемых, требующих проведения дополнительных работ по доизучению его строения и особенностей для эффективного освоения и разработки, планирования мероприятий по выработке запасов нефти. На основании анализа геолого-геофизических материалов: 3D-сейсморазведки, керновых исследований, данных геофизических исследований скважин, опробования и динамики работы скважин на площади месторождений в верхней части горизонта ЮС2 выделены фации русловых каналов, прирусловых отмелей и песков пойменных разливов. На основании анализа детальной корреляции выделены три типа разреза пласта ЮС2/1, отличающихся характером распространения коллектора.

По материалам 3D-сейсморазведки с целью уточнения строения пласта ЮС2 проведен динамический анализ атрибутов сейсмической записи. Значимых коэффициентов взаимной корреляции между динамическими характеристиками и промысловыми параметрами пласта ЮС2/1 не получено. Для эффективного освоения залежей трудноизвлекаемых запасов объектов тюменской свиты со сложным распределением фильтрационных свойств и изменчивостью продуктивных толщин необходима выработка оптимальных методов разведки и уточнения особенностей геологического строения и прогноза распределения ФЕС, рациональных способов и подходов к освоению и разработке этих залежей.

Ключевые слова: месторождения нефти и газа; геологическое строение; тюменская свита; трудноизвлекаемые запасы; фильтрационно-емкостные свойства; фациальный анализ; эксплуатационные скважины

**Geological justification for increasing the efficiency of development
of deposits of hard-to-recover oil reserves in the collectors
of the Tyumen arch of the Surgut (Western Siberia)**

**Sergey R. Bembel^{1*}, Roman V. Avershin², Robert M. Bembel¹,
Vladimir I. Kislukhin¹**

Abstract. The article deals with the results of studies of the geological structure features of the US2 oil-bearing stratum in the upper part of Tyumen suite (a case study of the Surgut arch fields). Object US2 is represented by low-permeability reservoirs with complex facies variability and an uneven distribution of reservoir properties over area and section, characterized by a thin-layered structure. In this regard, the oil reserves of the US2 structure are naturally classified as hard-to-recover, requiring additional work to further study its structure and features for effective development of oil reserves.

The facies of river channels, riverbank shoals and sands of floodplain spills were identified, based on the analysis of geological and geophysical materials: 3D seismic survey, core studies, well testing data, sampling and dynamics of wells operation in the area of the deposits in the upper part of the US2 horizon. Based on the analysis of the detailed correlation, three types of section of the US2/1 formation were identified, differing in the nature of the reservoir spread.

Based on the 3D seismic survey data, in order to clarify the structure of the US2 formation, a dynamic analysis of the attributes of the seismic record was carried out. Significant coefficients of cross-correlation between the dynamic characteristics and production parameters of the US2/1 formation were not obtained. It is necessary to develop optimal methods for exploration and clarification of the features of the geological structure and forecasting the distribution of reservoir properties, rational methods and approaches to the development of hard-to-recover reserves of Tyumen suite objects with a complex distribution of reservoir properties and variability of productive thicknesses.

Key words: oil and gas fields; geological structure; Tyumen suite; hard-to-recover reserves; reservoir properties; facies analysis; production wells

Введение

В настоящее время можно с уверенностью утверждать, что в период разведки, интенсивного прироста запасов и вовлечения в разработку интервала нижнемеловых отложений Западной Сибири исследованию пластов с невысокими коллекторскими свойствами, к которым относятся тюменские отложения, не уделялось достаточного внимания. Одним из следствий такого подхода к геолого-разведочным работам явилось отсутствие исчерпывающих сведений о нефтеносности продуктивных горизонтов тюменской свиты для обоснования эффективного способа разработки этих объектов.

В качестве одного из основных факторов, сыгравших решающую роль при обосновании залежей пластов тюменской свиты как объектов с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) нефти, следует упомянуть о низкой проницаемости составляющих их коллекторов, а также сложности и фациальной изменчивости слагающих отложений [1–4].

Рассмотрим примеры и особенности строения регионально нефтеносного продуктивного горизонта в верхней части разреза тюменской свиты — пласта Ю2, имеющего в пределах территории Сургутского свода индексацию ЮС2. Оценка ресурсов горизонта ЮС2 производилась на протяжении всего периода освоения Среднего Приобья несколькими организациями, ведущая роль среди которых, несомненно, принадлежит ПАО «Сургутнефтегаз» [1, 4–9].

Объект исследования и его геологические особенности

Площадь исследований расположена в центральной части Сургутского свода. В результате анализа выполненных геолого-разведочных работ

установлено [1, 10–12], что породы горизонта ЮС2 формировались в обстановке смены континентальных условий морскими, при относительно плоской поверхности суши и моря в период верхнеюрской трансгрессии возникли сложные фациальные взаимоотношения, обусловленные как особенностями континентального режима (озера, болота, реки, наличие возвышенностей), так и разнообразием прибрежно-морских условий с колебанием береговой линии. На формирование пород горизонта оказали влияние блоковое строение и геодинамика фундамента [12–14], разное в целом гипсометрическое положение участков территории Сургутского свода в процессе осадконакопления, в результате которого образовались отложения бассейнового, руслового и водораздельного типов.

Бассейновый тип разреза (глинистые отложения) распространен на наиболее погруженных частях северной и восточной территорий, охватывающих площади Русскинского, Савуйского, Федоровского, Родникового и Восточно-Сургутского месторождений.

Водораздельный тип разреза складывается песчано-алевритовыми и глинистыми породами с низкими коллекторскими свойствами. Формируется на наиболее возвышенных участках суши, иногда совпадающих в плане со сводами современных поднятий. Зоны распространения русловых отложений характеризуются наибольшей отсортированностью обломочного материала и лучшими коллекторскими свойствами. В зонах предполагаемых русел мощность песчаных пород повышенная, по сравнению с мощностью пород окружающих положительных форм рельефа, и в плане участки увеличенных мощностей имеют вытянутую ветвистую форму.

По опыту проведенных работ на площадях Среднего Приобья известно, что при поисках месторождений нефти и газа на фоне низкой эффективности поисково-разведочного бурения решающую роль играет адекватное представление о геологическом строении месторождений нефти и газа, которое служит базой для создания геологической и фильтрационно-емкостной моделей, являющихся основой успешности всей дальнейшей разработки залежей и месторождений нефти и газа [2, 15–17]. Недостаточный учет особенностей геологического строения и отсутствие достоверных сведений при создании подобных моделей, как правило, приводят к негативным последствиям от низкой успешности поисково-разведочного бурения, многократных пересчетов запасов, несовпадения фактических и проектных показателей разработки, преждевременной обводненности разрабатываемых залежей.

Кроме того, очень часто основную добычу обеспечивают только 10–15 % скважин от эксплуатационного фонда, а изоляция остаточных запасов приводит к образованию трудноизвлекаемых запасов. Реальное геологическое строение залежей эксплуатационного объекта ЮС2 гораздо более сложное, чем представляется на первых этапах проектирования системы разработки залежей. Рассмотрим указанные черты на примере залежи пласта ЮС2 одного из месторождений Сургутского свода.

Геологический разрез в пределах Сургутского свода сложен мощной толщей (более 3 000 м) осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами триасового возраста. Платформенный чехол сложен осадками юрской, меловой и палеогеновой систем, перекрытых четвертичными отложениями.

В тектоническом отношении согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (В. С. Сурков, 1981) участок исследований расположен в зоне развития Аганской грабен-рифтовой системы раннемезозойского заложения, ограничивающей на северо-западе ядра антиклинориев, прорванных интрузиями гранитоидов. Юго-восточная часть площади находится в области развития Юганско-Покурской впадины, осложненной структурами дейтероорогенного этапа развития.

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (ред. И. И. Нестеров, 1990) участок расположен в пределах Сургутского свода, на востоке ограниченного Ярсомов-

ским прогибом, а на юге — Юганской мегавпадиной. В пределах участка исследований выделяется ряд локальных поднятий III и IV порядка.

Методы исследований и экспериментальная часть

Площадь исследований частично покрыта работами 3D-сейсморазведки. Однако основную долю информации о строении пласта ЮС2 в разбуренной части в основном несут данные разведочного и эксплуатационного бурения.

С целью уточнения геологического строения пласта ЮС2 был проведен динамический анализ атрибутов сейсмической записи по отражающему горизонту Т (кровля тюменской свиты), в интервалах пласта проанализированы как стандартные атрибуты отраженных волн (амплитуда, частота, фаза), так и их производные. По пласту ЮС2/1 рассчитан набор динамических атрибутов в окне 0–20 мс, которые сопоставлены со значениями эффективных толщин по скважинам. Значимых коэффициентов взаимной корреляции между динамическими характеристиками и промысловыми параметрами пласта ЮС2/1 получено не было. На качественном уровне были прослежены объекты линейного типа, предположительно связанные с русловыми телами, которые согласуются со скважинными данными.

Отсутствие положительных результатов динамического анализа по рассматриваемому объекту связано с неоднородным фациальным составом и сложной геометрией песчаных тел. Ограниченная площадь 3D-данных в границах участка исследований на данном этапе не позволяет уточнить геологическое строение пласта ЮС2/1 по сейсмическим данным.

Следует отметить, что использование материалов 3D-сейсморазведочных работ при изучении, прогнозе и построении детальных геологических моделей залежей нефти и газа, связанных с отложениями речных и дельтовых комплексов, часто приносит положительные результаты, описанные во множестве работ геологов и геофизиков на территории Среднего Приобья [1, 15, 17–19].

Формирование объекта ЮС2/1 происходило в смешанных условиях осадкообразования (встречаются свидетельства как морской, так и континентальной обстановки). Вследствие этого отложения пласта имеют сложный литологический состав, изменчивы, не выдержаны по площади и по разрезу, коллекторы характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В целом по пласту (вовлеченная часть) коэффициент пористости составляет 0,16, проницаемость — $1,49 \cdot 10^{-3}$ мкм², расчлененность — до 13, коэффициент песчанистости разреза — 0,45.

С использованием материалов результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) для прогноза особенностей геологического строения пласта ЮС2 проведен фациальный анализ на основе методики классификации формы кривых ГИС [20]. Методика давно и широко с успехом используется при построении фациальных моделей и создании цифровых трехмерных геологических и фильтрационных моделей разрабатываемых залежей в Среднем Приобье Западной Сибири, включая продуктивные отложения тюменской свиты [6, 17].

На основании анализа формы кривых собственной поляризации (ПС) по площади исследуемой территории на схемах корреляции (рис. 1) отмечены скважины, в разрезе которых вскрыты эффективные толщины пласта ЮС2/1 со значениями выше 8–12 метров и более.

При сопоставлении выделенных групп фаций с результатами керновых исследований (рис. 2) также установлена достоверная связь улучшенных ФЕС с фациями русел и баров. По результатам выполненных работ в верхней части горизонта ЮС2, в пласте ЮС2/1, выделены три типа кривых ПС, которые соответствуют русловым/дельтовым каналам, прирусловым отмелям/барам и пескам пойменных разливов. Схема распространения первого и второго типа фаций, наиболее продуктивных и обладающих лучшими ФЕС, представлена на рисунке 3. Большинство выделенных русловых тел в плане имеют выраженное северо-западное простирание, поперечные размеры — от 200 до 500 метров.

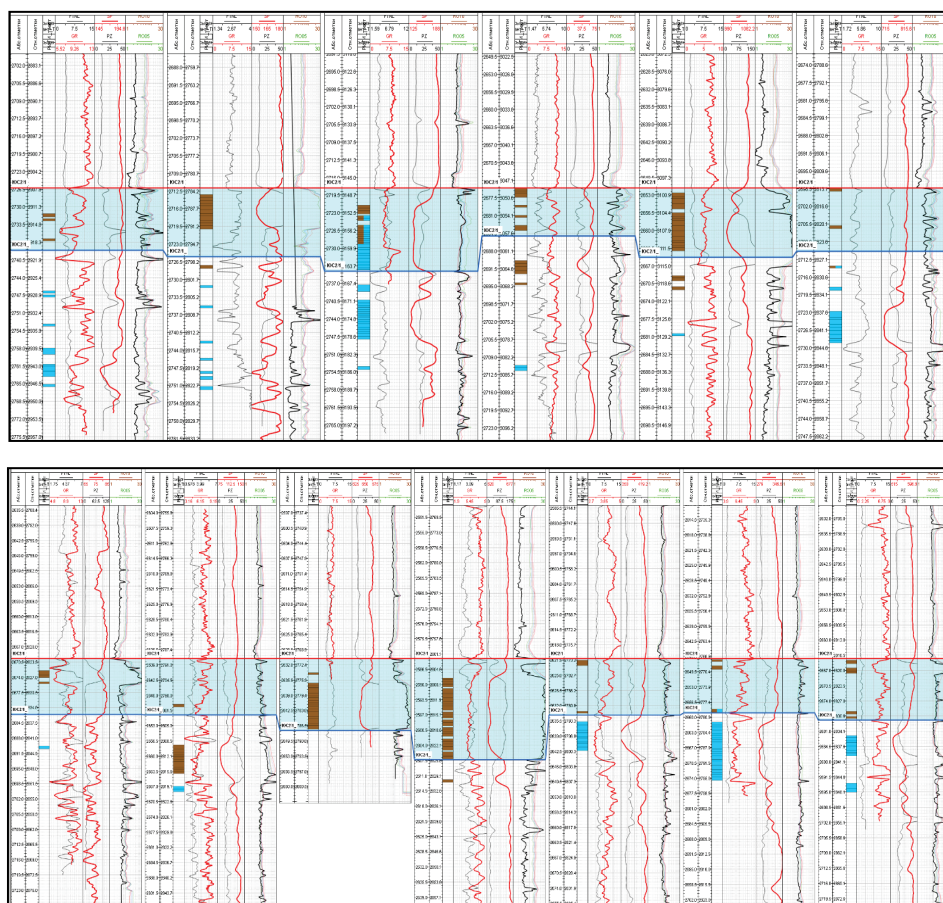


Рис. 1. Схемы корреляции в верхней части тюменской свиты. Выделен пласт ЮС2/1, характеризующийся резкой изменчивостью эффективных толщин по площади. Русловые песчаники характеризуются в основном формой кривой РС (красная кривая, колонка 2)

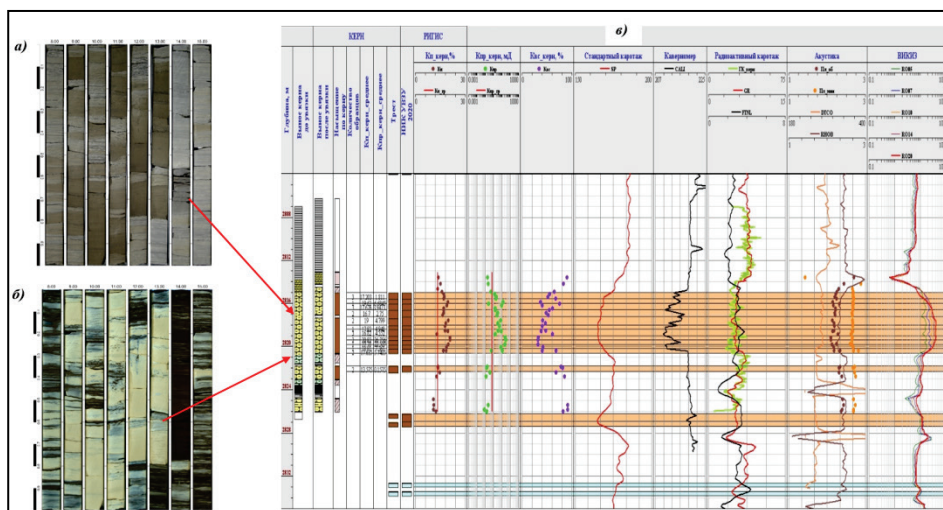


Рис. 2. Пример выделения фации русел пласта ЮС2/1 по одной из скважин: а) фото ядра в дневном свете; б) фото ядра в ультрафиолетовом свете; в) планшет

Кроме того, участки распространения выявленных русловых фаций полностью соответствуют зонам повышенных значений эффективных толщин пласта ЮС2/1. В качестве иллюстрации на рисунке 4 приведен фрагмент карты эффективных нефтенасыщенных толщин по пласту ЮС2/1.

Разработка залежи пласта ЮС2/1 на площади в качестве своей основы при проектировании опиралась только на материалы бурения и сейсмическую основу по данным 2D-сейсморазведочных работ. В качестве альтернативного подхода к прогнозу показателей разработки была выполнена типизация геологического разреза пласта ЮС2/1 с анализом распространения выделенных типов разреза по площади.

По результатам детальной корреляции материалов ГИС в интервале пласта ЮС2 в разрезе выделены три типа разреза пласта ЮС2/1, отличающихся характером распространения коллектора:

- тип 1 — монолитный песчано-алевритовый пропласток расположен в подошвенной части пласта (распространен на 18 % вовлеченной в разработку площади пласта, доля начальных геологических запасов (НГЗ) — 27 % от вовлеченных запасов объекта);
- тип 2 — монолитный песчано-алевритовый пропласток располагается в кровельной части пласта (распространен на 20 % вовлеченной в разработку площади пласта, доля НГЗ — 26 % от вовлеченных запасов объекта);
- тип 3 — отложения пласта представлены частым и тонким переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород, выдержанные монолитные пропластки отсутствуют (распространен на 62 % вовлеченной в разработку площади пласта, доля НГЗ — 47 % от вовлеченных запасов объекта).

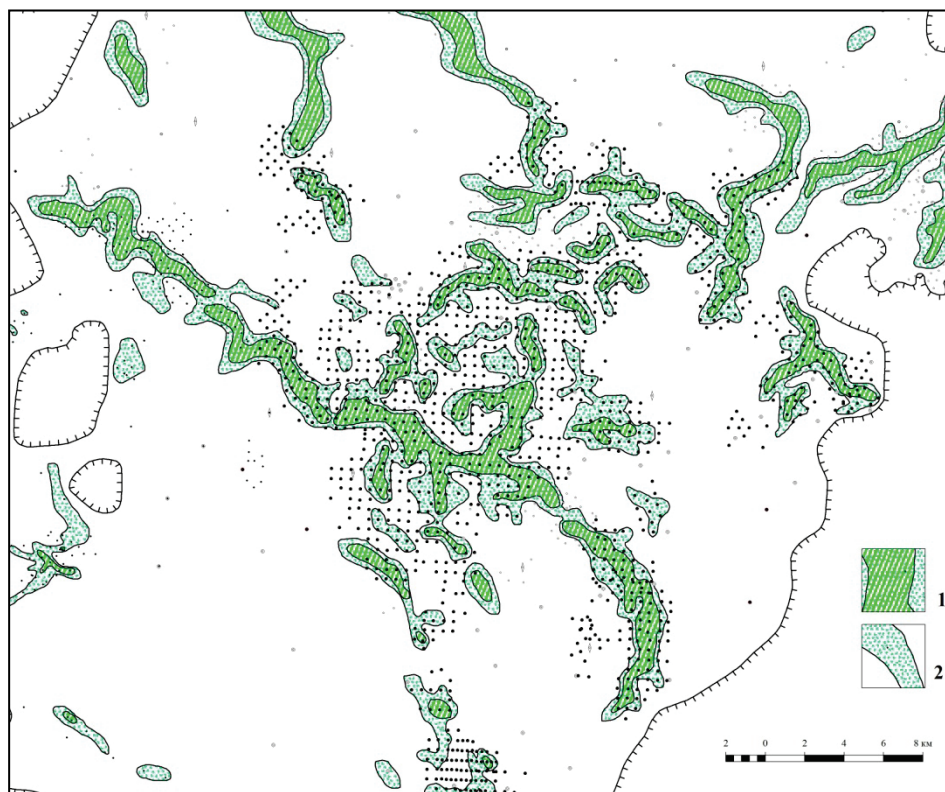


Рис. 3. Схема выделенных участков русловых фаций (1) и прирусловых отмелей/баров (2) в разрезе пласта ЮС2/1

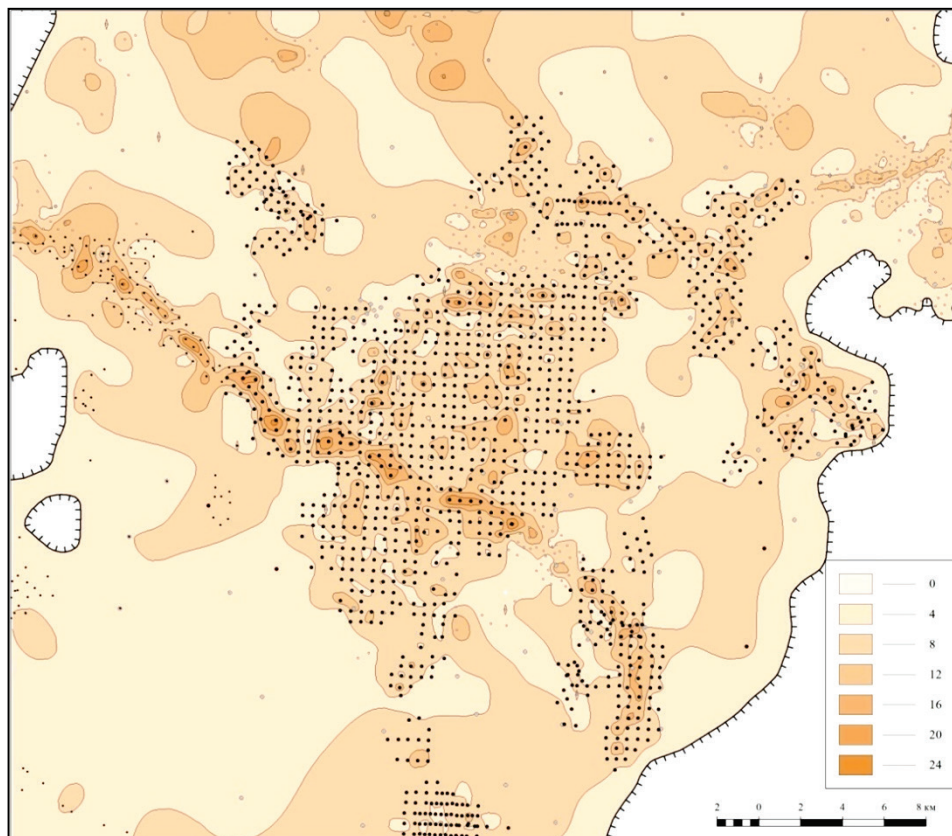


Рис. 4. Фрагмент карты эффективных нефтенасыщенных толщин по пласту ЮС2/1 на одном из участков исследований

Монолитным принят выдержанный пропласток коллектора с толщиной более 2,5 м, имеющий распространение в соседних скважинах.

Наиболее высокими и благоприятными для разработки параметрами пласт ЮС2/1 характеризуется на участках со строением разреза по типу 1 (нефтенасыщенная толщина — 9,8 м, песчаность — 0,61, нефтенасыщенность — 0,75).

На участках со строением разреза по типу 2 пласт характеризуется незначительно сниженными параметрами (нефтенасыщенная толщина — 7,6 м, песчаность — 0,55, нефтенасыщенность — 0,71).

По вовлеченной в разработку площади пласта самым распространенным является тип 3 (62 % вовлеченной площади), который характеризуется наиболее неблагоприятными для разработки параметрами (нефтенасыщенная толщина — 4,9 м, песчаность — 0,39, нефтенасыщенность — 0,66).

На рисунке 5 приведена схема распространения выделенных типов разреза по разбуренной части объекта ЮС2/1 с характерными разрезами по каждому типу.

Несмотря на то, что пласт разделен на типы, он представляет собой единую гидродинамическую систему, так как нет сплошного разделения непроницаемыми прослоями.

При сопоставлении схемы распространения фаций (см. рис. 3) и выделенных типов разреза (см. рис. 5) отмечается хорошая сходимость распространения участков русловых/баровых песчаников и прирусловых отмелей с участками первого и второго типов разреза.

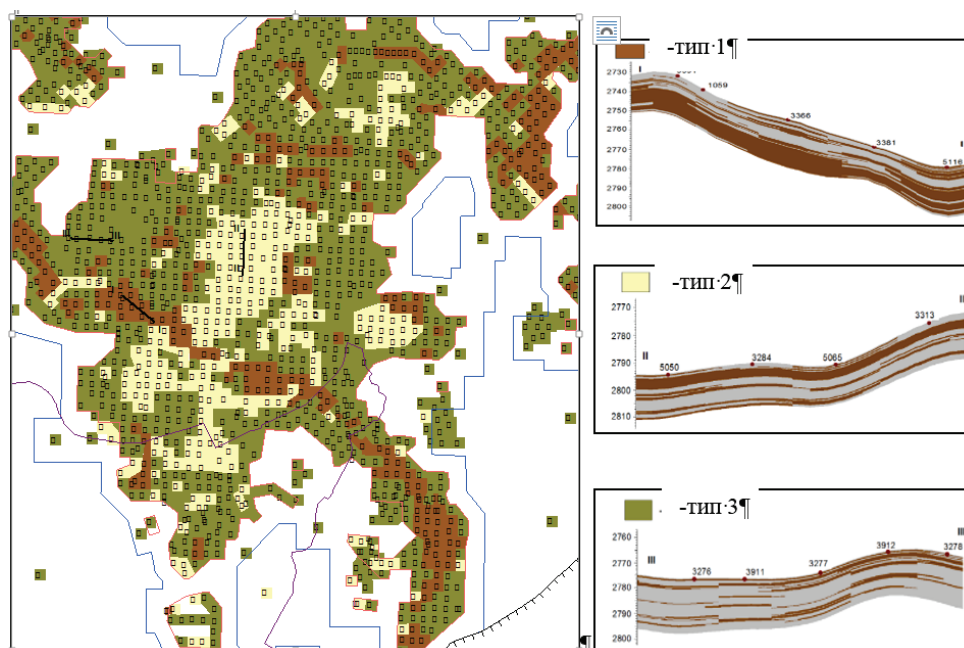


Рис. 5. Распространение выделенных типов разреза пределах разбуренной части пласта ЮС2/1

Эффективность реализуемой системы разработки в процессе доразведки и изучения месторождений

Из обобщенного анализа состояния разработки объектов тюменской свиты определено, что основная проблема эксплуатации — это слабая геологическая изученность на этапе проектирования систем разработки и, как следствие, неудовлетворительный охват проектным фондом скважин реальных (фактических) запасов эксплуатационного объекта тюменских отложений [15, 21–23].

Недостаточная изученность (отсутствие достаточной информации геологического строения) ведет к неверным выводам при разработке проектных документов и внедрению нерациональных систем размещения скважин. На практике, получив уточненные данные геологического строения и распределения ФЕС в пределах отдельных участков залежей и разреза, дальнейшее бурение эксплуатационных скважин либо отменяется (но наземная инфраструктура — трубы, мощности электроэнергии и т. п. — уже построена), либо происходит отсыпка новых кустовых площадок и добавляется дополнительный фонд эксплуатационных скважин.

Основные проблемы при разработке тюменских отложений — это недостаточное дренирование запасов и прорыв закачиваемых вод. Сопоставление фактических показателей разработки тюменских отложений с фациальными особенностями геологического разреза однозначно свидетельствует о взаимосвязи дебитов эксплуатационных скважин, эффективности применяемых геолого-технических мероприятий и распределении ФЕС в объеме геологического разреза [3, 15]. Следует сказать, что особенности распределения ФЕС и строения продуктивных резервуаров тюменской свиты (включая горизонт ЮС2) необходимо исследовать на основе комплексного подхода и анализа геолого-геофизической информации, опирающегося на привлечение материалов 3D-сейсморазведки, динамического анализа волнового поля, палеоструктурных построений, керновых исследований, опробования и динамики работы эксплуатационных скважин, обобщений на основе геологических концепций, опирающихся на единство процессов геологической эволюции Земли и генезиса нефтегазовых месторождений [15, 17, 24].

Проведенный анализ распределения скважин по накопленной добыче ряда нефтегазовых месторождений Среднего Приобья показал, что доля скважин с накопленной добычей нефти более 5–10 тыс. т на 1 скважину составляет, как правило, не более 20 % [15]. Этот показатель для залежей с ТРИЗ объектов тюменской свиты еще ниже. Данный факт подтверждает необходимость детального изучения особенностей строения резервуара продуктивного пласта ЮС2 при проектировании его разработки.

Методика выявления и доразведки сложнопостроенных локальных залежей нефти и газа в первую очередь опирается на материалы 3D-сейсморазведочных работ, постановка которых планируется исходя из индивидуальных особенностей каждого конкретного участка исследований [2, 15]. Необходимо упомянуть о важном аспекте этой методики: в первую очередь исследованиями 3D-сейсморазведки следует охватить разбуренные участки залежи (месторождения), чтобы составить представление о геологическом строении резервуара на основе максимально возможного набора геолого-геофизической информации (ГИС, керн, опробование, динамика добычи). Оработав методы и способы картирования детальных особенностей распределения ФЕС и представления о геологической модели залежи, в дальнейшем выработанную методическую схему следует применить на остальную площадь месторождения.

К сожалению, предложенный способ доразведки и изучения важных факторов строения продуктивных резервуаров на практике редко реализуется. В связи с этим рекомендуется перенести акцент на этапы проектирования и реализации освоения подобных сложнопостроенных продуктивных объектов, доля которых к настоящему времени составляет большую часть разрабатываемых месторождений нефти и газа.

Выводы

Для эффективного освоения залежей ТРИЗ объектов тюменской свиты со сложным распределением ФЕС, изменчивостью продуктивных толщин необходима выработка оптимальных методов как позиции разведки, уточнения особенностей геологического строения и прогноза распределения ФЕС, создания геологических моделей — надежных основ для проектирования разработки, так и рациональных способов и подходов к освоению и разработке этих залежей. В последнем вопросе важнейшим элементом таких подходов является то, что регулярные системы разработки должны быть адаптированы к фактическим геологическим условиям.

На начальных стадиях эксплуатационного разбуривания залежей и месторождений, исходя из недостаточной степени уровня представлений о сложности их геологического строения, гораздо эффективнее с самого начала внедрять избирательную систему размещения скважин, фактически проводя доразведку залежей эксплуатационным бурением.

Библиографический список

1. Бембель, С. Р. Поиск и картирование продуктивных объектов на западном склоне Сургутского свода / С. Р. Бембель, К. А. Костеневич, М. Ю. Федоров. — Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 8. — С. 8–13.
2. Бембель, С. Р. Методика выявления и доразведки малоразмерных и сложнопостроенных залежей углеводородов / С. Р. Бембель. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2010. — № 5. — С. 6–10.
3. Солопахин, С. К. Сопоставление показателей разработки с определенными фациями при моделировании отложений тюменской свиты на примере месторождения Сургутского свода / С. К. Солопахин, С. Р. Бембель. — Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы Национальной научно-технической конференции с международным участием / Отв. ред. Я. А. Пронозин. — Тюмень : ТИУ, 2019. — С. 32–34.

4. Влияние литологических особенностей пород на процессы разведки и разработки юрских отложений Широкого Приобья / И. М. Кос, Е. П. Кропотова, Т. А. Коровина [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С. 70–73.
5. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности среднеюрских отложений северных районов территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» в Широтном Приобье / Г. А. Куриленкова, И. Ш. Усманов, Ю. М. Меленюк, И. В. Шакирова. – Текст : непосредственный // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона : сборник научных трудов «СургутНИПИнефть». – Москва : Нефтяное хозяйство, 2012. – Вып. 12. – С. 3–11.
6. Литвиненко, П. С. Установление морфологической унаследованности аллювиальных отложений тюменской свиты месторождений западного склона Сургутского свода / П. С. Литвиненко, М. Е. Пилюгин, В. И. Ильющенко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 52–54.
7. Тимошенко, П. А. Критерии прогноза зон улучшенных коллекторов среднеюрских отложений Фроловской мегавпадины / П. А. Тимошенко, Ю. Н. Шабаев, И. А. Богуш. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5, № 3. – С. [1–12].
8. Применение альтернативных подходов к изучению палеогеографии средней юры с целью локального прогнозирования ловушек углеводородов / П. А. Тимошенко, Ю. Н. Шабаев, А. С. Молотков, И. А. Богуш. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 25–27.
9. Федоров, М. Ю. Особенности картирования коллекторов пласта ЮС₂ по результатам динамического анализа / М. Ю. Федоров. – Текст : непосредственный // Материалы Уральской горнопромышленной декады 4–14 апреля 2005 г. – Екатеринбург, 2005. – С. 61–62.
10. Бронскова, Е. И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективности доразведки и разработки залежей в тюменской свите / Е. И. Бронскова. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 8. – С. 36–44.
11. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского округа : атлас / Сост. ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана». – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2004. – 146 с. – Изображение (картографическое ; недвижимое ; двухмерное) : непосредственное.
12. Попов, И. П. Генезис и фациальный анализ среднеюрских отложений Западно-Сургутского месторождения / И. П. Попов, В. И. Ильющенко. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 6–7.
13. Перспективы выделения продуктивных участков в юрских отложениях на площадях Фроловской Фроловской нефтегазоносной области / С. Р. Бембель, Р. М. Бембель, Р. В. Авершин, В. А. Корнев. – DOI 10.31660/0445-0108-2018-4-7-14. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 7–14.
14. Бембель, С. Р. Разведка локальных залежей углеводородов на основе их взаимосвязи с геодинамикой среды в Среднем Приобье / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 90–94.
15. Бембель, С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири: монография / С. Р. Бембель ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – 214 с. – Текст : непосредственный.
16. Бембель, С. Р. Геоморфологические особенности строения залежей углеводородов и продуктивность скважин / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Естественные и технические науки. – 2010. – № 3 (47). – С. 206–212.
17. Комплексный подход к изучению геологического строения и особенности моделирования континентальных отложений тюменской свиты / П. Д. Савченко, Е. М. Викторова, А. А. Мироненко [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 4 (41). – С. 17–21.
18. Бембель, С. Р. Особенности геологического строения горизонта Ю2 Западной Сибири на основе анализа сейсмических данных / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Norwegian Journal of development of the International Science. – 2019. – № 11–1 (36). – С. 10–13.
19. Левянт, В. Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / В. Б. Левянт, Е. А. Козлов, И. Ю. Хромова ; Федеральное агентство по недропользованию, ОАО «Центральная геофизическая экспедиция». – Москва : Центральная геофизическая экспедиция, 2010. – 249 с. – Текст : непосредственный.

20. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. — Ленинград : Недра, 1984. — 260 с. — Текст : непосредственный.
21. Опыт сопровождения горизонтальных скважин на фациально-изменяемые низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты Красноленинского месторождения / Д. В. Емельянов, А. В. Жарков, А. С. Глебов, И. А. Лихоход. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2016. — № 4. — С. 48–51.
22. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты / А. А. Севастьянов, К. В. Коровин, О. П. Зотова, Д. И. Зубарев. — Текст : непосредственный // Вестник Пермского университета. Геология. — 2017. — Т. 16, № 1. — С. 61–67.
23. Сенцов, А. Ю. Оптимизация нового бурения в условиях неопределенности геологической основы / А. Ю. Сенцов, Н. С. Полякова, С. И. Грачев. — Текст : электронный // Деловой журнал «Neftegaz.RU». — 2020. — № 2 (98). — С. 40–44. — URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/526875-optimizatsiya-novogo-bureniya-v-usloviyakh-neopredelennosti-geologicheskoy-osnovy/>. — Дата публикации: 26 февраля 2020.
24. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) : [сборник докладов] / Российская академия наук, Отделение наук о Земле, Институт проблем нефти и газа ; отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. — Москва : ГЕОС, 2012. — 514 с. — Текст : непосредственный.

References

1. Bembel, S. R., Kostenevich, K. A., & Fedorov, M. Yu. (2012). Search and mapping of producing formations on the western slope of the Surgut arch. *Oil Industry*, (8), pp. 8-13. (In Russian).
2. Bembel, S. R. (2010). Methods of detection and supplementary exploration of small-size and complicated structure hydrocarbon deposits. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (5), pp. 6-10. (In Russian).
3. Solopakhin, S. K., & Bembel, S. R. (2019). Sopostavlenie pokazateley razrabotki s opredelennymi fatsiyami pri modelirovanii otlozheniy tyumenskoy svity na primere mestorozhdeniya Surgutskogo svoda. *Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii): materialy Natsional'noy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ.*, pp. 32-34. (In Russian).
4. Kos, I. M., Kropotova, E. P., Korovina, T. A., Romanov, E. A., & Fedortsov, I. V. (2004). Influence of lithology rock properties on the exploration and development processes in the wide Ob' area. *Oil Industry*, (2), pp. 70-73. (In Russian).
5. Kurilenkova, G. A., Usmanov, I. Sh., Melenyuk, Yu. M., & Shakirova, I. V. (2012). Osobennosti geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftenosnosti sredneyurskikh otlozheniy severnykh rayonov territorii deyatelnosti ОАО "Surgutneftegaz" v Shirotnom Priob'e. *Voprosy geologii, bureniya i razrabotki neftyanykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy Surgutskogo regiona: sbornik nauchnykh trudov "SurgutNIPIneft"*, (12). Moscow, *Oil Industry Publ.*, pp. 3-11. (In Russian).
6. Litvinenko, P. S., Pilyugin, M. E., & Ilyushchenko, V. I. (2015). The determination of morphological heredity of alluvial deposits of Tyumen suite at oil fields on western slope of Surgut arch. *Oil Industry*, (3), pp. 52-54. (In Russian).
7. Timoshenko, P. A., Shabaev, Yu. N., & Bogush, I. A. (2010). Criteria of enhanced reservoirs zones forecast of the Middle Jurassic deposits, Frolovskaya megadepression. *Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 5(3), pp. 1-12. (In Russian).
8. Timoshenko, P. A., Shabaev, Yu. N., Molotkov, A. S., & Bogush, I. A. (2013). Application of alternative approaches to the study of the Middle Jurassic paleogeography for the purpose of local prediction of the hydrocarbon traps. *Oil Industry*, (2), pp. 25-27. (In Russian).
9. Fedorov, M. Yu. (2005). Osobennosti kartirovaniya kollektorov plasta US₂ po rezul'tatam dinamicheskogo analiza. *Materialy Ural'skoy gornopromyshlennoy dekady 4-14 aprelya 2005. Ekaterinburg*, pp. 61-62. (In Russian).
10. Bronskova, E. I. (2016). Comprehensive analysis of April field geological structure to provide effective additional exploration and development of Tyumen suite deposits. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (8), pp. 36-44. (In Russian).
11. *Geologiya i neftegazonosnost' Khanty-Mansiyskogo okruga: atlas* (2004). Ekaterinburg, *IzdatNaukaServis Publ.*, 146 p. (In Russian).

12. Popov, I. P., & Ilyuschenko, V. I. (2012). Genesis and facies analysis of Middle Jurassic deposits of the West-Surgut field. *Oil Industry*, (8), pp. 6-7. (In Russian).
13. Bembel, S. R., Bembel, R. M., Avershin, R. V., & Kornev, V. A. (2018). Prospects for the allocation of productive sites in Jurassic sediments in the areas of the Frolovskaya oil and gas bearing region. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 7-14. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-7-14
14. Bembel, S. R. (2013). Exploration of local hydrocarbons deposits based on their relationship to the geodynamics in the Middle Ob. *Oil Industry*, (12), pp. 90-94. (In Russian).
15. Bembel, S. R. (2016). *Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefti i gaza Zapadnoy Sibiri*. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 214 p. (In Russian).
16. Bembel, S. R. (2010). Geomorfologicheskie osobennosti stroeniya zalezhey uglevodorodov i produktivnost' skvazhin. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, (3(47)), pp. 206-212. (In Russian).
17. Savchenko, P. D., Viktorova, E. M., Mironenko, A. A., Davydov, A. V., & Suleymanov, D. D. (2015). Complex methods of geological data analysis and features of fluvial deposits modelling of J2 formation. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (4(41)), pp. 17-21. (In Russian).
18. Bembel, S. R. (2019). Features of the geological structure of the horizon U2 of Western Siberia based on seismic data analysis. *Norwegian Journal of development of the International Science*, (11-1(36)), pp. 10-13. (In Russian).
19. Levyant, V. B., Kozlov, E. A., & Khromova, I. Yu. (2010). Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seysmorazvedki dlya podscheta zapasov uglevodorodov v usloviyakh karbonatnykh porod s poristost'yu treshchinno-kavernovogo tipa. Moscow, Tsentral'naya geofizicheskaya ekspeditsiya Publ., 249 p. (In Russian).
20. Muromtsev, V. S. (1984). *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel-litologicheskikh lozushchikov nefti i gaza*. Leningrad, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).
21. Emelyanov, D. V., Zharkov, A. V., Glebov, A. S., & Likhoded, I. A. (2016). Maintenance of horizontal wells drilling in facies-unstable low-permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (4), pp. 48-51. (In Russian).
22. Sevastyanov, A. A., Korovin, K. V., Zotova, O. P., & Zubarev, D. I. (2017). Geological characteristics and assessment of the potential production of the Tyumen suite deposits. *Bulletin of Perm University. Geology*, 16(1), pp. 61-67. (In Russian).
23. Sentsov, A. Yu., Polyakova, N. S., & Grachev, S. I. (2020). Optimizatsiya novogo bureniya v usloviyakh neopredelennosti geolo-gicheskoy osnovy. *Business magazine "Neftegaz.RU"*, (2(98)), pp. 40-44. (In Russian). Available at: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/526875-optimizatsiya-novogo-bureniya-v-usloviyakh-neopredelennosti-geologicheskoy-osnovy/>
24. Dmitrievskiy, A. N., & Valyaev, B. M. (Eds.). (2012). *Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya akademika P. N. Kropotkina)*. Moscow, GEOS Publ., 514 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Бембель Сергей Робертович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Авершин Роман Витальевич, заместитель директора по нефтеотдаче, Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», г. Тюмень

Бембель Роберт Михайлович, д. г.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Кислухин Владимир Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Sergey R. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Roman V. Avershin, Deputy Director for Oil Recovery, Tyumen Branch of SurgutNIPIneft, Tyumen

Robert M. Bembel, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Vladimir I. Kislukhin, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Русского газонефтяного месторождения

В. А. Бешенцев¹, Ю. И. Сальникова^{1,2*}, С. В. Воробьева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия

*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Аннотация. В работе рассмотрены гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна Русского газонефтяного месторождения. В краткой форме описаны природные условия, геологическое строение, геотемпературный режим недр и состав подземных вод апт-альб-сеноманского, неомского и юрского гидрогеологических комплексов. Выявлено изменение состава подземных вод в разрезе апт-альб-сеноманского комплекса, установлена вертикальная инверсионная зональность, затрагивающая и нижежащий неомский комплекс. Описываются некоторые черты регионального распределения пластовых давлений, приводятся гидродинамические схемы апт-альб-сеноманского, неомского и юрского гидрогеологических комплексов, на которых показано, что Русское месторождение находится в зоне низких значений пластовых давлений. Указанная выше вертикальная инверсионная зональность и пониженные пластовые давления связаны с расположением месторождения в пределах элизионной гидродинамической водонапорной системы Ямало-Гыданских линеаментов. Привлечены данные блоково-разломной модели рассматриваемого месторождения, предопределившие миграцию углеводородов и формирование залежей тектонически экранированного типа.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн; гидрогеологический комплекс; минерализация подземных вод; пластовое давление; водонапорная система; мезозойский гидрогеологический бассейн

Hydrogeological conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Russkoye gas and oil field

Vladimir A. Beshentsev¹, Yulia I. Salnikova^{1,2*}, Seema V. Vorobjeva¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Abstract. The article is devoted to the hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin within the Russkoye oil and gas field. The text gives valuable information on the natural conditions, geological structure, geotemperature regime of the bowels of the Earth and the composition of groundwater of the Aptian-Albian-Cenomanian, Neocomian, and Jurassic hydrogeological complexes. The change in the composition of groundwater in the section of the Aptian-Albian-Cenomanian complex has been revealed. Vertical inversion zoning that traces the underlying the Neocomian complex is established. We describe the main

features of the regional distribution of reservoir pressures. Hydrodynamic schemes of the Aptian-Albian-Cenomanian, Neocomian, and Jurassic hydrogeological complexes are given in the article. These schemes show that the Russkoye gas and oil field is located in the zone of low reservoir pressures. The above vertical inversion zoning and low reservoir pressures are associated with the location of the field within the elisional hydrodynamic water pressure system of the Yamal-Gydan lineaments. The data of the block-fault model of the considered field were used in the course of the study. The block-fault structure predetermined the migration of hydrocarbons and the formation of tectonically screened deposits.

Key words: the West Siberian megabasin; hydrogeological complex; ground-water salinity; reservoir pressure; water pressure system; the Mesozoic hydrogeological basin

Введение

Исследование особенностей гидрогеохимических и гидродинамических условий нефтегазовых месторождений Западной Сибири с позиций теории о водонапорных системах [1, 2] открывает множество возможностей понимания формирования различных аномалий химического состава подземных вод [3]. За период освоения Западной Сибири было накоплено большое количество информации о гидрогеологических условиях водонасыщенных пород апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов, которая включает в себя сведения о химическом и газовом составе подземных вод, их свойствах и состоянии. Гидрогеологические особенности этих горизонтов напрямую связаны с процессами формирования, существования и разрушения залежей углеводородов. В данной работе мы проанализировали основные особенности апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов Русского месторождения, относящегося к Тазовскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Объект и методы исследования

Характеристика геологического строения, гидрогеологических и гидрогеохимических условий Русского месторождения приводится на основе интерпретации промысловых и геофизических исследований. Для получения сведений о составе вод мезозойских отложений проведен анализ результатов проб, отобранных из поисковых и разведочных скважин. Систематизированы и обработаны данные множества анализов проб воды апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов, которые отражены в табличном формате. В работе также использованы схемы водонапорных систем Западно-Сибирского мегабассейна [1, 4, 5], согласно которым месторождение отнесено к элизионной геодинамической системе Ямало-Гыданских линейментов. Анализ теплового поля выполнен на основе полевых замеров температур недр и использования региональных данных по Западной Сибири [6, 7].

Результаты и обсуждение

Общие сведения. В административном отношении Русское газонефтяное месторождение относится к Тазовскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Поселок Тазовский находится в 110 км к северо-западу от границы месторождения. Ближайший населенный пункт Тазовского района — п. Тибейсале — расположен в 65 км к северо-западу.

Климат исследуемого объекта субарктический, со сравнительно коротким, прохладным летом и продолжительной зимой с низким уровнем температур. Среднегодовая температура отрицательна ($-8,5^{\circ}\text{C}$). Средняя температура самого холодного месяца (января) $-27,1^{\circ}\text{C}$, а самого жаркого (июля) $+14,6^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температуры составляет -61°C , абсолютный максимум $+37^{\circ}\text{C}$. Годовая сумма осадков составляет 531 мм, при этом подавляющее количество (до 353 мм) выпадает в теплый период (с апреля по октябрь) [8, 9].

Русское месторождение расположено в бассейне р. Таз и ее притоков разного порядка, наиболее крупной из которых является р. Малая Тотыдэоттаяха. Кроме того, по периметру много озер, площадь которых занимает около 12 % исследуемой территории. Глубина некоторых озер может достигать 4–5 м, что позволяет использовать их для технического водоснабжения буровых установок. Проведенные исследования показали, что в целом экологическое состояние природных вод можно признать удовлетворительным. Однако они подвержены загрязнению на локальных участках и имеют мозаичный характер [2, 10].

Территория исследуемого месторождения отличается своеобразием почв, сформировавшихся в результате сложного взаимодействия зональных биоклиматических и геоморфологических факторов [11, 12]. По характеру растительности изучаемая территория находится в лесотундровой зоне. Растительность представлена кустарничковыми, травяно-моховыми кочковатыми и мохово-лишайниковыми тундровыми сообществами, в сочетании с елово-березово-лиственничными редколесьями, кочковатыми мерзлыми кустарничково-лишайниково-моховыми болотами и бугристыми торфяниками. Лесная растительность приурочена только к относительно дренированным полосам вдоль мелких рек.

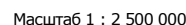
Почвенный покров обладает довольно высокой чувствительностью к антропогенному воздействию, в результате чего является неустойчивым элементом окружающей среды. Результат этого воздействия может проявляться как в загрязнении, так и в нарушении почвенного покрова. Проведенные исследования показали, что современное состояние почвенного покрова на территории Русского газонефтяного месторождения в целом является удовлетворительным, однако, по выявленным концентрациям загрязняющих веществ, позволяют отнести почвы к первому допустимому уровню загрязнения.

В геологическом строении изучаемого района выделены метаморфические породы палеозойского комплекса и осадочные отложения мезозойско-кайнозойского чехла [13].

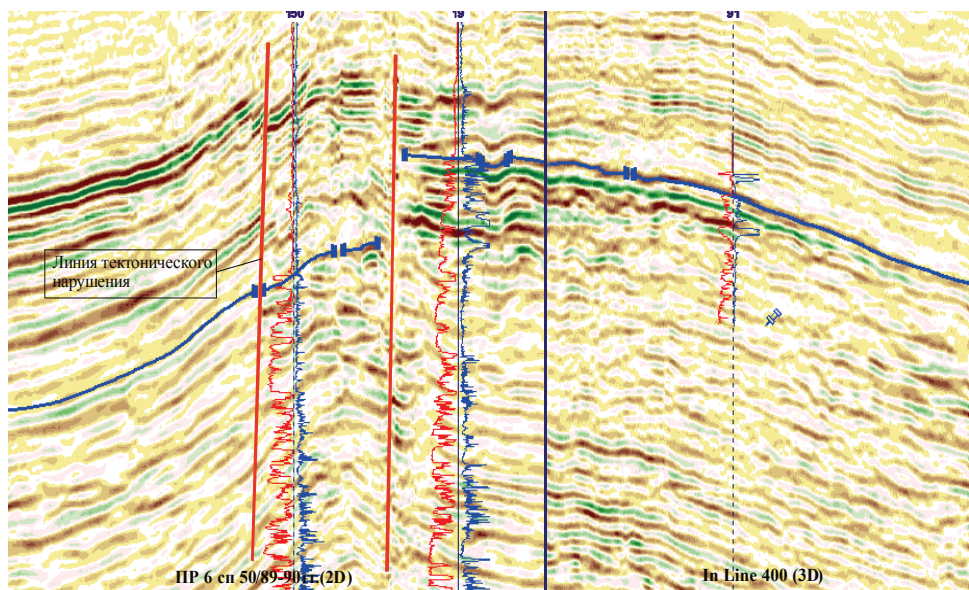
Отложения палеозоя в пределах месторождения бурением не вскрыты. В районе доюрские породы вскрыты на глубинах 3 936–5 500 м (Уренгойское, Южно-Русское, Западно-Таркосалинское и другие месторождения). Породы палеозойского фундамента представлены базальтами, известняками и аргиллитами.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла в пределах Русского месторождения представлены осадочными образованиями триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под редакцией И. И. Нестерова, 1990 г.) (рис. 1.) Русское месторождение приурочено к одноименному валу, который является северной частью Русско-Часельского мегавала субмеридионального простирания.



Русский вал



**Рис. 2. Сопоставление временных разрезов пересекающихся профилей
ПР 6 сн 50/89-90 (2D) и In Line 400 (3D)**

Полученные данные сейсморазведки, в том числе по методике 3D, помимо высокоамплитудных разломов в пределах Русской структуры, позволили установить множество малоамплитудных дизъюнктивных нарушений, которые делят структуру на тектонические блоки с различным положением газоводонефтяных контактов.

Промышленная нефтегазоносность установлена в пластах ПК₁₋₇ сеноманского яруса покурской свиты. Также в баррем-аптских отложениях открыты небольшие по размерам тектонически экранированные залежи газа в пластах ПК₂₁², ПК₂₂¹. В пласте МХ₈ малохетской свиты выявлена тектонически экранированная залежь газа.

Русское месторождение находится в северо-восточной части Западно-Сибирского мегабассейна. В вертикальном разрезе выделяют три гидрогеологических бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский, каждый из которых обладает определенными признаками и характеризуется своеобразной обособленностью в соответствии со стратификацией, предложенной В. М. Матусевичем [14].

По литологическим, геохимическим и гидродинамическим особенностям в разрезе изучаемого месторождения выделяются следующие гидрогеологические комплексы: триас-палеозойский, юрский, неокомский, апт-альб-сеноманский и палеоген-четвертичный. В состав гидрогеологических комплексов входят водоносные и водоупорные горизонты, краткая характеристика которых приведена в таблице 1 с привлечением региональных данных [15].

Основные нефтегазоносные горизонты месторождения и района связаны с мезозойским гидрогеологическим бассейном, включающим в себя апт-альб-сеноманский, неокомский и юрский гидрогеологические комплексы, поэтому в данной работе авторские исследования посвящены этим комплексам.

Таблица 1

Схематический гидрогеологический разрез района Русского месторождения

Гидрогеологический комплекс		Слагающие породы; толщина, м	Кп, % Кпр, мД	$\frac{\text{Дебиты}}{\text{м}^3/\text{сут}};$ СДУ*, м	Т, °С
Возраст	Тип проницаемости горных пород				
Четвертичный	Водоносный	Супеси, суглинки с прослоями песков и гравия; от 45 до 100	н/д	н/д	–5,0– –1,5
Турон-палеогеновый	Водоупорный	Преимущественно глины, газсалинская пачка — алевролиты и пески; около 600–850	–	$\frac{1,9}{\text{перелив}}$ (газсалинская пачка)	+2,4**
Апт-альб-сеноманский	Водоносный	Чередование алевроитов, уплотненных песков с прослоями глин; до 800–1 000	$\frac{28-32}{\text{до}}$ 137,9– 210,1	$\frac{n(1-10)}{40-634}$	+15,4– +30,5
Нижнеаптский	Водоупорный	Преимущественно глины; до 25	–	–	+41**
Неокомский	Водоносный	Чередование песчаников, алевролитов и глин; порядка 1 300–1 500	$\frac{16-18}{0,1-100}$	$\frac{n(10-100)}{500-1\,000}$	+46,5– +75,0
Оксфорд-берриасский	Водоупорный	Глины аргиллитоподобные; около 250	–	–	+76**
Юрский	Водоносный	Чередование пропластов песчаников, алевролитов и глин; около 1 600	$\frac{9-12}{0,01-10}$	$\frac{0,7-1,2}{750-1\,459}$	+77– +81
Нижнеюрский	Водоупорный	Глины аргиллитоподобные; до 80	–	–	+89**
Триас-палеозойский	Водоносный	Чередование известняков с глинистыми сланцами; вскрыто около 11	н/д	5/532	+110**

Примечание. *СДУ — средний динамический уровень; **+2,4 — расчетное значение температуры.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс приурочен к осадкам покурской свиты, представленной неравномерным чередованием и переслаиванием алевролитов, песчаников с линзовидными прослоями и невыдержанными пластами глин. Общая мощность комплекса достигает 800–1 000 м. Подошвенные глины покурской свиты мощностью до 25 м являются изолирующим водоупором от нижезалегающих неокомских водоносных горизонтов.

Комплекс характеризуется хорошими и средними фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов. На Русском месторождении значения коэффициента пористости (Кп) отложений покурской свиты варьируют в пределах 28–32 %, коэффициента проницаемости (Кпр) — в основном 15,6–90,6, реже — 137,9–210,1 мД [16, 17].

Водообильность пород различная, в основном получены непереливающие притоки (единицы, реже первые десятки м³/сут) при среднем динамическом уровне (СДУ) = 40–634 м. Фонтан пластовой воды с дебитом 250 м³/сут наблюдался в скв. 2 через штуцер d = 10 мм, в скв. 6 — переливающий приток 144 м³/сут через отвод d = 2 мм. Пластовая температура по разрезу комплекса изменяется от +15,4 до +30,5 °С (см. табл. 1).

По классификации В. А. Сулина пластовые воды относятся в основном к хлоридно-кальциевому типу, реже встречаются воды гидрокарбонатно-натриевого состава. При этом гидрокарбонатный тип имеет локальное распространение в некоторых блоках присводовой части Русской структуры, что может свидетельствовать о том, что Русское газонефтяное месторождение находится в переходной, «промежуточной» зоне, в которой одновременно присутствуют в разных пластах разнотипные (полигенетические) воды. Анализируя данные таблицы 2, можно отметить, что величина минерализации по разрезу комплекса хотя и варьирует в близких пределах, но имеет тенденцию уменьшения с глубиной. Так, если пластовые воды сеноманских отложений характеризуются средней минерализацией $11,0 \text{ г/дм}^3$ в хлоридно-кальциевом типе и $9,6 \text{ г/дм}^3$ — в гидрокарбонатно-натриевом составе, то в водах апт-альбских отложений средняя минерализация падает до $8,9 \text{ г/дм}^3$, что не соответствует региональным изменениям данного параметра [15]. Вероятно, установленная на Русском месторождении вертикальная гидрохимическая инверсия в разрезе апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, скорее всего, связана с влиянием тектонических нарушений.

Таблица 2

**Гидрогеохимическая характеристика гидрогеологических комплексов
Русского месторождения (средние значения)**

Единица измерения	Показатель	Гидрогеологический комплекс		
		Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
	pH	7,6	7,8	7,4
г/дм^3	Минерализация	11,0/9,6* (сеноман) 8,9 (апт-альб)	7,4	22,8
мг/дм^3	$\text{Na}^+ + \text{K}^+$	4 683,3	2 594,1	1 950,0
	Ca^{2+}	394,0	438,0	36,0
	Mg^{2+}	59,8	37,8	7,0
	NH_4^+	27,0	6,3	5,0
	Cl^-	6 671,9	4 621,5	1 560,0
	HCO_3^-	180,6	146,4	2 684,0
	SO_4^{2-}	35,0	9,6	0
	CO_3^{2-}	24,0	12,0	0
	J	8,5	7,8	1,78
	Br	31,0	21,3	5,95
	H_2S	< 0,002	—	—
	O_2	6,6	—	—
	Нефтепродукты	0,33	—	—
	rNa/rCl	0,83–0,98/1,05*	0,76–0,96	0,83
г/см^3	Плотность воды	1,006	1,009	1,012
	Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый/ гидрокарбонатно-натриевый*	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый

Примечание. * — локальное распространение.

Подземные воды слабощелочные с $\text{pH} = 7,6$ (см. табл. 2). Содержание основных солеобразующих ионов: хлор — $6\,671,9 \text{ мг/дм}^3$, (натрий + калий) — $4\,683,3 \text{ мг/дм}^3$, кальций — $394,0 \text{ мг/дм}^3$, магний — $59,8 \text{ мг/дм}^3$, гидрокарбонат — $180,6 \text{ мг/дм}^3$, сульфаты — $35,0 \text{ мг/дм}^3$, аммоний — $27,0 \text{ мг/дм}^3$, карбонаты — $24,0 \text{ мг/дм}^3$. Микрокомпоненты содержатся в следующем количестве: йод — $8,5 \text{ мг/дм}^3$, бром — $31,0 \text{ мг/дм}^3$. Плотность воды в среднем — $1,006 \text{ г/см}^3$.

Воды комплекса, как правило, слабо метаморфизованы. Коэффициент gNa/gCl для вод хлоридно-кальциевого типа колеблется в диапазоне $0,83\text{--}0,98$, для гидрокарбонатно-натриевого типа он составляет $1,05$.

Состав водорастворенных газов метановый ($93,53\text{--}99,04 \%$), содержание углекислого газа составляет $0,23\text{--}4,07 \%$, азота — $0,65\text{--}1,05 \%$. Газонасыщенность вод равна $1,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [16, 17].

Неокомский гидрогеологический комплекс приурочен к отложениям малохетской, заполярной и мегионской свит, представленных чередующимися пластами песчаников, алевролитов и глин. Общая мощность водонасыщенных пород на Русском месторождении — $1\,300\text{--}1\,500 \text{ м}$. Подстилающим водоупором для комплекса служат аргиллитоподобные глины подачимовской толщи мегионской и марьяновской свит толщиной около 250 м .

Коллекторские свойства песчаников снижены относительно вышележащего комплекса. Пористость пород готерив-барремского возраста в районе Надым-Тазовского междуречья редко превышает $16\text{--}18 \%$, проницаемость обычно составляет $0,1\text{--}100 \text{ мД}$ или несколько выше, с глубиной происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств.

Воды высоконапорные, водообильность пород различная, часто высокая (десятки — первые сотни $\text{м}^3/\text{сут}$ при СДУ до $500\text{--}1\,000 \text{ м}$). Дебиты скважин при повторном вскрытии пласта перфорацией на Русском месторождении изменялись от $17,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ при СДУ = $1\,261 \text{ м}$ (скв. 25, интервал $1\,996\text{--}2\,008 \text{ м}$) до $168 \text{ м}^3/\text{сут}$ при переливе (скв. 70, интервал $2\,029\text{--}2\,034 \text{ м}$). Температура пластовых вод изменяется от $+46,5$ до $+75^\circ\text{C}$ (см. табл. 1).

Пластовые воды слабосолоноватые с величиной минерализации от $7,4 \text{ г/дм}^3$. Воды в соответствии с классификацией В. А. Сулина относятся к хлоридно-кальциевому типу. Содержание основных солеобразующих компонентов следующее: (натрий + калий) — $2\,594,1 \text{ мг/дм}^3$, кальций — $438,0 \text{ мг/дм}^3$, магний — $37,8 \text{ мг/дм}^3$, хлор — $4\,621,5 \text{ мг/дм}^3$, аммоний — $6,3 \text{ мг/дм}^3$, гидрокарбонаты — $146,4 \text{ мг/дм}^3$, сульфаты — $9,6 \text{ мг/дм}^3$. Из микрокомпонентов содержатся следующие: йод — $7,8 \text{ мг/дм}^3$, бром — $21,3 \text{ мг/дм}^3$. Плотность воды — $1,009 \text{ г/см}^3$. Воды преимущественно слабощелочные ($\text{pH} = 7,8$) (см. табл. 2).

Водорастворенный газ имеет метановый состав ($\text{CH}_4 = 95,61\text{--}99,35 \%$), содержание азота не превышает $2,30 \%$, углекислого газа — $0,58 \%$. Газонасыщенность вод составляет $2,2\text{--}5,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Юрский гидрогеологический комплекс охватывает породы верхневасюганской подсвиты, тюменской, котухтинской, ягельной, береговой свит, изолированные аргиллитоподобными глинами нижневасюганской подсвиты мощностью около 80 м .

Для комплекса в целом характерны очень сильная фациальная изменчивость и неоднородность коллекторских свойств пород. Водонасыщенные пропластки песчаников и алевролитов часто и неравномерно чередуются с уплотненными глинами. Общая вскрытая мощность пород юрского возраста в районе работ составляет около $1\,600 \text{ м}$.

Фильтрационно-емкостные свойства пород, как правило, низкие, водообильность комплекса — невысокая. По имеющимся данным открытая пористость песчаников тюменской и васюганской свит обычно варьирует в пределах 9–12 %, проницаемость — 0,1–10 мД. При испытании юрского комплекса дебиты пластовой воды из отложений васюганской свиты не превышали 0,7–1,2 м³/сут при СДУ = 750–1 459 м (см. табл. 1).

Подземные воды по классификации В. А. Сулина относятся к хлоридно-кальциевому типу, с минерализацией 22,8 г/дм³. Содержание основных солеобразующих ионов: (натрий + калий) — 1 950,0 мг/дм³, кальций — 36,0 мг/дм³, магний — 7,0 мг/дм³, хлор — 1 560,0 мг/дм³, гидрокарбонаты — 2 684,0 мг/дм³. Микрокомпоненты содержатся в следующем количестве: йод — 1,78 мг/дм³, бром — 5,95 мг/дм³. Плотность воды составляет 1,012 г/см³. Воды нейтральные (рН = 7,4). Коэффициент метаморфизации гNa/гCl составляет 0,83. Водородный показатель равен 7,4. Плотность вод — 1,012 г/см³. Температура пластовых вод составляет от +77 до +81 °С (см. табл. 2).

Водорастворенный газ метанового состава. Газонасыщенность вод по региональным данным варьирует от 1,5 до 3,0 м³/м³.

Геотемпературные особенности района исследований

По данным многочисленных исследований, проведенных в результате изучения недр Западной Сибири и анализов фактического материала, установлено, что современный облик теплового режима недр имеет глубинную природу.

Особенности региональных вариаций глубинного теплового потока определяются остаточным воздействием тепловых источников, ответственных за развитие геосинклинальных процессов и неравномерности по площади и во времени завершения их деятельности. Современные геотермические условия определяются также нестационарностью теплового поля, вызванного колебаниями климата в течение четвертичного периода [6, 8].

По результатам исследований нескольких тысяч скважин различных категорий, пробуренных в Западной Сибири, выполнены расчет глубинного теплового потока, являющегося интегративной энергетической характеристикой осадочного чехла и фундамента, а также экстраполяция температур в интервале глубин 500–3 000 м. Это позволило дифференцировать всю территорию Западной Сибири на

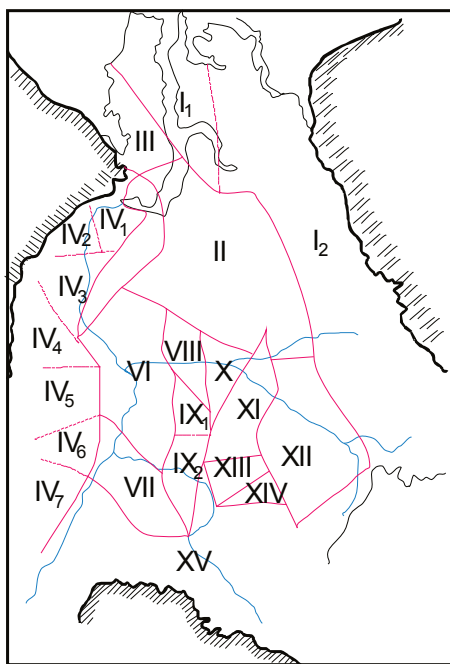


Рис. 3. Районирование Западной Сибири по геотермическим данным:
I–XV — блоки с разной характеристикой глубинного теплового потока

ряд блоков с различным геотермическим режимом. Русское месторождение относится к блоку I (рис. 3). В таблице 1 ввиду отсутствия точечных замеров

температуры горных пород по всему разрезу, по стратонам с недостающей информацией использованы расчетные значения температур.

Территория вышеописанного блока характеризуется слабой дифференциацией глубинного теплового потока, который в основном не превышает 50 мВт/м². Исключением является район Русско-Часельского мегавала, к которому и приурочена исследуемая территория.

Непосредственно на Русском месторождении, расположенном в Пур-Тазовской нефтегазоносной области, глубинный тепловой поток изменяется от 47,3 до 57,0 мВт/м² [7, 8]. Почти повсеместно наблюдаются локальные вариации исследуемого параметра, достигающие 3–4 мВт/м². Вероятно, имеется корреляционная связь между локальными флуктуациями теплового потока и наличием многочисленных дизъюнктивных нарушений, разделяющих исследуемый участок на блоки и, возможно, являющихся флюидопроводниками. Согласно замеренным данным, средний геотермический градиент в интервале апт-сеноманских отложений не превышает 3–3,5 °С/100 м. Распределение температур по разрезу осадочного чехла по данным точечных замеров подчиняется закономерностям теплового поля, что подтверждается графически на рисунке 4.

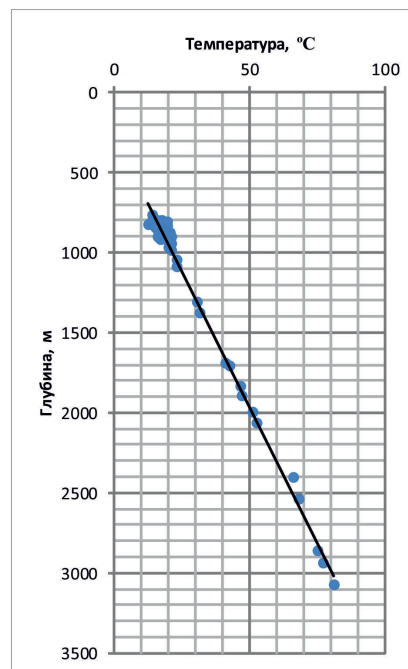


Рис. 4. Распределение температур по разрезу осадочного чехла

Гидродинамические особенности района исследований

Согласно схеме водонапорных систем [1, 4, 5], месторождение относится к элизионной геодинамической системе Ямало-Гыданских линеаментов. Это зона сочленения разновозрастных блоков, что предопределило специфические черты гидродинамического поля месторождения: Русское месторождение находится в зоне низких значений пластовых давлений.

Ниже приводятся (рис. 5–7) схемы распределений пластовых давлений северной части Западно-Сибирского мегабассейна, построенные по апт-альб-сеноманскому, неокомскому и юрскому гидрогеологическим комплексам (в рисунках стрелками показаны направления градиентов давления).

В основу составленных схем гидродинамического состояния водонапорных систем мезозойского гидрогеологического бассейна севера Западно-Сибирского мегабассейна заложены показатели величин превышения пластового давления над условным приведенным гидростатическим напором, соответствующим поверхности абсолютной нулевой отметки [8].

Расчет величин превышения пластового давления (ΔP , м) производился по формуле

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - H_0, \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление столба воды, м; H_0 — приведенное гидростатическое давление, м.

Результаты расчета избыточных пластовых давлений по гидрогеологическим комплексам мезозойского гидрогеологического бассейна Русского месторождения приводятся в таблице 3.

Таблица 3

Гидродинамические показатели водоносных гидрогеологических комплексов Русского месторождения

Гидрогеологический комплекс	Интервал определения, м		$P_{пл}$, м	H_0 , м	Абсолютная отметка пьезометрического уровня, м	ΔP , м
Апт-альб-сеноманский	967	1 016	1 018	972	44	46
Неокомский	2 285	2 296	2 279	2 252	44	27
Юрский	3 480	3 500	3 420	3 470	75	150

Несмотря на некоторую условность расчетов показателей ΔP , выполненных по формуле (1), полученные результаты позволяют проследить состояние водонапорной системы и по высоте столба воды над дневной поверхностью оценить потенциальную возможность разгрузки и характер движения пластовых вод.

Характер изменения пьезометрической поверхности можно проследить почти на всей территории севера бассейна. Из рассмотренных схем пластовых давлений, построенных по апт-альб-сеноманскому (см. рис. 5), неокомскому (см. рис. 6), юрскому (см. рис. 7) водоносным комплексам, можно видеть изменения пластовых давлений в северной части Западно-Сибирского мегабассейна.



Рис. 5. Гидродинамическая схема апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (ΔP , м)

Самые высокие отметки пьезометрических уровней отмечаются в северо-западной приуральской и северо-восточной частях бассейна. По юрскому, неокомскому, апт-альб-сеноманскому комплексам здесь фиксируются обширные площади, где избыточное пластовое давление составляет 150–200 м при абсолютных отметках дневной поверхности не более 100 м. Далее пьезометрическая поверхность понижается к центральным районам.

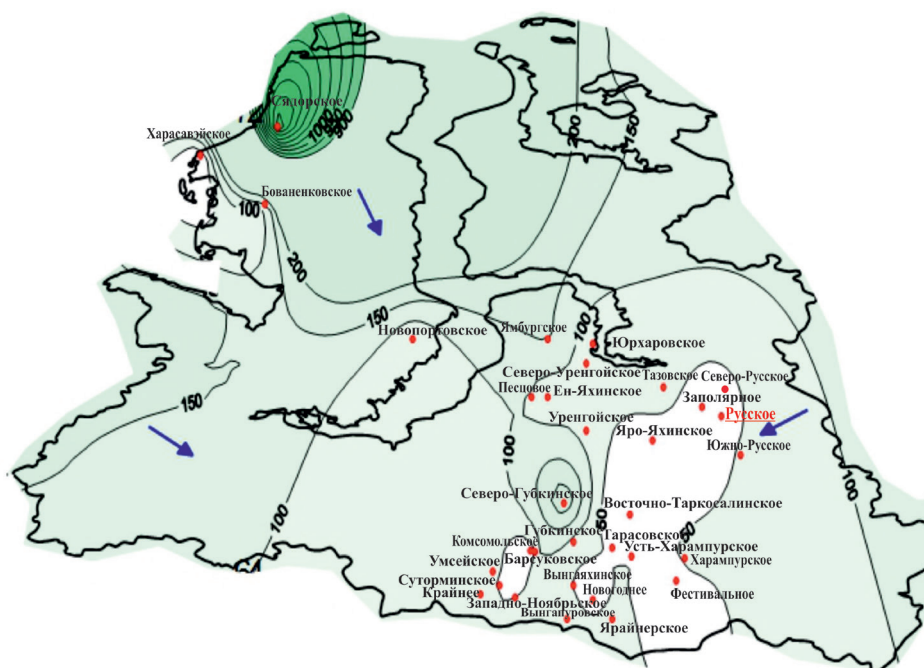


Рис. 6. Гидродинамическая схема неокомского гидрогеологического комплекса (ДР, м)

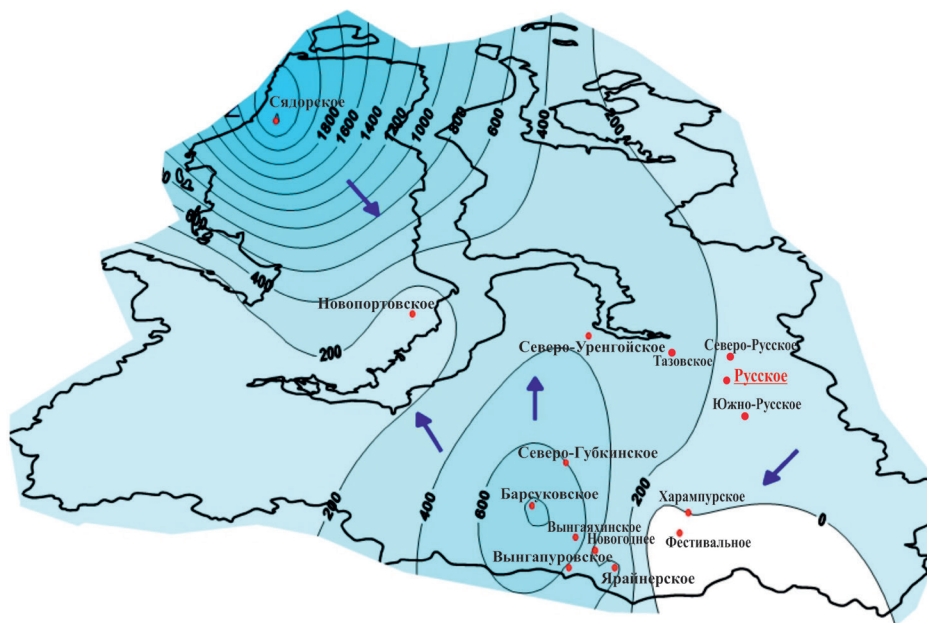


Рис. 7. Гидродинамическая схема юрского гидрогеологического комплекса (ДР, м)

На приведенных схемах отчетливо видно, что в центральных и отчасти в северных районах в гидрогеологических комплексах пластовые воды обладают высокими избыточными давлениями. Здесь очаги с повышенными пластовыми давлениями несут локальный характер и фиксируются на отдельных участках. Происхождение этих давлений, величина которых существенно меняется в различных участках севера бассейна, связано с литостатическими и тектоническими напряжениями, возникающими в неоднородных глинисто-песчаных толщах в результате блоковых движений фундамента [1, 4, 18]. Движение подземных вод направлено в основном от обрамлений бассейна к центральным районам и далее на север. Можно предположить, что разгрузка подземных вод антиклинального склона происходит в Обскую, а моноклинального — в Тазовскую губу бассейна [19, 20].

Выводы

Гидрогеология мезозойских отложений Русского месторождения определена историей формирования элизионной геодинамической водонапорной системы Ямало-Гыданских линеаментов и современными неотектоническими процессами. Именно с этим связано наличие инверсионной вертикальной гидрогеохимической зональности в мезозойском гидрогеологическом бассейне, которая прослеживается в уменьшении минерализации как в разрезе апт-альб-сеноманского комплекса — от 11,0 (сеноман) до 8,9 г/дм³ (апт-альб), так и в нижезалегающем неокомском комплексе (7,4 г/дм³), увеличиваясь до 22,8 г/дм³ в юрском комплексе, а также наличие низких пластовых давлений. Описанные гидрогеохимические и гидродинамические особенности должны быть приняты во внимание при проектировании полигона закачки сточных вод и корректировке моделей разработки углеводородов.

Библиографический список

1. Матусевич, В. М. Роль литогенеза, зон разломов и рифтовых систем в перераспределении вещества и энергии в Западно-Сибирском мегабассейне / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2004. — № 2. — С. 4–11.
2. Бешенцев, В. А. Техногенное воздействие на подземные воды Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона и оценка степени их защищенности / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. — DOI 10.31660/0445-0108-2015-4-20-24. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 4. — С. 20–24.
3. Tóth, J. Gravitational Systems of Groundwater Flow : Theory, Evaluation, Utilization / J. Tóth. — Cambridge University Press (the United Kingdom), 2009. — 297 p. — Текст : непосредственный.
4. Матусевич, В. М. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова, Т. Ю. Яковлева. — Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. — 2014. — № 8 (часть 6). — С. 1400–1407.
5. Матусевич, В. М. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна / В. М. Матусевич, О. В. Бакуев. — Текст : непосредственный // Советская геология. — 1986. — № 2. — С. 17–122.
6. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. — Москва : Недра, 1987. — 134 с. — Текст : непосредственный.
7. Бешенцев, В. А. Подземная гидросфера севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2014. — № 4. — С. 6–11.

8. Абатурова, И. В. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-Ненецкого автономного округа : геологический отчет / И. В. Абатурова, В. А. Бешенцев. – Екатеринбург : Бюро экологических экспертиз, 2003. – 394 с. – Текст : непосредственный.
9. Чувашов, Г. И. Гыданско-Тазовская природная зона / Г. И. Чувашов. – Санкт-Петербург : ВСЕГЕИ, 1997. – 180 с. – Текст : непосредственный.
10. Бешенцев, В. А. Техногенное воздействие на окружающую среду в результате освоения и эксплуатации Русского нефтегазового месторождения (природные воды) / В. А. Бешенцев, Е. И. Павлова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 3. – С. 68–80.
11. Бешенцев, В. А. Техногенное воздействие на окружающую среду в результате освоения и эксплуатации Русского нефтегазового месторождения (почвы) / В. А. Бешенцев, Е. И. Павлова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 7. – С. 76–83.
12. Беспалова, Ю. В. Воздействие нефтегазовых промыслов на почвы криолитозоны севера Западной Сибири / Ю. В. Беспалова, Т. В. Семенова, В. А. Бешенцев. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-4-6-10. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 6–10.
13. Бешенцев, В. А. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) : монография / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский гос. нефтегазовый ун-т. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – 223 с. – Текст : непосредственный.
14. Матусевич, В. М. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рылков, И. Н. Ушатинский. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. – 225 с. – Текст : непосредственный.
15. Hydrogeology of Mesozoic deposits of the North-Russian gas condensate field in Western Siberia / V. A. Beshentsev, R. N. Abdrashitova, I. G. Sabanina [et al.]. – Текст : непосредственный // International Journal of Advanced Science and Technology. – 2020. – Vol. 29, Issue 4. – P. 2201–2207.
16. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 1) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5. – С. 10–22.
17. Гидрогеохимические условия нефтегазовых областей Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона (часть 2) / В. А. Бешенцев, Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6. – С. 19–30.
18. Дюнин, В. И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский гос. ун-т им. М. В. Ломоносова. – Москва : Научный мир, 2000. – 472 с. – Текст : непосредственный.
19. Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона / В. А. Бешенцев, Т. В. Семенова, И. Г. Сабанина, С. В. Воробьева. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-39-48. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 39–48.
20. Beshentsev, V. A. Factors for formation of hydrogeochemical groundwater composition in the north of Russia's West Siberia / V. A. Beshentsev, T. V. Semenova, A. N. Popova. – Текст : непосредственный // 16th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM2016, Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining. – 2016. – Book 1, Vol. 3. – P. 109–114.

References

1. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2004). Rol' litogeneza, zon razlomov i riftovykh sistem v pereraspredelenii veshchestva i energii v Zapadno-Sibirskom megabassejne. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (2), pp. 4-11. (In Russian).

2. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). Technogenic impact on Yamal-Nenets oil and gas producing region ground waters and assessment of their protection degree. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 20-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-4-20-24
3. Tóth, J. (2009). *Gravitational Systems of Groundwater Flow: Theory, Evaluation, Utilization*. Cambridge University Press, 297 p. (In English).
4. Matusevich, V. M., Abdrashitova, R. N., & Yakovleva, T. Yu. (2014). Largest geodynamic water pressure system of the West Siberian megabasin. *Fundamental research*, (8(chast' 6)), pp. 1400-1407. (In Russian).
5. Matusevich, V. M., & Bakuev, O. V. (1986). *Geodinamika vodonapornykh sistem Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseyina*. *Sovetskaya geologiya*, (2), pp. 17-122. (In Russian).
6. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). *Geotermya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
7. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2014). Underground hydrosphere of the West Siberia North (within the Yamal-Nenets oil and gas producing region). *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gas*, (4), pp. 6-11. (In Russian).
8. Abaturova, I. V., & Beshentsev, V. A. (2003). *Otsenka resursov i kachestva podzemnykh vod YAmalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga: geologicheskii otchet*. Ekaterinburg, Byuro ekologicheskikh ekspertiz Publ., 394 p. (In Russian).
9. Chuvashov, G. I. (1997). *Gydansko-Tazovskaya prirodnaya zona*. St. Petersburg, VSEGEI Publ., 180 pp. (In Russian).
10. Beshentsev, V. A., & Pavlova, E. I. (2011). Tekhnogennoe vozdeystvie na okruzhayushchuyu sredu v rezul'tate osvoeniya i ekspluatatsii Russkogo neftegazovogo mestorozhdeniya (prirodnye vody). *Gornye vedomosti*, (3), pp. 68-80. (In Russian).
11. Beshentsev, V. A., & Pavlova, E. I. (2011). Tekhnogennoe vozdeystvie na okruzhayushchuyu sredu v rezul'tate osvoeniya i ekspluatatsii Russkogo neftegazovogo mestorozhdeniya (pochvy). *Gornye vedomosti*, (7), pp. 76-83. (In Russian).
12. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Beshentsev, V. A. (2016). Influence of oil and gas field soils of the cryolithic zone of the Western Siberia north. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 6-10. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-6-10
13. Beshentsev, V. A., & Semenova, T. V. (2015). *Podzemnye vody severa Zapadnoy Sibiri (v predelakh Yamalo-Nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona)*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 223 p. (In Russian).
14. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyina*. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
15. Beshentsev, V. A., Abdrashitova, R. N., Sabanina, I. G., Salnikova, Yu. I., & Lazutin, N. K. (2020). Hydrogeology of Mesozoic deposits of the North-Russian gas condensate field in Western Siberia. *International Journal of Advanced Science and Technology*, 29(4), pp. 2201-2207. (In English).
16. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 1). *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 10-22. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-5-10-22
17. Beshentsev, V. A., Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., & Vorobjeva, S. V. (2019). Hydrogeochemical conditions of oil and gas areas in Yamalo-Nenets oil and gas producing region (Part 2). *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 19-30. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-19-30
18. Dyunin, V. I. (2000). *Gidrogeodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseyinov*. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).
19. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., Sabanina, I. G., & Vorobjeva, S. V. (2019). Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 39-48. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-39-48

20. Beshentsev, V. A., Semenova, T. V., & Popova, A. N. (2016). Factors for formation of hydrogeochemical groundwater composition in the north of Russia's West Siberia. 16th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM2016, Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining, 3(Book 1), pp. 109-114.

Сведения об авторах

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., доцент, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сальникова Юлия Ивановна, аспирант, Тюменский индустриальный университет, заведующий лабораторией Западно-Сибирского института проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Воробьева Сима Васильевна, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Yulia I. Salnikova, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Head of Laboratory of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, e-mail: salnikova.julja@rambler.ru

Seema V. Vorobjeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

**Оценка эффективности применения различных вариантов фоновых
моделей для расчета инверсии**

И. А. Копысова, А. С. Широков, Д. В. Грандов*, С. А. Еремин, Е. Н. Жилин

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

**e-mail: GrandovdDV@sibintek.ru*

Аннотация. Использование методики акустической инверсии сейсмических данных, при наличии газовой шапки большой мощности, может приводить к трудностям при построении фоновых моделей упругих параметров. В связи с этим в условиях акустически контрастных тонких сред в периметре Русского нефтегазоконденсатного месторождения, помимо стандартного варианта, основанного на скважинных данных, авторами рассмотрен ряд модифицированных методик («блоковая», «плоская», фоновые модели). Применение этих фоновых моделей обеспечило наилучшие результаты и позволило значительно повысить качество прогноза свойств пород — по результатам бурения эффективная проходка обеспечена на уровне 66 %, что составило 102 % от плана. Также по результатам инверсии стало возможно выполнить прогноз коллекторских свойств, используя метод байесовской классификации литотипов.

Ключевые слова: импеданс; инверсия; интерпретации сейсмических данных; геологическая модель; литотипы

**Evaluating the efficiency of using different variants of background models
for inversion calculations**

**Irina A. Kopysova, Andrey S. Shirokov, Dmitry V. Grandov*, Sergey A. Eremin,
Evgeny N. Zhilin**

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

**e-mail: GrandovdDV@sibintek.ru*

Abstract. The use of the method of seismic data acoustic inversion, in the presence of thick gas cap, can lead to difficulties when building background models of elastic parameters. In this regard, in the conditions of acoustically contrast thin environments within the perimeter of the Russkoye oil and gas condensate field, in addition to the standard version based on the well data, the authors considered a number of modified techniques ("block", "flat", and background models). The use of these background models provided the best results and made it possible to significantly improve the quality of predicting rock properties; based on the drilling results, effective penetration was ensured at 66 %, which was 102 % of the plan. Also, based on the inversion results, it became possible to predict reservoir properties using the Bayesian lithotype classification method.

Key words: impedance; inversion; seismic data interpretation; geological model; lithotypes

Введение

За более чем полувековой период изучения Русского нефтегазоконденсатного месторождения исследователями неоднократно предпринимались попытки прогноза коллекторских свойств. Связано это с исключительной сложностью геологического строения отложений покурской свиты (многопластовость, разбиение площади на изолированные тектоническими нарушениями блоки). Изучение продуктивных пластов осложняет их континентальный генезис — латеральная невыдержанность и сильная вертикальная изменчивость. Наличие обширной газовой шапки представляет трудности в интерпретации сейсмических данных за счет возможного формирования зоны «сейсмической тени» и искажения структурного плана в подгазовых зонах — в приконтурной части залежи ее высота составляет порядка 35 м, а в сводовой увеличивается до 80–150 м^{1,2,3}.

С точки зрения освоения Русское месторождение введено в промышленную разработку в 2014 г., а с 2016 года на площади осуществляется активное бурение — строительством завершено уже более 300 эксплуатационных скважин. Высокая степень разбуривания позволяет оценить изменчивость пласта в разных направлениях на основе результатов интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Стоит заметить, что интерполяция данных ГИС не всегда обеспечивает надежность прогноза развития пласта в межскважинном пространстве [1]. Предсказать же поведение терригенных пластов при помощи информации из редкой сети скважин становится почти невозможным. Новые данные бурения могут приводить к значительным изменениям прогнозного распределения эффективных толщин коллектора.

Для поиска перспективных зон в межскважинном пространстве подойдет метод сейсмической разведки, так как плотность этих данных значительно выше (25×25 м), что позволяет прогнозировать свойства гораздо более детально. Кроме того, абсолютные значения эффективных толщин определяются амплитудой сейсмического отражения, в результате чего прогноз содержит значения толщин выше или ниже фактически вскрытых, вне зависимости от диапазона значений входных скважинных данных.

К настоящему времени на территории месторождения проведены две 3D-сейсморазведочные съемки. Работы 2011 г. выполнены с уплотнением сети профилей ($25 \times 12,5$ м), так как первоначально (сейсмическая съемка 2001 г.) ни на качественном, ни на количественном уровнях не были решены задачи по пространственному прогнозу коллекторских свойств^{4,5,6}. Использование стандартной сейсмической системы наблюдения 3D (максимальный и минимальный выносы, шаг пунктов взрыва и пунктов приема) оказалось малоэффективным для освещения целевого объекта (ПК₁–ПК₈). Поэтому была спроектиро-

¹ Отчет по результатам атрибутного анализа и переинтерпретации данных 3D-сейсморазведки (сеноман), проведенной в 2000–2001 годах ОАО «Башнефтегазфизика» на Русском месторождении в Тазовском районе ЯНАО Тюменской области и переобработанной в 2007 г. по технологии «мультифокусинг» компании ООО «Гомедж ру» (отв. исп. Невидимова А. Ф.) / ООО «ГННЦ». – Тюмень, 2009.

² Отчет «Полномасштабная разработка месторождения Русское. Пересмотр петрофизических данных для месторождения Русское в рамках новых стратиграфических разбивок и фаций» / ТНК-БП. – Москва, 2009.

³ Отчет «Подсчет запасов нефти и газа Русского месторождения» / ЗАО «Тюменский нефтяной научный центр», ЗАО «Недра-Консалт». – Тюмень, 2007.

⁴ Отчет «Обработка и интерпретация данных опытно-методических сейсморазведочных работ 3D на Русском месторождении» (отв. исп. Эпов К. А.) / ООО «Геофизические системы данных». – Москва, 2011.

⁵ Отчет «Расчет оптимальной системы наблюдений сейсморазведочных работ 3D на Русском месторождении с применением численного моделирования волнового поля» (Адамович О. О., Коротков И. П., Эпов К. А.) / ООО «Геофизические системы данных». – Москва, 2010.

⁶ Отчет по результатам атрибутного анализа...

вана оптимальная полевая система (с точки зрения геометрии системы наблюдения, а также параметров возбуждения и приема) (рис. 1). Полученные на ее основе результаты интерпретации стали основой для пространственного прогноза коллекторских свойств продуктивных пластов. В итоге комплексирование всех современных данных дает возможность решать геологические задачи.

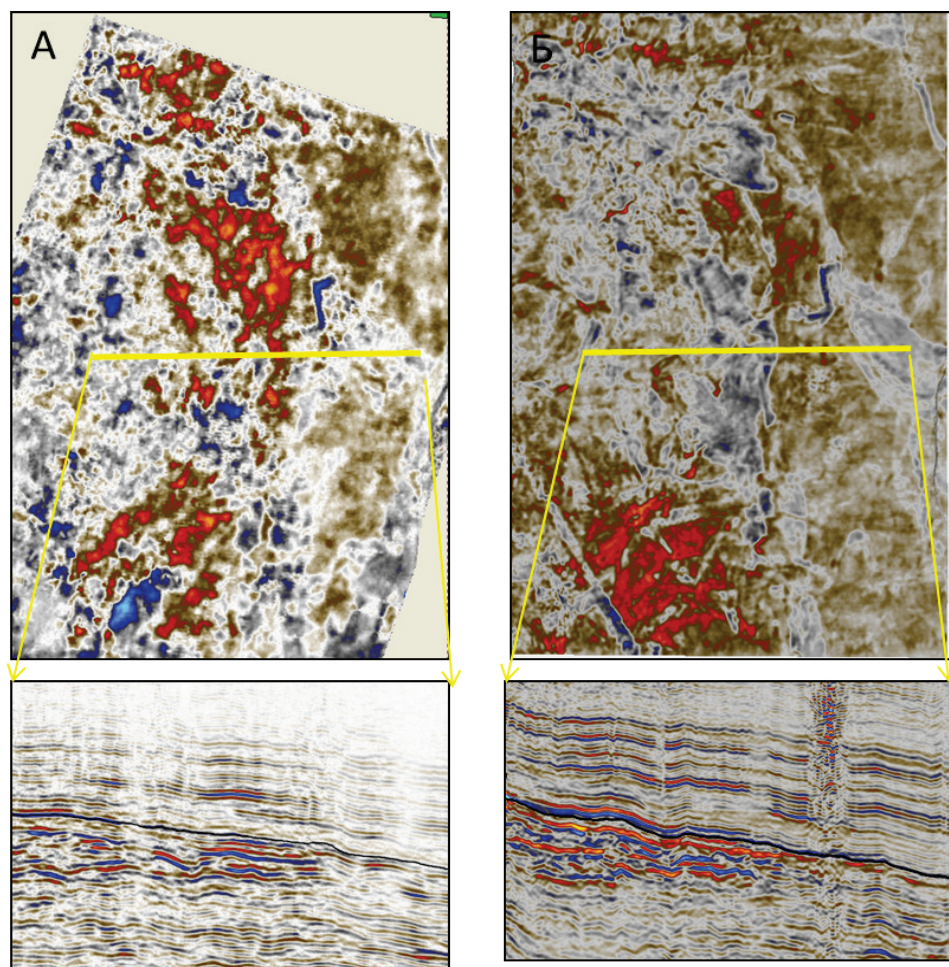


Рис. 1. Сопоставление результатов сейсмической съемки 2001 г. (А) и 2011 г. (Б)

Объект и методы исследования

Русское месторождение приурочено к северной части Русско-Часельского мегавала и охватывает верхнепокурскую подсвиту, выделяемую в объеме сенноманского яруса, сложенную мощной толщей песчаников и алевролитов, неравномерно переслаивающихся с глинами [2]. Месторождение представлено отложениями руслового генезиса и различными типами приливно-отливных каналов, мигрирующих как по площади, так и по разрезу. По данным разведочного бурения установлена промышленная нефтегазоносность в пластах, индексируемых как ПК₁–ПК₈, которые формируют тектонически экранируемую массивную газонефтяную залежь Русского месторождения. Специфика строения пластов такова, что разделение целевого объекта на отдельные пласты — задача сложно выполняемая из-за условий осадконакопления. Согласно

керновым исследованиям, зафиксированы размывы, которые приурочены к значительным по мощности толщинам, сложенным из нескольких циклов. Выделение в них границ пластов почти невозможно. В среднем такие естественные циклы имеют толщину 10–12 м. Нередко данные циклы представлены потоковыми телами, фиксируемые в скважинах, их распространение трудно предсказать в межскважинном пространстве без пространственной сейсморазведки [3]. В сейсмическом волновом поле иногда получается «размазанная» сейсмическая картинка без четкой фиксации границ распространения пластов, что может быть следствием как геологических причин, так и причин, связанных с ограничениями самих сейсмических исследований [4]. Невыдержанность таких тел усложняет их картирование по сейсмическим данным, а отсутствие внутренних границ в последующем затрудняет прогноз коллекторских свойств. Для исключения неопределенностей, связанных с выделением границ по площади, на территории Русского месторождения были использованы данные по кровле и подошве интервала, соответствующие пластам ПК₁ и ПК₈, а интервал внутри представляется как единый массив, без привязки к нумерации пластов. Пласт ПК₁ выдержан по площади и уверенно картируется в волновом поле. Подошва интервала, соответствующая пласту ПК₈, отслеживалась по сейсмическому кубу с учетом принципа выдержанности мощности. Наряду с вышеуказанными отражениями в волновом поле была выделена граница возможного положения газонефтяного контакта (ГНК). Из-за отсутствия единого отражения, отвечающего поверхности ГНК, корреляция проводилась по огибающей амплитудной аномалии. На основе этих данных был получен структурный каркас продуктивного интервала.

Для прогноза литологического состава и коллекторских свойств целевых объектов (пласты ПК₁–ПК₈) применялись различные способы, основным из которых являлось использование процедур инверсии сейсмических данных. Инверсия — это процесс обратных динамических преобразований из сейсмоторассы в разрез акустического импеданса. Расчет заключается в комплексном использовании геологических, сейсмических и скважинных данных для получения распределения акустической жесткости в объеме.

Восстановление геологической картины по наблюдаемым данным возможно лишь в том случае, когда существует отклик геофизического метода на изменение искомых параметров среды. В случае сейсморазведки, для успешного решения обратной задачи необходимо сначала убедиться в том, что параметры сейсмической записи связаны с упругими свойствами среды (плотностью горных пород, скоростью распространения акустической волны в среде) и могут быть описаны математическими методами. Примеры успешного применения сейсморазведки для характеристики геологического разреза весьма многочисленны [5–8].

Для обоснования существования этой связи выполнена петрофизическая модель для целевого интервала Русского месторождения. Комплексная петрофизическая модель среды основывалась на принципах, описанных в учебных пособиях и статьях по петрофизике [9–12]. На основе этих методик и техник была выполнена петрофизическая модель, которая послужила основой для процедур инверсии сейсмических данных.

Известно, что пористость, литология и свойства флюида в порах и трещинах определяют петрофизические характеристики пород, поэтому их разделение на литотипы является одним из важных шагов для изучения упругих свойств пород, составляющих пласт. На этапе построения петрофизической модели были получены литотипы пород (песчаник, глина, песчаник заглинизированный, плотные породы), которые в дальнейшем оценивались на возможность разделения их в полях упругих параметров. Анализ литотипов показал возможность разделить коллектор от неколлектора по параметрам акустического импеданса, плотности и скорости

продольной волны (рис. 2). Частичное перекрытие параметров вполне объяснимо тонкослоистым строением и большим переслаиванием продуктивного интервала.

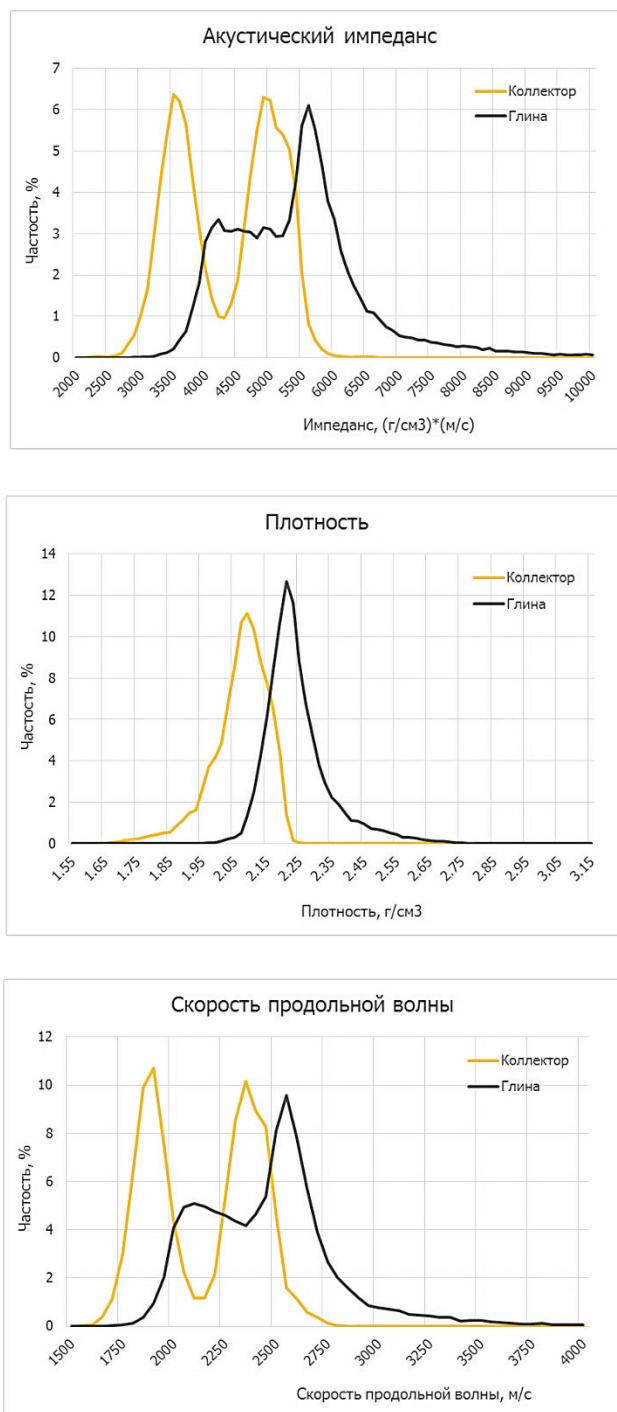


Рис. 2. Гистограммы распределений упругих параметров с разделением на классы по типу коллектор/неколлектор для интервала ПК₁–ПК₈

Для выполнения инверсионных преобразований данные литотипы были укрупнены до песчаника и глины. А количественная их оценка в объеме выполнялась с использованием методики байесовской литоклассификации.

Инверсионные преобразования 3D-сейсмического куба

Из множества существующих методов в рамках данной работы нами был выбран анализ детерминистических алгоритмов акустической и синхронной AVA инверсии с применением различных вариантов фоновых моделей (низкочастотной компоненты). Результаты оценивались на качество и достоверность.

Основными задачами инверсионных преобразований являются получение моделей низкочастотной компоненты акустического импеданса, соотношение V_p/V_s , плотности по данным скважин. Поэтому на первоначальном этапе были проанализированы все имеющиеся в распоряжении исходные данные: сейсмограммы ОГТ (общей глубинной точки), суммарный сейсмический куб на основе уплотненной сети наблюдений, каротажные кривые, набор карт по основным отражающим горизонтам. Качество сейсмических данных, наличие расширенных методов ГИС, керновые исследования и структурная основа с учетом разведочных и эксплуатационных скважин делают возможным использовать весь набор данных для получения моделей упругих свойств.

Исходными данными для процедуры создания фоновых моделей упругих параметров послужили кривые продольной и поперечной волн, а также кривая плотности, полученная по результатам петроупругого моделирования.

Результирующие кривые упругих параметров использовались на этапе кинематической интерпретации сейсмических данных, где была выполнена стратиграфическая привязка скважин к уверенным отражающим горизонтам, относящимся к геологическим границам.

При оценке данных (в рамках стратиграфической привязки) проводился анализ спектрального состава сейсмической записи. Для расчета амплитудно-фазового спектра сигнала использовался алгоритм Роя Уайта [13]. Импульсы извлекались как по каждой скважине в отдельности, так и по набору (все скважины на территории или ограниченной выборке). В результате удалось определить оптимальный набор скважин, обеспечивающий максимальный коэффициент корреляции реальной и синтетической трассы с полученным импульсом, который далее использовался для инверсионных преобразований полномасштабного куба (рис. 3 А).

При извлечении импульсов из частично кратных сумм был использован подход, примененный ранее для полнократного куба (рис. 3 Б).

Для получения успешного результата инверсионных преобразований учтены критерии, позволяющие минимизировать неопределенности при использовании сейсмических данных на последующих этапах прогноза. Скважины с низкими коэффициентами корреляции (менее 0,7) по сопоставлению «сейсмика — ГИС» и отклонениями более 5 мс в отметках по кровле ПК₁ отбракованы.

Итоговый набор скважин с набором петрофизических параметров и кривых использовался для создания моделей низкочастотной компоненты.

Создание моделей низкочастотной компоненты

Учитывая сложность строения Русского месторождения, определяемую высокой изменчивостью свойств продуктивного интервала, в рамках работы формировались три варианта фоновых моделей: стандартный расчет, «блоковая» и «плоская» модели. Схожая методика применялась независимыми исследователями на других месторождениях [1, 8, 14, 15]. Авторами отмечалось, что для месторождений со значительной вариативностью свойств по горизонтали и высокой выдержанностью толщин пластов по площади удастся повысить достоверность

прогноза при использовании сейсмических данных минимум в 2 раза [1]. Применение данных подходов справедливо и к Русскому месторождению.

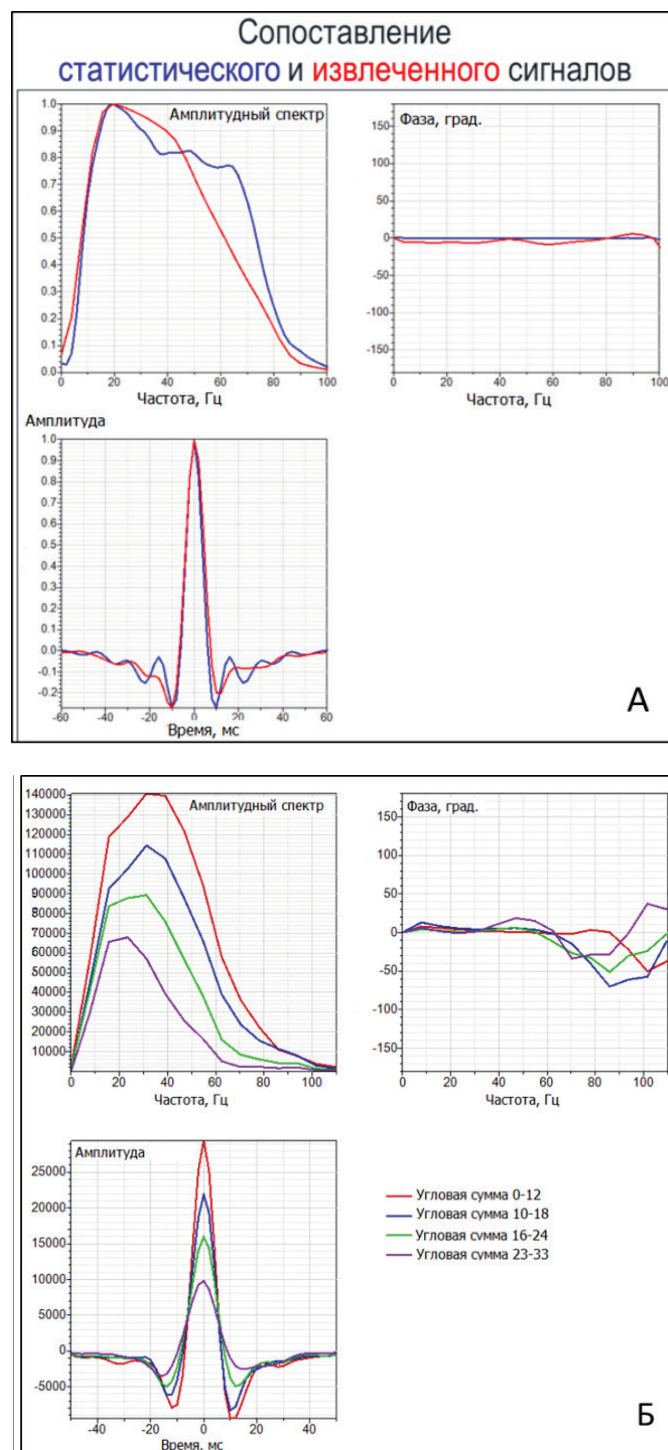


Рис. 3. Выбор оптимального сигнала для выполнения акустической инверсии (А) и сигналы для кубов угловых диапазонов (Б)

В силу хорошей изученности покурской свиты Русского месторождения было определено оптимальное окно расчета низкочастотной компоненты (400–1 200 мс), захватывая интервал газалинской пачки, располагающейся выше.

Согласно выбранным критериям, наиболее представительные скважины использовались для каркасной модели упругих свойств, отражающих горизонтов и скоростной модели среды. Построение кубов упругих параметров основывалось на интерполяции в межскважинном пространстве кривых ГИС, согласованных с зависимостями «время — глубина». Также учитывалось строение толщ между отражающими горизонтами и пространственное поведение трендов упругих параметров. В связи с большой ролью низкочастотной модели в значениях упругих свойств желательно избежать привнесения в низкочастотную модель возможных искажений, связанных с качеством и/или нерегулярностью данных ГИС. Поэтому использование блоковой модели, в которой каждый пласт характеризовался бы постоянным по вертикали значением акустического импеданса, во многом помогло бы снять эти неопределенности.

Учитывая тот факт, что на Русском месторождении проведение сейсмической корреляции пластов внутри продуктивного интервала ПК₁–ПК₈ затруднено, свойства распространялись в границах структурного каркаса, включающего кровлю интервала (пласт ПК₁) и подошву комплекса ПК₈, а также условную границу ГНК. Область фоновой модели, ограничиваемая кровлей ПК₁ и ГНК, условно названа областью «газ». Для случаев «блоковой» и «плоской» моделей между горизонтами задаются значения акустического импеданса по вертикали, равного среднему значению по скважинам, а по горизонтали, полученного интерполяцией методом обратных квадратов расстояний. На границах между пластами значение акустического импеданса меняется ступенчато. В случае «блоковой» модели акустический импеданс равен $5\,280 \text{ (г/см}^3) \cdot \text{(м/с)}$ для интервала от кровли и до границы ГНК и $5\,400 \text{ (г/см}^3) \cdot \text{(м/с)}$ — за пределами области «газ». Для «плоской» модели свойств акустический импеданс — $5\,200 \text{ (г/см}^3) \cdot \text{(м/с)}$; отношение V_p/V_s — 2,25; плотность — $2,2 \text{ г/см}^3$. В «стандартном» варианте расчета область между горизонтами задается значениями кривых в каждой из выбранных для построения скважин (рис. 4, 5). Полученные три набора фоновых моделей служат основой для инверсионных преобразований.

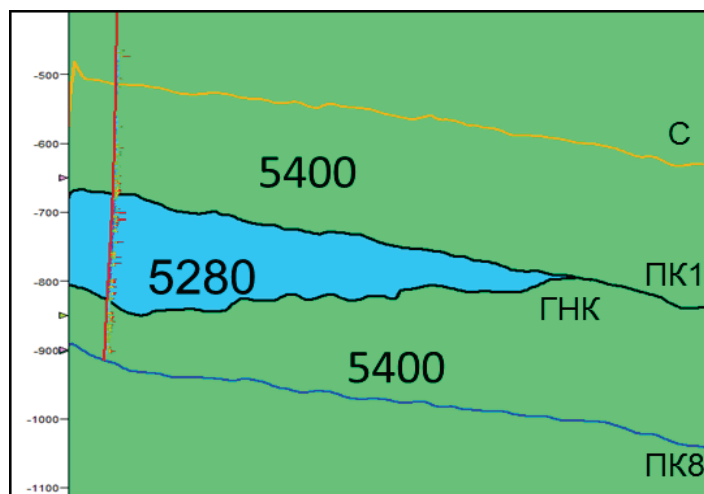


Рис. 4. Разрез по кубу низкочастотной модели акустического импеданса (блоковая модель)

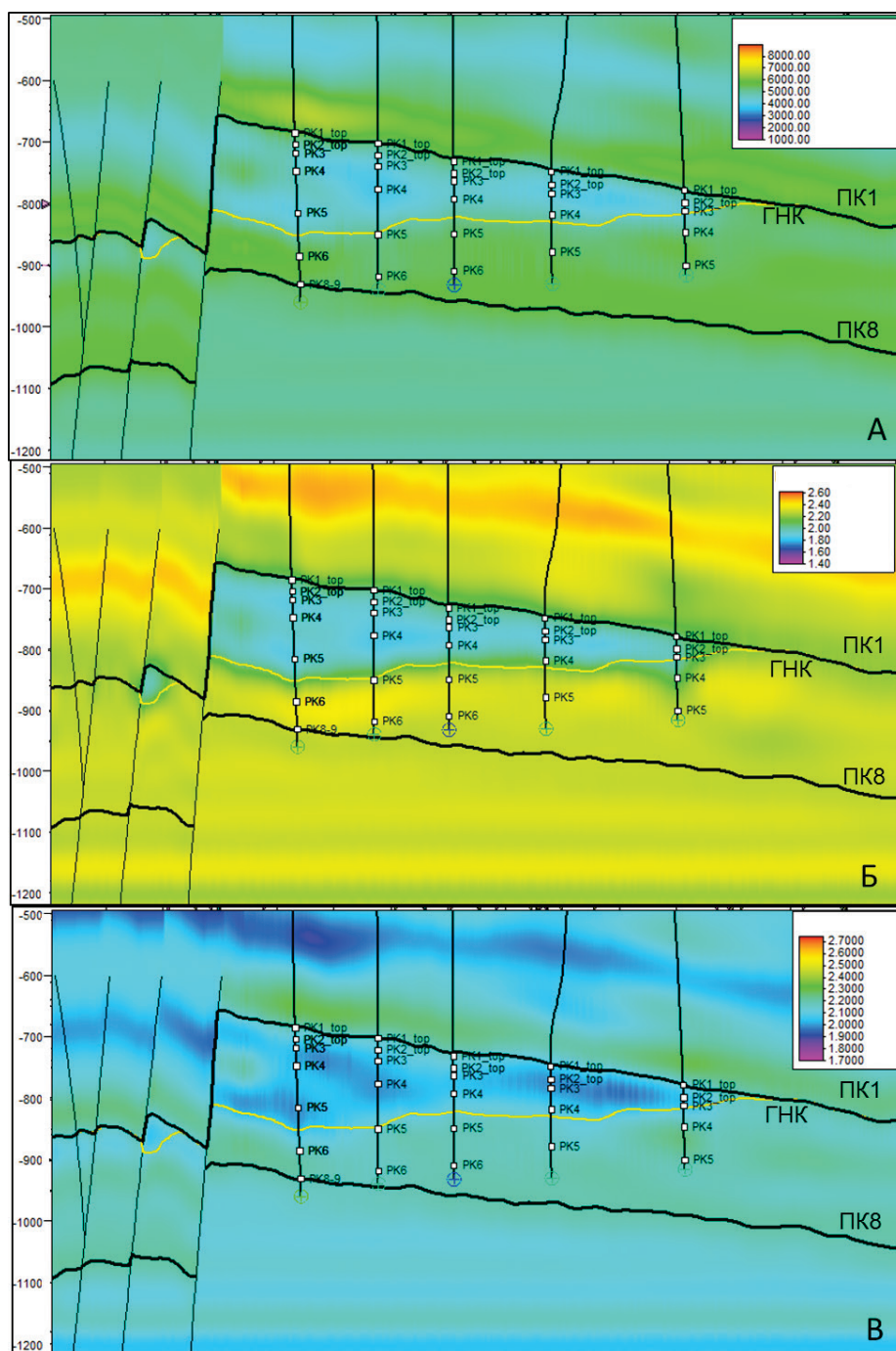


Рис. 5. Разрезы по кубам низкочастотной модели (стандартный вариант):
А) акустический импеданс; Б) V_p/V_s ; В) модель плотности

На этапе инверсионных преобразований три варианта модели низкочастотной компоненты применялись к суммарному кубу и набору кубов частичных угловых сумм в диапазонах 0° – 12° , 10° – 18° , 16° – 24° , 23° – 33° с выбранными наборами импульсов для получения кубов упругих параметров.

Для поиска оптимального решения задачи сейсмической инверсии были протестированы составляющие, оказывающие наибольшее влияние на финальный результат, — параметр порогового значения коэффициентов отражения; соотношение сигнал/шум; параметр, контролирующий степень латеральных вариаций полученных моделей упругих свойств, и параметр, контролирующий стандартное отклонение инвертированных кривых от исходной априорной модели. После анализа тестовых вариантов инверсий с различными исходными параметрами были выбраны оптимальные параметры для расчета (табл. 1, 2).

Таблица 1

Параметры расчета акустической инверсии

Пороговое значение коэффициентов отражения	0,015			
Суммарный куб	Суммарный куб равных удалений			
Соотношение сигнал/шум	11	–	–	–
Параметры	Импеданс	Плотность	Vp/Vs	
• степень латеральных вариаций полученных моделей упругих свойств	0,06	–	–	
• стандартное отклонение инвертированных кривых от исходной априорной модели	0,07	–	–	

Таблица 2

Параметры расчета синхронной AVA инверсии

Пороговое значение коэффициентов отражения	0,003			
Угловые суммы	0°–12°	10°–18°	16°–24°	23°–33°
Соотношение сигнал/шум	11	11	11	11
Параметры	Импеданс		Плот-	Vp/Vs
• степень латеральных вариаций полученных моделей упругих свойств	0,04		0,06	0,04
• стандартное отклонение инвертированных кривых от исходной априорной модели	0,05		0,07	0,05

Одним из критериев достоверности полученных результатов является степень совпадения исходных и восстановленных волновых полей. Результат инверсии по полнократному кубу, полученный по данным стандартной методики расчета модели низкочастотной компоненты, показывает незначительные невязки, что свидетельствует о корректности воспроизведения всех особенностей волнового поля. Аналогичное сопоставление исходных и синтетических сейсмических данных по результатам синхронной детерминистической инверсии во временной области представлено на рисунке 6. Наибольшие невязки наблюдаются для первого куба угловых диапазонов, что легко объяснимо, так как эти данные характеризуются наибольшим уровнем шума. В целом низкий уровень невязок говорит о том, что характеристики импульса для каждой угловой суммы и параметры инверсии были подобраны оптимальным образом.

Дополнительным критерием качества выполненной инверсии является совпадение инвертированных параметров с аналогичными, замеренными в скважинах при помощи методов ГИС. Данные сопоставления проводились для всех результатов (рис. 7).

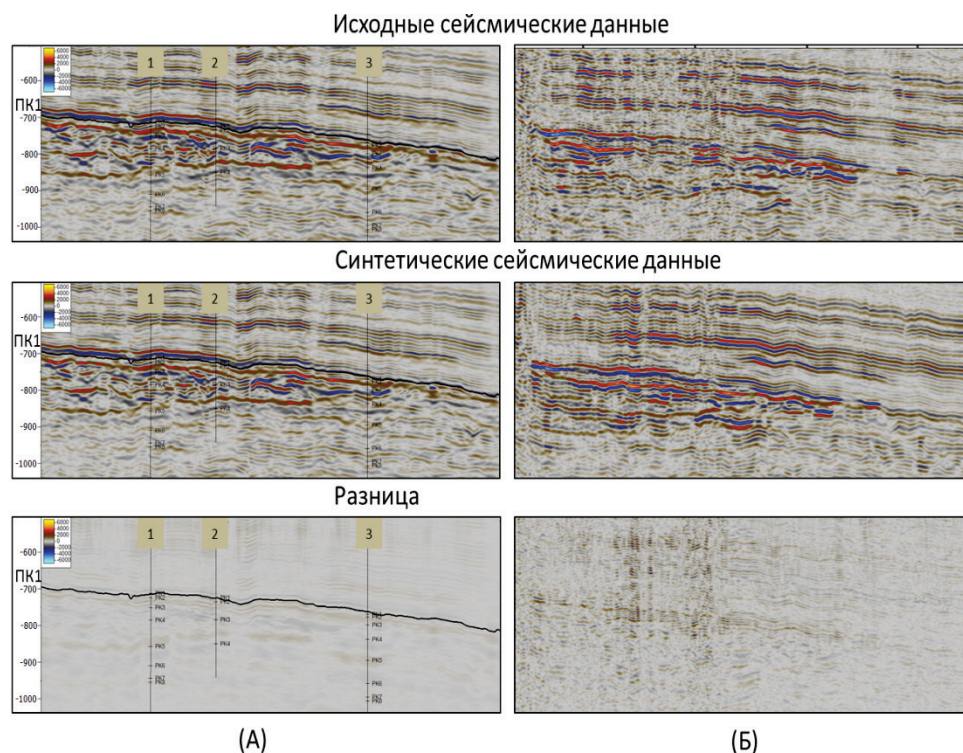


Рис. 6. Контроль качества акустической инверсии по полнократному кубу (А) и синхронной инверсии (угловые суммы $0^\circ-12^\circ$) (Б): сопоставление исходных и синтетических сейсмических данных

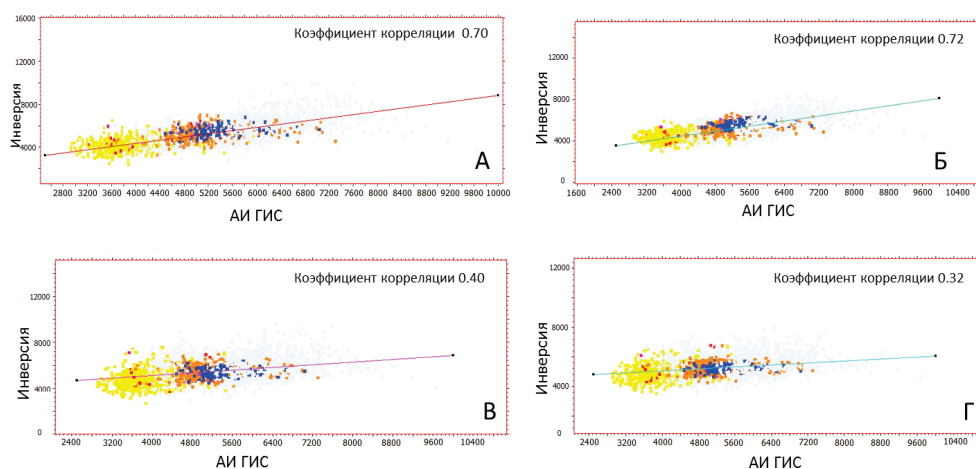


Рис. 7. Сопоставление инвертированных параметров акустического импеданса и замеренных в скважинах (желтый — газ, коричневый — нефть, синий — вода, серый — неколлектор): А — стандартная модель, акустическая инверсия; Б — стандартная методика, синхронная AVA инверсия; В — «блоковая модель», акустическая инверсия; Г — «плоская модель», акустическая инверсия

На основании выполненного контроля можно сделать вывод о допустимом качестве проведенных инверсионных преобразований акустической и синхронной инверсии по стандартной методике построения модели низкочастотной компоненты и о кондиционности полученных кубов упругих свойств для

дальнейшей структурной и динамической интерпретации. При использовании моделей с постоянными параметрами низкочастотной компоненты получены низкие коэффициенты корреляции ($< 0,5$) при сопоставлении результатов, что объяснимо строением пород и большим осреднением постоянного параметра по вертикали.

Байесовская литоклассификация и прогноз свойств

В качестве основного метода количественной интерпретации результатов инверсионных преобразований выбран байесовский метод вероятностной классификации литофаций по результатам акустической и синхронной AVA инверсий. Вероятностный подход позволяет количественно оценить достоверность выделения литотипов. Методика применялась различными исследователями на разных месторождениях [16, 17]. Цель классификации — выполнить прогноз выходных переменных на основе измеренных или рассчитанных. В качестве входных данных использованы стандартные атрибуты, получаемые в процессе AVA инверсии: акустический импеданс, отношение V_p/V_s , плотность; а в качестве выходных данных — литотипы, выделенные по результатам петрофизической интерпретации. В наборе для оценки функций плотности вероятности присутствуют как входные (результаты инверсии), так и выходные индикаторные переменные (литотипы). С использованием этих данных строится решающее правило классификации или модель прогноза; оно затем применяется к данным, для которых неизвестны выходные переменные (например, к результатам инверсии сейсмических данных в межскважинном пространстве).

На Русском месторождении по результатам петроупругого моделирования по каротажным данным коллектора отделяются от неколлекторов по упругим свойствам. Количественная же оценка прогноза с использованием результатов инверсии для выделенных литотипов, таких как «песчаник» и «глина», показывает разделение в поле импедансов, хотя наблюдается заметное перекрытие значений (рис. 8 А). Полученная модель прогноза включала в себя снятые значения кривых акустических импедансов и отношения V_p/V_s с дискретными кривыми литотипов.

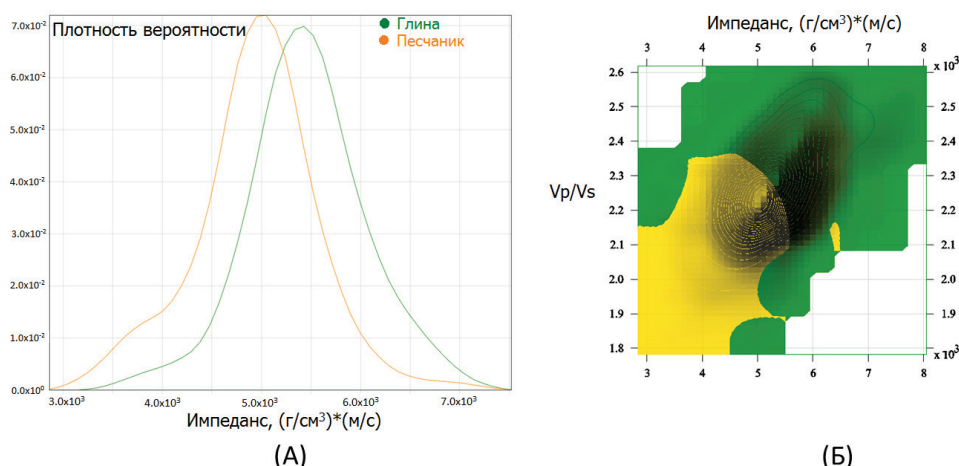


Рис. 8. Пример одномерного (А) решающего правила для результатов акустической инверсии (оранжевым показан класс «песчаник», зеленым — «глина») и двумерного (Б) (для случая двух классов — коллектор/неколлектор) для синхронной AVA инверсии, интервал ПК₁

В итоге по кубу импедансов, полученному в результате акустической инверсии, построено одномерное решающее правило для байесовской литоклассификации. Прогноз коллекторов осуществим в 67,35 % случаев, неколлекторов — 66,63 %. Заметим, что наиболее емкие коллекторы будут определяться с большей надежностью.

По результатам синхронной AVA инверсии, а именно кубу акустических импедансов и кубу отношения V_p/V_s , были построены двумерные функции плотности вероятности (рис. 8 Б). Точность прогноза по синхронной AVA инверсии немного выше: прогноз коллекторов возможен с вероятностью 68,53 %, неколлекторов — 70,24 %.

Разница между прогнозом по акустической и синхронной инверсиям заключается в том, что часть неколлекторов, которая имеет ту же акустическую жесткость, что и некоторые коллекторы, отделяется от них по значениям V_p/V_s (рис. 9). При получении идеальных кубов АИ и V_p/V_s точность прогноза была бы выше, чем только по АИ. Однозначно определить, какой куб из двух настолько близких вариантов инверсий (рис. 10) наилучшим образом отражает свойства разреза, целесообразно на этапе эксплуатационного бурения.

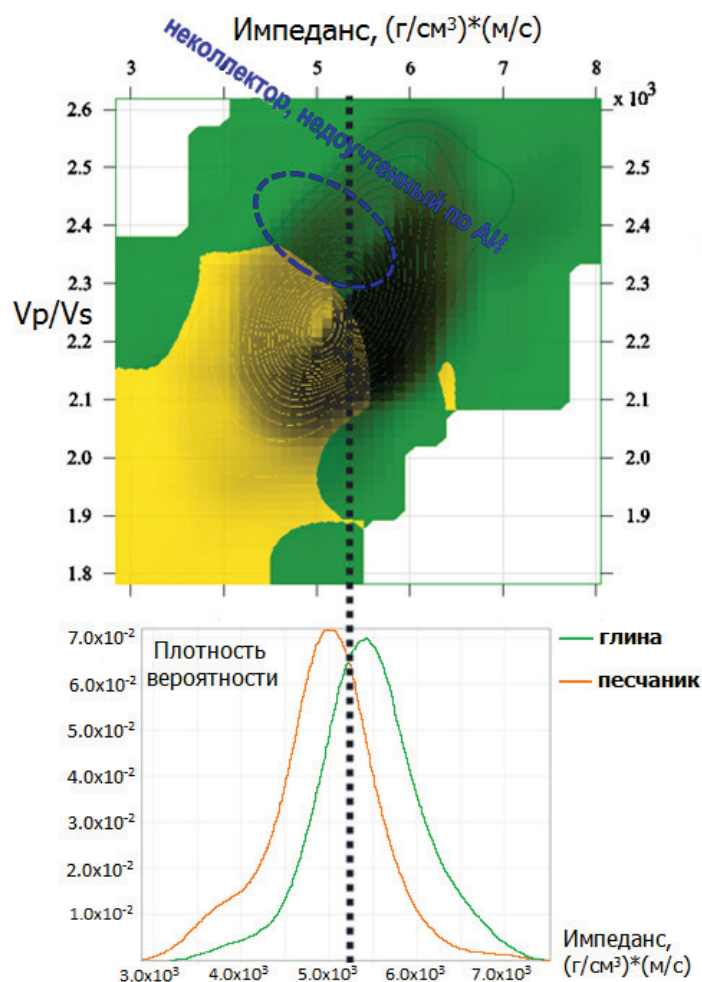


Рис. 9. Сравнение прогностической способности акустической и синхронной инверсий

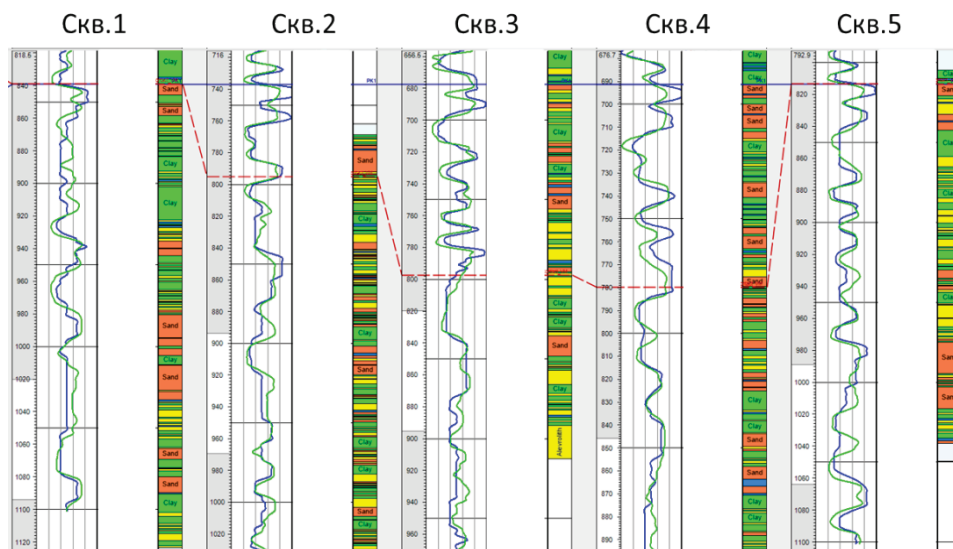


Рис. 10. Сопоставление всех вариантов вероятности наличия коллектора: по акустической (синяя кривая) и синхронной (зеленая кривая) инверсиям

Выводы

Анализ результатов различных вариантов инверсионных преобразований сейсмических данных показал, что существует тесная связь между полученными акустическими импедансами и свойствами пород. В прогнозе коллекторов наибольшее количество информации несут кубы атрибутов, полученные при комплексировании данных для построения низкочастотных моделей: как в случае акустической инверсии, так и в случае синхронной детерминистической.

Применение в инверсионных преобразованиях моделей, основанных на «блоковом» и «плоском» представлении низкочастотной компоненты, справедливо для районов с малой изученностью скважинными данными и низким их качеством данных, а также для месторождений с хорошей выдержанностью пластов. На Русском месторождении наличие значительного объема разведочного и эксплуатационного фонда скважин обеспечило достоверный результат при условии комплексирования всех имеющихся данных.

Библиографический список

1. Шаповалов, М. Ю. Разработка методики прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов непской свиты Сибирской платформы на основе комплексной интерпретации данных 3D-сейсморазведки и геофизических исследований скважин : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Шаповалов Михаил Юрьевич. – Тюмень, 2020. – 164 с. – Текст : непосредственный.
2. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / Рудкевич М. Я., Озеранская Л. С., Чистякова Н. Ф. [и др.] – Москва : Недра, 1988. – 303 с. – Текст : непосредственный.

3. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев ; М-во геологии СССР, Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геолог.-развед. ин-т. — Москва : Недра, 1984. — 260 с. — Текст : непосредственный.
4. Янкова, Н. В. Особенности сейсмогеологической модели сложнопостроенной залежи Русского месторождения / Н. В. Янкова, И. А. Копысова. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2015. — № 3 (40). — С. 20–24.
5. Барышев, Л. А. Прогнозирование нефтегазовых залежей на основе физикогеологических моделей в сейсмогеологических условиях юга Сибирской платформы : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Барышев Леонид Алексеевич. — Иркутск, 2009. — 36 с. — Место защиты: Иркутский государственный технический университет. — Текст : непосредственный.
6. Барышев, Л. А. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатнонефтяного месторождения / Л. А. Барышев, А. С. Барышев. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. — 2008. — № 4. — С. 46–54.
7. Барышев, Л. А. Возможности изучения терригенных коллекторов наземной и скважинной сейсморазведкой в Восточной Сибири / Л. А. Барышев, В. А. Редекон, Г. А. Шехтман. — Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. — 2009. — № 2. — С. 64–76.
8. Данько, Д. А. Разработка принципов изучения нетрадиционных глинистых коллекторов на основе петроупругого моделирования и амплитудной инверсии сейсмических данных : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Данько Дмитрий Анатольевич. — Москва, 2018. — 151 с. — Текст : непосредственный.
9. Петрофизическая характеристика осадочного покрова нефтегазоносных провинций СССР: справочник / С. В. Волхонин, Г. М. Авчян, К. А. Савинский, М. Л. Озерская ; под ред. Г. М. Авчяна, М. Л. Озерской. — Москва : Недра, 1985. — 193 с. — Текст : непосредственный.
10. Кобранова, В. Н. Петрофизика : учебник для вузов / В. Н. Кобранова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Недра, 1986. — 392 с. — Текст : непосредственный.
11. Петрофизика : учебник для вузов / Г. С. Вахромеев, Л. Я. Ерофеев, В. С. Канайкин, Г. Г. Номоконова; под ред. Г. С. Вахромеева. — Томск : Изд-во Томского университета, 1997. — 462 с. — Текст : непосредственный.
12. Шорохова, А. П. Выполнение петроупругого моделирования с целью повышения эффективности петрофизического сопровождения инверсии сейсмических данных в условиях терригенного разреза / А. П. Шорохова, И. В. Суворова. — Текст : непосредственный // Геофизика. — 2017. — № 5. — С. 143–151.
13. Kallweit, R. S. The limits of resolution of zero-phase wavelets / R. S. Kallweit, L. C. Wood. — DOI 10.1190/1.1441367. — Текст : непосредственный // Geophysics. — 1982. — № 47. — P. 977–1131.
14. Данько, Д. А. Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным / Д. А. Данько. — Текст : непосредственный // Геофизика. — 2016. — № 1. — С. 2–11.
15. Шаповалов, М. Ю. Методика выполнения инверсионных преобразований данных 3D-сейсморазведки в акустически аномальных пластах : итеративный подход / М. Ю. Шаповалов, Г. А. Хохлов. — Текст : электронный // Geomodel 2012 — 14th Scientific-Practical Conference on the Problems of Integrated Interpretation of Geological and Geophysical Data During Geological Modeling of Hydrocarbons' Deposits : сборник тезисов. — Геленджик, 2012. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23960950>.
16. Кашеев, Д. Е. Современные технологии инверсии данных сейсморазведки / Д. Е. Кашеев, Д. Г. Кирнос, А. М. Гриценко. — DOI 10.3997/2214-4609.201404377. — Текст : электронный // Geomodel 2008 — 10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. — URL: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201404377>. — Дата публикации: 21 сентября 2008.

17. Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных / А. П. Жуков, В. А. Жемчугова, К. А. Эпов, С. Л. Федотов. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 1. – С. 69–78.

References

1. Shapovalov, M. Yu. (2020). Razrabotka metodiki prognoza fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnykh plastov nepskoy svity Sibirskoy platformy na osnove kompleksnoy interpretatsii dannykh 3D-seysmorazvedki i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 164 p. (In Russian).
2. Rudkevich, M. Ya., Ozeranskaya, L. S., Chistyakova, N. F., Kornev, V. A., & Maksimov, E. M. (1988). Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseyna. Moscow, Nedra Publ., 303 p. (In Russian).
3. Muromtsev, V. S. (1984). Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lozushchikov nefti i gaza. Moscow, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).
4. Yankova, N. V., & Kopysova, I. A. (2015). Features of geoseismic modeling of Russkoye field complex deposit. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (3(40)), pp. 20-24. (In Russian).
5. Baryshev, L. A. (2009). Prognozirovaniye neftegazovykh zalezhey na osnove fizikogeologicheskikh modeley v seysmogeologicheskikh usloviyakh yuga Sibirskoy platformy. Avtoref. diss. kand. geol.-mineral. nauk. Irkutsk, 36 p. (In Russian).
6. Baryshev, L. A., & Baryshev, A. S. (2008). Multiparameter physico-geological model of Verkhnechonskoye gascondensate oil field. Oil and gas geology, (4), pp. 46-54. (In Russian).
7. Baryshev, L. A., Redekon, V. A., & Shekhtman, G. A. (2009). Vozmozhnosti izucheniya terrigennykh kollektorov nazemnoy i skvazhinnoy seysmorazvedkoy v Vostochnoy Sibiri. Tekhnologii seysmorazvedki, (2), pp. 64-76. (In Russian).
8. Dan'ko, D. A. (2018). Razrabotka printsipov izucheniya netraditsionnykh glinistyykh kollektorov na osnove petrouprugogo modelirovaniya i amplitudnoy inversii seysmicheskikh dannykh. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 151 p. (In Russian).
9. Volkhonin, S. V., Avchyan, G. M., Savinskiy, K. A., & Ozerskaya, M. L. (1985). Petrofizicheskaya kharakteristika osadochnogo pokrova neftegazonosnykh provintsiy SSSR. Moscow, Nedra Publ., 193 p. (In Russian).
10. Kobranova, V. N. (1986). Petrofizika. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 392 p. (In Russian).
11. Vakhromeev, G. S., Erofeev, L. Ya., Kanaykin, V. S., & Nomokonova, G. G. (1997). Petrofizika. Tomsk, Tomsk University Publ., 462 p. (In Russian).
12. Shorohova, A. P., & Suvorova, I. V. (2017). Implementation of rock-physics modeling with a view to improving efficiency of petrophysical support of seismic data inversion in the terrigenous sediments. Russian Geophysics, (S), pp. 143-151. (In Russian).
13. Kallweit, R. S., & Wood, L. C. (1982). The limits of resolution of zero-phase wavelets. Geophysics, (47), pp. 977-1131. (In Russian). DOI: 10.1190/1.1441367
14. Danko, D. A. (2016). Comparison of deterministic acoustic inversion methods for prediction of the prospective acoustically contrast objects from seismic data. Russian Geophysics, (1), pp. 2-11. (In Russian).
15. Shapovalov, M. Yu., & Khohlov, G. A. (2012). Acoustic inversion in high contrast media: Iterative approach. Geomodel 2012 - 14th Scientific-Practical Conference on the Problems of Integrated Interpretation of Geological and Geophysical Data During Geological Modeling of Hydrocarbons' Deposits, Gelendzhik (In Russian). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23960950>
16. Kashcheev, D. E., Kirnos, D. G., & Gritsenko, A. M. (2008). Sovremennyye tekhnologii inversii dannykh seysmorazvedki. Geomodel 2008 - 10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. (In Russian). Available at: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201404377>. DOI: 10.3997/2214-4609.201404377

17. Zhukov, A. P., Zhemchugova, V. A., Epov, K. A., & Fedotov, S. L. (2006). Prognozirovanie struktury i svoystv prirodnnykh rezervuarov na osnove kompleksnoy interpretatsii seysmicheskikh i skvazhinnykh dannyykh. Tekhnologii seysmorazvedki, (1), pp. 69-78. (In Russian).

Сведения об авторах

Копысова Ирина Александровна, руководитель группы отдела сопровождения бурения УГРМ Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Широков Андрей Сергеевич, руководитель проекта, Проектный офис Блок Геологии и Разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер, Проектный офис Блок Геологии и Разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: GrandovDV@sibintek.ru

Еремин Сергей Александрович, начальник УГРМ Новые Активы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Жилин Евгений Николаевич, начальник отдела геологии и сопровождения бурения, УГРМ Новые Активы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Irina A. Kopysova, Team Leader at Drilling Support Section, Yamal Subsurface Division UGRM Yamal, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Andrey S. Shirokov, Project Leader, Project Office Subsurface Block, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Dmitry V. Grandov, Chief Manager, Project Office Subsurface Block, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, e-mail: GrandovDV@sibintek.ru

Sergey A. Eremin, Head of New Ventures Subsurface Division, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Evgeny N. Zhilin, Head of Geology and Drilling Support Section, New Ventures Subsurface Division, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

**Предельно достижимый уровень погрешности при измерении
механической скорости бурения**

В. А. Кузнецов, С. А. Михеев*

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

**e-mail: mixs817@yandex.ru*

Аннотация. Рассматривается проблема измерения механической скорости в глубоких скважинах. Гостированный предел погрешности установлен на уровне 2,5 %. Однако существующие методы измерения параметров бурения обладают большими погрешностями, связанными с наличием сил трения в скважине, изменением температуры с глубиной, компоновкой колонны и др. Также погрешность вносит дискретный метод измерения, проявляющийся в сглаживании полезного сигнала и запаздывании информации о значении скорости на половину интервала усреднения. Целью работы является определение реально достижимых значений погрешности механической скорости разбуривания. Для этого произведен расчет приведенной погрешности по верхнему пределу измерения согласно ГОСТу. Графически представлена зависимость погрешности от глубины скважины и скорости бурения. Дана оценка погрешности для различного вида бурения и различной компоновки колонны. Анализ полученных результатов показал, что заданное значение погрешности может быть достигнуто далеко не во всем диапазоне изменения скорости и глубины забоя.

Ключевые слова: механическая скорость бурения; приведенная погрешность; динамическая погрешность дискретного измерения; интервал усреднения

**The maximum achievable level of error in measuring
the mechanical drilling speed**

Vladimir A. Kuznetsov, Sergey A. Mikheev*

Samara State Technical University, Samara, Russia

**e-mail: mixs817@yandex.ru*

Abstract. The article is devoted to the problem of mechanical velocity measurement in deep wells. The standard error limit is set at 2,5 %. However, the existing methods of measurement of drilling parameters have large errors associated with the presence of friction forces in the well, temperature changes with depth,

column layout, etc. The error is also introduced by the discrete measurement method, which manifests itself in smoothing of the useful signal and delay in the information about the speed value by half the averaging interval. The aim of the work is to determine the realistically achievable values of the mechanical drilling speed. For this, the reduced error was calculated according to the upper limit of measurement in accordance with GOST. The dependence of the error on the depth of the well and the drilling speed is graphically presented. The error estimation for different type of drilling and different column layout is given. The analysis of the obtained results showed that the set value of the error can be achieved not in the entire range of changes in the speed and depth of the well bottom.

Key word: mechanical drilling speed; reduced error; dynamic error of a discrete measurement; the averaging interval

Введение

Процессом бурения управляют путем анализа выходных параметров и регулирования входных параметров контрольно-измерительной аппаратуры на основе определенных критериев, характеризующих эффективность проходки скважины [1–6]. Простейший из этих критериев связан с поиском и поддержанием максимального значения механической скорости бурения $v(t)$. Для реализации других, более сложных критериев [7–9] также необходима информация о скорости бурения.

Создание безопорных долот PDC позволило совершить настоящий прорыв в технологии бурения скважин, заключающийся в кратном росте проходки на долото по сравнению с трехшарошечными долотами и увеличении механической скорости проходки. При бурении мягких и средних пород, представленных в геологическом разрезе большинства нефтегазовых месторождений России, долота PDC являются основным породоразрушающим инструментом. Средняя проходка на долота PDC в Западной Сибири составляет 10 000–15 000 м, механическая скорость проходки при бурении под кондуктор достигает более 100 м/ч, а под эксплуатационную колонну — 50–75 м/ч, поэтому проблема измерения механической скорости в верхнем пределе с достаточной точностью является актуальной [10, 11].

Механическая скорость — основная характеристика эффективности процесса разбуривания породы, а также главный показатель рациональности выбранного режима бурения, то есть оптимального соотношения регулируемых параметров процесса: осевой нагрузки, скорости вращения, количества и качества промывочной жидкости при заданных характеристиках бурового оборудования.

Средняя механическая скорость измеряется в основном двумя способами: определяется проходка за определенный интервал времени Δt или измеряется время, затраченное на проходку Δh заданной величины. Такой дискретный метод измерения приводит к возникновению динамической погрешности, вследствие чего в текущий момент используется значение механической скорости, вычисленное за предыдущий промежуток времени.

Также большое число возмущений происходит из-за изменений свойств породы, жесткости и колебаний системы труб, сил трения и т. п., ведет к непрерывным колебаниям — вибрации, иногда с очень большой частотой и амплитудой осевых нагрузок, крутящих моментов, и, как результат — непостоянству механических скоростей и проходок. Однако возможность влияния с такой же частотой на процесс управления с поверхности для его поддержания

в заданных пределах практически отсутствует. Главной причиной является наличие между рабочим органом — долотом и элементами управления на поверхности очень инерционного звена — колонны буровых труб. Физически колонна труб длиной в несколько километров представляет собой пружину, которая, несмотря на жесткость ее элементов (свечей труб), может сжиматься, разжиматься, скручиваться, раскручиваться и изгибаться во всех направлениях. На колонну действуют упругие силы, факторы, генерирующие продольные и поперечные колебания, силы трения о жидкость и стенки скважины и т. д. Поэтому попытки управления по непрерывно изменяющимся данным приводят лишь к потере устойчивости параметров в системе управления [12–20].

Объект и методы исследования

При разработке контрольно-измерительной аппаратуры исходят из допустимой погрешности измерения. Величина последней либо регламентирована ГОСТом, либо выбирается исходя из необходимой точности измерения, ее достижимости реальными методами измерения, стоимости аппаратуры и пр.

Согласно ГОСТ 14169-93¹ основная приведенная погрешность измерения механической скорости бурения, при верхнем пределе измерения 50 м/ч, не должна превышать 2,5 %.

Вопрос о достижимости заданного уровня погрешности является важнейшим и может быть решен только после учета всех предполагаемых методов и их детального анализа.

Однако подробный анализ погрешностей измерения как мгновенной, так и средней механической скорости бурения показывает, что достижение такого уровня погрешности существующими методами измерения удастся не во всем диапазоне изменения скорости бурения и глубины забоя.

Ниже приведены результаты такого анализа для случая измерений средней скорости. При этом были учтены две основные группы факторов, приводящих к погрешности измерения:

- неравномерность поддержания веса на крюке, наличие сил сопротивления движению буровых труб в скважине, способ бурения, компоновка колонны и конфигурация скважины;
- дискретный характер процесса измерения и сглаживающие свойства измерителя.

Анализ погрешности измерения из-за влияния первой группы факторов дает следующее выражение для ее среднеквадратического значения [1]

$$\sigma_1 = \frac{1,41L\sigma_\kappa}{ES[1 + 2fm\frac{D}{d}(l_c - 0,4L)\sin\arctan\frac{v}{v_0}]t_y} = \frac{\theta L\sigma_\kappa}{t_y}, \quad (1)$$

где L — длина буровой колонны, м; l_c — длина сжатой части колонны, м; σ_κ — среднеквадратическое веса на крюке, кг; f — коэффициент сопротивления, определяемый как отношение силы сопротивления движению колонны в скважине к прижимающей силе; m — коэффициент пропорциональности меж-

¹ ГОСТ 14169-93. Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]. – Введ. 1996-01-01. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200024095>.

ду суммарным углом охвата и длиной колонны, рад/км; D — диаметр скважины, м; d — наружный диаметр бурильных труб, м; v — механическая скорость бурения, м/ч; v_0 — окружная скорость труб в точке контакта со стенкой скважины, м/ч; t_y — интервал усреднения, ч.

Механическая скорость бурения — изменяющаяся функция времени. Дискретное усреднение скорости является фильтрацией нижних частот входного сигнала фильтром, частотная характеристика которого имеет вид

$$W(j\omega) = \frac{\sin \frac{\omega t_y}{2}}{\frac{\omega t_y}{2}} e^{-j\omega \frac{t_y}{2}}. \quad (2)$$

Зависимость модуля $|W(j\omega)|$ от частоты и наличие элемента запаздывания в выражении (2) приводят к возникновению динамической погрешности измерения, проявляющейся в сглаживании полезного сигнала и запаздывании информации о значении скорости на половину интервала усреднения.

Следует учесть, что погрешность измерения, определяемая частотной характеристикой измерителя (2), соответствует только моментам отсчета.

Если же знание скорости необходимо на всем последующем интервале усреднения, то возникает дополнительная погрешность экстраполяции. В частном случае ступенчатой экстраполяции выражение (2) принимает вид

$$W(j\omega) = \frac{\sin \frac{\omega t_y}{2}}{\frac{\omega t_y}{2}} e^{-j\omega[0,5t_y + \tau(t)]}.$$

где $\tau(t)$ «пробегает» последовательно все значения от 0 (в момент отсчета) до t_y (в момент, предшествующий отсчету).

Анализ динамической погрешности методами статистической динамики показал, что с достаточной точностью среднеквадратическое значение динамической погрешности σ_2 , в области возможных значений величины t_y , аппроксимируется выражением [1]

$$\sigma_2 = b_i \cdot v t_y, \quad (3)$$

где b_i — статистический коэффициент, характеризующий динамичность функции скорости бурения $v_0(t)$, 1 ч.

Значения b_i находятся из семейства кривых $\sigma_2(t_y)$, построенных с помощью корреляционных функций функции скорости бурения.

При пренебрежении запаздыванием информации и с учетом только погрешности усреднения и восстановления исходной функции по дискретным отсчетам (для случая линейной интерполяции) $b_1 = 2,5 \frac{1}{4}$.

Если информация о скорости используется только в момент отсчета, $b_2 = 4,5 \frac{1}{4}$.

Для случая использования информации в течение всего интервала усреднения, следующего за моментом отсчета, при ступенчатой экстраполяции $b_3 = 7,5 \frac{1}{\text{ч}}$.

Следует отметить, что динамические свойства функции механической скорости зависят в основном от свойств разбуриваемой породы и чередуемости пластов с различной буримостью. Поэтому естественно предположить, что для различных площадей значения коэффициента b_i будут несколько отличаться друг от друга.

Рассмотренные погрешности независимы и случайны, поэтому суммарная погрешность измерения

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2} . \quad (4)$$

Подставив в уравнение (4) выражения (1) и (3), продифференцировав по параметру t_y и приравняв производную к нулю, найдем уравнение оптимального, по минимуму погрешности, интервала усреднения погрешности. Затем, подставив полученное выражение в уравнение (4), найдем уравнение предельно достижимой среднеквадратической погрешности измерения средней скорости бурения

$$\sigma_{пред} = \sqrt{2b_i v \sigma_{\kappa} L \theta} . \quad (5)$$

Результаты

Как следует из уравнения (5), $\sigma_{пред}$ зависит только от параметров колонны, режима и способа бурения, способа подачи, конфигурации скважины, текущего значения скорости, ее динамических свойств и не зависит от величины интервала усреднения. Это позволяет проанализировать влияние каждого фактора на величину $\sigma_{пред}$.

Опуская данный анализ, найдем приведенную погрешность γ устройства, реализующего алгоритм оптимального усреднения скорости (без учета его инструментальной погрешности) и имеющего верхний предел измерения $v_{\theta} = 50$ м/ч.

$$\gamma = \frac{k \sigma_{пред}}{v_{\theta}} 100 = 2,82k \sqrt{b_i v \sigma_{\kappa} L \theta} ,$$

где k — коэффициент, зависящий от закона распределения результирующей погрешности измерения.

Закон распределения погрешностей неизвестен, однако из физических соображений можно сделать вывод о близости его к нормальному закону. Поэтому примем $k = 2$.

Рассмотрение точек пересечения кривых $\gamma = f(L)$, построенных для случая роторного бурения стальными трубами ($ES = 82 \cdot 10^6$) и $b_i = 2,5 \frac{1}{\text{ч}}$, с уровнем гоструемой погрешности $\gamma = 2,5 \%$ показывает, что даже при бурении с автоматической подачей бурового инструмента ($\sigma_{\kappa} = 250$ кг) и глубиной забоя до 2,5 км в заданный уровень погрешности укладываются кривые, соответствующие скорости бурения примерно до 15 м/ч (рис. 1).

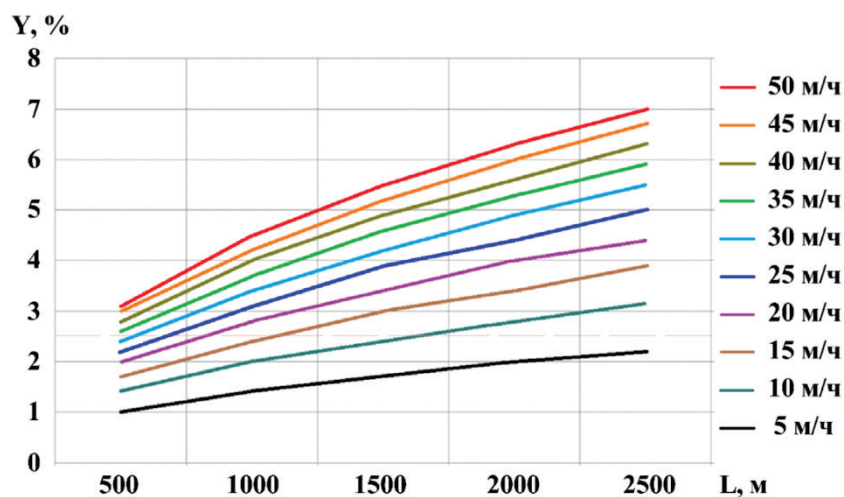


Рис. 1. Зависимость погрешности (γ) от глубины бурения (L) при различных скоростях проходки, бурение роторным способом с автоматической подачей бурового инструмента

При ручной подаче ($\sigma_k = 1\,000$ кг) почти все кривые выходят за уровень $\gamma = 2,5\%$ в диапазоне глубин $L = 0 \div 2,5$ км (рис. 2).

При уменьшении верхнего предела измерения скорости приведенная погрешность будет только увеличиваться.

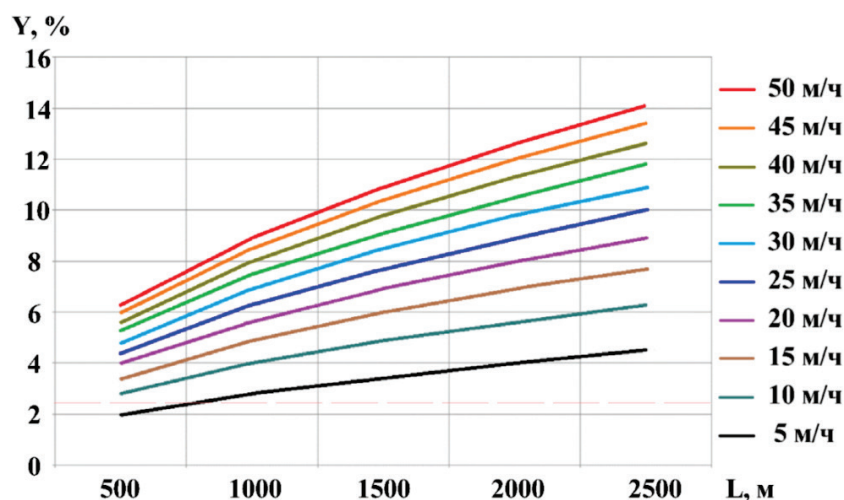


Рис. 2. Зависимость погрешности (γ) от глубины бурения (L) при различных скоростях проходки, бурение роторным способом с ручной подачей бурового инструмента

Влияние сил сопротивления проявляется при турбинном бурении ($v_0 = 0$) (2). Так, для наиболее распространенного значения $f = 0,2$; $m = 1$ рад/км и $l_c = 0,1$ L ординаты всех кривых возрастают в 1,1–1,3 раза в диапазоне $L = 1 \div 2,5$ км (рис. 3).

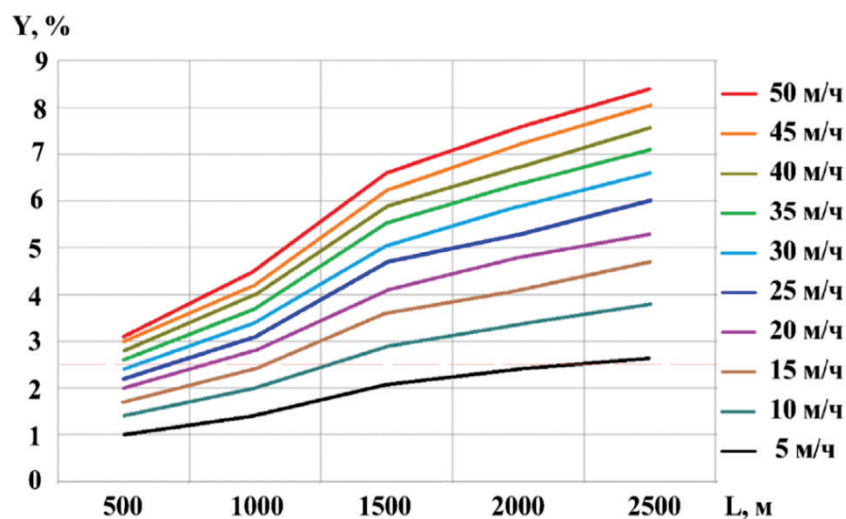


Рис. 3. Зависимость погрешности (γ) от глубины бурения (L) при различных скоростях проходки, бурение турбинным способом с автоматической подачей бурового инструмента

При компоновке колонны бурильных труб легкосплавными трубами, имеющими меньший модуль упругости, при прочих равных условиях, погрешность измерения возрастает в 1,4–1,7 раза (рис. 4).

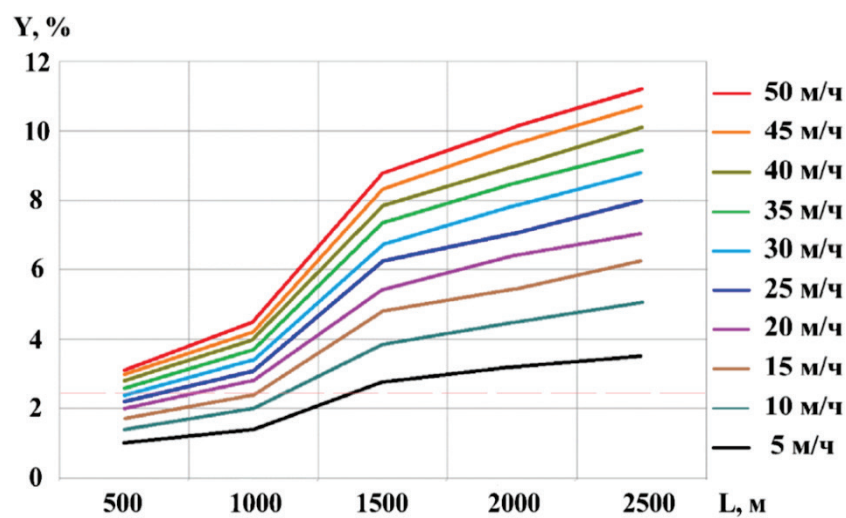


Рис. 4. Зависимость погрешности (γ) от глубины бурения (L) при различных скоростях проходки, бурение роторным способом легкосплавными трубами с автоматической подачей

Если погрешность измерения оценивать с учетом запаздывания измерительной информации ($b_2 = 4,5 \frac{1}{\text{ч}}$) (рис. 5) или с учетом запаздывания

и экстраполяции ($b_3 = 7,5 \frac{1}{\text{ч}}$) (рис. 6), ординаты всех кривых увеличиваются в $\sqrt{\frac{b_2}{b_1}}$ или в $\sqrt{\frac{b_3}{b_1}}$ соответственно.

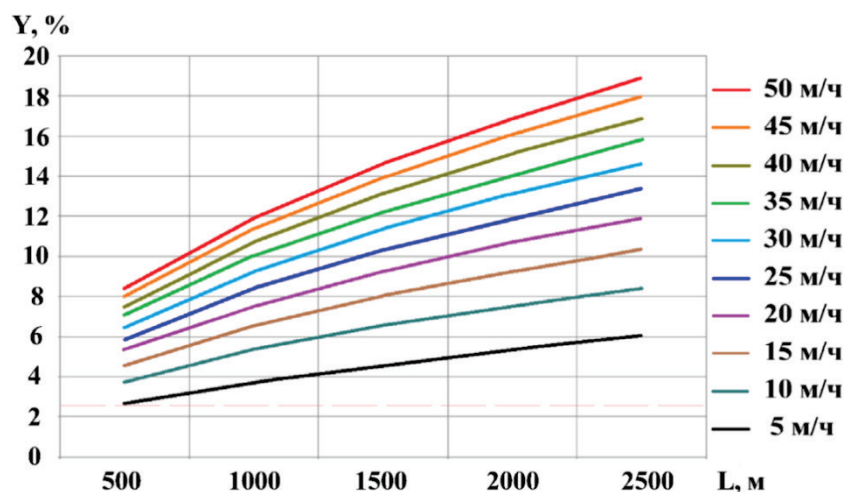


Рис. 5. Зависимость погрешности (γ) от глубины бурения (L) при различных скоростях проходки, ручная подача, бурение роторным способом с учетом запаздывания измерительной информации ($b_2 = 4,5 \frac{1}{\text{ч}}$).

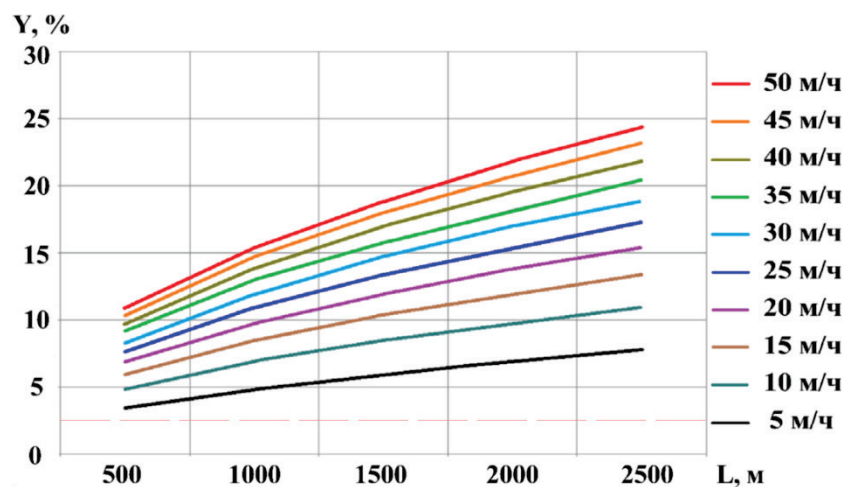


Рис. 6. Зависимость погрешности (γ) от глубины бурения (L) при различных скоростях проходки, ручная подача, бурение роторным способом с учетом запаздывания и экстраполяции ($b_3 = 7,5 \frac{1}{\text{ч}}$).

Выводы

Из изложенного ясно, что погрешность измерения механической скорости существенно зависит от вида бурения, компоновки колонны и точности поддержания веса на крюке. Видно, что даже при усреднении скорости на опти-

мальных интервалах уровень погрешности, определяемый ГОСТ 14169-93², может быть достигнут далеко не во всем диапазоне изменения скорости и глубины забоя. Это приводит к снабжению недостоверной информацией систем и органов управления, и, следовательно, к снижению эффективности разбуривания и показателей всей буровой установки.

Дополнительное средство повышения точности — применение метода скользящего усреднения. Так, при скользящем усреднении уменьшается динамическая погрешность дискретного измерения, то есть изменяется значение коэффициента b . По приблизительным подсчетам это позволит снизить погрешность измерения примерно на треть от представленных значений. Все это представляет предмет дальнейших исследований.

Библиографический список

1. Бражников, В. А. Информационные устройства для определения эффективности управления процессом бурения / В. А. Бражников, Кузнецов В. А. — М.: Недра, 1978. — 108 с. — Текст : непосредственный.
2. Бревдо, Г. Д. Проектирование режима бурения / Г. Д. Бревдо. — М.: Недра, 1988. — 200 с. — Текст : непосредственный.
3. Бродов, Г. С. Технологические измерения и автоматизация процесса бурения / Г. С. Бродов, И. Г. Шелковников, Э. К. Егоров. — Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный институт, 2004. — 105 с. — Текст : непосредственный.
4. Булатов, А. И. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, В. И. Демихов, П. П. Макаренко. — Москва : Недра, 1998. — 345 с. — Текст : непосредственный.
5. Храменков, В. Г. Основы организации и планирования производственных работ на буровой. Автоматизация производственных процессов : учебное пособие для СПО / В. Г. Храменков. — Саратов : Профобразование, 2017. — 342 с. — Текст : непосредственный.
6. Ганджумян, Р. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин : справочное пособие / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Б. А. Никитин ; под ред. А. Г. Калинин. — Москва : Недра, 2000. — 489 с. — Текст : непосредственный.
7. Цуприков, А. А. Анализ математических моделей механической скорости проходки для оптимизации процесса бурения нефтегазовых скважин / А. А. Цуприков. — Текст : электронный // Научный журнал КубГАУ. — 2015. — № 107 (03). — С. 903–915. — URL: <http://ej.kubagro.ru/archive.asp?n=107>.
8. Цуприков, А. А. Математическая модель скорости проходки для оптимального управления бурением скважин / А. А. Цуприков. — Текст : электронный // Научный журнал КубГАУ. — 2015. — № 107 (03). — С. 916–926. — URL: <http://ej.kubagro.ru/a/viewaut.asp?id=1543>.
9. Фингерит, М. А. Рациональная эксплуатация шарошечных долот / М. А. Фингерит. — Москва : Недра, 1965. — 216 с. — Текст : непосредственный.
10. К вопросу оценки перспектив бурения долотами PDC / Э. С. Гинзбург, И. К. Бикбулатов, Г. И. Вышегородцева, С. А. Цеденов. — Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2013. — № 2. — С. 16–17.
11. Чулкова, В. В. Разработка методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением : 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Чулкова Виктория Валерьевна ; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина. — Москва, 2017. — 129 с. — Текст : непосредственный.
12. Цуприков, А. А. Интеллектуальная система адаптивного управления технологическим процессом бурения нефтегазовых скважин : 05.13.06 «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (промышленность)» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Цуприков Александр Александрович ; Кубанский государственный технологический университет. — Краснодар, 2018. — 429 с. — Текст : непосредственный.

²ГОСТ 14169-93.

13. Оптимизация режимов бурения шарошечными долотами при различных приводах долота / Е. С. Коршунов, С. Г. Плотень, Е. И. Романова, М. Г. Эскин. – Москва : [б. и.], 1967. – 60 с. – (Тематические научно-технические обзоры. Серия «Бурение» / М-во нефтедобывающей пром-сти СССР. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегазовой пром-сти). – Текст : непосредственный.
14. Григулецкий, В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В. Г. Григулецкий. – Москва : Недра, 1988. – 227 с. – Текст : непосредственный.
15. Рабинович, Н. Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – Москва : Недра, 1989. – 270 с. – Текст : непосредственный.
16. Справочник по теории автоматического управления / Под ред. А. А. Красовского. – Москва : Физматлит, 1987. – 712 с. – Текст : непосредственный.
17. Погарский, А. А. Оптимизация процессов глубокого бурения / А. А. Погарский, К. А. Чефранов, О. П. Шишкин. – Москва : Недра, 1981. – 296 с. – Текст : непосредственный.
18. Бражников, В. А. Информационное обеспечение оптимального управления бурением скважин / В. А. Бражников, А. А. Фурнэ. – Москва : Недра, 1989. – 206 с. – Текст : непосредственный.
19. Лукьянов, Э. Е. Геолого-технологические и геофизические исследования в процессе бурения / Э. Е. Лукьянов. – Новосибирск: ИД «Историческое наследие Сибири», 2009. – 145 с. – Текст : непосредственный.
20. Храменков, В. Г. Автоматизация производственных процессов: учебник / В. Г. Храменков ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2011. – 343 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Brazhnikov, V. A., & Kuznetsov, V. A. (1978). Informatsionnye ustrojstva dlya opredeleniya effektivnosti upravleniya protsessom bureniya. Moscow, Nedra Publ., 108 p. (In Russian).
2. Brevdo, G. D. (1988). Proektirovanie rezhima bureniya. Moscow, Nedra Publ., 200 p. (In Russian).
3. Brodov, G. S., Shelkovnikov, I. G., & Egorov, E. K. (2004). Tekhnologicheskie izmereniya i avtomatizatsiya protsessa bureniya. St. Petersburg, Saint-Petersburg Mining University Publ., 105 p. (In Russian).
4. Bulatov, A. I., Demikhov, V. I., & Makarenko, P. P. (1998). Control over Processes of Drilling Oil and Gas Wells. Moscow, Nedra Publ., 345 p. (In Russian).
5. Khramenkov, V. G. (2017). Osnovy organizatsii i planirovaniya proizvodstvennykh rabot na burovoj. Avtomatizatsiya proizvodstvennykh protsessov. Saratov, Profobrazovanie Publ., 342 p. (In Russian).
6. Gandzhumyan, R. A., Kalinin, A. G., & Nikitin, B. A. (2000). Inzhenernye raschety pri burenii glubokikh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 489 p. (In Russian).
7. Tsouprikov, A. A. (2015). The analysis of mathematical models of mechanical speed of driving for optimization of process of drilling of oil and gas wells. Scientific Journal of KubSAU, 107(03), pp. 903-915. (In Russian). Available at: <http://ej.kubagro.ru/archive.asp?n=107>
8. Tsouprikov, A. A. (2015). Mathematical model of speed of the driving for optimum control of drilling of wells. Scientific Journal of KubSAU, 107(03), pp. 916-926. (In Russian). Available at: <http://ej.kubagro.ru/a/viewaut.asp?id=1543>
9. Fingerit, M. A. (1965). Ratsional'naya ekspluatatsiya sharoshechnykh dolot. Moscow, Nedra Publ., 216 p. (In Russian).
10. Ginzburg, E. S., Bikbulatov, I. K., Vyshegorodtseva, G. I., & Tsedenov, S. A. (2013). Assessing prospects for PDC drilling. Bulletin of the Association of Drilling Contractors, (2), pp. 16-17. (In Russian).
11. Chulkova, V. V. (2017). Razrabotka metodicheskikh i tekhnologicheskikh resheniy po vyboru dolot PDC s usilennym antivibratsionnym vooruzheniem. Diss. ...kand. techn. nauk. Moscow, 129 p. (In Russian).
12. Tsouprikov, A. A. (2018). Intellektual'naya sistema adaptivnogo upravleniya tekhnologicheskimi protsessami bureniya neftegazovykh skvazhin. Diss. ... doct. techn. nauk. Krasnodar, 429 p. (In Russian).

13. Korshunov, E. S., Ploten', S. G., Romanova, E. I., & Eskin, M. G. (1967). Optimizatsiya rezhimov bureniya sharoshechnymi dolotami pri razlichnykh privodakh dolota. Moscow, 60 p. (In Russian).
14. Griguletskiy, V. G. (1988). Optimal'noe upravlenie pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 227 p. (In Russian).
15. Rabinovich, N. R. (1989). Inzhenernye zadachi mekhaniki sploshnoy sredy v burenii. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
16. Krasovskiy, A. A. (Ed.) (1987). Spravochnik po teorii avtomaticheskogo upravleniya. Moscow, Fizmatlit Publ., 712 p. (In Russian).
17. Pogarskiy, A. A., Chefranov, K. A., & Shishikin, O. P. (1981). Optimizatsiya protsessov glubokogo bureniya. Moscow, Nedra Publ., 296 p. (In Russian).
18. Brazhnikov, V. A., & Furne, A. A. (1989). Informatsionnoe obespechenie optimal'nogo upravleniya bureniem skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 206 p. (In Russian).
19. Luk'yanov, E. E. (2009). Geologo-tekhnologicheskie i geofizicheskie issledovaniya v protsesse bureniya. Novosibirsk, Istoricheskoe nasledie Sibiri Publ., 145 p. (In Russian).
20. Khramenkov, V. G. (2011). Avtomatizatsiya proizvodstvennykh protsessov. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 343 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Кузнецов Владимир Андреевич, к. т. н., доцент кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, г. Самара

Михеев Сергей Андреевич, аспирант кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, e-mail: mixs817@yandex.ru

Information about the authors

Vladimir A. Kuznetsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Information and Measuring Equipment, Samara State Technical University

Sergey A. Mikheev, Postgraduate at the Department of Information and Measuring Equipment, Samara State Technical University, e-mail: mixs817@yandex.ru

Расчет температуры обмотки погружного электродвигателя УЭЦН

Е. Ю. Москвина*, В. В. Пивень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: moskvinaej@tyuiu.ru

Аннотация. Для качественной работы погружного электродвигателя с большим межремонтным периодом нужны средства контроля и регулирования этой работы. Существуют некоторые осложнения эксплуатации установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Одно из них — тепловое взаимодействие скважинной жидкости и узлов и деталей УЭЦН, приводящее к выходу из строя и ремонту. Чтобы определить влияние теплового воздействия, необходимо провести исследования в области физических и гидродинамических расчетов. В статье раскрывается один из подходов к решению задачи теплового взаимодействия скважины и УЭЦН. Представлены расчеты температуры обмотки погружного электродвигателя для конкретных условий в конкретной скважине, включающие различные режимы потока жидкости, различные нагрузки погружного электродвигателя, различные концентрации нефти в воде. Развитие изложенной методики позволит создать специальное программное обеспечение, направленное на определение областей с самой высокой температурой обмотки двигателя с учетом различных параметров, оказывающих влияние на процесс теплопередачи.

Ключевые слова: температура обмотки погружного электродвигателя; закон теплопередачи; тепловое взаимодействие скважинной жидкости и узлов и деталей установки электроцентробежного насоса; режим потока скважинной жидкости; свойства скважинной жидкости

Calculation of winding temperature of a submersible motor

Elena Yu. Moskvina*, Valeriy V. Piven

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: moskvinaej@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to the issue of control and regulation of the high-quality operation of a submersible motor with a long overhaul period. There are some complications of operating the electric submersible pump. One of them is the thermal interaction of the borehole fluid and components and parts of the electric submersible pump that leads to failure and repair. It is necessary to conduct research in the field of physical and hydrodynamic calculations to determine the effect of heat exposure. The article reveals one of the approaches to solving the problem of thermal interaction between a well and the electric submersible pump. We describe calculations of the winding temperature of a submersible electric motor for specific conditions in a particular well, including different modes of fluid flow, different loads of the submersible motor, and different concentrations of oil in water. The development of the described technique will allow creating special software aimed at determining the areas with the highest temperature of the motor winding, taking into account various parameters that affect the heat transfer process.

Key words: winding temperature of a submersible motor; heat-transfer law; thermal interaction of the borehole fluid and components and parts of the electric submersible pump; flow regime of the borehole fluid; borehole fluid properties

Введение

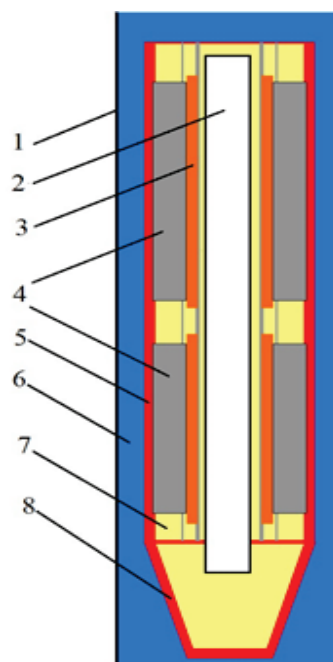
Задача расчетов, приведенных в данной статье, — оценить температуру нагрева обмотки погружного электродвигателя (ПЭД), при этом пластовая жидкость — это вода и масло в различных концентрациях. Пластовая жидкость и водонефтяная смесь в расчетах аналогичны. Для решения задачи необходимо знать свойства жидкости, рассчитать режим потока и найти правильный закон движения теплоты. Такими задачами также занимаются авторы работ [1–7].

Таблица 1

Характеристика погружного электродвигателя

Параметр	Секция	
	верхняя	нижняя
Длина, м	5,2	4,68
Диаметр, мм	95,25	
Тестовая скважина (обсадная труба), мм	200,025	
Скорость жидкости, м/с	0,24	

Рис. 1. Схема погружного электродвигателя (ПЭД):
1 — обсадная труба; 2 — ротор ПЭД;
3 — обмотка ПЭД; 4 — пластины статора ПЭД; 5 — корпус ПЭД;
6 — пластовая жидкость; 7 — масло ПЭД;
8 — основание ПЭД



Секция двигателя [8] находится в тестовой скважине. Жидкость течет от забоя к поверхности. Двигатель работает при различных нагрузках, чтобы получить вольт-амперную диаграмму. Очевидно, обмотка двигателя нагревает себя и передает тепло пространству вокруг. Схема электродвигателя представлена на рисунке 1; его характеристика приведена в таблице 1; свойства воды и масла описаны в таблице 2.

Основные допущения, принятые при расчете:

- поток в затрубном пространстве установившийся, а теплопередача через обсадную колонну не учитывается;
- поверхность труб гладкая;
- течение жидкости вертикальное;
- жидкость имеет свойства Ньютоновской жидкости;
- давление в затрубном пространстве постоянное.

Объект и методы исследования

1. Свойства водонефтяной смеси

Свойства водонефтяной смеси — это плотность, удельная теплопроводность, вязкость, кинематическая вязкость и теплоемкость. Водонефтяная смесь — это смесь из двух компонентов или эмульсия, которая состоит из воды и масла в различных пропорциях. Эмульсии — дисперсные системы, содержащие две и более несмешиваемых жидкости. Одна из жидких фаз образует сплошную фазу, другая жидкость рассеяна в этой фазе в капельной форме.

Таблица 2

Свойства жидкостей

Свойство	Вода (данные из справочника)	Минеральное масло высокотемпературного применения марки 22	
	При 65,6 °C	Вычисленные значения при 65,6 °C	При 50 °C
Плотность ρ , кг/м ³	981,9	855,099	832,7
Теплоемкость C_p , КДж/кг·К	4,187	2,06	2,005
Вязкость μ , кг/м·с	$0,432 \cdot 10^{-3}$	36,97	—
Кинематическая вязкость ν , сСт	0,44	12,48	16,1
Удельная теплопроводность k , Вт/м·К	0,6629	0,1323	0,133
Число Прандтля Pr	2,72	—	

Для расчета плотности и теплоемкости эмульсий воспользуемся средневзвешенными значениями [9, 10]

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{в}} \cdot V_{\text{в}} + \rho_{\text{м}} \cdot V_{\text{м}}, \quad (1)$$

$$C_{p_{\text{ж}}} = C_{p_{\text{в}}} \cdot V_{\text{в}} + C_{p_{\text{м}}} \cdot V_{\text{м}}, \quad (2)$$

где ρ , C_p — плотность и теплоемкость эмульсий; V — объем фазы (воды или масла); в — индекс для воды; м — индекс для масла; ж — индекс для водонефтяной смеси.

Для вязкости и удельной теплопроводности средневзвешенное значение не будет давать полезных прогнозов, то есть определять, что является сплошной фазой — масло или вода. В большинстве случаев эмульсии содержат масла 40...70 % в воде. Обычно, если берется 60 % и более, то это масло в воде, в другом случае — вода в масле.

Соотношение Бринкмана используется для расчета вязкости жидкости [11]

$$\frac{\mu_{\text{ж}}}{\mu_{\text{с}}} = \frac{1}{(1-\alpha_{\text{д}})^T}, \quad (3)$$

где с — индекс для сплошной фазы; д — индекс для дисперсной (капельной) фазы; $\alpha_{\text{д}}$ — объемная доля дисперсной фазы; Т — коэффициент Тейлора

$$T = \frac{5}{2} \left(\frac{\mu_{\text{д}} + 0,4\mu_{\text{с}}}{\mu_{\text{д}} + \mu_{\text{с}}} \right). \quad (4)$$

Когда масло в сплошной фазе, для воды мы имеем дисперсную фазу

$$\mu_{\text{ж}} = \frac{\mu_{\text{м}}}{(1-W)^{T1}}, \quad T1 = \frac{5}{2} \left(\frac{\mu_{\text{в}} + 0,4\mu_{\text{м}}}{\mu_{\text{в}} + \mu_{\text{м}}} \right). \quad (5)$$

Другой случай, когда вода имеет сплошную фазу и масло в дисперсной фазе [12]

$$\mu_{\text{ж}} = \frac{\mu_{\text{в}}}{W^{T2}}, \quad T2 = \frac{5}{2} \left(\frac{\mu_{\text{м}} + 0,4\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{м}} + \mu_{\text{в}}} \right), \quad (6)$$

где W — это содержание воды в водонефтяной смеси или обводненность.

Для получения удельной теплопроводности используем закон Максвелла [13]

$$k_{\text{ж}} = k_{\text{с}} \frac{2 \cdot (1-C) \cdot k_{\text{с}} + (1+2 \cdot C) \cdot k_{\text{д}}}{(2+C) \cdot k_{\text{с}} + (1-C) \cdot k_{\text{д}}}, \quad (7)$$

где C — концентрация (объем фракции) дисперсной фазы.

2. Величины для расчетов режима потока

Число Рейнольдса для труб [14]

$$Re(D) = \frac{V \cdot D_{\text{СКВ}}}{\nu}, \quad (8)$$

где $D_{\text{СКВ}}$ — внутренний диаметр обсадной трубы или диаметр скважины.

Для затрубного пространства [15]

$$Re = \frac{V \cdot D_{\text{н}}}{\nu}, \quad D_{\text{н}} = D_{\text{СКВ}} - D_{\text{ДВ}}, \quad (9)$$

где $D_{\text{ДВ}}$ — наружный диаметр двигателя.

Число Прандтля

$$Pr = \frac{Cp \cdot \mu}{k}, \quad (10)$$

где $Cp = Cp_{\text{ж}}$ — теплоемкость водонефтяной смеси; $k = k_{\text{ж}}$ — удельная теплопроводность [11] водонефтяной смеси; $\mu = \mu_{\text{ж}}$ — вязкость водонефтяной смеси.

Число Нуссельта для затрубного потока

$$Nu = \frac{h \cdot D_h}{k}, \quad (11)$$

где h — коэффициент вынужденной конвекции, Вт/м²·К.

Число Нуссельта для потока в трубе

$$Nu = \frac{h \cdot D}{k}. \quad (12)$$

Число Гретца (только для ламинарного потока)

$$Cz = RePr \left(\frac{D}{L} \right), \quad (13)$$

где L — длина трубы.

3. Расчет теплопередачи

Температура жидкости в скважине известна — 65,6 °С, поэтому можно вычислить температуру источника. Соответственно (рис. 2), закон теплопередачи

$$Q = \frac{T_{\text{обм_дв}} - T_{\text{осн_ж}}}{\frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{2\pi k_1 L_1} + \frac{\ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)}{2\pi k_2 L_2} + \frac{1}{hA}}, \quad (14)$$

где Q — тепловой поток, кВт; $T_{\text{обм_дв}}$ — температура обмотки двигателя, °С; $T_{\text{осн_ж}}$ — температура жидкости в скважине до работы насоса (65,6 °С), °С; r_1 — внутренний радиус пластин статора, м; r_2 — внутренний радиус двигателя (это радиус, равный наружному радиусу пластин статора), м; r_3 — наружный радиус двигателя, м; L_1 — длина пластин статора, м; L_2 — длина корпуса двигателя, где проходит теплота, м; k_1 — удельная теплопроводность материала пластин статора; k_2 — удельная теплопроводность материала корпуса; h — коэффициент вынужденной конвекции, Вт/м²·К; A — площадь поверхности обмотки, м².

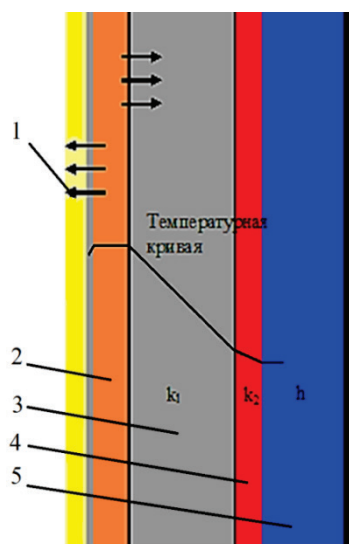


Рис. 2. Температурная кривая передачи тепла от обмотки к пластовой жидкости:

- 1 — тепловой поток;
- 2 — источник теплоты — обмотка, $T_{\text{обм_дв}}$;
- 3 — пластины статора (слой 1);
- 4 — корпус (слой 2);
- 5 — пластовая жидкость

Чтобы получить коэффициент вынужденной конвекции, применим уравнение числа Нуссельта. Жидкость движется в затрубном пространстве либо ламинарно, либо турбулентно. Здесь нет строго определенного закона, который бы описал уравнение Нуссельта. В большинстве случаев используется полуэмпирическая функция, дающая погрешности. Эти отклонения зависят от того, насколько близки условия в нашей ситуации и функции, которые были получены.

Рассмотрим три случая ламинарного течения:

- 1) *лам1* — для фиксированного теплового потока Q (имеющего место от поверхности двигателя);
- 2) *лам2* — так как между двигателем и обсадной трубой 0,052 м, исследуемый поток может иметь режим, подобный граничному потоку; в этом случае для граничного потока с высоким числом Прандтля можно использовать другое выражение числа Нуссельта;
- 3) *лам3* — в случае, подобном *лам1*, но при постоянном тепловом потоке на стенке.

Если течение турбулентное, для расчета числа Нуссельта необходимо рассматривать также три случая:

- 1) *турб1* — это рекомендовано в работе [12] для полностью развитого турбулентного и переходного течения, с точностью 6 %, если $0,5 < Pr < 200$, и с точностью 10 %, если $200 \leq Pr < 2\,000$;
- 2) *турб2* — уравнение Диттуса — Болтера тоже для полностью развитого турбулентного течения в гладкой трубе [11, 14]

$$Nu(d) = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4}, \quad (15)$$

где $0,7 < Pr < 120$; $Re > 10^4$; $L/D > 60$;

- 3) *турб3* — другие формы уравнения Нуссельта, представленные в работах [12, 16] и аппроксимирующие экспериментальные данные в пределах 10 % выше самого широкого диапазона чисел Рейнольдса и Прандтля [17]:

$$Nu(d) = \frac{\left(\frac{f}{2}\right) Re \cdot Pr}{1,07 + 12,7 \sqrt{f/2} \left(Pr^{\frac{2}{3}} - 1\right)}, \quad (16)$$

$$f = \frac{2}{(2,236 \cdot \ln Re - 4,639)^2}, \quad (17)$$

для $10^4 \leq Re \leq 5 \cdot 10^6$ и $0,5 \leq Pr \leq 2\,000$.

Для подсчета числа Нуссельта для затрубного потока используем следующее уравнение:

$$Nu = Nu(d) \cdot 0,86 \cdot \left(\frac{D_{СКВ}}{D_{ДВ}}\right)^{0,16}, \quad (18)$$

где Nu — число Нуссельта для потока в трубе; $Nu(d)$ — число Нуссельта для затрубного потока.

Результаты

По формулам, представленным выше, были выполнены расчеты, результаты которых отражены на рисунке 3 и в таблице 3. Их анализ показывает, что наилучшую сходимость с экспериментальными данными имеют расчеты, выполненные с использованием режимов *лам3* и *турб3*.

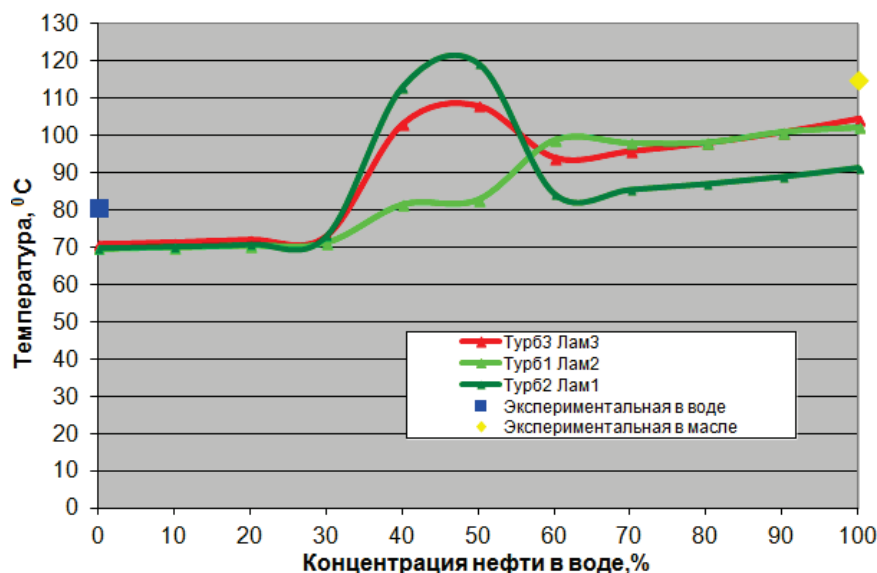


Рис. 3. Графические результаты расчетов

Таблица 3

Результаты расчетов температуры обмотки двигателя

Концентрация нефти в воде, %	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Эмульсия (тип смеси)	Чистая вода	Масло в воде			Граничная смесь	Вода в масле					Чистое масло
Вид потока	Турб	Турб	Турб	Турб	Лам	Лам	Переходный	Переходный	Переходный	Переходный	Переходный
Вид потока	Турб	Турб	Турб	Турб	Лам	Лам	Лам	Лам	Лам	Лам	Лам
Температура обмотки, °C	70,86	71,36	72,07	73,08	103,27	108,16	94,2	95,91	98,15	101,01	104,67

Обсуждение

На процесс теплопередачи оказывают влияние температура окружающей жидкости, размещение двигателя в скважине, забойное давление, свойства водяной и масляной смеси, размер обсадной трубы и размер двигателя изменяют тип потока.

Знания области, где теплота обмотки будет иметь самую высокую температуру, помогут избежать аварий при эксплуатации насосов в этой области путем перехода в другую область за счет

- 1) изменения режима потока;
- 2) обработки различными методами пластовой жидкости, чтобы изменить ее термofизические свойства;
- 3) добавки специальных устройств, чтобы изменить свойства жидкости, непосредственно перед двигателем насосной установки.

Выводы

Таким образом, приведенные результаты расчетов температуры ПЭД позволяют определить область температур при работе двигателя в скважине. Развитие изложенной методики позволит создать специальное программное обеспечение, направленное на определение областей с самой высокой температурой обмотки двигателя с учетом различных параметров, оказывающих влияние на процесс теплопередачи.

Библиографический список

1. Волков, М. Г. Моделирование процесса переноса тепла от погружного электродвигателя к обтекающему потоку скважинной продукции в условиях интенсивного отложения солей / М. Г. Волков. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-7-104-109. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 104–109.
2. New Concepts for Running ESP Between Producing Zones in Deep Wells at High Temperature / F. L. Baieli, R. Teves, R. Oyarzun [et al.]. – Текст : электронный // SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, 15–16 March, Salvador, Bahia, Brazil. – URL: <https://doi.org/10.2118/184916-MS>. – Дата публикации: 2017.
3. Bafghi, M. H. B. A Comparison of Electric Motors for Electrical Submersible Pumps Used in the Oil and Gas Industry / M. H. B. Bafghi, A. Vahedi. – Текст : электронный // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – Vol. 433. – URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/433/1/012091>. – Дата публикации: 30 ноября 2018.
4. Investigating the Influence of ESP on Wellbore Temperature, Pressure, Annular Pressure Buildup, and Wellbore Integrity / Y. Kang, Z. Liu, A. Gonzales, R. Samuel. – Текст : электронный // SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, 14–15 September, Galveston, Texas, USA. – URL: <https://doi.org/10.2118/180299-ms>. – Дата публикации: 2016.
5. Computational Model of Heat Transfer in ESP System for Deviated Wells / H. L. C. Galvão, G. B. F. F. Oliva, D. P. dos Santos [et al.]. – Текст : электронный // SPE Artificial Lift Conference — Latin America and Caribbean, 27–28 May, Salvador, Bahia, Brazil. – URL: <https://doi.org/10.2118/173971-MS>. – Дата публикации: 2015.
6. Шмидт, С. А. Тепловой режим ПЭД в процессе освоения скважины, оборудованной УЭЦН / С. А. Шмидт, В. М. Люстрицкий. – Текст : непосредственный // Сборник трудов ин-та «Гипровостокнефть». – Самара : Гипровостокнефть, 2000. – С. 194–200.
7. Язьков А. В. Исследование влияния изменения технологических параметров на охлаждение погружного электродвигателя / А. В. Язьков. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 125–128.
8. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров [и др.]. – Москва : Нефть и газ : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с. – Текст : непосредственный.
9. Михеев, М. А. Основы теплопередачи : учебник для вузов / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – 3-е изд., репринт. – Москва : Бастет, 2010. – 344 с. – Текст : непосредственный.
10. Луканин, В. Н. Теплотехника : учебник для вузов / В. Н. Луканин, М. Г. Шатров ; под ред. В. Н. Луканина ; Министерство образования и науки Российской Федерации. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва : Академия, 2009. – 671 с. – Текст : непосредственный.
11. Rohsenow, W. M. Handbook of heat transfer / W. M. Rohsenow, J. P. Hartnett, Y. I. Cho. – 3rd edition. – New York : McGraw-Hill, Inc. (U.S.A.), 1998. – 1500 p.

12. Parker, J. D. Introduction to fluid mechanics and heat transfer / J. D. Parker, F. C. McQuiston. – 2nd edition. – Dubuque, Iowa : Kendall/Hunt, 1988. – 360 p.
13. Kays, W. M. Convective heat and mass transfer / W. M. Kays, M. E. Crawford. – 3rd edition. – New York : McGraw-Hill, 1993. – 601 p.
14. Lienhard IV, J. H. A heat transfer textbook / J. H. Lienhard IV, J. H. Lienhard V. – 3rd edition. – Cambridge, Massachusetts : Phlogiston Press (U.S.A), 2008. – 749 p.
15. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие / И. Т. Мищенко. – Москва : Нефть и газ : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с. – Текст : непосредственный.
16. Крайнов, А. Ю. Основы теплопередачи. Теплопередача через слой вещества : учебное пособие / А. Ю. Крайнов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Национальный исследовательский Томский государственный университет. – Томск : STT, 2016. – 48 с. – Текст : непосредственный.
17. Цветков, Ф. Ф. Тепломассообмен : учебное пособие / Ф. Ф. Цветков, Б. А. Григорьев. – 2-е изд., испр. и доп. – Москва : Изд-во МЭИ, 2005. – 548 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Volkov, M. G. (2018). Modeling heat transfer process from a submersible electric motor to flowing producing fluid at intensive scaling conditions. *Oil Industry*, (7), pp. 104-109. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-104-109
2. Baieli, F. L., Teves, R., Oyarzun, R., Russo, M., Pires, J. C., & Devinenti, V. (2017). New Concepts for Running ESP Between Producing Zones in Deep Wells at High Temperature. SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, 15-16 March, Salvador, Bahia, Brazil. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/184916-MS>
3. Bafghi, M. H. B., & Vahedi, A. (2018). A Comparison of Electric Motors for Electrical Submersible Pumps Used in the Oil and Gas Industry. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 433. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899x/433/1/012091>
4. Kang, Y., Liu, Z., Gonzales A. & Samuel, R. (2016). Investigating the Influence of ESP on Wellbore Temperature, Pressure, Annular Pressure Buildup, and Wellbore Integrity. SPE Deep-water Drilling and Completions Conference, 14-15 September, Galveston, Texas, USA. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/180299-ms>
5. Galvão, H. L. C., Oliva, G. B. F. F., dos Santos, D. P., Maitelli, A. L., Costa, R. O., & Maitelli C. W. S. P. (2015). Computational Model of Heat Transfer in ESP System for Deviated Wells. SPE Artificial Lift Conference - Latin America and Caribbean, 27-28 May, Salvador, Bahia, Brazil. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/173971-MS>
6. Shmidt, S. A., & Lyustritskiy, V. M. (2000). Teplovoy rezhim PED v protsesse osvoeniya skvazhinnykh oborudovannykh UETSN. *Sbornik trudov instituta "Giprovostokneft"*. Samara, Giprovostokneft' Publ., pp. 194-200. (In Russian).
7. Yaz'kov, A. V. (2000). Investigation of technological parameter change influence on cooling of submersible motor. *Oil Industry*, (11), pp. 125-128. (In Russian).
8. Ivanovskiy, V. N., Darishchev, V. I., Sabirov, A. A., Kashtanov, V. S., & Pekin, S. S. (2002). Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefi Moscow, Neft' i gaz Publ., Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 824 p. (In Russian).
9. Mikheev, M. A., & Mikheeva, I. M. (2010). Osnovy teploperedachi. 3rd edition, reprint. Moscow, Bastet Publ., 344 p. (In Russian).
10. Lukanin, V. N., & Shatrov, M. G. (2009). *Teplotekhnika*. 5th edition, revised and expanded. Moscow, Akademiya Publ., 671 p. (In Russian).
11. Rohsenow, W. M., Hartnett, J. P., & Cho, Y. I. (1998). Handbook of heat transfer. 3rd edition. New York, McGraw-Hill, Inc. (U.S.A.), 1500 p. (In English).
12. Parker, J. D., & McQuiston, F. C. (1988). Introduction to fluid mechanics and heat transfer. 2nd edition. Dubuque, Iowa: Kendall/Hunt., 360 p. (In English).
13. Kays, W. M., & Crawford, M. E. (1993). Convective heat and mass transfer. 3rd edition. New York, McGraw-Hill, 601 p. (In English).
14. Lienhard IV, J. H., & Lienhard V, J. H. (2008). A heat transfer textbook. 3rd edition. – Cambridge, Massachusetts, Phlogiston Press, 749 p. (In English).
15. Mishchenko, I. T. (2003). Skvazhinnaya добыча нефти. Moscow, Neft' i gaz Publ., Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 816 p. (In Russian).

16. Крайнов, А. Ю. (2016). Osnovy teploperedachi. Teploperedacha cherez sloj veshchestva. Tomsk, STT Publ., 48 p. (In Russian).
17. Tsvetkov, F. F., & Grigor'ev, B. A. (2005). Teplomassoobmen. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, MEI Publ., 548 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Москвина Елена Юрьевна, к. т. н., доцент кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: moskvinaej@tyuiu.ru

Пивень Валерий Васильевич, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Elena Yu. Moskvina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Machinery and Equipment for the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, e-mail: moskvinaej@tyuiu.ru

Valeriy V. Piven, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machinery and Equipment for the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

УДК 622.243

Перспективы развития отечественных роторно-управляемых систем для бурения горизонтальных скважин

В. В. Салтыков^{1*}, Ю. С. Маковский², М. М. Мансурова¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «ОКТОГЕО», г. Тюмень, Россия

*e-mail: saltykovvv@tyuiu.ru

Аннотация. Для строительства высокотехнологичных скважин необходим комплекс специального оборудования. Основа современного оперативного, точного и безопасного бурения — роторные управляемые системы (РУС).

За последние пять лет РУС применяются в России как технико-технологическое решение, направленное на снижение аварийности и повышение качества строительства скважин с большим вертикальным отклонением расширенного радиуса бурения. Эти системы позволяют ориентировать бурение по всей длине скважины.

РУС позволяют бурить как идеально вертикальные скважины с углом отклонения по стволу не более 0,2°, так и горизонтальные стволы длиной более 2 000 м.

Внедрение роторных управляемых систем позволяет строить скважины с экстремально большими отходами ствола, точно проводить скважины в маломощных коллекторах (толщиной 1–2 м).

В 2016 году ООО «ОКТОГЕО» проводило опытно-промысловые работы с РУС-172 мм (с силовой парой) компании «APS Technology» на месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре. По результатам работ и бурения наклонно направленной скважины были отработаны все программы позиционирования РУС. Было пробурено 2 205 метров.

Ключевые слова: роторные управляемые системы; оборудование; технология бурения; спуско-подъемные операции; угол наклона

Domestic rotary steerable systems development potential for drilling horizontal wells

Vladimir V. Saltykov^{1*}, Yury S. Makovsky², Mashkhura M. Mansurova¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²OktoGeo LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: saltykovvv@tyuiu.ru

Abstract. A complex of special equipment is required for the construction of high-tech wells. The basis of modern time efficient, precise and safe drilling is rotary steerable systems (RSS).

For the past five years, rotary steerable systems have been using in Russia as a technical and technological solution to reduce accidents and to improve the quality of well construction with large vertical deviations of the extended drilling radius. These systems allow drilling to be oriented along the entire length of the well.

Rotary steerable systems allows drilling both perfectly vertical wells with a deviation angle of not more than 0,2°, and horizontal wells more than 2 000 metres long.

Implementation of rotary steerable systems allows building wells with extremely extended reach and conducting wells in 1–2 metres thick reservoirs with precision.

In 2016, OktoGeo LLC carried out pilot well program with APS Technology's 172 mm RSS (with power section) at an oil field in the territory of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Ugra.

All the rotary steerable system positioning programs were completed based on the results of that work and results of drilling 2 205 metres long directional well.

Key words: rotary steerable systems; equipment; drilling technology; tripping pipe; inclination angle

Введение

Важнейшим критерием эффективности разработки месторождений, позволяющим увеличить добычу углеводородов, является коэффициент извлечения нефти и газа. Увеличение этого параметра возможно при соблюдении следующих основных требований: сохранение естественных пластовых свойств пласта при его первичном и вторичном бурении; качественное цементирование обсадных колонн; высокотехнологичное освоение скважины; применение инновационных методов добычи нефти и газа. Значимость всех вышеперечисленных условий для повышения нефтеотдачи пластов несомненна. Однако необходимо выделить основное условие, которое позволяет объединить технические и технологические операции строительства скважины в одном направлении, — это бурение скважины по проектному профилю, траектория движения которого обеспечит точное бурение объекта разработки, предусмотренное координатами. Для этого применяют роторные управляемые системы (РУС).

Объект и методы исследования

За последние пять лет роторные управляемые системы применяются в России как технико-технологическое решение, направленное на снижение аварийности и повышение качества строительства скважин с большим вертикальным отклонением расширенного радиуса бурения. Эти системы позволяют ориентировать бурение по всей длине скважины. Использование роторных управляемых систем составляет более 15 % [1].

Роторные управляемые системы (РУС) — забойное оборудование, обеспечивающее возможность управления траекторией скважины при постоянном вращении бурового инструмента. Применение РУС позволяет снизить риски возникновения осложнений и аварий при наилучшем контроле за траекторией ствола.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Технология бурения горизонтальных скважин с помощью РУС приобретает все большую необходимость и популярность. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти с небольшой проницаемостью, выход на шельфовые проекты Каспия [2], Сахалина [3] и Арктики [4] требуют бурения горизонтальных скважин большей длины. Для увеличения площади дренирования пласта средняя длина горизонтального участка увеличилась до 1 000–1 500 м, в шельфовых проектах при бурении отход от вертикали составляет 14 129 м, а общая длина скважины с горизонтальным окончанием составляет до 15 000 м¹.

По данным доклада ПАО «Газпром нефть» от 2019 года, потребность в технологии РУС будет расти с каждым годом, общее количество работ

¹ На Сахалине пробурили самую протяженную в мире скважину [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/188675/>.

в 172 мм и 120 мм диаметре возрастет с 850 работ до 1 450 работ в 2023 году². Что соизмеримо в денежном эквиваленте — рост с 200 до 340 млн долларов капитальных затрат на сервис бурения скважин с РУС.

Основная проблема использования РУС заключается в том, что у российских компаний нет своих роторно-управляемых систем, поставки оборудования и оказание сервиса бурения скважин с РУС на 100 % осуществляется иностранными компаниями, большой четверкой американских сервисных компаний: Schlumberger³, Halliburton⁴, Baker Hughes⁵, Weatherford⁶. Компании оказывают сервис по бурению своими системами, стоимость бурения горизонтального участка 1 000 метров колеблется от 160 до 600 тыс. долларов. Компании не делятся технологиями, а также не участвуют в работе на санкционных проектах по бурению скважин в Арктике и на баженовские отложения. На данный момент в мире есть независимые производители РУС, такие как APS Technology⁷, National Oilwell Varco (NOV)⁸, D-Tech | Rotary Steerable⁹, Terra Vici Drilling Solutions¹⁰. В России представлены APS и NOV, но уже в течение 5 лет компании не вывели продукт на коммерческую работу, проходят опытно-производственные работы, стоимость оборудования колеблется от 1,5 до 3 млн долларов. Российские компании в рамках программы импортозамещения начали также разрабатывать роторно-управляемые системы, в настоящее время этим занимаются следующие компании: НПП ГА «Луч»¹¹, АО «КОНЦЕРН «ЦНИИ «ЭЛЕКТРОПРИБОР»¹², ООО НПП «БУРИНТЕХ»¹³, ООО «Герс Технолоджи»¹⁴. Разработка и опытно-производственные работы в этих компаниях на разных стадиях, и также коммерческого продукта еще нет.

Результаты

В 2016 году ООО «ОКТОГЕО» проводило опытно-промысловые работы (ОПР) с РУС-172 мм (с силовой парой) компании APS Technology на месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре¹⁵. По результатам работ и бурения наклонно направленной скважины были отработаны все программы позиционирования РУС, при этом было пробурено 2 205 м. В ходе работ были выявлены конструктивные недостатки в выдвигающихся отклонителях.

²Доклад ПАО «Газпром нефть» № 84 от 29.01.2019.

³Schlumberger: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.slb.ru/>.

⁴Halliburton: Oilfield Services: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.halliburton.com/ru-ru/default.html>.

⁵Baker Hughes: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.bakerhughes.com/>.

⁶Weatherford: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.weatherford.com/ru/>.

⁷APS Technology | MWD, LWD and Downhole Drilling Systems: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.aps-tech.com>.

⁸NOV National Oil well Varco: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.nov.com/>.

⁹D-Tech | Rotary Steerable: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://dtechdrilling.com/>.

¹⁰TerraVici Drilling Solutions: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://terravici.com/>.

¹¹Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры «Луч»: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.looch.ru/about/index.html>.

¹²АО «Концерн ЦНИИ «Электроприбор»: сайт предприятия [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.elektropribor.spb.ru/>.

¹³ООО НПП «БУРИНТЕХ»: сайт предприятия [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://burintekh.ru/>.

¹⁴ООО «Герс Технолоджи»: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://gerstech.ru/>.

¹⁵ООО «ОКТОГЕО»: сайт компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://oktoge.ru/>.

Были отмечены положительные стороны технологии проведения бурения с применением RSM-172 (РУС с силовой парой) «APS Technology», например, упрощение бурения скважины из-за сокращения количества спуско-подъемных операций (СПО) по сравнению с бурением с винтовым забойным двигателем (ВЗД). Направленное бурение с постоянным вращением всей компоновки исключает риски, связанные с прохождением прихватоопасных интервалов. Улучшение очистки скважины от шлама, сокращение времени на промывку перед наращиванием и СПО, так же РУС с силовой секцией снижает момент при вращении с верхним силовым приводом (ВСП) на поверхности, уменьшает нагрузку на скручивание на верхнюю часть инструмента по сравнению с РУС без силовой секции. Количество оборотов РУС без силовой секции на ВСП — 150–200 об/мин, с силовой секцией — 40–80 об/мин. На РУС с силовой парой увеличивается производительность компоновки на забое при оборотах на ВСП (40 об/мин), обороты на силовой паре при расходе 37 л/с (160 об/мин), общее количество оборотов в минуту — 200 на забое. Предотвращает риск затяжек инструмента, позволяет проводить сложные трехмерные профили с большим отходом из-за лучшего дохождения нагрузок и очистки ствола скважины. Набор параметров кривизны профиля скважины соответствует проектным значениям.

Телеметрическая система компании «APS Technology» выдает высокий процент декодирования, а также выдает большое количество данных, высокий процент точности замеров, корректность замеров удельного электрического сопротивления (резистивиметрия) и гамма-каротажа, что соответствует оборудованию ведущих мировых брендов, работающих в сфере разработки и производства телеметрических систем.

Программирование РУС интуитивно и понятно и зависит от изменения давления в скважине, регулируемого с помощью насосов и оборотов ВСП.

РУС компании «APS Technology» относится к роторно-управляемым компоновкам, где способ управления смещения долота относительно оси происходит по принципу «Push the bit». «Push the bit» — принцип смещения долота, при котором происходит давление на боковую поверхность породоразрушающего инструмента в определенном направлении из-за отклонения всего корпуса РУС с помощью трех лопастей, размещенных на управляемой части корпуса. Является классическим методом управления отклонения долота РУС и одним из самых надежных. Управляемая часть РУС полностью вращается с отклоняющимися лопастями, что является положительным фактором, исключаящим невращающиеся части в компоновке при бурении скважины.

Обсуждение

Положительные стороны автономности РУС также являются и ее недостатком, так как отсутствует обратная связь при программировании оборудования на определенные режимы отклонения или стабилизации. Результат программирования и работы РУС можно увидеть только после вхождения инклинометра в зону работы отклонителя, то есть при непромере 17 метров при использовании резистивиметра или 12 метров без резистивиметра. Для текущего определения пространственного положения забоя и долота не хватает обратной связи после программирования или наддолотного инклинометра.

Также необходима настройка в заводских условиях режима VDM (вертикальности) для возможности бурения без отклонения от вертикали по зенитному углу, для облегчения контроля траектории продолжительных вертикальных участков.

Для измерения эквивалентной циркуляционной плотности необходима комплектация прибора датчиком затрубного давления WPR, что позволит контролировать оседание шлама на забой скважины и своевременно принимать действия по его выносу. Это уменьшит количество проработок и снизит риск прихвата и возможной потери бурового инструмента, для этого требуется немагнитная утяжеленная бурильная труба (НУБТ) корректной длины (для помещения в нее батареи и пульсатора), однако при проведении ОПР применялась короткая НУБТ (9,29 м), что усложняло и увеличивало время на сборку телесистемы, не позволив ее выполнить штатным инструментом.

При программировании РУС с помощью изменения давления предъявляются повышенные требования к управлению изменением ходов насоса: наличие современной буровой с возможностью регулирования ходов насосов бурильщиком, возможность плавного изменения ходов насоса с помощью частотного преобразователя на насосах. При длительном программировании режимов бурения, когда время снятия замеров составляет 5 мин, а при сбросе предыдущих настроек требуется дополнительное время около 7 мин, данные операции отрицательно влияют на состояние прихватоопасных участков.

Еще один недостаток РУС — невозможность проведения технического обслуживания на территории РФ.

Основные преимущества РУС над ВЗД: увеличение механической скорости проходки и, соответственно, уменьшение времени бурения скважины за счет более равномерной отработки долота, улучшение очистки скважины от шлама, сокращение времени на промывку перед наращиванием и СПО, снижение рисков возникновения прихватов как дифференциальных, так и из-за шламования ствола скважины, уменьшение динамических скачков давления и снижение вероятности гидроразрыва пород.

При этом улучшается качество ствола скважины с минимальной микровизной, отсутствие спиральной выработки за счет постоянного контроля положения режущей поверхности долота, что позволяет провести успешное заканчивание бурения скважины в плане спуска обсадных колонн и пакеров для многостадийного гидроразрыва пласта, позволяет проводить сложные трехмерные профили с большим отходом.

К недостаткам РУС можно отнести следующее:

- высокую стоимость сервиса бурения с РУС;
- высокую стоимость оборудования РУС и отсутствие коммерческих, успешных моделей у независимых производителей данного оборудования;
- ограничение по расходу бурового раствора и буровым насосам;
- применение специализированных долот.

В проектах для бурения скважин на суше большинство скважин бурят с ВЗД, и возникают споры об экономической целесообразности использования РУС, так как скважины с горизонтальными участками до 1 000–1 200 метров возможно бурить и с ВЗД, правильно используя технологические возможности компоновки низа бурильной колонны (КНБК) (амортизаторы, осцилляторы, ВСП), это связано с дохождением нагрузки до забоя, а также с использованием буровых растворов на углеводородной основе. С шельфовыми проектами дела обстоят иначе из-за большой стоимости буровой платформы и высокой стоимости мобилизации при бурении других участков, поэтому с платформы или с шельфового берега бурят максимальное количество скважин с большими отходами.

Выводы

Для удешевления технологии бурения длинных горизонтальных участков скважин к вышеперечисленным методам оптимизации дохождения нагрузок также возможно отнести применение калибраторов с изменяемым диаметром (КИД). В данный момент компания «ОКТОГЕО» разрабатывает такое оборудование под наименованием «калибратор с изменяемым диаметром (КИД)». Принцип работы заключается в использовании отклоняющих и маятниковых сил для изменения зенитного угла в процессе роторного бурения с ВЗД и телеметрической системой. Также использование КИД позволяет контролировать угол наклона.

КНБК при вращательном бурении без дополнительных СПО для изменения положения отклонителя или замены инструмента. При вращательном бурении можно управлять наклоном компоновки путем переключения между двумя различными положениями. При большем времени вращения обеспечиваются более эффективная передача нагрузки на долото, более тщательная очистка скважины и высокое качество ствола с возможностью большего отхода от вертикали при меньшем числе СПО для внесения изменений в КНБК. Все это обуславливает высокую эффективность оборудования КИД компании ООО «ОКТОГЕО» при бурении скважин с большим отходом от вертикали и горизонтальных скважин.

Принцип работы. КИД функционирует за счет выдвижения поршней, установленных в полностью закрытых лопастях калибратора. Простая поворотная система обеспечивает переключение между положениями «полное открытие» и «неполное открытие», удерживая инструмент в нужном положении до тех пор, пока насосы включены. После отключения насосов поршни убираются ниже диаметра лопастей. При повторном включении насосов поршни выдвигаются до следующего положения.

Положение поршня определяется разницей давления на стояке величиной 11–15 МПа. Недостатком является то, что бурение контролируется только по зенитному углу, угол по азимуту можно контролировать с помощью ВЗД и телеметрии. Для использования КИД необходимо заранее проработать траекторию с минимальными разворотами по азимуту в горизонтальном участке, и тогда длину бурения горизонтальных участков скважин можно увеличить до 3 000 метров без РУС.

Библиографический список

1. Двойников, М. В. Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами / М. В. Двойников. – DOI 10.25515/PMI.2018.3.254. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 254–262.
2. Авербух, Б. М. Промышленная нефтегазоносность шельфа Северного Каспия / Б. М. Авербух, С. А. Алиева. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2006. – № 1. – С. 18–24.
3. Черепанов, В. В. Мезозойский фундамент — перспективное направление поисков углеводородов на шельфе Сахалина / В. В. Черепанов, В. В. Рыбальченко, Г. Н. Гогоненков. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2014. – № 11 (714). – С. 22–28.
4. Белоконов, С. В. Возможности ускорения работ по выявлению и освоению месторождений нефти и газа на шельфе морей Западной Арктики / С. В. Белоконов. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 11. – С. 31–35.

References

1. Dvoynikov, M. V. (2018). Designing of Well Trajectory for Efficient Drilling by Rotary Controlled Systems. *Journal of Mining Institute*, (231), pp. 254-262. (In English). DOI: 10.25515/PMI.2018.3.254
2. Averbukh, B. M., & Aliyeva, S. A. (2006). Commercial oil and gas potential of the northern caspian shelf. *Oil and gas geology*, (1), pp.18-24. (In Russian).
3. Cherepanov, V. V., Rybal'chenko, V. V., & Gogonenkov, G. N. (2014). Mezozoyskiy fundament - perspektivnoe napravlenie poiskov uglevodorodov na shel'fe Sakhalina. *Gas Industry*, (11(714)), pp. 22-28. (In Russian).
4. Belokon', S. V. (2006). Vozmozhnosti uskoreniya rabot po vyyavleniyu i osvoeniyu mestorozhdeniy nefti i gaza na shel'fe morey Zapadnoy Arktiki. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (11), pp. 31-35. (In Russian).

Сведения об авторах

Салтыков Владимир Валентинович, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: saltykovvv@tyuiu.ru

Маковский Юрий Степанович, генеральный директор ООО «ОКТОГЕО», г. Тюмень

Мансурова Маихура Музаффаровна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Vladimir V. Saltykov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: saltykovvv@tyuiu.ru

Yury S. Makovsky, General Director of OktoGeo LLC, Tyumen

Mashkhura M. Mansurova, Assistant at the Department of Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

УДК 622.24

Применение методов машинного обучения для повышения качества крепления скважин

**Д. В. Шаляпин^{1, 2}, Д. Л. Бакиров², М. М. Фаттахов², А. Д. Шаляпина^{1*},
А. В. Мелехов², А. В. Щербаков², В. Г. Кузнецов¹**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия

*e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы, связанные с повышением качества крепления скважин на Пяяхинском месторождении, в частности большой объем работы по нахождению взаимосвязи между лабораторными исследованиями и фактическими данными с промысла; трудность нахождения логически обусловленных связей между параметрами и итоговым качеством крепления скважин. Описан новый подход к оценке влияния различных параметров, основанный на математическом аппарате, который исключает субъективные экспертные оценки, что в дальнейшем позволит применить данный метод на месторождениях с различными горно-геологическими условиями. Авторы предлагают использовать принципы математической обработки больших массивов данных с использованием нейронных сетей, обученных прогнозированию характеристик качества крепления скважины (сплошность контакта цементного камня с породой и с обсадной трубой). С учетом предварительно выявленных факторов выработаны решения по повышению герметичности крепи скважин и адгезии цементного камня с ограничивающими поверхностями.

Ключевые слова: машинное обучение; математические методы; адгезия; крепь скважины; Пяяхинское месторождение

The applying of machine learning methods to improve the quality of well casing

**Denis V. Shalyapin^{1, 2}, Daniyar L. Bakirov², Marsel M. Fattakhov²,
Adelya D. Shalyapina^{1*}, Alexander V. Melekhov², Andrey V. Sherbakov²,
Vladimir G. Kuznetsov¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to the quality of well casing at the Pyakyakhinskoye oil and gas condensate field. The issue of improving the quality of well casing is associated with many problems, for example, a large amount of work on finding the relationship between laboratory studies and actual data from the field; the difficulty of finding logically determined relationships between the parameters and the final quality of well casing. The text gives valuable information on a new approach to assessing the impact of various parameters, based on a mathematical apparatus that excludes subjective expert assessments, which in the future will allow applying this method to deposits with different rock and geological con-

ditions. We propose using the principles of mathematical processing of large data sets applying neural networks trained to predict the characteristics of the quality of well casing (continuity of contact of cement with the rock and with the casing). Taking into account the previously identified factors, we developed solutions to improve the tightness of the well casing and the adhesion of cement to the limiting surfaces.

Key words: machine learning; mathematics methods; adhesion; well casing; the Pyakyakhinskoye oil and gas condensate field

Введение

Современное состояние нефтегазовой отрасли России и мира характеризуется тем, что многие крупные месторождения углеводородов находятся на завершающей стадии разработки, а новые месторождения располагаются в труднодоступных регионах (Арктика, Заполярье), что делает добычу полезных ископаемых на данных территориях зачастую нерентабельной и предопределяет необходимость использования нетривиальных решений по оптимизации затрат и технологических процессов [1–4], в том числе по автоматизированной обработке больших массивов данных.

Промышленное разбуривание Пяяхинского нефтегазоконденсатного месторождения показывает, что задача повышения качества крепления скважин является актуальной, несмотря на реализуемый в течение многих лет комплекс мер по ее улучшению [5–8] — сплошность контакта цементного камня с обсадной трубой и герметичность крепи скважины находятся на уровне 20–30 % по данным акустической цементометрии (АКЦ) и спектральной гамма-дефектометрии-толщинометрии (СГДТ).

Накопленный массив данных по Пяяхинскому месторождению позволяет предопределять возможность использования математического моделирования для комплексного решения вопроса повышения качества крепления скважин, а также обеспечивать прогнозирование качества крепления в зависимости от факторов, которые явно или неявно (косвенно) могут повлиять на герметичность крепи.

Теоретическое обоснование применения методов и входные параметры

Машинное обучение (Machine Learning) — это комплекс алгоритмов, подготовленных для предсказания какого-либо события [9]. Принципиальная схема работы математического аппарата следующая: создается база данных, включающая свершившиеся события и их параметры; алгоритм специально «нацеливают» на прогнозирование какой-либо величины или какого-либо события (путем ввода новых данных, объединения нескольких переменных в одну, исключения маловажных величин из модели и т. д.); затем в модель отдельно вносятся актуальные данные, которых не было до этого, без значения искомой величины; после чего алгоритм на основе базы данных делает прогноз, используя входные параметры.

Необходимо отметить, что существует большое множество методов машинного обучения, каждый из которых эффективен в своей области [10]:

1. Регрессия. Применяется при прогнозировании числовых значений.
2. Классификация. Применяется при прогнозировании событий на основе связанных с ним переменных.

3. Кластеризация. Разделение большого количества событий на группы (кластеры), каждая группа характеризуется определенными величинами переменных.

4. Уменьшение размерности. Группирование различных параметров по признакам.

5. Поиск аномалий. Нахождение редких событий или объектов, которые значительно отличаются от остального массива данных.

На первоначальном этапе была сформирована база данных по 73 скважинам, включающая 64 оцениваемых параметра:

1. Данные инклинометрии (длины вертикального участка, участка стабилизации, транспортного ствола; величина зенитного угла на участке стабилизации, угла входа в пласт; интенсивность изменения пространственного угла на первом участке набора, на втором участке донатора).

2. Эксцентричное положение обсадной колонны (ОК) (на вертикальном участке, на первом и на втором участках набора пространственного угла, на участке стабилизации; количество центраторов по длине всей колонны).

3. Реологические показатели бурового раствора перед цементированием (плотность, условная вязкость, фильтрация, pH, толщина корки).

4. Состав и технологические параметры используемых тампонажных растворов (водотвердое отношение; концентрации понизителя фильтрации, пластификатора, замедлителя сроков схватывания; пеногасители, плотность, водоотделение, время загустевания, прочность).

5. Технологические параметры процесса цементирования (рабочее давление, давление при посадке пробки, время промывки перед спуском ОК, расход при спуске ОК, давление промывки, количество остановок для промывки), а также результаты качества крепления скважины по результатам АКЦ и СГДТ (состояние контакта с колонной, с горной породой, оценка герметичности).

Одновременно с этим осуществлялся подбор программного обеспечения для проведения вычислений. Основная цель заключалась в том, чтобы подобрать такую программу, использование которой не требовало бы узкоспециализированных знаний языков программирования — была выбрана аналитическая система Orange, позволяющая проводить вычисления с помощью графических виджетов с уже готовыми открытыми алгоритмами на языке программирования Python [11]. Для выполнения математических действий программа использует только внутренние мощности персонального компьютера, в отличие от других подобных продуктов (например, MS Azure Machine Learning), которые выполняют вычисления на удаленных серверах.

Особенности применяемых алгоритмов

Расчеты проводились с использованием шести алгоритмов, сильными сторонами которых является решение задач кластеризации.

1. Метод логической регрессии. Переработанный математический аппарат линейной регрессии для решения задач по бинарной классификации. Например, для логической регрессии также требуется нахождение весовых коэффициентов, а разница заключается в использовании логической функции (сигмоиды) для преобразования выходного сигнала (рис. 1). Выходное число через функцию активации изменяется в пределах от 0 до 1, данная особенность полезна, когда необходимо оценить вероятность наступления одного из двух событий.

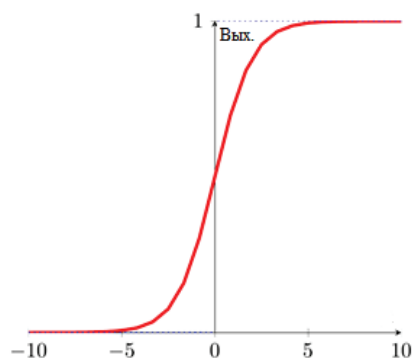


Рис. 1. Логическая функция — сигмоида

2. Дерево решений. Представляет собой двоичное дерево, каждый узел которого является входной переменной и точкой разделения для этой переменной. «Листовые» узлы — это выходные переменные, которые используются в качестве прогнозной величины (рис. 2).

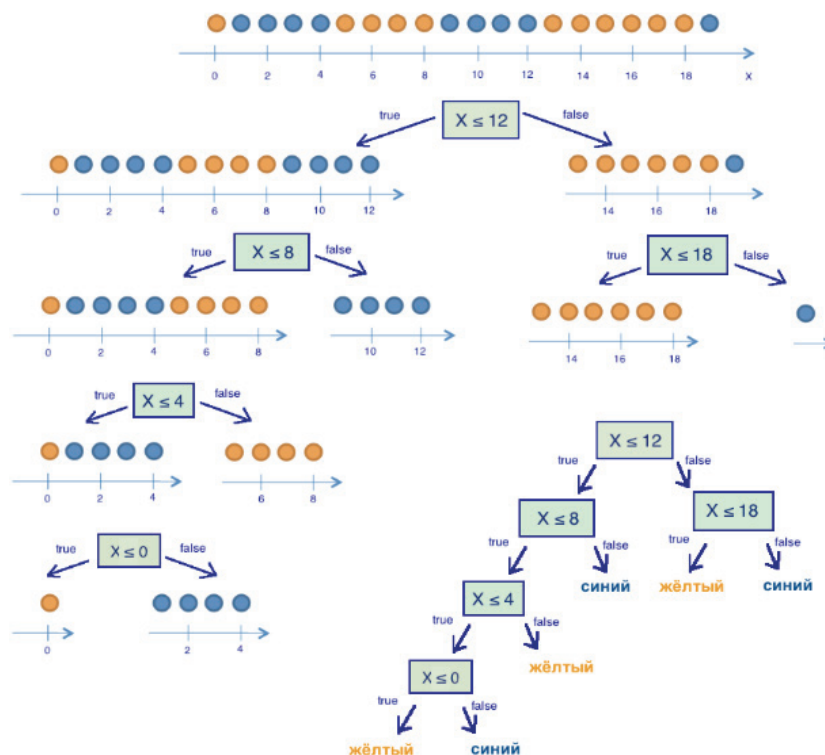


Рис. 2. Визуализация дерева решений

3. Байесовский классификатор. Модель включает в себя два типа вероятностей:

- вероятность каждого класса;
- условная вероятность для каждого класса при каком-либо значении X .

Для применения данного алгоритма необходима «тренировка» на тестовой базе данных для достижения высоких прогнозных показателей.

После чего данный классификатор может давать адекватные предиктивные результаты. Особенность метода заключается в том, что все входные параметры считаются независимыми (рис. 3).

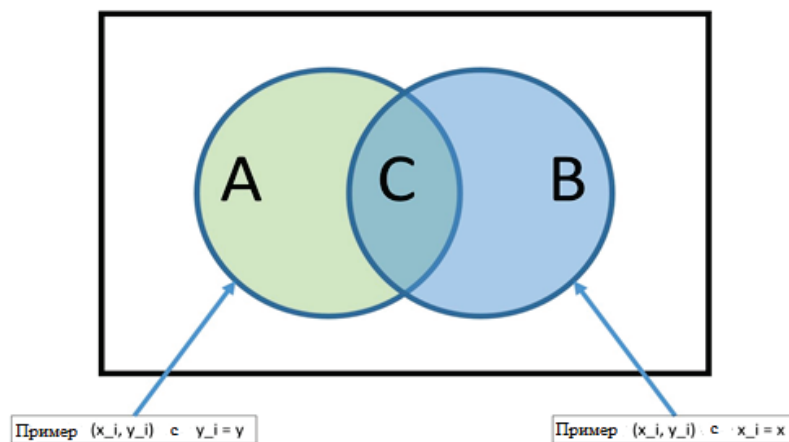


Рис. 3. Принципиальная схема Байесовского классификатора

4. Лес случайных решений. Для работы данного метода требуется кластеризация исходной базы данных, чтобы создать для каждой из выборок предиктивную модель, после чего полученные результаты усредняются, чтобы получить наиболее точную оценку, а также определить параметры с высокой степенью влияния на результат (рис. 4).

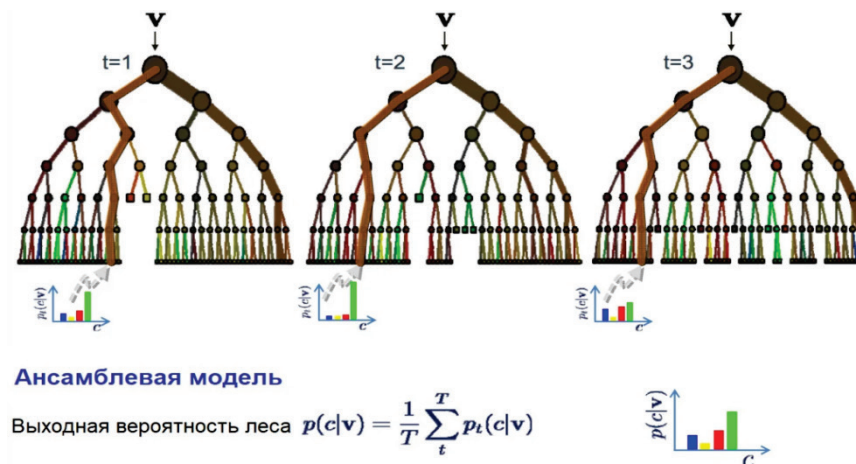


Рис. 4. Принципиальная схема леса случайных решений

5. Нейронная сеть.

Искусственная нейронная сеть является математическим подобием человеческого мозга в части принципа обработки информации (рис. 5). Человеческий нейрон, помимо сбора, обработки и передачи информации к другим нейронам, выполняет еще ряд сложнейших функций по поддержанию жизнедеятельности человека.

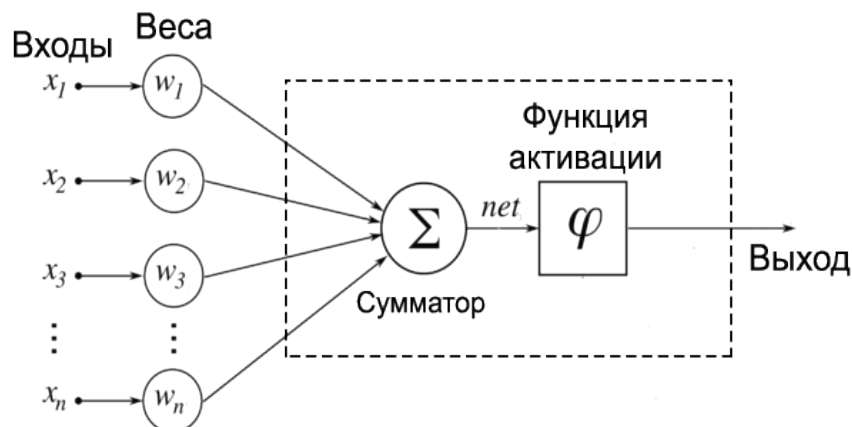


Рис. 5. Принципиальная схема работы искусственной нейронной сети

Принципиальная схема работы нейрона заключается в том, что в каждой единице одного уровня заложена одинаковая функция для обработки информации, но сигнал на стыке двух нейронов приобретает весовой коэффициент, который усиливает или ослабляет сигнал, за счет этого нейросети обладают стойкостью к «шумам» (к той информации, которая для решения задачи неважна) [12, 13].

6. Стохастический градиентный спуск.

Алгоритмы градиентного спуска — это распространенный метод, применяемый в машинном обучении. Градиент — это в основном наклон функции; степень изменения параметра вместе с величиной изменения другого параметра. Математически это может быть описано как частные производные набора параметров относительно его входов. Чем больше уклон, тем круче склон.

Стохастический градиентный спуск означает систему или процесс, связанный со случайной вероятностью. Следовательно, в «Stochastic Gradient Descent» несколько выборок выбираются случайным образом вместо всего набора данных для каждой итерации.

Результаты

Выбор данных алгоритмов обусловлен тем, что эти методы являются наиболее подходящими для прогнозирования классов, поэтому другие алгоритмы (бустинг, метод опорных векторов, сети векторного квантования и др.) не были использованы, поскольку их цели — числовые значения.

Как было отмечено ранее, в Orange возможно использование визуального программирования (рис. 6) с помощью специальных виджетов, которые содержат готовые алгоритмы.

Затем были проведены вычисления с использованием нескольких алгоритмов и методов для отбора моделей, наиболее адекватно описывающих взаимосвязь качества крепления и оцениваемых показателей. Целью математического аппарата выбранных методов являлось прогнозирование (модель) оценки герметичности цементного камня (удовлетворительно/неудовлетворительно). Поскольку с небольшими базами данных лучше работают методы кластеризации, была выведена формула по переводу из численных показателей в категориальные значения [14–16], что было обусловлено относительно небольшим размером исходной выборки данных по скважинам.

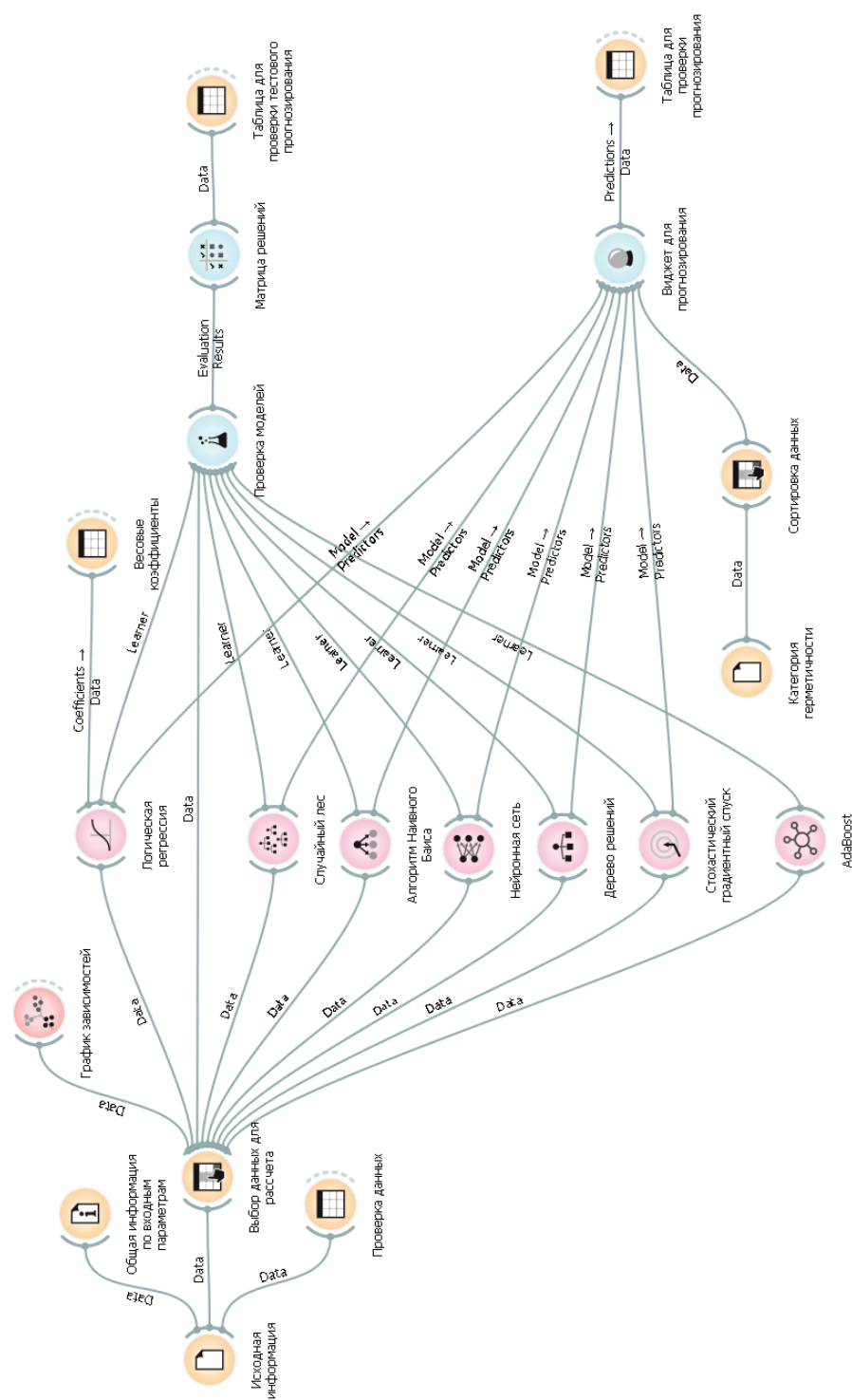


Рис. 6. Рабочий стол программного обеспечения Orange

После загрузки исходной базы данных выбирается необходимая информация для «тренировки» математической модели, по результатам чего исключаются малозначимые параметры и параметры, напрямую влияющие на результат (например, на оценку герметичности влияют данные АКЦ и СГДТ) [17, 18]. Так, по данным, полученным в результате применения вычислительного аппарата логической регрессии, наибольшее положительное влияние на оценку герметичности оказывает «Давление «СТОП»» (коэффициент его «весомости» составляет 0,2332), следующим показателем является «Количество глубин промывок при спуске обсадной колонны» (0,1839), третий по величине оказываемого влияния — «Время до полного загустевания» (0,1394).

Наибольшее отрицательное влияние на удовлетворительную оценку герметичности цементного камня оказывают:

- «Рабочее давление цементирования» (–0,2200);
- «Расход бурового раствора при спуске обсадной колонны» (–0,1223);
- «Количество турбулизаторов» (–0,1114).

Результаты оценки качества методов показали (рис. 7), что наиболее точным является «Стохастический градиентный спуск» (доля правильных ответов — 0,808, точность — 0,802, полнота — 0,808), затем «Логическая регрессия» (доля правильных ответов — 0,781, точность — 0,767, полнота — 0,781).

Результаты					
	ППК	СА ▽	F1	Точность	Полнота
Стох.спуск	0.755	0.808	0.804	0.802	0.808
Логическая регр.	0.676	0.781	0.771	0.767	0.781
Случ. лес	0.501	0.753	0.647	0.568	0.753
Нейронная сеть	0.511	0.753	0.647	0.568	0.753
Лес решений	0.554	0.603	0.599	0.595	0.603
Метод Банса	0.533	0.479	0.513	0.632	0.479

Рис. 7. Таблица оценки качества методов

Это подтверждается матрицей решений (рис. 8). Так, при анализе результатов применения алгоритма «Стохастический градиентный спуск» установлено, что было допущено 6 ошибок при прогнозировании «Неудовлетворительной герметичности» и 8 ошибок при прогнозировании удовлетворительного результата.

		Прогнозные значения		Σ
		неудовл	удовл	
Реальные значения	неудовл	49	6	55
	удовл	8	10	18
Σ		57	16	73

Рис. 8. Матрица решений метода стохастического градиентного спуска

Логическая регрессия (рис. 9) ошиблась при прогнозировании неудовлетворительного результата 6 раз и 10 раз при прогнозировании удовлетворительного результата оценки качества герметичности цементного камня.

		Прогнозные значения		
		неудовл	удовл	Σ
Реальные значения	неудовл	49	6	55
	удовл	10	8	18
Σ		59	14	73

Рис. 9. Матрица решений метода логической регрессии

После чего были скомпонованы новые фактические данные для тестирования оптимизированных математических моделей — была добавлена информация по скважине, параметры которой не учитывались при тренировке выбранных алгоритмов [19]. Заранее было установлено, что «Оценка герметичности» тестовой скважины была неудовлетворительной. Так, анализ результатов показал, что пять из шести алгоритмов дали правильный результат — неудовлетворительно:

- 1) стохастический градиентный спуск (вероятность правильного прогноза — 1);
- 2) логическая регрессия (0,99);
- 3) нейронная сеть (0,85);
- 4) случайный лес (0,77);
- 5) дерево решений (0,5).

Байесовский классификатор допустил ошибку — некорректный прогноз (вероятность неудовлетворительной оценки — 0,27). Объясняется это тем, что его математический аппарат нацелен на прогнозирование данных, подчиняющихся нормальному распределению вероятностей наступления того или иного события [20].

Выводы

1. С помощью проведенного анализа параметров, влияющих на качество крепления скважины, было установлено, что для создания предиктивной модели на основе базы данных малого размера необходимо использовать методы кластеризации, поскольку их математический аппарат точно находит взаимосвязи исследуемых параметров и целевых классов.
2. Наиболее точными методами оказались «Стохастический градиентный спуск» и «Логическая регрессия». Это объясняется тем, что их алгоритмы являются эффективными в прогнозировании бинарных целевых параметров.
3. Предварительные результаты показали, что положительное влияние на герметичность цементного камня оказывают реология бездобавочного тампонажного раствора (время до полного загустевания, реология раствора средней плотности), технологические параметры промывки при спуске ОК («Давление «СТОП»», время проработки и промывки перед спуском ОК), геометрия ствола скважины и положение ОК в стволе (зенитный угол при входе в пласт, со-

осность ОК и ствола скважины); негативно сказываются на качестве крепления следующие параметры: давление промывки при спуске ОК, расход бурового раствора при спуске ОК, время спуска ОК, геометрия ствола скважины (величина несоосности на участке стабилизации, протяженность участка стабилизации), реология тампонажных (плотность бездобавочного раствора, время до полного загустевания тампонажного раствора средней плотности, растекаемость бездобавочного тампонажного раствора) и буровых растворов (условная вязкость и величина фильтрации).

4. Для формирования рекомендаций по повышению качества крепления скважин с использованием нейронных сетей в дальнейшем необходимо увеличить количество скважин в обрабатываемой выборке, детализацию факторов по каждому типу тампонажного раствора (для каждого будут свои оказывающие влияние показатели). Приобретенный опыт использования методов машинного обучения позволит в перспективе изменить подходы к оценке на проектной стадии решений, направленных на повышение герметичности крепи, путем выявления наиболее значимых параметров, которые оказывают значительное влияние на результат крепления скважин.

Библиографический список

1. Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений / Р. Ф. Галиев, И. Р. Рафиков, А. В. Самсыкин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-9-29-33. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 29–33.
2. Оптимизация технико-технологических решений для строительства сложнопрофильных скважин / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, В. А. Бурдыга [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-39-44. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 8 (608). – С. 39–44.
3. Оптимизация затрат на бурение и обустройство месторождения в условиях геологической неопределенности / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Я.И.Баранников [и др.]. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-10-22-28. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 22–28.
4. Снижение износа бурильных труб в скважинах со сложным профилем / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, А. И. Доброчасов [и др.]. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-10-33-38. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 33–38.
5. Бакиров, Д. Л. Предупреждение возникновения водоперетоков применением самовосстанавливающихся составов для крепления скважин / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, В. Н. Ковалев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 36–39.
6. Разработка тампонажных растворов с цементозамещающими компонентами для крепления скважин в условиях Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, Н. Р. Галеев. – Текст : непосредственный // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2009. – № 2. – С. 43–45.
7. Повышение устойчивости крепи скважины динамическому воздействию / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-65-70. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1. – С. 65–70.
8. К вопросу оценки качества крепления скважин / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, Г. Н. Грицай. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-10-13. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9 (609). – С. 10–13.
9. Data-driven model for the identification of the rock type at a drilling bit / N. Klyuchnikov, A. Zaytsev, A. Gruzdev [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2019.03.041. – Текст : непосредственный // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – P. 506–516.

10. Cayeux, E. Toward Drilling Automation: On the Necessity of Using Sensors That Relate to Physical Models / E. Cayeux, B. Daireaux, E. W. Dvergsnes, F. Florence. – DOI 10.2118/163440-PA. – Текст : непосредственный // SPE Drilling & Completion. – 2014. – Vol. 29, Issue 02. – P. 236–255.
11. Chen, T. XGBoost: A scalable tree boosting system / T. Chen, C. Guestrin. – Текст : непосредственный // Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining. – 2016. – P. 785–794.
12. Downton, G. C. Challenges of Modeling Drilling Systems for the Purposes of Automation and Control / G. C. Downton. – DOI 10.3182/20120531-2-NO-4020.00054. – Текст : непосредственный // IFAC Proceedings Volumes. – 2012. – P. 201–210.
13. Detournay, E. A phenomenological model for the drilling action of drag bits / E. Detournay, P. Defourny. – DOI 10.1016/0148-9062(92)91041-3. – Текст : непосредственный // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics. – 1992. – Vol. 29. – P. 13–23.
14. Современный опыт заканчивания облепченных конструкций горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, В. А. Бурдыга [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 48–53.
15. Совершенствование технологии строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях / Д. Л. Бакиров, Г. В. Мазур, Э. В. Бабускин [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-40-43. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 40–43.
16. Фаттахов, М. М. Оптимизация профилей скважин с большой протяженностью горизонтального участка / М. М. Фаттахов, И. К. Ахметшин. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 42–44.
17. Планирование и строительство многозабойных скважин с большим отходом по вертикали / Д. Л. Бакиров, И. К. Ахметшин, М. М. Фаттахов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 9. – С. 41–50.
18. Бакиров, Д. Л. Опыт строительства скважин сложной архитектуры на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Л. С. Бондаренко. – Текст : электронный // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче (Москва, 14–16 октября 2014 г.). – URL: <https://doi.org/10.2118/171264-ru>.
19. Фаттахов, М. М. Классификатор многозабойных и многоствольных скважин / М. М. Фаттахов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 22–24.
20. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов. – Москва : Недра, 1997. – 647 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Galiev, A. F., Rafikov, I. R., Samsykin, A. V., Mardaganiev, T. R., & Agzamov, F. A. (2019). Integrated solution to the issue of improving the quality of well casing in terrigenous sediments. *Oil Industry*, (9), pp. 29-33. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-9-29-33
2. Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., Shcherbakov, A. V., & Dobrochasov, A. I. (2019). Optimization of technical-technological solutions for construction of complex-profile wells. *Oilfield Engineering*, (8(608)), pp. 39-44. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-39-44
3. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., Barannikov, Ya. I., Vityaz, A. V., & Abdrakhmanov, R. R. (2018). Optimization of drilling costs and construction of a field facilities in conditions of geological uncertainty. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (10), pp. 22-28. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-22-28
4. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Dobrochasov, A. I., Fattakhov, M. M., & Fatihov, V. V. (2018). Reduction of drilling pipes wear-out in wells with a complex profile. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (10), pp. 33-38. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-10-33-38

5. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., & Kovalev, V. N. (2016). Water cross flows appearance preventing with application of self-healing compositions for cementing. *Oil Industry*, (8), pp. 36-39. (In Russian).
6. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., & Galeev, N. R. (2009). Razrabotkatamponazhnykh rastvorov s tsementozameshchayushchimi komponentami dlya krepleniya skvazhin v usloviyakh Zapadnoy Sibiri. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii*, (2), pp. 43-45. (In Russian).
7. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., Gritsay, G. N., Belousov, A. O., & Antonov, V. V. (2020). Increase of a well cementing stability to dynamic influence. *Oilfield Engineering*, (1), pp. 65-70. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-65-70
8. Bakirov, D. L., Burdyga, V. A., Fattakhov, M. M., & Gritsay, G. N. (2019). To the problem of the assessment of wells cementing quality. *Oilfield Engineering*, (9(609)), pp. 10-13. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-10-13
9. Klyuchnikov, N., Zaytsev, A., Gruzdev, A., Ovchinnikov, G., Antipova, K., Ismailova, L.,... Koroteev, D. (2019). Data-driven model for the identification of the rock type at a drilling bit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 506-516. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.041
10. Cayeux, E., Daireaux, B., Dvergsnes, E. W., & Florence, F. (2014). Toward Drilling Automation: On the Necessity of Using Sensors That Relate to Physical Models. *SPE Drilling & Completion*, 29(02), pp. 236-255. (In English). DOI: 10.2118/163440-PA
11. Chen, T., & Guestrin, C. (2016). XGBoost: A scalable tree boosting system. *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, pp. 785-794. (In English).
12. Downton, G. C. (2012). Challenges of Modeling Drilling Systems for the Purposes of Automation and Control. *IFAC Proceedings Volumes*, pp. 201-210. (In English). DOI: 10.3182/20120531-2-NO-4020.00054
13. Detournay, E., & Defourny, P. (1992). A phenomenological model for the drilling action of drag bits. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics*, 29, pp. 13-23. (In English). DOI: 10.1016/0148-9062(92)91041-3
14. Bakirov, D. L., Fattahov, M. M., Burdyga, V. A., Babushkin, E. V., Volokitin, D. N., Kovalev, V. N.,... Yunusov, R. R. (2016). Modern experience of completion of horizontal wells' lightweighted constructions. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (11), pp. 48-53. (In Russian).
15. Bakirov, D. L., Mazur, G. V., Babushkin, E. V., Bagaev, P. A., & Ovchinnikov, V. P. (2019). Improving technology of horizontal sidetracking in complicated geological-technical conditions. *Oil Industry*, (8), pp. 40-43. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-40-43
16. Fattahov, M. M., & Akhmetshin, I. K. (2012). Optimization of profiles of wells with great length of horizontal section. *Bureniefteft'*, (8), pp. 42-44. (In Russian).
17. Bakirov, D. L., Akhmetshin, I. K., Fattakhov, M. M., Babushkin, E. V., Chertentkov, M. V., & Kovalev, V. N. (2015). Planning and construction of extended-reach multilateral wells. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 41-50. (In Russian).
18. Bakirov, D. L., Fattakhov, M. M., & Bondarenko, L. S. (2014). Practice of Complex Architecture Well Construction at the Oil Fields of OAO Lukoil in Western Siberia (Russian). *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*, 14-16 October, Moscow, Russia. (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.2118/171264-ru>
19. Fattakhov, M. M. (2015). Classifier of splitters and multi-lateral wells. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, (4), pp. 22-24. (In Russian).
20. Kalinin, A. G., Nikitin, B. A., Solodkiy, K. M., & Sultanov, B. Z. (1997). *Bureniefteft' i gorizontal'nykh skvazhin*. Moscow, Nedra Publ., 647 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Шалыпин Денис Валерьевич, аспирант, Тюменский индустриальный университет, инженер 2 категории отдела научно-исследовательских работ по буровым и тампонажным растворам, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Denis V. Shalyapin, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Engineer of the 2nd grade at the Department of the Research Works in Drilling and Cement Muds, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Бакиров Данияр Лябипович, к. т. н., заместитель директора филиала, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Фаттахов Марсель Масалимович, начальник отдела научно-исследовательских работ по буровым и тампонажным растворам, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Шаляпина Аделя Данияровна, аспирант, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru

Мелехов Александр Васильевич, старший научный сотрудник отдела научно-исследовательских работ по буровым и тампонажным растворам, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Щербakov Андрей Валерьевич, начальник отдела проектирования и реконструкции скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Daniyar L. Bakirov, Candidate of Engineering, Assistant Director of Branch, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Marsel M. Fattahov, Head of the Department of the Research Works in Drilling and Cement Muds, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Adelya D. Shalyapina, Postgraduate, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: shaljarinaad@tyuiu.ru

Alexander V. Melekhov, Senior Researcher at the Department of the Research Works in Drilling and Cement Muds, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Andrey V. Sherbakov, Head of the Department of Design and Reconstruction of Wells, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Vladimir G. Kuznetsov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,
баз и хранилищ (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-94-103

УДК 621.644.07

Проведение ремонтно-восстановительных работ на основании данных эксплуатации нефтегазопроводов

Е. С. Торопов^{1*}, С. М. Дорофеев², Т. Г. Пономарева¹, С. Ю. Торопов¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменское высшее военно-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень, Россия

*e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Аннотация. Поддержание системы трубопроводного транспорта в работоспособном состоянии не может быть обеспечено без решения проблемы их защиты от внутренней коррозии как основного фактора, приводящего к многочисленным авариям. В условиях ограниченного финансирования создание научно обоснованных методик, регламентирующих проведение ремонтных работ на труднодоступных участках [1] или не ремонтпригодных «классическими» методами, является весьма актуальной задачей. Применение в этой связи методов ремонта без остановки перекачки продукта, в части обоснования расстановки технологического оборудования, еще более повышает значимость решаемой задачи.

Методы исследования носят экспериментально-теоретический характер и базируются на анализе и обработке статистических данных, полученных в ходе экспериментальных исследований натуральных объектов.

Результатом работы стало создание методики, позволяющей определить очередность проведения ремонтных работ на трубопроводах, имеющих различную степень и скорость коррозионного поражения на различных участках трассы [2]. И, как следствие, обоснованную расстановку вдоль трассы трубопровода технологического оборудования для внутритрубного ремонта трубопроводов, без остановки перекачки транспортируемого продукта.

Ключевые слова: внутритрубный ремонт; трубопровод; прогнозирование ремонта; устранение дефектов

Repair-and-renewal operations of pipelines from the data on their maintenance

Evgeny S. Toropov^{1*}, Sergey M. Dorofeev², Tatyana G. Ponomareva¹,
Sergey Yu. Toropov¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, Tyumen, Russia

*e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Abstract. Maintaining of the pipeline system in an operational condition can't be achieved without solving the problem of their protection from internal corrosion as the main factor that leads to numerous accidents. In conditions of limited funding, the creation of scientifically based methods that regulate repair work on difficult areas [1] or those that are not repairable using "classical" methods is a very urgent task. In this way, the use of repair methods without stopping product pumping, in terms of justifying the placement of technological equipment, even more increase the importance of the problem being solved.

Research methods are experimental and theoretical character and based on the analysis and processing of statistical data received during the experimental studies of field objects.

The result of this work was the creation of a methodology that allows determining the order of repair work on pipelines with different degrees of corrosion damage and its speed on different sections of the route [2]. And as a result, reasonable placement of technological equipment along the pipeline route for in-line pipeline repair, without stopping the pumping of the transported product.

Key words: in-line repair; pipeline; repair forecasting; elimination of defects

Введение

Продолжительные сроки эксплуатации системы транспорта углеводородных ресурсов, а также внедрение прогрессивных методов строительства [3, 4], требуют внедрения новых технологий поддержания необходимого уровня технологической надежности трубопроводов. В частности, применение метода наклонно направленного бурения привело к появлению целого сегмента трубопроводов, не ремонтируемых «классическими» методами. Большие проблемы возникают и при ремонте трубопроводов, выполненных в одностороннем исполнении. В этом случае для ремонта внутренних дефектов требуется остановка перекачки, что ведет к большим экономическим потерям. Таким образом, для обеспечения бесперебойной эксплуатации и поддержания работоспособности необходимы разработка и внедрение новых технологий и оборудования внутритрубно ремонта без остановки перекачки транспортируемого продукта. Исследования в данной области и практика их применения связаны в основном с самотечными трубопроводами и направлены на обеспечение их герметичности. Для ремонта напорных трубопроводов без остановки перекачки продукта одной из основных задач является расстановка технологического оборудования по трассе ремонтируемого трубопровода¹. Особенно значимым становится этот фактор при ограниченном объеме финансирования ремонтных работ.

¹Разработка технических решений по ремонту участков магистральных трубопроводов и схем базирования ремонтных служб на трассе. Гос. регистрация № 187.0049106.

Объект и методы исследования

Ремонт внешних дефектов трубопроводов, связанных с потерей металла, может проводиться как с остановкой перекачки (при врезке катушки), так и без остановки перекачки (при установке наружных муфт).

При ремонте внутренних коррозионных дефектов, без остановки перекачки, возможно применение технологии T. D. Williamson (технология stopple) или использование внутренних изолирующих элементов.

Все существующие в настоящее время технологии предусматривают установку ремонтных элементов открытым способом, то есть с раскачкой трубопровода и резкой трубы. Так как длина дефектных участков может изменяться от нескольких сантиметров до десятков и сотен метров [5, 6], в качестве ремонтных изолирующих элементов используются короткие внутренние металлические или пластиковые гильзы или длинномерные полимерные рукава.

Технология проведения ремонтных работ без остановки перекачки предусматривает установку изолирующих элементов с помощью пусковых камер — фитингов, выполненных в виде косых тройников (ПК) с углами наклона до 70 градусов. При этом в качестве оборудования для доставки и установки в рабочее положение внутренних ремонтных элементов используются установки наклонно направленного бурения (ННБ). Применение данного оборудования позволяет проводить ремонтные работы без остановки перекачки транспортируемого продукта; многократно использовать оборудование (ПК), обеспечивающее периодичность и плановость проведения диагностических и ремонтных работ; проводить локальную диагностику проблемных участков; снизить затраты на ремонтные работы; использовать установки ННБ, выработавшие свой ресурс по основному виду работ, в качестве комплектующего оборудования для установки ремонтных элементов в рабочее положение.

Камеры пуска устанавливаются на линейной части трубопроводов как в период строительства, так и во время проведения ремонтных работ. В первом случае местами установки могут быть подводные переходы, где ПК будут являться элементами перехода наряду с камерами приема-пуска. Наличие пусковых камер позволяет проводить более эффективную диагностику состояния труб перехода, так как позиционирование диагностического оборудования и его перемещение не зависят от скорости перекачки и могут регулироваться с точностью до сантиметра. Кроме того, наличие камер пуска дает возможность использовать «нестандартное» диагностическое оборудование.

Внутритрубный ремонт линейной части трубопроводов можно рассматривать как герметизацию трубопровода, так и восстановление его первоначальных прочностных характеристик [7, 8] при сохранении существующего безопасного уровня эксплуатации. Установка внутритрубных ремонтных элементов останавливает дальнейший рост коррозионных дефектов и позволяет эксплуатировать трубопровод в прежнем режиме. Так как позиционирование дефектов по длине трубопровода в процессе эксплуатации постоянно изменяется, одной из основных задач применения данной технологии является обоснованный выбор мест врезки ПК. Разработанная методика прогнозирования положения дефектных зон по длине трубопровода с учетом временного фактора позволяет планировать места врезки ПК для их дальнейшего эффективного использования.

В рамках применения данной технологии, для поддержания работоспособного состояния конкретного трубопровода, необходимо решить следующие задачи:

- установить, на основании существующей статистики положения дефектов и скорости коррозии, на каких участках требуется первоочередная установка пусковых камер;

- определить периодичности проведения ремонтных работ;
- установить объемы ремонтных работ.

Исходя из конструктивных особенностей оборудования ННБ, «плечо ремонта» или длина ремонтируемого участка может достигать нескольких километров по направлению перекачки продукта от точки врезки ПК до ремонтируемого дефекта. Исходя из этого, устанавливается максимальный шаг врезки в действующий трубопровод. При этом количество дефектов на «плече ремонта» при использовании данной технологии не имеет практического значения. Таким образом, решающим фактором для определения мест врезки в трубопровод является статистика положения дефектов и скорости коррозии на всем протяжении трубопровода.

Результаты

Согласно аварийной статистике по промышленным трубопроводам, установлено следующее:

- большая часть аварий с выходом нефти на дневную поверхность происходит при обводненности нефти более 50 % и скорости потока менее 1 м/с;
- абсолютное большинство порывов имели расслоенный режим течения;
- аварийные участки в области порывов свободны от внутренних отложений.

Необходимо отметить, что большинство порывов возникают в результате воздействия различных факторов [9], и выделение какого-либо одного из них не представляется возможным.

Расстановка технологического оборудования вдоль трассы трубопровода для проведения превентивного и текущего ремонта должна опираться на прогноз развития коррозионных дефектов на различных участках трассы. Так как участки имеют различные условия прокладки и, соответственно, режимы течения, скорости коррозии и их позиционирование в пределах выделенных участков будут различны. Разработанная методика позволяет согласовать очередность ремонта коррозионных дефектов и расстановку оборудования вдоль трассы трубопровода.

При разработке методики расчета приняты следующие допущения:

- 1) воздействие перекачиваемого продукта на внутреннюю поверхность трубопровода на всех его участках одинаково и синхронно изменяется при изменении внутренних или внешних воздействий, действующих на весь трубопровод;
- 2) вид дефекта зависит от условий прокладки конкретного участка трубопровода и состава перекачиваемой смеси;
- 3) вид дефекта (питтинги, язвы, ручейковая коррозия и пр.) характерного для данного участка, не меняется в течение всего срока эксплуатации трубопровода;
- 4) коррозионные процессы на внутренней поверхности начинаются с момента пуска трубопровода в эксплуатацию;
- 5) скорость коррозии постоянна и неизменна в течение всего периода эксплуатации [2];
- 6) пренебрегаем изменением скорости коррозии от напряжений, вызванных сезонными температурными перепадами.

Принятые допущения позволяют существенно упростить теоретические выкладки при оценке скорости коррозии на различных участках с большой долей неопределенных параметров. Методика представляет собой ряд последовательных операций, результатом которых являются очередность проводимых ремонтов и схема расстановки технологического оборудования.

Последовательность операций по определению очередности ремонта коррозионно-опасных участков трубопровода при планировании внутритрубных ремонтно-восстановительных работ

1. На основе внутритрубной диагностики провести идентификацию коррозионных дефектов по их видам согласно существующей классификации.
2. Определить остаточную толщину стенки трубопровода для всех видов дефектов.
3. Разбить всю длину трубопровода на участки равной протяженности.
4. Сгруппировать в пределах каждого участка коррозионные дефекты с близкой скоростью коррозии.
5. Определить скорости коррозии в каждой группе исходя из срока эксплуатации трубопровода [10].
6. Провести оценочный расчет скорости коррозии наиболее опасного на выбранном участке трубопровода дефекта по методике, соответствующей данному коррозионному поражению.
7. Сравнить скорость коррозии по результатам расчета по методике, соответствующей данному виду дефекта и расчету, исходя из сроков эксплуатации трубопровода. Выбрать максимальное значение скорости коррозии.
8. Каждой группе присвоить коэффициент концентрации напряжений по наиболее опасному дефекту.
9. Провести прочностной расчет [11] безопасной остаточной толщины стенки при данном концентраторе напряжений с учетом рабочего давления и толщины стенки трубы.
10. Суммировать глубину коррозионного дефекта, полученную по результатам прогона внутритрубного снаряда, и безопасную толщину стенки, полученную по результатам прочностных расчетов, с учетом концентраторов напряжений. Разница толщины стенки и данной величины является базовой остаточной толщиной для последующих расчетов очередности ремонта участков трубопровода.
11. Выбрать периодичность и количество участков, подлежащих ремонту (километраж).
12. Выбрать участки (по количеству подлежащих ремонту), имеющие минимальную остаточную толщину стенки.
13. Провести ремонт данных участков в соответствии с принятой периодичностью.
14. Установить скорость коррозии на отремонтированных участках равной скорости на этих участках до проведения ремонта.
15. Провести расчет по разработанной программе. Полученные в результате расчета данные показывают зависимость минимальной интегральной остаточной толщины стенки на всем протяжении трубопровода от количества участков ремонта (километража).

Полученные результаты позволяют провести обоснованную расстановку пусковых камер для превентивного ремонта промышленного трубопровода в зависимости от принятой концепции поддержания рабочего состояния трубопровода, то есть либо сохранение текущих фактических значений остаточной

толщины стенки, либо увеличение ее толщины за счет увеличения числа подлежащих ремонту участков. При этом длина участков замены будет изменяться, что, соответственно, влечет за собой изменение шага врезки пусковых камер.

Обсуждение

Вопросы защиты трубопроводов от коррозии — одно из актуальных направлений исследований в области транспорта и хранения нефтепродуктов. Для обеспечения безопасной и стабильной работы трубопроводов необходим инструментарий оценки текущего состояния объекта и обоснованный прогноз развития возможных дефектов [12, 13]. Появление новых методик, решающих конкретные задачи в этом направлении, безусловно, является определенным шагом в решении более глобальных проблем, стоящих перед нефтегазовой отраслью. Данная работа направлена на координацию двух направлений в ремонте трубопроводов: определение очередности ремонта отдельных критических участков, подверженных коррозионному поражению, и расстановка технологического оборудования для ремонта трубопроводов без остановки перекачки. Данные вопросы, безусловно, являются актуальными и требующими практической реализации.

Выводы

В работе показано практическое применение данной методики на примере магистрального продуктопровода «Сургутский ЗСК — Южно-Балыкский ГПЗ» 0,6–75 км. На всем своем протяжении продуктопровод был разбит на километровые отрезки, на каждом из которых пропуском внутритрубных снарядов фиксировалась остаточная толщина стенки. Для каждого участка максимальное утончение стенки трубопровода принималось за максимально опасное на данном участке и отмечалось на гистограмме высотой столбца (рис. 1).

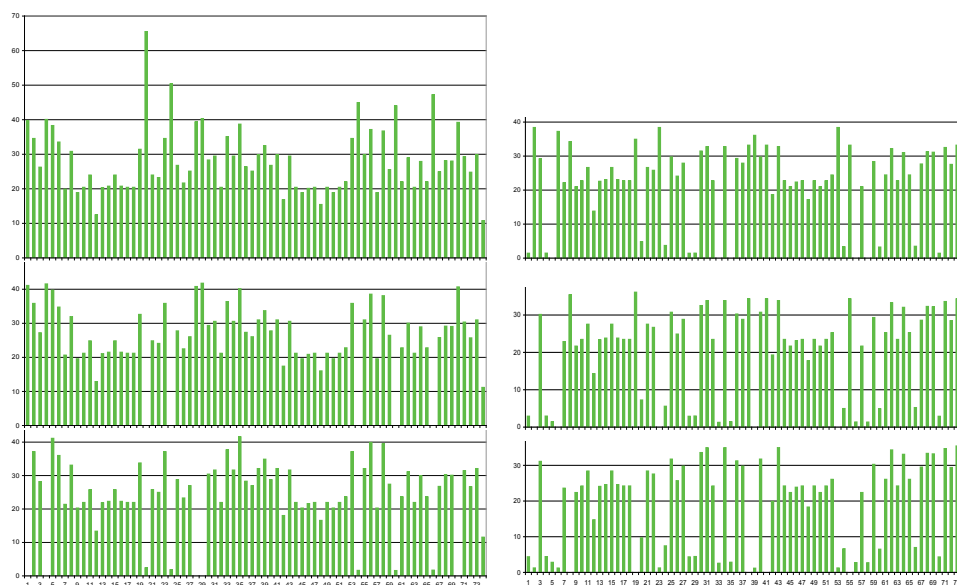


Рис. 1. Динамика остаточной толщины стенки продуктопровода в % при шаге разбивки 1 км (при ремонте 5 км в год)

Так как трубопроводу более 34 лет, коррозионное поражение на некоторых участках трубопровода достигало 63,1 % от общей толщины стенки. Необходи-

димо отметить, что толщина стенки при коррозионном поражении не является единственным определяющим фактором при разрушении трубопровода. Не менее значимым фактором является характер коррозионного поражения [13], так как положение зон концентрации напряжений в стенке трубопровода напрямую зависит от вида коррозии [14–16].

Каждый из участков трубопровода имеет свою скорость как внешней, так и внутренней коррозии [10, 17, 18]. По мере эксплуатации изменяется остаточная толщина стенки, которая фиксируется при каждом пропуске внутритрубных снарядов.

Представленные графики были построены на основании анализа и обработки данных внутритрубной диагностики, проведенной на трубопроводе Сургутского филиала ООО «Газпром переработка» в 2007 году. Длина участка магистрального трубопровода (Ду 500 мм) составила 75,7 км.

При расчете остаточной толщины стенки помимо допущений, оговоренных в разработанной методике, скорость коррозии на каждом участке определялась исходя из периода эксплуатации трубопровода, а уменьшение остаточной толщины стенки не корректировалось по результатам прочностных расчетов.

Разбиение на участки проведено с километровым шагом. Временной интервал составил один год (рис. 2).

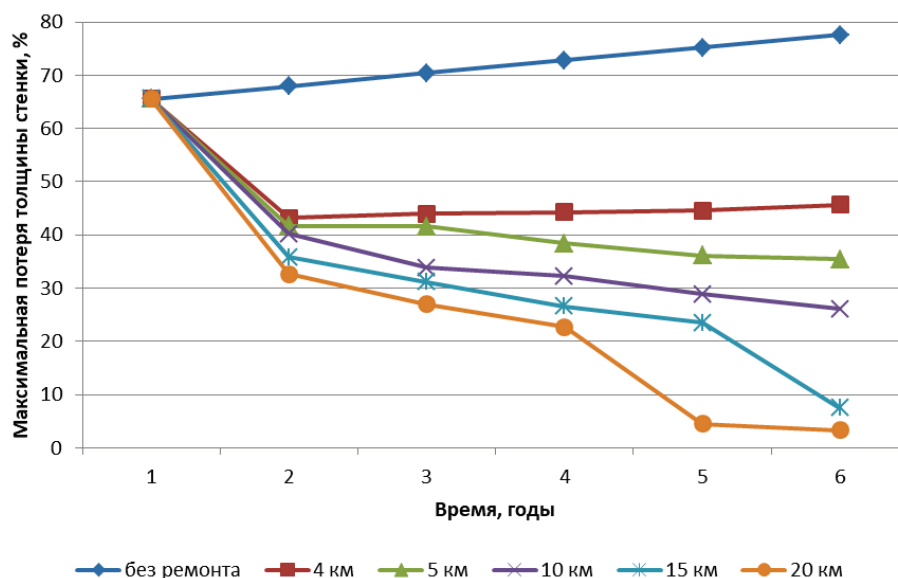


Рис. 2. Данные остаточной толщины стенки при общей длине ремонта трубопровода до 20 км в год

Как видно из рисунка 2, по мере эксплуатации трубопровода при отсутствии ремонтов (участков без ремонта) толщина стенки, в связи с ростом дефектов, будет постоянно уменьшаться. За начальную точку выбрана величина, соответствующая максимальной потере толщины стенки, которая при первом же ремонте должна быть устранена. Задавая темп ремонта по 4 км в год, тенденция к уменьшению толщины стенки во времени будет сохраняться, так как наиболее опасные дефекты будут отремонтированы, а менее опасные зоны коррозионного поражения успеют вырасти за год меньше, чем ранее отремонтированные. Соответственно, на вновь отремонтируемых участках начнется

рост коррозионных дефектов с нуля. При этом скорость коррозии, как отмечалось ранее, будет соответствовать скорости коррозии на данном участке до ремонта.

По мере увеличения объемов ремонта максимальная потеря толщины стенки будет уменьшаться, а при максимальных объемах (20 км) — быстро приближаться к околонулевым значениям.

Из графика следует, что данная трубопроводная система будет сохранять работоспособное состояние при общей длине отремонтированных участков не менее 5 км в год. При этом максимальная потеря толщины металла после шести лет эксплуатации не превысит 35 %. То есть, рассчитывая ежегодные объемы ремонта, можно контролировать остаточную толщину стенки трубопроводов, а соответственно, поддерживать трубопровод в работоспособном состоянии.

Библиографический список

1. Лыщенко, Л. З. Технические средства ремонта подводных нефтепроводов / Л. З. Лыщенко, О. М. Бисярина. — Москва : ВНИИОЭНГ, 1986. — 45 с. — Текст : непосредственный.
2. Защита от коррозии промышленных сооружений в газовой и нефтедобывающей промышленности / Н. Е. Легезин, Н. П. Глазов, Г. С. Кессельман, А. А. Кутовая. — Москва : Недра, 1973. — 168 с. — Текст : непосредственный.
3. Бобылев, Л. М. Современное оборудование для бестраншейного ремонта трубопроводов / Л. М. Бобылев, А. Л. Бобылев. — Текст : непосредственный // РОБТ. — 1999. — № 2. — С. 17–21.
4. Бобылев, Л. М. Оборудование для бестраншейной прокладки коммуникаций / Л. М. Бобылев, А. Л. Бобылев. — Текст : непосредственный // РОБТ. — 1996. — № 1. — Текст : непосредственный.
5. Определение положения ремонтного оборудования во внутренней полости трубопровода / С. Ю. Торопов, С. М. Дорофеев, В. М. Качур, Т. Г. Пономарева. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2005. — № 4. — С. 67–71.
6. Торопов, С. Ю. Оборудование для аварийного ремонта газонефтепроводов / С. Ю. Торопов, С. М. Дорофеев, И. В. Прокопьев. — Текст : непосредственный // Труды международной научно-технической конференции. — Тюмень, 2005. — Часть II. — С. 170–172.
7. ANSVASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. — Текст : электронный. — URL: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/asm.b31g.1991.pdf>.
8. CEPA Stress Corrosion Cracking Recommended Practices. — 2nd edition. — 2007. — 205 p. — Текст : непосредственный.
9. Jones, D. Inspection: the key to a reliable future. Part 1 / D. Jones. — Текст : электронный // Pipes & Pipelines international. — 1997. — Vol. 42, Issue 2. — P. 32–43. — URL: <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=2667713>.
10. Внутренняя коррозия и защита трубопроводов на нефтяных месторождениях Западной Сибири / Ф. Н. Маричев, М. Д. Гетманский, О. П. Тетерина [и др.]. — Москва : ВНИИОЭНГ. — 1981. — 44 с. — (Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности; Вып. 8). — Текст : непосредственный.
11. Kiefner, J. F. A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe / J. F. Kiefner, P. H. Vieth. — Текст : электронный. — URL: <https://www.osti.gov/biblio/7181509>. — Дата публикации: 22 декабря 1989.
12. Абдуллин, И. Г. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем : диагностика и прогнозирование долговечности / И. Г. Абдуллин, А. Г. Гареев, А. В. Мостовой. — Уфа : Гилем, 1997. — 177 с. — Текст : непосредственный.
13. Dai, Y. Calculation of the stress intensity factor for a partial circumferentially cracked tube loaded in bending by using the shell line-spring model / Y. Dai, M. Rödig, J. Altes. — DOI 10.1111/j.1460-2695.1991.tb00639.x. — Текст : непосредственный // Fatigue & Fracture of Engineering Materials and Structures. — 1991. — Vol. 14, Issue 1. — P. 11–23.
14. Левитин, Ю. И. Бестраншейный ремонт местных повреждений подземных трубопроводов / Ю. И. Левитин. — Текст : непосредственный // РОБТ. — 1997. — № 8. — С. 37–39.

15. Механизм канавочного разрушения нижней образующей нефтесборных коллекторов / И. Г. Абдуллин, С. Н. Давыдов, М. А. Худяков [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 3. – С. 51–53.
16. Гоник, А. А. Причины и механизм локальной коррозии внутренней поверхности нефтесборных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири / А. А. Гоник, Г. Г. Корнилов. – Текст : непосредственный // Защита металлов. – 1999. – Т. 35, № 1. – С. 83–87.
17. Каган, Я. М. Влияние режима течения среды на развитие коррозионных процессов в промысловых нефтепроводах / Я. М. Каган, О. П. Кузьмичева, В. Н. Кушнир. – Текст : непосредственный // РНТС Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – 1981. – № 5. – С. 7–10.
18. Ларичев, Ф. Н. Роль фактора трассы в развитии процесса внутренней коррозии нефтесборных трубопроводов / Ф. Н. Ларичев, О. П. Тегерана, В. Ф. Соколов // РНТС Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – 1979. – № 11. – Текст : непосредственный.

References

1. Lyshenko, L. Z. & Bisyarina, O. M. (1986). Tekhnicheskie sredstva remonta podvodnykh nefteprovodov, Moscow, VNIIOENG Publ., 45 p. (In Russian).
2. Legezin, N. E., Glazov, N. P., Kessel'man, G. S., & Kutovaya, A. A. (1973). Zashchita ot korrozii promyslovykh sooruzheniy v gazovoy i nefte dobyvayushchey promyshlennosti. Moscow, Nedra Publ., 168 p. (In Russian).
3. Bobylev, L. M., & Bobylev, A. L. (1999). Sovremennoe oborudovanie dlya bestransheynogo remonta truboprovodov. ROBT, (2), pp. 17-21. (In Russian).
4. Bobylev, L. M., & Bobylev, A. L. (1996). Oborudovanie dlya bestransheynoy prokladki kommunikatsiy. ROBT, (1). (In Russian).
5. Toropov, S. Yu., Dorofeev, S. M., Kachur, V. M., & Ponomareva, T. G. (2005). Opredelenie polozheniya remonnogo oborudovaniya vo vnutrenney polosti truboprovoda. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (4), pp. 67-71. (In Russian).
6. Toropov, S. Yu., Dorofeev, S. M., & Prokop'ev, I. V. (2005). Oborudovanie dlya avariynogo remonta gazonefteprovodov. Trudy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Chast' II. Tyumen, pp. 170-172. (In Russian).
7. ANSVASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. (In English). Available at: <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/002/asm.b31g.1991.pdf>
8. CEPA Stress Corrosion Cracking Recommended Practices (2007). 2nd edition. 205 p. (In English).
9. Jones, D. (1997). Inspection: the key to a reliable future. Part 1. Pipes & Pipelines international, 42 (2), pp. 32-43. (In English). Available at: <https://pascal-francis.inist.fr/vibad/index.php?action=getRecordDetail&idt=2667713>
10. Marichev, F. N., Getmanskii, M. D., Teterina, O. P., Vaver, V. I., Yarmizin, V. G., Eygenson, S. A., & Red'ko, V. P. (1981). Vnutrennyaya korroziya i zashchita truboprovodov na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Seriya "Korroziya i zashchita v neftegazovoy promyshlennosti", (8). Moscow, VNIIOENG Publ., 44 p. (In Russian).
11. Kiefner, J. F., & Vieth, P. H. (1989). A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe. (In English). Available at: <https://www.osti.gov/biblio/7181509>
12. Abdullin, I. G., Gareev, A. G., & Mostovoy, A. V. (1997). Korroзионno-mekhanicheskaya stoykost' neftegazovykh truboprovodnykh sistem: diagnostika i prognozirovaniye dolgovechnosti. Ufa, Gilem Publ., 177 p. (In Russian).
13. Dai, Y., Rödig, M., & Altes, J. (1991). Calculation of the stress intensity factor for a partial circumferentially cracked tube loaded in bending by using the shell line-spring model. Fatigue & Fracture of Engineering Materials and Structures, 14(1), pp. 11-23. (In English). DOI: 10.1111/j.1460-2695.1991.tb00639.x
14. Levitin, Yu. I. (1997). Bestransheynyy remont mestnykh povrezhdeniy podzemnykh truboprovodov. ROBT, (8), pp. 37-39. (In Russian).
15. Abdullin, I. G., Davydov, S. N., Khudyakov, M. A., Marichev, F. N., & Gataullin, Sh. G. (1984). Mekhanizm kanavochnogo razrusheniya nizhney obrazuyushchey neftesbornykh kollektorov. Neftyanoe khozyaystvo, (3), pp. 51-53.

16. Gonik, A. A., & Kornilov, G. G. (1999). Prichiny i mekhanizm lokal'noy korrozii vnutrenney poverkhnosti neftesbornykh truboprovodov na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Zashchita metallov, 35(1), pp. 83-87. (In Russian).
17. Kagan, Ya. M., Kuz'micheva, O. P., & Kushnir, V. N. (1981). Vliyanie rezhima techeniya sredy na razvitiye korrozionnykh protsessov v promyslovyykh nefteprovodakh. RNTS Korroziya i zashchita v neftegazovoy promyshlennosti, (5), pp. 7-10. (In Russian).
18. Larichev, F. N., Tegerana, O. P., & Sokolov, V. F. (1979). Rol' faktora trassy v razvitiy protsessa vnutrenney korrozii neftesbornykh truboprovodov. RNTS Korroziya i zashchita v neftegazovoy promyshlennosti, (11). (In Russian).

Сведения об авторах

Торопов Евгений Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта и технологий нефтегазового комплекса, филиал Тюменского индустриального университета, г. Ноябрьск, e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Дорофеев Сергей Михайлович, к. т. н., доцент кафедры естественно-научных и общепрофессиональных дисциплин, Тюменское высшее военно-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень

Пономарева Татьяна Георгиевна, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Торопов Сергей Юрьевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny S. Toropov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transport and Technology of Oil and Gas Complex, Industrial University of Tyumen (Noyabrsk branch), e-mail: toropoves@tyuiu.ru

Sergey M. Dorofeev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Natural Science and General Professional Disciplines, Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, Tyumen

Tatyana G. Ponomareva, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Sergey Yu. Toropov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Комплексное использование подземных углеводородных и водных ресурсов как основа прорывных направлений развития России

А. А. Арсеньев^{1*}, С. В. Даровских², С. Ф. Мулявин³

¹Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень, Россия

²ЗАО НТЦ «Нефтегазтехносервис-ГТ», г. Тюмень, Россия

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: aarseniev62@mail.ru

Аннотация. Для вод нефтяных месторождений характерны невысокие концентрации йода. Требуется создание новых технологий добычи йода из подземных вод, что позволит сократить дефицит йода в России. Чтобы не зависеть от импорта, необходимо налаживать получение йода из нефтяных вод. Строительство новых добывающих йод заводов крайне затратно как по времени, так и по финансовой составляющей. Поэтому вопрос комплексного использования попутно-добываемых вод требует незамедлительного решения не только в Западной Сибири, но и по всей стране. А для этого необходима работа над новыми технологиями по максимальному использованию и применению подземных вод. Наличие дешевого йода в неограниченных количествах способно повлиять на новые нанотехнологии, способствовать созданию точек роста различных отраслей производства (лазеры, компьютеры и др.).

Ключевые слова: кристаллический йод; попутно-добываемые воды; минерализация вод; нефтяное месторождение; Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

Integrated use of underground hydrocarbon and water resources as the basis for breakthrough development directions in Russia

Alexey A. Arsenyev^{1*}, Sergey V. Darovskikh², Semen F. Mulyavin³

¹Tyumen Branch of Federal State Institution "Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District", Tyumen, Russia

²STC Neftegaztekhnoservis-GT CJSC, Tyumen, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: aarseniev62@mail.ru

Abstract. The waters of oil fields are characterized by low concentrations of iodine. It is required to create new technologies for the extraction of iodine from groundwater, which will reduce the iodine deficiency in Russia. It is necessary to organize the production of iodine from oil waters, in order not to depend on im-

ports. The construction of new factories producing iodine is extremely time-consuming and costly. Therefore, the issue of the integrated use of produced water requires an immediate solution not only in Western Siberia, but throughout the country. This requires work on new technologies to maximize the use and application of groundwater in order to get that done. The availability of cheap iodine in unlimited quantities can influence new nanotechnologies, contribute to the creation of points of growth for various industries (lasers, computers, etc.).

Key words: crystalline iodine; produced water; salinity of water; oil field; the West Siberian basin

Введение

При разработке нефтяных месторождений предъявляются определенные требования к комплексному освоению сырья, установленные действующим законом «О недрах»¹. Однако на практике это, как правило, не реализуется. При этом содержащиеся в попутно-добываемой пластовой воде компоненты, такие как йод и бром, остродефицитны. Дефицит кристаллического йода (от 1 500 т/год и более) и почти полное отсутствие его производства в России предопределяют освоение его новых сырьевых источников. На внутреннем рынке России доминирует 100 %-й импорт как высокой, так и низкой степени очистки сырья. Превалирующая часть йода импортируется в Россию главным образом из Израиля и Республики Чили.

Необходимыми условиями освоения гидроминерального сырья нефтяных месторождений являются сырьевая база и наличие технологии переработки, реализуемой в условиях нефтепромыслов. Общее количество добываемых пластовых вод в Западно-Сибирском регионе достигает нескольких миллионов кубических метров в сутки. Это свидетельствует о достаточности сырьевой базы для организации попутного извлечения йода из подземных вод на нефтяных месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [1–16].

Обсуждение методики и результатов создания инфраструктуры производства йода

Для вод нефтяных месторождений характерны высокие концентрации йода. Взаимодействие пород с подземными водами происходит с участием органического вещества, которое регулирует концентрацию и форму миграции йода в подземных водах. В минерализованных водах переходу йода из пород способствуют щелочная среда, восстановительная обстановка и температура.

По составу йодные воды являются хлоридно-гидрокарбонатными или гидрокарбонатно-хлоридными натриевыми.

В распространении и содержании йода в подземных водах проявляется определенная зависимость от возраста водовмещающих пород. К примеру, в неокомском комплексе центральной зоны Западно-Сибирского мегабассейна воды имеют минерализацию 11–27 г/л, а содержание йода составляет 18–34 мг/л.

На территории России запасы йода сосредоточены на четырех месторождениях. Все эти месторождения представляют собой подземные воды йодобромного состава.

Месторождения йодных и йодобромных вод разведаны также в Азербайджане, Туркменистане, Узбекистане и на Украине (рис. 1, 2) [14–16].

¹ Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9003403>.

Суммарные разведанные запасы подземных вод, содержащих йод, составляют около 1 млн м³/сут, со средним содержанием йода около 30 мг/л^{2,3,4}. Запасы Туркменистана учтены на четырех месторождениях йодобромных вод, на долю которых приходится 40 % от всех запасов СНГ, запасы России — на шести месторождениях (34 % запасов СНГ), Азербайджана — на шести месторождениях (22 %), Украины — на одном месторождении (3 %), Узбекистана — на трех месторождениях (1 %) [9, 11–16].

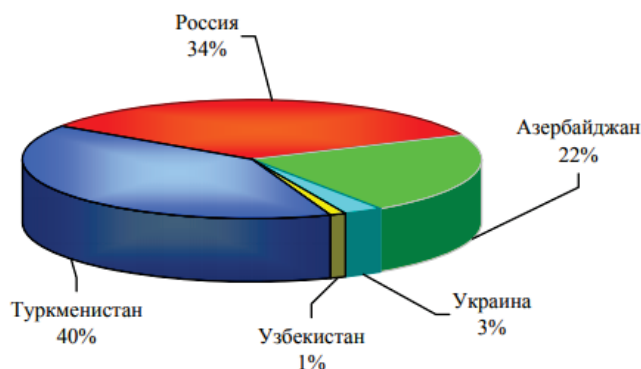


Рис. 1. Структура запасов йодных и йодобромных вод [16]

Так, в разное время в разных регионах нашей страны рассматривались различные проекты по извлечению йода из попутно-добываемых пластовых вод нефтегазовых месторождений, к сожалению, пока так и нереализованных.

В 2002 году в Республике Коми рассматривалась возможность строительства завода по добыче йода из попутно-добываемых вод нефтяных месторождений. Всероссийский научно-исследовательский институт химической технологии разработал проект по извлечению йода и брома из вод нефтедобычи Усинского района. Рассматривалась концентрация содержания йода в промышленных водах не менее 20–30 мг/л. Предполагаемый срок окупаемости проекта — 2 года после запуска производственного комплекса. Проектная мощность — 30 т/год, ориентировочная стоимость — 20 млн рублей (в ценах 2002 года).

Руководством ОАО «Газпром» в 2002 году были предприняты действия по рассмотрению гидроминеральных ресурсов для извлечения ценных компонентов в средней перспективе. Среди приоритетных были выбраны следующие месторождения: Северо-Ставропольское, Астраханское, Оренбургское, Медвежье, Вуктылское и Уренгойское. На базе этих месторождений в качестве важнейших для строительства йодных производств были выделены Астрахан-

² Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления на Государственную экспертизу технико-экономических обоснований (ТЭО) кондиций на минеральное сырье. Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых. ГКЗ РФ [Электронный ресурс]. — Москва, 1997. — Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902127924>.

³ Временные требования к изучению и подсчету запасов попутных вод нефтяных и газонефтяных месторождений как источника минерального сырья. Министерство экологии и природных ресурсов Российской Федерации. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых. ГКЗ РФ. — Москва, 1992. — 12 с.

⁴ Классификация эксплуатационных запасов и прогнозных ресурсов подземных вод. Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых. ГКЗ РФ [Электронный ресурс]. — Москва, 1997. — Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9003885>.

ский йодный завод (производительность — 200 т йода в год), завод на базе сеноманских вод месторождения Медвежье (Ямало-Ненецкий автономный округ)⁵ (производительность — 200 т йода в год) и завод по производству йода и брома Северо-Ставропольского месторождения на Изобильненском участке [1, 3, 5, 8, 9].

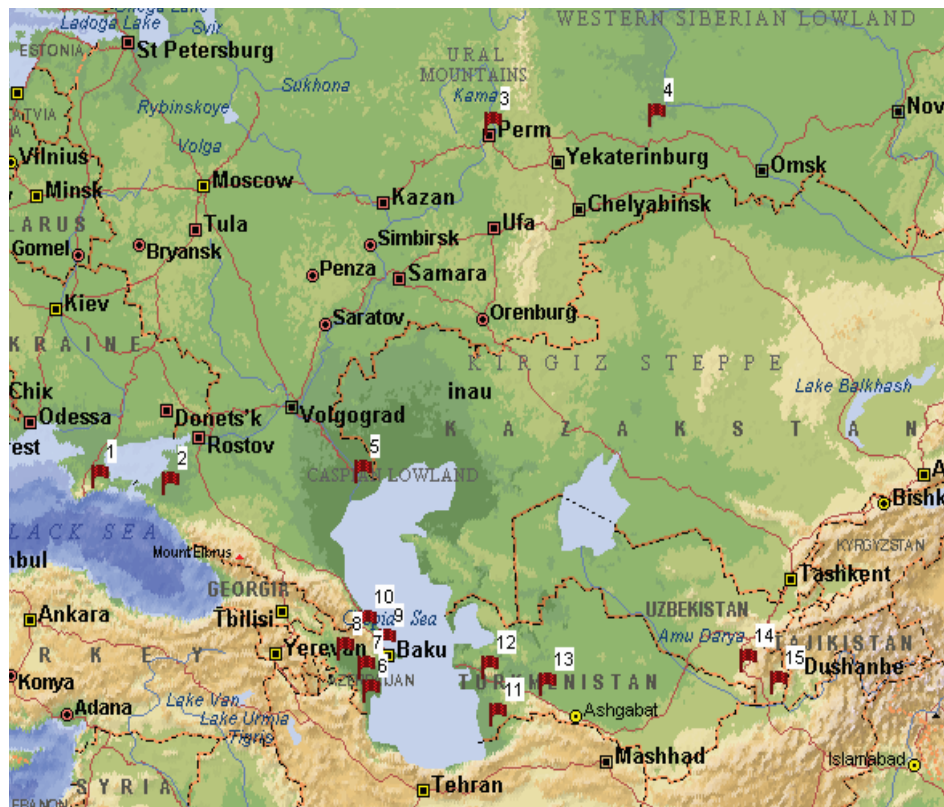


Рис. 2. Месторождения йодных вод России и ближнего зарубежья [16]:

- 1 — Северо-Сивашское; 2 — Славянско-Троицкое; 3 — Краснокамское;
4 — Тюменское; 5 — Астраханское; 6 — Нефтечалинское; 7 — Хиллинское;
8 — Мишовдагское; 9 — Бакинское; 10 — Бина-Гоусанское; 11 — Челекенское;
12 — Небит-Даг-Монжуклинское; 13 — Боядагское; 14 — Джарчи; 15 — Ховдак

Так, например, рассчитана эффективность ввода в эксплуатацию Астраханского йодного завода: при капитальных вложениях для возведения производства в размере 215 млн руб. (в ценах 2002 года) годовая выручка составит 114 млн руб., проект окупится за 5 лет при рентабельности 23 %.

В 2010–2012 гг. компания «СИБУР» выступила гарантом по привлечению средств для реализации проекта по строительству Тобольского йодобромного завода. Данный проект предусматривал строительство йодобромного производства на базе Тобольского нефтехимического комбината по переработке минерализованных вод нижнемелового водоносного комплекса. Проектная мощность завода: производство брома — 238 т/год, йода — 45 т/год, йодированной

⁵ Отчет Крымского научно-производственного объединения «Йодобром» об опытно-промышленном испытании извлечения йода на скв. 36 (месторождение Медвежье). — Саки, 1992. — 125 с.

пищевой соли — 30 000 т/год. Ориентировочная стоимость проекта — более 1 млн рублей со сроком окупаемости около трех лет [1, 2].

В странах (республиках) бывшего СССР также ведутся разработки по созданию йодобромного производства — это развитие и реконструкция имеющихся мощностей и создание новых производств с «нулевого» цикла.

Промышленные концентрации йода выявлены в Республике Беларусь в Припятском артезианском бассейне. В разрезе девонских отложений выделены несколько водоносных комплексов, представляющих интерес для организации йододобычи. Концентрация йода здесь от 20 до 108 мг/л, реже 130–224 мг/л при минерализации вод 110–437 г/л.

Производство планируется разместить на базе одного из промыслов нефтегазодобывающего управления «Речицанефть». Проектная мощность комплекса: производство брома — 1 200 т/год, йода — 34 т/год. Ориентировочная стоимость проекта — около 7 млн долларов США. В случае реализации проекта новая отрасль промышленности Республики Беларусь вполне может стать одной из доходных статей [1, 2].

Одно из основных направлений промышленности Туркменистана — производство йода. Запасы йода сосредоточены в таких месторождениях гидроминерального сырья, как Челекенское, Небит-Дагское и Боядагское. Содержание йода в этих месторождениях от 20 до 40 мг/л. Проведенная реконструкция Балканабадского йодного завода в объеме 1,36 млн долларов США и 12 млрд манатов освоенных средств целевого кредита позволила не только обновить имеющееся оборудование, но и более чем в несколько раз увеличить объем производимого йода. На Боядагском месторождении йодных вод построена и введена в эксплуатацию автономная технологическая установка по производству технического йода мощностью несколько десятков тонн в год. Далее, целевое расширение производственных мощностей коснулось как и Боядагского, так и Хазарского йодных заводов, где введены 5 модульных установок по производству гранулированного йода. Проектная мощность каждой из установок составила до 100 т йода в год. Одновременно продолжается активная реконструкция уже имеющихся мощностей, направленная на модернизацию оборудования и увеличение конечной продукции производства [1, 2, 6].

К примеру, сам процесс реконструкции йодного производства был начат непосредственно в 1999 году вводом нового Боядагского завода, производственная база которого была создана непосредственно у скважин одноименного месторождения гидроминерального сырья. Сам Боядагский завод был связан трубопроводом протяженностью около 50 км с Небитдагским йодным заводом. Разведка и открытие новых месторождений Монджуклы и Небитдагского позволили кардинальным образом решить имеющуюся проблему и приблизить сырьевую базу непосредственно к заводу.

Постоянное развитие производства йода путем реконструкции имеющихся заводов и производственных модулей, поиск и открытие новых месторождений гидроминерального сырья и строительство новых заводов позволили Туркменистану в 2010 году нарастить производство йода до 2 000 т/год.

Перспективным направлением является добыча йода из низкоконтентированных подземных вод без применения агрессивных компонентов, развитие которого позволит не только ликвидировать йододефицит в стране, но и перейти в группу стран-экспортеров и сырья, и технологии по его добыче.

Группой тюменских специалистов спроектирована и апробирована установка по извлечению йода из попутно-добываемых и подтоварных вод на нефтяных месторождениях. При этом достигнута степень чистоты йода «999».

Подобные установки планируется монтировать на территории товарных парков или на участках первичной подготовки нефти в виде комплекса модулей, число которых будет зависеть от суточного объема попутно-добываемых и подтоварных вод, прошедших очистку от нефти.

Привлекательность производства данных модулей по добыче йода заключается в следующем:

- 1) отсутствие необходимости строить инфраструктуру — скважины, трубопроводы, системы очистки и подготовки воды;
- 2) отсутствие дефицита источника сырья;
- 3) извлечение полезных компонентов (йода и брома) из сырья до 80–90 %.

Это приводит к качественному удешевлению проекта, в сравнении с вариантом постройки завода большой мощности, привязанного к конкретному месту (до 70–80 %). Требуются лишь возведение завода по производству модулей для добычи йода и брома и монтаж модульных установок на участках подготовки нефти. Кроме того, простота обслуживания, а возможно, и полная автоматизация производства с минимальным участием человека в рабочем процессе. Немаловажным фактором является создание дополнительных рабочих мест.

При этом требуются создание производства по выпуску модулей для добычи йода и, возможно, брома и монтаж самих модульных установок на участках подготовки нефти.

Ареал использования данного типа установок — это почти все нефтепромыслы с объемом попутно-добываемых и подтоварных вод, где концентрация йода в воде будет не ниже рентабельного уровня.

Выводы

Чтобы не зависеть от импорта, необходимо налаживать получение брома и йода из нефтяных вод. Строительство новых добывающих йод заводов крайне затратно как по времени, так и по финансовой составляющей. Поэтому вопрос использования нефтяных попутных вод требует дополнительных исследований и не только в Западной Сибири, но и по всей стране. Также необходима работа над новыми технологиями по максимальному комплексному извлечению данных микроэлементов из подземных вод и их экономическому обоснованию.

Следовательно, вопрос комплексного использования попутно-добываемых вод требует срочного решения. Добыча дешевого и «чистого» йода, брома и других компонентов способна стимулировать разработку новых нанотехнологичных направлений, найти точки роста различных отраслей производства (лазеры, компьютеры и др.).

Библиографический список

1. Виноград, Н. А. Современное производство йода из гидроминерального сырья в странах СНГ / Н. А. Виноград. — Текст : непосредственный // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. — 2003. — Вып. 3 (23). — С. 104–107.
2. Виноград, Н. А. Использование природных минеральных вод в народном хозяйстве России / Н. А. Виноград. — Текст : непосредственный // Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 7. Геология. География. — 1999. — Вып. 4 (28). — С. 39–45.
3. Лапердин, А. Н. Использование западно-сибирских подземных напорных вод для производства йода / А. Н. Лапердин, А. Н. Козинцев, А. А. Плотников. — Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2005. — 124 с.

4. Кудельский, А. В. Геохимия, формирование и распространение йодобромных вод / А. В. Кудельский, М. Ф. Козлов ; АН БССР. Лаборатория геохим. проблем. – Минск : Наука и техника, 1970. – 143 с. – Текст : непосредственный.
5. Матусевич, В. М. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : учебное пособие для студентов / В. М. Матусевич, Н. Г. Шубенин, В. Т. Цацульников ; Тюменский государственный университет, Тюменский индустриальный институт им. Ленинского комсомола. – Тюмень, 1990. – 102 с. – Текст : непосредственный.
6. Плотникова, Р. Н. Опыт обоснования расчетной схемы в сложных гидрогеологических условиях (на примере Челекенского месторождения подземных вод) / Р. Н. Плотникова. – Текст : непосредственный // Труды Всесоюзного института гидрогеологии и инженерной геологии. – 1974. – Вып. 84. – С. 47–59.
7. Седенко, С. М. Германий глазами геохимика / С. М. Седенко. – Текст : непосредственный // Химия и Жизнь. – 1982. – № 3. – С. 56–62.
8. Быстрова, И. В. Приоритеты развития гидроминерального производства в Астраханской области / И. В. Быстрова, В. С. Мерчева. – Текст : непосредственный // Астраханский вестник экологического образования. – 2014. – № 4 (30). – С. 37–45.
9. Анциферов, А. С. Ресурсы уникальных хлоридных кальциевых рассолов Сибирской платформы и проблемы их промышленного освоения / А. С. Анциферов. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2004. – № 8–9. – С. 30–32.
10. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР : [справочник] / Под ред. Л. М. Зорькина. – Москва : Недра, 1989. – 382 с. – Текст : непосредственный.
11. The NUBASE evaluation of nuclear and decay properties / G. Audi, O. Bersillon, J. Blachot, A. H. Wapstra. – DOI 10.1016/S0375-9474(97)00482-X. – Текст : непосредственный // Nuclear Physics A. – 1997. – Vol. 624. – P. 1–124.
12. Leung, A. M. Consequences of excess iodine / A. M. Leung, L. E. Braverman. – DOI 10.1038/nrendo.2013.251. – Текст : непосредственный // Nature Reviews Endocrinology. – 2014. – Vol. 10, Issue 3. – P. 136–142.
13. Colin, Gaultier de Claubry. Mémoire sur les combinaisons de l'iode avec les substances végétales et animales / Gaultier de Claubry Colin. – Текст : непосредственный // Annales de chimie : magazine. – 1814. – Vol. 90. – P. 87–100.
14. Atomic weights of the elements 2011 (IUPAC Technical Report) / M. E. Wieser, N. Holden, T. B. Coplen [et al.]. – DOI 10.1351/PAC-REP-13-03-02. – Текст : непосредственный // Pure and Applied Chemistry. – 2013. – Vol. 85, Issue 5. – P. 1047–1078.
15. Silberrad, O. IX. — The constitution of nitrogen iodide / O. Silberrad. – DOI 10.1039/CT9058700055. – Текст : непосредственный // Journal of the Chemical Society. – 1905. – Vol. 87. – P. 55–66.
16. Обзор рынка йода в СНГ. – 5-е изд., перераб. и доп. – Москва, 2010. – URL: https://www.marketing-services.ru/imgs/goods/845/gynok_j'oda.pdf. – Текст : электронный.

References

1. Vinograd, N. A. (2003). Iodine production from hydromineral resources in the CIS countries. Vestniks of Saint Petersburg University. Series 7. Geology. Geography, (3(23)), pp. 104–107. (In Russian).
2. Vinograd, N. A. (1999). Ispol'zovanie prirodnnykh mineral'nykh vod v narodnom khozyaystve Rossii. Vestniks of Saint Petersburg University. Series 7. Geology. Geography, (4(28)), pp. 39–45. (In Russian).
3. Laperdin, A. N., Kozintsev, A. N., & Plotnikov, A. A. (2005). Ispol'zovanie zapadno-sibirskikh podzemnykh napornykh vod dlya proizvodstva yoda. Novosibirsk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 124 p. (In Russian).
4. Kudel'skiy, A. V., & Kozlov, M. F. (1970). Geokhimiya, formirovanie i rasprostranenie yodobromnykh vod. Minsk, Nauka i tekhnika Publ., 143 p. (In Russian).
5. Matusевич, V. M., Shubenin, N. G., & Tsatsul'nikov, V. T. (1990). Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Tyumen, 102 p. (In Russian).

6. Plotnikova, R. N. (1974). Opyt obosnovaniya raschetnoy skhemy v slozhnykh gidrogeologicheskikh usloviyakh (na primere Chelekenskogo mestorozhdeniya podzemnykh vod). Trudy Vsesoyuznogo instituta gidrogeologii i inzhenernoy geologii, (84), pp. 47-59. (In Russian).
7. Sedenko, S. M. (1982). Germaniy glazami geokhimiya. Khimiya i Zhizn', (3), pp. 56-62. (In Russian).
8. Bystrova, I. V., & Mercheva, V. S. (2014). Priorities of production hydro in the Astrakhan region. Astrakhan Bulletin of Environmental Education, (4(30)), pp. 37-45. (In Russian).
9. Antsiferov, A. S. (2004). Resursy unikal'nykh khlordnykh kal'tsievnykh rassolov Sibirskoy platformy i problemy ikh promyshlennogo osvoeniya. Prospect and protection of mineral resources, (8-9), pp. 30-32. (In Russian).
10. Zor'kin, L. M. (Ed.) (1989). Vody neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy SSSR. Moscow, Nedra Publ., 382 p. (In Russian).
11. Audi, G., Bersillon, O., Blachot, J., & Wapstra, A. H. (1997). The NUBASE evaluation of nuclear and decay properties. Nuclear Physics A, 624, pp. 1-124. (In English). DOI: 10.1016/S0375-9474(97)00482-X
12. Leung, A. M., & Braverman, L. E. (2014). Consequences of excess iodine. Nature Reviews Endocrinology, 10(3), pp. 136-142. (In English). DOI: 10.1038/nrendo.2013.251
13. Colin, Gaultier de Claubry (1814). Mémoire sur les combinaisons de l'iode avec les substances végétales et animaux. Annales de chimie: magazine, 90, pp. 87-100. (In French).
14. Wieser, M. E., Holden, N., Coplen, T. B., Böhlke, J. K., Berglund, M., Brand W. A.,... Zhu, Xiang-Kun. (2013). Atomic weights of the elements 2011 (IUPAC Technical Report). Pure and Applied Chemistry, 85(5), pp. 1047-1078. (In English). DOI: 10.1351/PAC-REP-13-03-02
15. Silberrad, O. (1905). IX. — The constitution of nitrogen iodide. Journal of the Chemical Society, 87, pp. 55-66. (In English). DOI: 10.1039/CT9058700055
16. Obzor rynka yoda v SNG. (2010). 5th edition, revised and edvised. Moscow. (In Russian). Available at: https://www.marketing-services.ru/imgs/goods/845/rynok_j'oda.pdf

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, аспирант, заместитель начальника отдела первичной геологической информации, эксперт, Тюменский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу», г. Тюмень, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Даровских Сергей Владимирович, к. т. н., руководитель ЗАО НТЦ «Нефтегазтехносервис-ГТ», г. Тюмень

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Postgraduate, Deputy Head of the Department of Primary Geological Information, Expert, Tyumen Branch of Federal State Institution «Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District», e-mail: aarseniev62@mail.ru

Sergey V. Darovskikh, Candidate of Engineering, Decision Maker of STC Neftegaztekhnoservis-GT CJSC, Tyumen

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

25.00.19 Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-112-119

УДК 621.35

**Влияние электролитического хромирования на усталостную
прочность деталей**

С. В. Малыш¹, И. М. Ковенский^{2*}, Л. З. Чаугарова²

¹ПАО «Тюменские моторостроители», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: kovenskijim@tyuiu.ru

Аннотация. Проведены исследования на деталях с электролитическим хромом с целью установления влияния покрытия на усталостную прочность. Работа проводилась в соответствии с ГОСТ РВ 2840-001-2008. Образцы для проведения испытаний были изготовлены из стандартных лопаток компрессора газотурбинного двигателя. Для возбуждения колебаний был использован электродинамический вибростенд ВЭДС-1500 с усилителем мощности УМК-12К. Показано, что минимальный предел выносливости 46 кгс/мм² на базе $2 \cdot 10^7$ циклов, установленный на деталях без покрытия, при проведении усталостных испытаний компрессорных лопаток с гальваническим слоем хрома не снизился. Установлено влияние геометрии хромированной детали на снижение предела выносливости.

Ключевые слова: усталостная прочность; хромирование; предел выносливости; геометрия детали

Influence of chrome electroplating on fatigue strength of parts

Sergey V. Malyshev¹, Ilya M. Kovenskij^{2*}, Larisa Z. Chaugarova²

¹Tyumen Engine Builders PAO, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: kovenskijim@tyuiu.ru

Abstract. The article is devoted to the results of studies, which have been conducted on parts with electrolytic chromium in order to determine the effect of the coating on fatigue strength of their. The work was performed in observance of standards, which are fixed in GOST RV 2840-001-2008. Samples for the tests

were made from standard gas turbine engine compressor blades. We used a VEDS-1500 electrodynamic vibration stand with an UMK-12K power amplifier to excite vibrations. It has been shown that the minimum endurance limit of 46 kgf/mm² based on $2 \cdot 10^7$ cycles, established on uncoated parts, didn't decrease during fatigue tests of compressor blades with an electroplated chrome layer. It should be stressed that the influence of the geometry of the chrome-plated part on the reduction of the endurance limit has been established.

Key words: fatigue strength; chrome plating; endurance limit; part geometry

Введение

Гальванические хромовые покрытия, применяемые при ремонте нефтегазового оборудования, позволяют восстановить размер деталей. Но вследствие того, что в покрытиях возникают высокие остаточные напряжения растяжения [1], они оказывают влияние на механические свойства основного металла [2, 3] и в первую очередь на предел выносливости.

В ряде работ отмечается снижение предела выносливости на 20–70 % по сравнению с пределом выносливости стали без покрытия. В частности, в работе [4] показано, что высокая концентрация дефектов хромовых покрытий является следствием состояния поверхности основного материала. Большой разброс в результатах можно объяснить тем, что в проведенных исследованиях не учитывались такие важные факторы, влияющие на предел выносливости детали, например, как состояние поверхности основного материала в целом [5, 6]. Несмотря на имеющиеся работы, ощущается недостаток материалов по изучению влияния переменных нагрузок, которым подвержены хромированные детали в процессе работы.

В данной работе проведены исследования по определению минимального предела выносливости на деталях с электроосажденным хромом с целью установления влияния покрытия на усталостную прочность.

Объект и методы исследования

Работа проводилась в соответствии с ГОСТ РВ 2840-001-2008¹ на лопатках компрессора из стали ЭИ961 путем сопоставления минимального предела выносливости профиля пера лопаток со слоем электролитического хрома толщиной 40–50 мкм и без него (на всех лопатках в соответствии с технологическим маршрутом производилось упрочнение поверхности микрошариками в течение 25 минут).

Минимальный предел выносливости лопаток без покрытия был установлен ранее и составляет 451 МПа.

Усталостные испытания проводили путем возбуждения резонансных механических колебаний профильной части пера лопатки по первой изгибной форме при нормальной температуре и симметричном цикле нагружения со

¹ ГОСТ РВ 2840-001-2008. Надежность и безотказность авиационных двигателей. Лопатки газотурбинных двигателей. Методы испытаний на усталость [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://translate.1bm.ru/techdocs/kgs/gost/244/info/32678/>.

ступенчато увеличивающейся нагрузкой на базе $N = 2 \cdot 10^7$ циклов с целью определения минимального предела выносливости.

Экспериментальная часть

Образцы для проведения усталостных испытаний были изготовлены из 6 стандартных лопаток компрессора газотурбинного двигателя, на которые был нанесен электролитический слой хрома. Хром осаждали в стандартном электролите.

Для оценки напряженно-деформированного состояния лопаток и определения области максимальных переменных напряжений на поверхности пера в характерных местах профиля были наклеены фольговые тензорезисторы 2ФКП-5-200-А-12-С базой 5 мм с электрическим сопротивлением активной решетки $R = 200$ Ом. Марка клея, используемого для наклейки тензорезисторов при проведении испытаний, — Циакрин ЭО ТУ 6-09-30-86.

Тензометрирование лопаток показало, что максимальные переменные напряжения в пере действуют на спинке в прикорневом сечении в области максимальной толщины лопатки.

Для возбуждения колебаний лопаток был использован электродинамический вибростенд ВЭДС-1500 с усилителем мощности УМК-12К.

Уровень нагружения первой лопатки составил $\sigma_a = 46$ кгс/мм².

Испытания вели по индивидуальным тарировочным зависимостям $\sigma_a = f(2A)$, устанавливаемым по каждой лопатке (σ_a — максимальное напряжение в пере лопатки; $2A$ — размах колебаний точки торцевого сечения пера, измеряемый с помощью катетометра КМ-8). Контроль над режимом нагружения лопаток в процессе испытаний осуществляли по тензорезистору и размаху колебания торца пера лопатки. В случае выхода из строя тензорезистора в процессе испытаний, контроль уровня переменных напряжений осуществлялся по величине амплитуды перемещений периферийного сечения пера лопатки.

За критерий начала разрушения лопатки принимали падение собственной частоты колебаний на 1 % от первоначального значения. После испытаний лопатки подвергались люминесцентному контролю ЛЮМ1-ОВ (И₅М₁₄П₆).

Собственная частота колебаний по первой изгибной форме каждой лопатки определялась на резонансной частоте лопатки при максимальном размахе торцевого сечения пера ($2A$) при $\sigma_a = \text{const}$.

Результаты

Результаты испытаний на выносливость лопаток представлены в таблице.

После снятия лопаток с испытаний, из-за снижения собственной частоты колебаний, с помощью капиллярного метода контроля на лопатках были обнаружены трещины. Трещины находились либо на входной, либо на выходной кромках, в среднем сечении пера лопатки, то есть в местах, имеющих нагрузку ниже максимальной (согласно тензометрированию, нагрузка приблизительно соответствовала 80 % от максимальной), но являющихся концентраторами напряжений. Ранее испытываемые лопатки (не имеющие покрытия) всегда разрушались в месте максимальных напряжений (в прикорневом сечении пера лопатки).

Результаты испытаний лопаток

Инд. номер лопаток	Собственная частота, Гц	Начальное нагружение σ_a , кгс/мм ²	Нагружение при перегрузке σ , кгс/мм ²	Количество циклов, N	Примечание
1	633	46 48	— — 50	$2 \cdot 10^7$ $2 \cdot 10^7$ 18 627 048	Прошла базу испытаний без разрушения. Прошла базу испытаний без разрушения. Разрушилась. Трещина по перу.
2	653	46	— 48	$2 \cdot 10^7$ 479 653	Прошла базу испытаний без разрушения. Разрушилась. Трещина по перу.
3	689	46 48	— — 50	$2 \cdot 10^7$ $2 \cdot 10^7$ 5 506 488	Прошла базу испытаний без разрушения. Прошла базу испытаний без разрушения. Разрушилась. Трещина по перу.
4	633	46 48	— — 50	$2 \cdot 10^7$ $2 \cdot 10^7$ 2 597 832	Прошла базу испытаний без разрушения. Прошла базу испытаний без разрушения. Разрушилась. Трещина по перу.
5	644	46	— 48	$2 \cdot 10^7$ 2 387 952	Прошла базу испытаний без разрушения. Разрушилась. Трещина по перу.
6	617	46	— 48	$2 \cdot 10^7$ 426 470	Прошла базу испытаний без разрушения. Разрушилась. Трещина по перу.

Обсуждение

Таким образом, из результатов испытаний следует, что в области максимальных напряжений все 6 лопаток, поверхность которых изначально до нанесения хрома имела сжимающие напряжения вследствие обработки микрошариками, после нанесения хрома выдержали нагрузку $\sigma = 46$ кгс/мм² при базе испытаний $2 \cdot 10^7$ циклов. То есть снижения минимального предела выносливости в области максимальных напряжений не было обнаружено, но, как отмечалось выше, поломка лопаток происходила в местах концентраторов напряжений. Вместе с тем область определения минимального предела выносливости (место максимальных напряжений) отличается плавными переходами профиля пера лопатки и отсутствием концентраторов напряжений. Поломку лопаток на входной и выходной кромках можно объяснить совокупностью следующих причин:

- при нанесении электролитического хрома в этих местах создаются повышенный потенциал и, следовательно, более высокая плотность тока, что

может приводить к дефектам хромового покрытия [4] (росту дендритов и других дефектов покрытия);

- входная и выходная кромка, вследствие малых радиусов сечений профиля лопатки, являются концентраторами напряжений при переменных нагрузках на профильной части пера лопатки.

Таким образом, если перед нанесением хромового покрытия в поверхностном слое лопатки создаются сжимающие остаточные напряжения, такие лопатки имеют минимальный предел выносливости (в месте максимальных напряжений) не ниже, чем лопатки без покрытия.

С целью установления причин разрушения лопаток на сканирующем электронном микроскопе Tescan Vega 3M проведены фрактографические исследования изломов двух лопаток после усталостных испытаний (№ 3 и № 5). Изломы, образовавшиеся в процессе испытаний, были вскрыты долотом лопаток путем приложения значительных переменных напряжений на испытательном стенде.

На рисунке 1 представлено изображение излома лопатки № 3. Имеются два участка: участок с хромовым покрытием (на данном участке наблюдаются трещины в слое хрома) и участок без покрытия. На карте распределения хрома по излому, построенной с помощью микрорентгеноспектрального анализа (рис. 2), в районе радиуса выходной кромки на небольшом участке протяженностью порядка 2–3 мм наблюдается скол хромового покрытия.

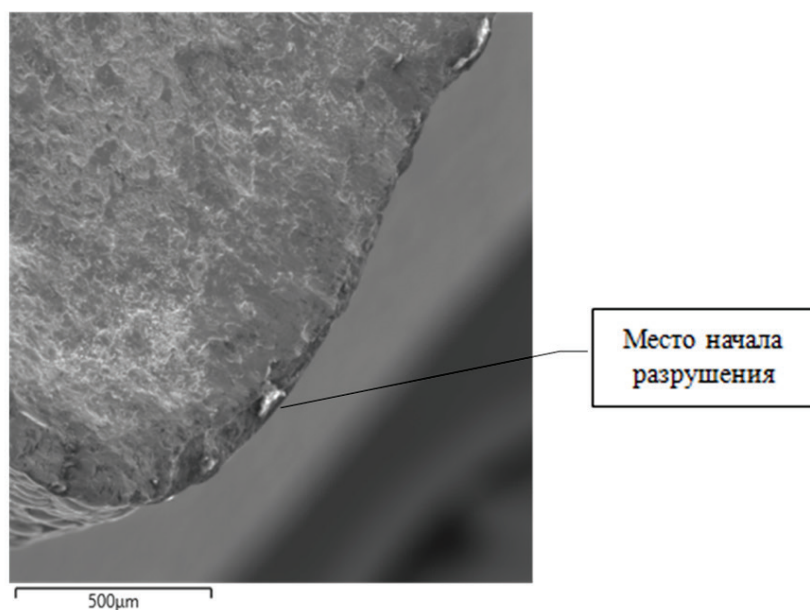


Рис. 1. Фрагмент излома лопатки № 3 после усталостных испытаний

В то же время данный участок является местом начала усталостного разрушения лопатки, о чем свидетельствует распространение бороздок, по которым происходило развитие разрушения (рис. 3).

Разрушение лопатки № 5 происходило аналогично.

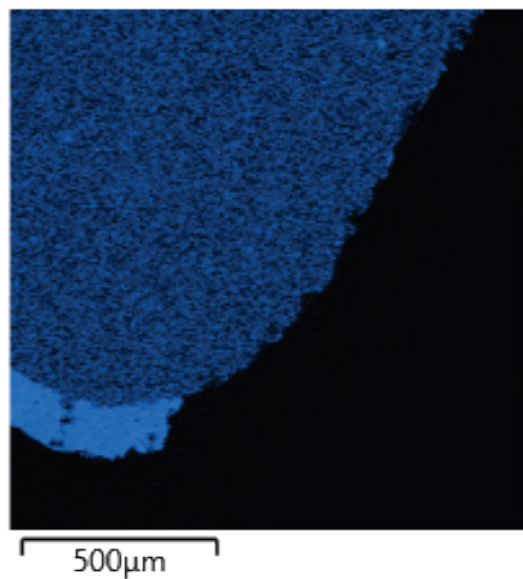


Рис. 2. Карта распределения хрома по сечению лопатки в месте излома
(светлый участок — слой электролитического хрома)

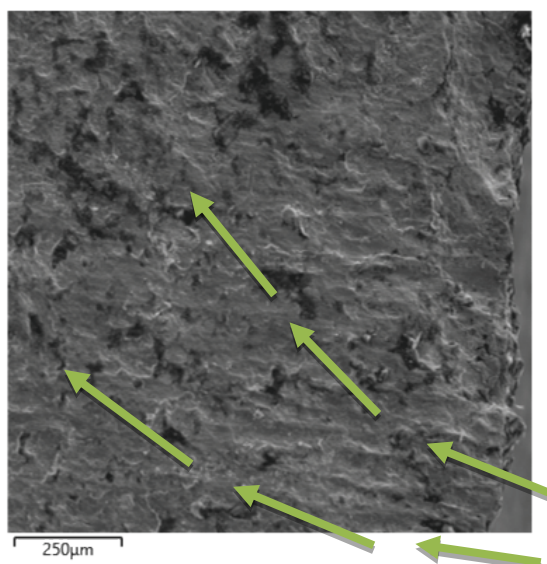


Рис. 3. Место начала разрушения лопатки
(стрелками показаны направления развития трещины)

Из проведенных исследований видно, что при специальной подготовке профиля пера лопатки (снятие напряжений после механической обработки и создание в поверхностном слое сжимающих остаточных напряжений) после нанесения электролитического хрома, осаждаемого с напряжениями растяжения, минимальный предел выносливости в местах плавных линий поверхности не уменьшается. Но при этом лопатка разрушается в местах, где при нанесении хрома создаются условия для осаждения дефектного хрома и

одновременно являющихся концентраторами напряжений при приложении к перу лопатки знакопеременных нагрузок.

Выводы

Показано, что минимальный предел выносливости 46 кгс/мм^2 на базе $2 \cdot 10^7$ циклов, установленный ранее на лопатках без покрытия, при проведении усталостных испытаний компрессорных лопаток с гальваническим слоем хрома не снизился. Необходимо отметить, что наличие на образце областей, имеющих более высокий потенциал (более высокую плотность тока или неравномерное распределение плотности тока по поверхности детали), при нанесении гальванического хрома может приводить к повышенной концентрации дефектов и, соответственно, к снижению предела выносливости.

Библиографический список

1. Аджиев, Б. У. Современная технология хромирования / Б. У. Аджиев, Б. У. Рогожин, З. А. Соловьева. – Текст : непосредственный // Материалы краткосрочного семинара (14–15 декабря) / Под ред. Л. Я. Богорада. – Ленинград : ЛДНТП, 1976. – 116 с.
2. Брондз, Л. Д. Технология и обеспечение ресурса самолетов / Л. Д. Брондз. – Москва : Машиностроение, 1986. – 184 с. – Текст : непосредственный.
3. Вороницын, И. С. Исследование механических свойств хромовых покрытий, применяемых для упрочнения и восстановления деталей машин : монография / И. С. Вороницын. – Ленинград : ЛАТТ, 1963. – 210 с.
4. Устюгов, А. Г. Исследование дефектов хромовых покрытий / А. Г. Устюгов // Мир гальваники. – 2008. – № 3. – С. 18–21.
5. Рябой, А. Я. Повышение ресурса авиационных деталей из высокопрочных сталей / А. Я. Рябой, Л. Д. Брондз. – Москва : Машиностроение, 1977. – 103 с. – Текст : непосредственный.
6. Грилихес, С. Я. Обезжиривание, травление и полирование металлов / С. Я. Грилихес. – Москва : РХТУ, 1994. – 191 с. – (Библиотечка гальванотехника : Приложение к журналу «Гальванотехника и обработка поверхности»; Вып. 1). – Текст : непосредственный.

References

1. Adzhiev, B. U., Rogozhin, B. U., & Solov'eva, Z. A. (1976). Sovremennaya tekhnologiya khromirovaniya. Materialy kratkosrochnogo seminar (December, 14-15). Leningrad, LDNTP Publ., 116 p. (In Russian).
2. Brondz, L. D. (1986). Tekhnologiya i obespechenie resursa samoletov. Moscow, Mashinostroenie Publ., 184 p. (In Russian).
3. Voronitsyn, I. S. (1963). Issledovanie mekhanicheskikh svoystv khromovykh pokrytiy, primenyaemykh dlya uprochneniya i vosstanovleniya detaley mashin. Leningrad, LATT Publ., 210 p. (In Russian).
4. Ustyugov, A. G. (2008). Issledovanie defektov khromovykh pokrytiy. Mir gal'vaniki, (3), pp. 18-21. (In Russian).
5. Ryaboy, A. Ya., & Brondz, L. D. (1977). Povyshenie resursa aviatsionnykh detaley iz vysokoprochnykh staley. Moscow, Mashinostroenie Publ., 103 p. (In Russian).
6. Grilikhes, S. Ya. (1994). Obezzhirivanie, travlenie i polirovanie metallov. Moscow, RKhTU Publ., 191 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Малыш Сергей Владимирович, главный металлург, ПАО «Тюменские моторостроители», г. Тюмень

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: imkoven@tsogu.ru

Чаугарова Лариса Зиннуровна, аспирант кафедры материаловедения и технологии конструкционных материалов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Sergey V. Malysh, Chief Steelworker, Tyumen Engine Builders PAO, Tyumen

Ilya M. Kovenskiy, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen, e-mail: kovenskijim@tyuiu.ru

Larisa Z. Chaugarova, Postgraduate at the Department of Material Science and Technology of Structural Materials, Industrial University of Tyumen

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Материалы поступают в редакцию через сайт журнала (tumnig.tyuiu.ru) и могут дублироваться по электронной почте (shuvaevanv@tyuiu.ru). Рукопись предоставляется в виде файла, набранного с использованием редактора Microsoft Word.

Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта — 11 пт (Times New Roman), интервал — одинарный, абзац — 0,5 см.

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation.

Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом.

В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов. Объем иллюстративных материалов (таблиц и графических материалов) не должен превышать $\frac{1}{3}$ общего объема рукописи.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены по отдельности.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- индекс УДК, заглавие статьи (10–12 слов), инициалы и фамилии авторов, наименование учреждения, откуда исходит рукопись;
- ключевые слова (не более 10 слов; отражают специфику темы, объект и результаты исследования) — на русском и английском языках;
- реферат объемом от 120 слов. Включает актуальность темы исследования, постановку проблемы, цели исследования, методы исследования, результаты и ключевые выводы — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение (Introduction); объект и методы исследования (Methods); экспериментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем текста статьи (без учета таблиц, графического материала и библиографического списка) — от 5 до 10 страниц.

• **Введение.** Включает актуальность темы исследования, обзор литературы по теме исследования, постановку проблемы исследования, формулирование цели и задач исследования.

• **Объект и методы исследования.** Включает детальное описание методов и схемы экспериментов/наблюдений, позволяющих воспроизвести их результаты, пользуясь только текстом статьи; материалы, приборы, оборудование и другие условия проведения экспериментов/наблюдений.

• **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

• **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

• **Обсуждение.** Содержит интерпретацию полученных результатов исследования, включая соответствие полученных результатов гипотезе исследования; ограничения исследования и обобщения его результатов; предложения по практическому применению; предложения по направлению будущих исследований.

• **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам, содержать краткие итоги разделов статьи без повторения формулировок, приведенных в них.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

Библиографический список. Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»). Библиографический список должен быть представлен на русском (Библиографический список, оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.100–2018) и английском (References, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. Библиографический список и References необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

**Перепечатка материалов или их фрагментов возможна
только с письменного разрешения редакции.**

**Ссылка на научно-технический журнал
«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ»
обязательна!**

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for matching content and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** Authors have to send manuscripts to the editorial staff through the journal's website (tumnig.tyuiu.ru); they can also duplicate documents, which are submitted for publication, through e-mail (shuvaevanv@tyuiu.ru).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 11 pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words. The illustrative materials (tables and figures) should not exceed $\frac{1}{3}$ of the total volume of the manuscript.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented separately.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.

- The abstract (no less than 120 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.

- Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and English.

8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article (excluding tables, graphics, and references) is 5–10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature

on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.

- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.

- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.

- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.

- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.

- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.

- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.

- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References are presented in the text in square brackets (for example "as mentioned in [9, 10]"). References should be presented in Russian (they must be arranged in accordance with Russian National Standard R 7.0.100–2018) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
"OIL AND GAS STUDIES" is obligatory!**