

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

4 (154)
Июль — август 2022

4 (154)
July — August 2022

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
National University of Oil and Gas
"Gubkin 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>

16+

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2022

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, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов, научных центров, 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)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **25.00.12** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений (геология-минералогические науки)
- **1.6.6.** Гидрогеология (технические науки)
- **1.6.6.** Гидрогеология (геолого-минералогические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (технические науки)
- **1.6.9.** Геофизика (геолого-минералогические науки)
- **2.8.2.** Технология бурения и освоения скважин (технические науки)
- **2.8.4.** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)
- **2.8.5.** Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки)

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 stuff, 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)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **25.00.12** Geology, Prospecting and Exploration of Oil and Gas Fields (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.6.** Hydrogeology (technical sciences)
- **1.6.6.** Hydrogeology (geological and mineralogical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (technical sciences)
- **1.6.9.** Geophysics (geological and mineralogical sciences)
- **2.8.2.** Drilling and Well Development Technology (technical sciences)
- **2.8.4.** Development and Operation of Oil and Gas Fields (technical sciences)
- **2.8.5.** Construction and Operation of Oil and Gas Pipelines, Distribution Depots and Storages (technical sciences)

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

Агзамов Аваз Хамидиллаевич, д. т. н., член Академии наук «Турон», член РАЕН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент (Республика Узбекистан)

Амро Мохаммед Муса, PhD, профессор, Технический университет Фрайбергская горная академия, Фрайберг (Германия)

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 кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, 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

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

Зейгман 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

Ихсанов Ерсанн Валитханович, д. ф.-м. н., профессор, член-корреспондент Национальной академии наук Республики Казахстан, ректор, Атырауский инженерно-гуманитарный институт, г. Атырау (Республика Казахстан)

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

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

Лебедев Михаил Валентинович, д. г.-м. н., эксперт Управления геолого-разведочных работ — Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, д. т. н., академик КазНАЕН, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алма-Ата (Республика Казахстан)

Мартынов Виктор Георгиевич, к. г.-м. н., д. э. н., профессор, ректор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г.-м. н., начальник центра по обработке и интерпретации дистанционных методов, филиал «Газпром недр НТЦ» ООО «Газпром недр», г. Тюмень

Панг Чанг Вей, PhD, профессор, Китайский нефтяной университет, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

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

Сармурзина Раушан Гайсиевна, д. х. н., профессор, почетный академик Национальной академии наук Республики Казахстан, академик КазНАЕН (Республика Казахстан)

Силин Михаил Александрович, д. х. н., заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва

Су И-Нао, PhD, профессор, Академик Китайской инженерной академии, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

Сух Петр Павел, PhD, профессор, заместитель директора по поискам углеводородов Института Нефти и Газа, г. Краков (Польша)

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

Цинчжэ Цзян, профессор, директор Китайского международного научно-исследовательского института низкоуглеродной экономики, Университет международного бизнеса и экономики, г. Пекин (Китайская Народная Республика)

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

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

Шакуликова Гульзада Танирбергеновна, д. э. н., профессор, председатель правления — ректор, Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева, г. Атырау (Республика Казахстан)

Эфендиев Галиб Мамед оглы, д. т. н., профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку (Азербайджанская Республика)

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, Tyumen — Deputy Editor-in-Chief-Executive Secretary

Avaz Kh. Agzamov, Doctor of Engineering, Member of the Academy of Sciences "Turon", Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent (the Republic of Uzbekistan)

Mohammed Musa Amro, PhD, Professor, TU Bergakademie Freiberg, Freiberg (Germany)

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 at the Department of Machines and Equipment of the Oil and Gas Industry, Ukhta State Technical University, Ukhta

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

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

Alexey N. Emelyushin, 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

Yersain V. Ikhsanov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Corresponding Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Rector, Atyrau Engineering-Humanitarian Institute, Atyrau (the Republic of Kazakhstan)

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

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

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Doctor of Engineering, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty (the Republic of Kazakhstan)

Victor G. Martynov, Candidate of Geology and Mineralogy, Doctor of Economics, Professor, Rector, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

Alexey A. Nezhdanov, Doctor of Geology and Mineralogy, Head of the Center for Processing and Interpretation of Remote Sensing Methods, the branch "Gazprom nedra STC", Gazprom nedra LLC, Tyumen

Pang Chang Wei, PhD, Professor, China University Of Petroleum, Beijing (People's Republic of China)

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, St. Petersburg

Raushan G. Sarmurzina, Doctor of Chemistry, Professor, Honorary Member of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences (the Republic of Kazakhstan)

Mikhail A. Silin, Doctor of Chemistry, Head of the Department of Technology of Chemical Substances for the Oil and Gas Industry, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow

Su Yinao, PhD, Professor, Chinese Academy of Engineering, Beijing (People's Republic of China)

Petr Pavel Such, PhD, Professor, Deputy Director of Hydrocarbon Exploration of Oil and Gas Institute, Krakow (Poland)

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

Qingzhe Jiang, Professor, Director of China International Low Carbon Economy Research Institute, University of International Business and Economics, Beijing (People's Republic of China)

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

Alexey E. Cherepovitsyn, Doctor of Economics, Dean of Faculty of Economics, Head of the Department of Economics, Organization and Management, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg

Gulzada T. Shakulikova, Doctor of Economics, Professor, Chairman of the Board – Rector, Atyrau Oil and Gas University, Atyrau (the Republic of Kazakhstan)

Galib M. Efendiyev, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku (the Republic of Azerbaijan)

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бембель С. Р., Милей Е. С., Грицюк А. С., Бембель Р. М. Выявление малоразмерных залежей нефти и газа в Паннонском бассейне по данным сейсморазведки	9
Елишева О. В., Мельникова М. Н., Шангина В. В., Леонов А. П. Влияние разрывных нарушений в юрской части разреза на строение резервуара Урненской нефтяной залежи васюганской свиты месторождения им. Малыка	25
Русакова Ю. О., Плавник А. Г., Ковяткина Л. А. Применение данных геофизических исследований для прогноза производительности водозаборных скважин в северной части Шаимского нефтегазодобывающего района	41

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Агзамов А. Х., Эфендиев Г. М., Молдабаева Г. Ж., Аббасова С. А., Мухаммадиев Х. М. Результаты численных экспериментов по установлению степени влияния депрессий на коэффициенты извлечения газа и конденсата	57
Каменских С. В. Разработка комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии	77
Кузнецов Ю. С., Аверьянов А. П., Бастриков С. Н., Овчинников П. В., Султанов Д. Р., Урманчиев В. И. Прорывные технологии в процессах диспергирования буровых технологических жидкостей для бурения и освоения нефтяных и газовых скважин	93

Мадани С., Сохошко С. К.
Обоснование удаления жидкости из горизонтальных газовых скважин с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы 103

Мухаметшин Д. М., Ваганов Ю. В., Билецкий А. А., Мухаметшин А. Д.
Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области 119

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке) 128

Правила подготовки рукописи (на английском языке) 131

CONTENTS

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Bembel S. R., Milei E. S., Gritciuk A. S., Bembel R. M. Identification of small-sized oil and gas deposits in the Pannonian Basin according to seismic data	9
---	---

Elisheva O. V., Melnikova M. N., Shangina V. V., Leonov A. P. Influence of discontinuous faults in the Jurassic part of the section on the structure of the Urna oil reservoir in the Vasyugan formation of the Malyka field	25
--	----

Rusakova Yu. O., Plavnik A. G., Kovyatkina L. A. Application of well testing data to forecast the productivity of water intake well in the northern part of the Shaimsky oil and gas producing area	41
---	----

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Agzamov A. Kh., Efendiyev G. M., Moldabayeva G. Zh., Abbasova S. A., Muhammadiev H. M. Results of numerical experiments to establish the influence of drawdown degree on gas and condensate recovery factors	57
---	----

Kamenskikh S. V. Developing a complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations to well construction under conditions of hydrogen sulfide aggression	77
---	----

Kuznetsov Yu. S., Averyanov A. P., Bastrikov S. N., Ovchinnikov P. V., Sultanov D. R., Urmancheev V. I. Innovative technologies in dispersion of drilling washing liquids for drilling and development of oil and gas wells	93
--	----

Madani S., Sokhoshko S. K. Modeling of liquid unloading using coiled tubing in horizontal gas wells	103
Mukhametshin D. M., Vaganov Yu. V., Biletskiy A. A., Mukhametshin A. D. An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen region	119

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (In Russian)	128
Manuscripts presentation requirements (In English)	131

**Выявление малоразмерных залежей нефти и газа
в Паннонском бассейне по данным сейсморазведки**

С. Р. Бембель^{1*}, Е. С. Милей², А. С. Грицюк³, Р. М. Бембель¹

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», Нови-Сад, Республика Сербия

³ООО «НИС-Нафtagас», Нови-Сад, Республика Сербия

*bembel_gsr@mail.ru

Аннотация. В статье приведены результаты практического применения комплексного подхода исследования малоразмерных залежей нефти и газа в интервале терригенных отложений нижнего понта юго-восточной части Паннонского бассейна на территории Республики Сербии с использованием материалов 3D-сейсморазведки. Показаны некоторые геоморфологические особенности строения донегенового основания изучаемой площади Паннонского бассейна, проанализирована связь положения локальных выступов фундамента и локализации новых залежей нефти и газа в вышележащих горизонтах.

На основании проведенных работ выделен ряд признаков и особенностей сейсмического материала, благодаря которым обосновано местоположение перспективных структур и приуроченных к ним залежей углеводородов (УВ), предложены координаты для бурения новых скважин. Последующая реализация выполненных рекомендаций по бурению подтверждена результатами опробования и открытиями новых залежей нефти на месторождении Кикинда Северо-Запад.

Открытые залежи нефти и газа на месторождении Кикинда Северо-Запад связаны с «корневыми» структурами фундамента, участками сквозных разрывных нарушений и субвертикальных локальных сейсмических аномалий. Представленные результаты свидетельствуют о необходимости дальнейшего комплексного анализа материалов 3D-сейсморазведки, данных бурения, исследований керна, геофизических исследований скважин, результатов опробования скважин с целью поиска и открытия новых залежей УВ на основании выявленных закономерностей и подходов.

Ключевые слова: Паннонский бассейн, верхний миоцен, залежи углеводородов, 3D-сейсморазведка, субвертикальные зоны деструкции, локальные выступы фундамента, тектонические нарушения

Для цитирования: Выявление малоразмерных залежей нефти и газа в Паннонском бассейне по данным сейсморазведки / С. Р. Бембель, Е. С. Милей, А. С. Грицюк, Р. М. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-9-24 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 9–24.

**Identification of small-sized oil and gas deposits
in the Pannonian Basin according to seismic data**

**Sergey R. Bembel^{1*}, Evgeniia S. Milei², Andrey S. Gritciuk³,
Robert M. Bembel¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

³NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

*bembel_gsr@mail.ru

Abstract. The article presents the results of the practical application of an integrated approach to the study of small-sized oil and gas deposits in the interval of terrigenous deposits of the lower Pontus of the southeastern part of the Pannonian Basin using 3D seismic survey. Some geomorphological features of the structure of the pre-Neogene basement of the studied area of the Pannonian Basin of the Republic of Serbia are shown, the relationship between the position of local basement ledges and the localization of new oil and gas deposits in the overlying horizons is analyzed.

Based on the work carried out, a number of signs and features of the seismic material were identified, thanks to which the location of promising structures and associated hydrocarbon deposits was substantiated and coordinates for drilling new wells were proposed. The subsequent implementation of the completed drilling recommendations was confirmed by the results of testing and discoveries of new oil deposits at the Kikinda North-West field.

The discovered deposits of oil and gas at the Kikinda North-West field are associated with the "root" structures of the basement, areas of through faults and subvertical local seismic anomalies. The presented results indicate the need for further comprehensive analysis of 3D seismic survey, drilling data, core studies, well logging, well testing results in order to search for and discover new hydrocarbon deposits based on the identified patterns and approaches.

Keywords: Pannonian Basin, Upper Miocene, hydrocarbon deposits, 3D seismic survey, subvertical destruction zones, local basement ledges, tectonic faults

For citation: Bembel, S. R., Milei, E. S., Gritciuk, A. S., & Bembel, R. M. (2022). Identification of small-sized oil and gas deposits in the Pannonian Basin according to seismic data. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 9-24. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-9-24

Введение

В последние годы в практике геологов-нефтяников преобладают исследования залежей нефти и газа, строение которых выходит за рамки классических представлений об их генезисе. Применение новых технологических и методологических решений позволяет получать информацию по глубоким горизонтам и исследовать объекты, которые ранее не были доступны для детального анализа. В связи с этим в последнее десятилетие более важное практическое значение при открытии скоплений нефти, газа и конденсата приобретает детальное изучение структуры фундамента.

Накопленный многолетний практический опыт детальных геолого-геофизических исследований территории Западной Сибири и практические исследования ряда геологов и геофизиков показывают, что скопления углеводородов (УВ) контролируются системами глубинных разломов, уходящих корнями в мантию и характеризующихся тектонической активностью, которая проявляется в современных движениях земной поверхности и изменчивости во времени геофизических полей [1–3].

Узкие субвертикальные столбообразные аномалии в волновом поле на материалах сейсморазведки, характеризующиеся резким падением амплитуд отражений и локальными малоразмерными положительными структурами верхнеюрских отложений, были установлены при детальном анализе сейсморазведочных материалов Западно-Сибирского бассейна [1].

Эти столбообразные геологические объекты были названы субвертикальными зонами деструкции (СЗД) горных пород [1, 3].

Подобные аномалии сейсмического волнового поля на основе комплексирования с результатами глубокого бурения названы И. С. Гулиевым [4] как «субвертикальные геологические тела»; они были выявлены на шельфе Южного Каспия, с ними связаны месторождения-гиганты в Каспийском, Охотском, Баренцевом и Черном морях.

Взаимосвязь залежей и месторождений нефти и газа с глубинными горизонтами земной коры не вызывает сомнений. Поэтому поиск, разведку и открытие новых залежей и локальных месторождений УВ напрямую можно связать с изучением особенностей строения структур фундамента. Исходя из мирового опыта геологоразведочных работ, можно с уверенностью заявлять о множестве пропущенных малоразмерных залежей и месторождений нефти и газа на первых этапах поиска и разведки.

Для решения проблем уточнения геологического строения залежей УВ сербской части Паннонского бассейна [5–7] авторами были переосмыслены основополагающие принципы изучения малоразмерных залежей сложнопостроенных месторождений, сформулированные в работах [2, 3]. С учетом геосолитонного механизма формирования ловушек УВ [1] на ряде площадей было зафиксировано наличие локальных выступов фундамента и разломов глубинного заложения [8, 9]. По итогу проведения ряда экспериментов по моделированию формирования структур авторы связывают присутствие многопластовых залежей нефти и газа в терригенных отложениях с наличием субвертикальных зон деструкций горных пород.

Основной целью данной статьи является предоставление положительных результатов интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных работ, выделения особенностей строения фундамента в связи с возможностью прогноза и открытия новых высокопродуктивных интервалов терригенных пород на фактических геолого-геофизических материалах [2, 3]. Обнаружение наличия СЗД горных пород по материалам сейсмических исследований и доказанная нефтеносность вышележащих залежей вдохновило нас на дальнейший анализ территории. Благодаря комплексному детальному анализу строения многопластового нефтегазового месторождения Кикинда удалось установить новые области скоплений УВ с доказанной высокой продуктивностью. В 2020 году глубоким бурением было открыто многопластовое малоразмерное месторождение Кикинда Северо-Запад, рассмотрению которого посвящена данная статья.

Геологическая характеристика района исследований

Территория площади исследований приурочена к району многопластового нефтегазового месторождения Кикинда (Республика Сербия) и сопредельным областям. Основное месторождение Кикинда открыто

в 1959 году, до настоящего времени ведется эксплуатация залежей нефти и газа в терригенных комплексах верхнего миоцена. В разрезе месторождения открыто более 60 залежей, начиная с палеозойского фундамента до отложений плиоценового возраста. На сегодняшний день на месторождении насчитывается шесть крупных объектов разработки в отложениях верхнего миоцена (понт). Большинство залежей осложнено наличием разрывных нарушений, характеризуется линзовидным строением и гетерогенностью фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов [5, 6, 10–12].

По данным геофизического департамента Венгрии [10], главными особенностями исследуемого осадочного Паннонского бассейна являются высокий уровень тепловых потоков ($50\text{--}60\text{ мВт/м}^2$); умеренная тектоническая активность; уменьшенная мощность литосферы и наличие нормальных разломов в основании неогеновых отложений.

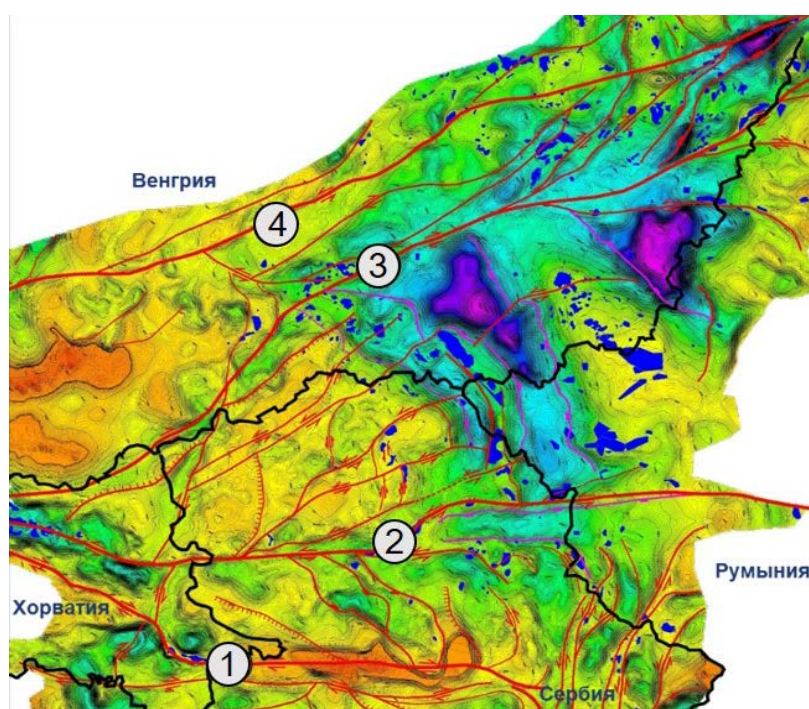


Рис. 1. Фрагмент региональной структурной карты по кровле фундамента с нанесением положения дизъюнктивных нарушений в основании бассейна (по материалам отчета «НТЦ НИС-Нафтахас», 2016¹): региональные разломы: 1 — Фрушкогорски; 2 — Бачки; 3 — Батина-Бекеш; 4 — Загреб-Деречке

Тектоническая активность контролируется ротационным движением Адриатической микроплиты против часовой стрелки. Средняя мощность отложений

¹ Дулич И. Геология и перспективы нефтегазоносности территории Сербии, Черногории и Боснии и Герцеговины. Внутренняя документация НИС НТЦ. – Нови Сад, 2015. – 189 с.

неогеновой и четвертичной систем Паннонского бассейна составляет 2–3 км, в наиболее погруженных областях их мощность достигает 7–8 км [13, 14].

На рисунке 1 приведен фрагмент структурной карты по донеогеновому основанию, на котором можно увидеть, что сербская часть Паннонского бассейна была подвержена интенсивным сдвигово-ротационным деформациям. В результате этого были сформированы многочисленные тектонические блоки верхней части фундамента, отличающиеся как по их размерам, так и по простираению, а также инициирован процесс распределения осадочного материала, который определил особенности отложений нижней части осадочного чехла [6].

В ходе изучения локальных залежей, приуроченных к терригенным отложениям нижнего понта (верхний миоцен неогеновой системы кайнозойской эратемы) на территории Республики Сербии (точнее, район Северного Баната), ранее было отмечено, что отложения осадочного чехла формировались при быстром погружении бассейна и под воздействием глубинных пульсаций тектонического характера. На перечисленные особенности рассматриваемых терригенных отложений указывают результаты выполненного седиментологического анализа керна из пробуренных скважин [15, 16], характер кривых геофизических исследований скважин (ГИС), а также локальные поднятия фундамента, выраженные на сейсмических временных разрезах.

На основании анализа геолого-геофизической информации об открытых залежах нефти и газа на площади исследований (временные сейсмические разрезы, структурные карты по кровле отражающих горизонтов, материалы керновых исследований, данные ГИС и опробования поисково-разведочных и эксплуатационных скважин) авторами были установлены критерии поиска малоразмерных залежей УВ, характерные для северного района Республики Сербии (территория Северный Банат): наличие разлома глубокого заложения и близость к нему целевого объекта; локальный выступ фундамента, наличие субвертикальной зоны деструкции; устойчивое прослеживание отражающего горизонта, контролирующего целевые отложения; наличие сохранных пород-покрышек.

На предыдущем этапе были сформулированы рекомендации по доразведке изучаемой площади на основании выявленного блока фундамента, сформированного в результате ротационных движений. Продуктивность отложений в пределах выделенного тектонического блока доказана бурением скважин и полученного притока УВ из целевых отложений [15].

Экспериментальные данные

При дальнейшей детализации геологического строения разреза и сопоставления особенностей характера сейсмической записи центральной и северной части территории исследований авторами было установлено, что в районе крупного структурного поднятия, к которому приурочено основное нефтегазовое месторождение Кикинда, на временных сейсмических разрезах наблюдаются аномалии по типу «газовых труб», в терминологии П. Н. Кропоткина «трубы дегазации» [17]. На рисунке 2 представлен фраг-

мент временного разреза, отражающий волновую картину, характерную для данных аномалий.

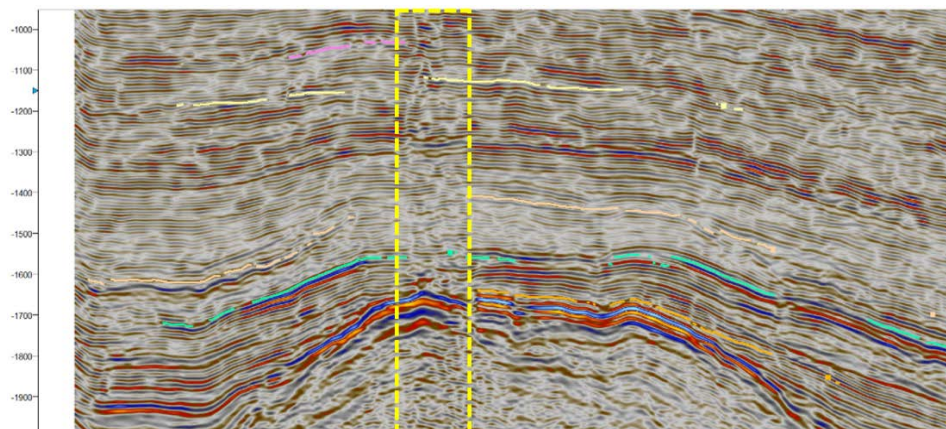


Рис. 2. Характер проявления «газовых труб» на временном сейсмическом разрезе месторождения Кикинда

Ранее подобные аномалии для месторождений УВ Западной Сибири были описаны следующим образом: «...осевая диапировая часть волнового поля уверенно выделяется во всем интервале осадочного комплекса и менее уверенно прослеживается в интервале доюрского фундамента» [2]. Как видно из приведенного фрагмента сейсмического временного разреза, данное описание полностью соответствует фактическим данным нефтегазового месторождения Кикинда.

Далее, после обнаружения и прослеживания на временных разрезах нескольких подобных аномалий волнового поля, были проведены комплексирование и сопоставление результатов электрофациального анализа каротажных диаграмм, седиментологического анализа керна, сейсмостратиграфического и линеamentного анализа. В итоге на основании использования тектоно-седиментационного подхода [18] на площади месторождения Кикинда были локализованы и закартированы аномалии «газовых труб» и зоны субвертикальных деструкций горных пород. Исходя из имеющегося опыта анализа особенностей геологического строения месторождений Западной Сибири, необходимой предпосылкой для образования «газовых труб» является существование вблизи активного геодинамического очага следствия его проявления — зоны деструкции [2, 3]. По нашему мнению, характер сейсмической записи, представленной на рисунках 2 и 3, в интервале пород фундамента соответствует особенностям и характеру волновой картины при наличии дизъюнктивного нарушения — разлома глубокого заложения.

На рисунке 3 приведен фрагмент временного разреза, на котором установлены признаки последствий действия активной геодинамики, представленные снижением амплитуды отражающих горизонтов и потерей их

корреляции. Подобная размытость отражающих границ обусловлена мелкой раздробленностью этого интервала геологического разреза.

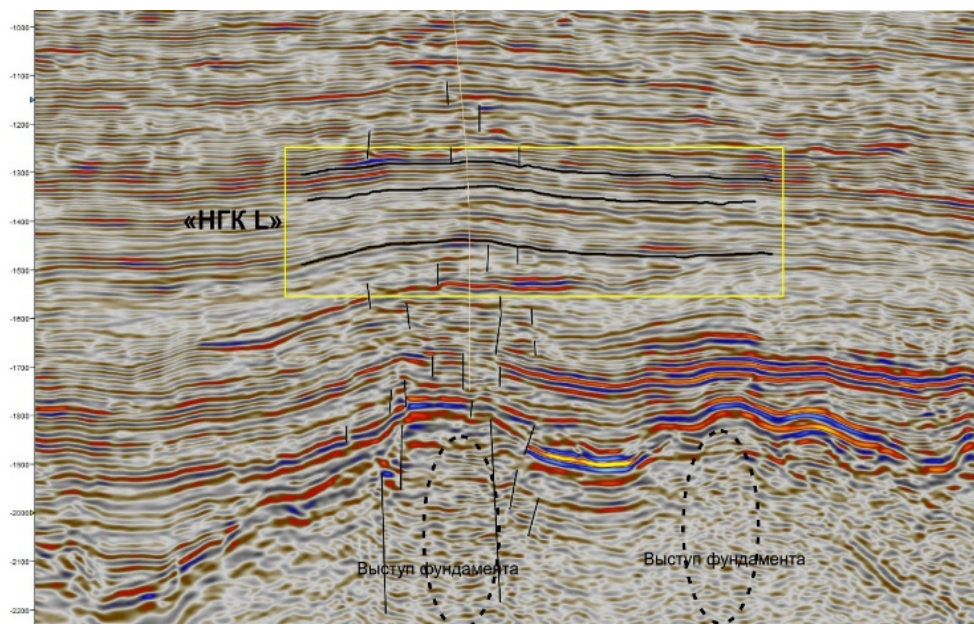


Рис. 3. Фрагмент временного разреза с местоположением локальных выступов фундамента, дизъюнктивных нарушений и кровли верхнемиоценового нефтегазоносного комплекса L

Рассмотренные структуры удалены от открытого ранее месторождения Кикинда на 500 метров в северо-западном направлении, поэтому впоследствии совокупность открытых в 2021 году залежей нефти и газа получила название нового месторождения — Кикинда Северо-Запад.

Показана авторская интерпретация положения локальных выступов фундамента, которые совпадают с локализацией СЗД горных пород и положением локальных дизъюнктивных нарушений в вышележащих терригенных отложениях верхнего миоцена, связанных с данными выступами. По нашему мнению, указанные характерные формы сейсмической записи с «размытыми боковыми границами» могут являться признаком наличия очагов активной нефтегазогенерации на исследуемом участке. При импульсном газо- и флюидодинамическом воздействии в таких очагах в вышележащих горизонтах образуются породы с такими коллекторскими свойствами, которые будут достаточны для удержания внутри себя УВ при последующей активизации СЗД [1, 3].

Дизъюнктивные нарушения, отмеченные на временном разрезе, имеют дискретный характер, что согласуется с идеей о стадийной активизации очагов деструкции горных пород: каждый отдельный «толчок» приводит к растрескиванию близлежащих пород, и, как следствие, возникает тектоническое нарушение сплошности пород — разлом.

Исходя из перечисленных характеристик изучаемого участка предполагается, что геометрия продуктивных залежей характеризуется высокой локальной неоднородностью и латеральной малоразмерностью, а близлежащие зоны при наличии таких геолого-геофизических особенностей также могут оказаться продуктивными. На временных разрезах в интервале отложений комплекса L, отмеченного на сейсмическом временном разрезе, очевидные дизъюнктивные нарушения отсутствуют. Хотя более молодые и более старые отложения характеризуются наличием разломов, выделенных по разрывам осей синфазности отражающих горизонтов. Данная особенность привлекла внимание, и был проведен линеаментный анализ строения на основании структурной карты по кровле рассматриваемого комплекса.

На рисунке 4 представлена структурная карта по кровле комплекса L без сглаживания локальных выступов для выявления азимутальной ориентации малоразмерных структур. В первую очередь следует обратить внимание на то, что представленная территория «разбита» на несколько малоразмерных структур с размерами 1 000 × 400 м (центральная структура, вскрытая бурением), 800 × 300 м (западная структура).

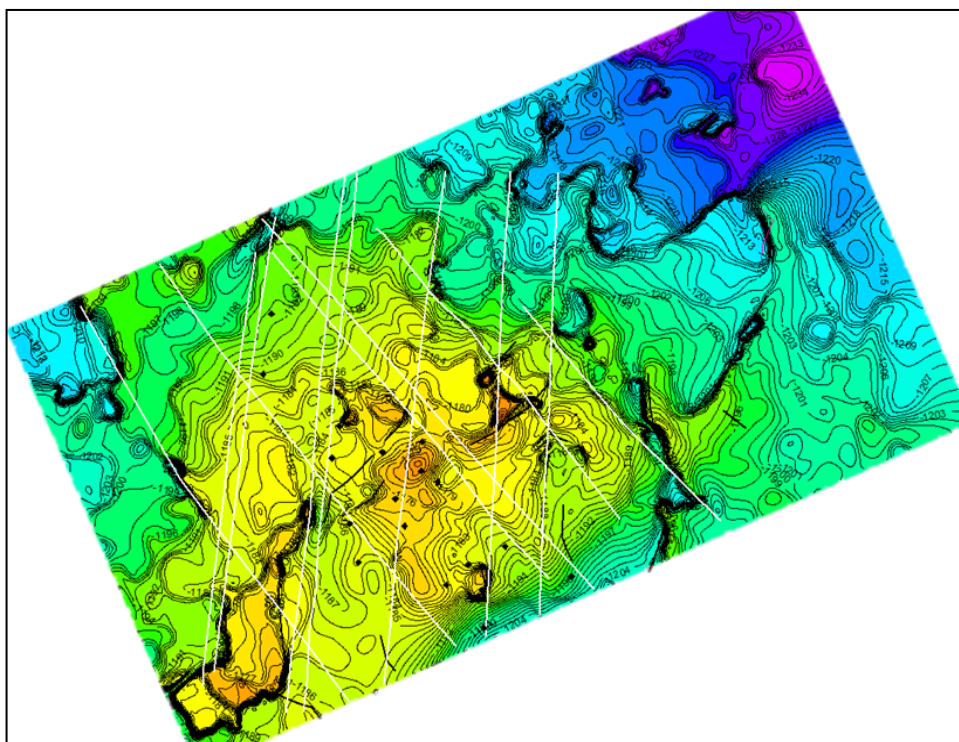
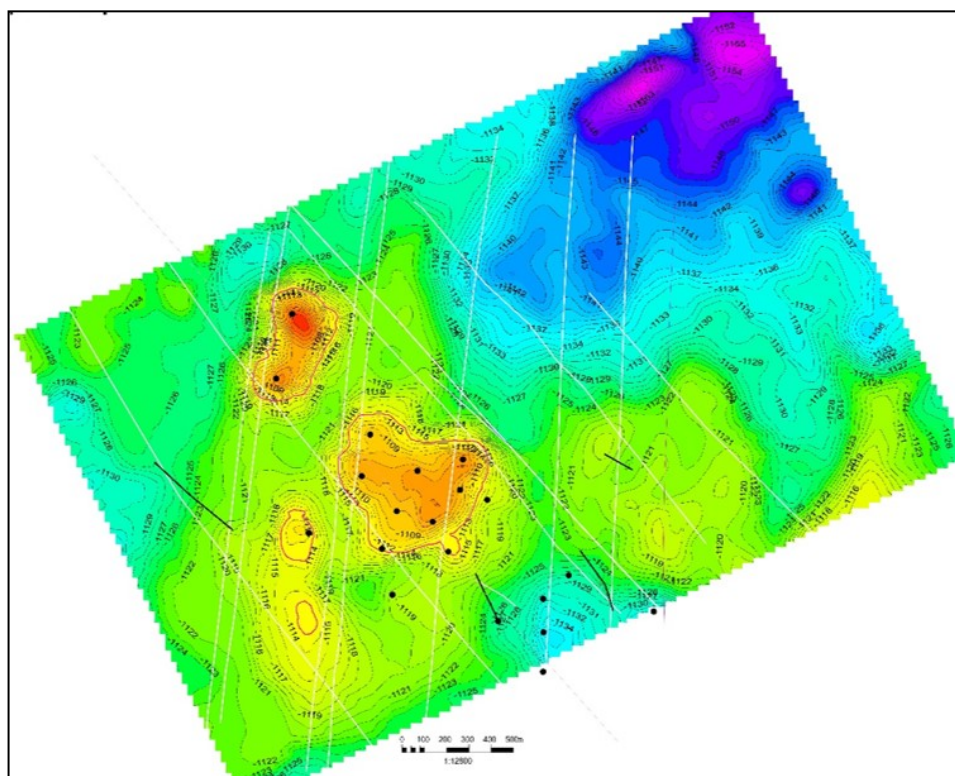


Рис. 4. Структурная карта по кровле нефтегазоносного комплекса L с указанием линеаментов

С целью разработки гипотезы формирования данных локальных структур с учетом сгущения изогипс кровли комплекса L были проведены

линии, обозначающие предположительное положение линеаментов. На приведенной карте видно, что азимутальное направление центральной структуры отличается от западной, а между ними наблюдается прогиб. Было предположено, что рассматриваемые малоразмерные структуры были сформированы под действием тектонических сил различного направления. Ранее нами было показано [8, 15], что данный район был подвержен сдвигово-ротационным процессам.

Анализ структурного плана по одному из перспективных объектов терригенного комплекса F по результатам сейсморазведки и с учетом данных нового бурения (рис. 5) показал высокую степень изменчивости морфологии пласта F3. На основании выполненных структурных построений можно оконтурить как минимум три локальных малоразмерных поднятия.



*Рис. 5. Структурная карта по кровле пласта F3
месторождения Кикинда Северо-Запад*

При сопоставлении структурных карт на рисунках 5 и 6 видно наличие структур в центральной части как по пласту комплекса L, так и вышележащего комплекса F. Подобные зоны локализованы на территории северной части Западно-Сибирского бассейна и описаны П. А. Горбуновым как «зоны сквозной тектонической дислоцированности» [19], которые

имеют похожий генезис с рассмотренными участками и являются наиболее благоприятными для скопления УВ.

Результаты

В материалах статьи [8] авторами приведены сведения о серии экспериментов на нефтегазовом месторождении Кикинда по терригенному комплексу Х, приуроченному к отложениям нижнего понта (верхний миоцен), на абсолютных отметках –1 500–1 600 м. На основании ряда признаков было обосновано местоположение структур, перспективных на открытие в них залежей УВ, предложены координаты для бурения новых скважин. Рекомендованные к доразведке участки были вскрыты бурением 15 скважин в 2020–2021 годах, которые подтвердили нефтеносность месторождения Кикинда Северо-Запад. Разрез из геологической модели залежей нефти терригенного комплекса F данного месторождения, построенной по результатам бурения новых скважин, отражает его линзовидное строение (рис. 6).

Линзовидный характер отложений пластов комплекса F (верхний миоцен), вскрытых бурением новых скважин, аналогичен пластам основного нефтегазового месторождения Кикинда, генезис которого установлен на основании изучения керновых данных. Представленная модель отвечает сложному геологическому строению объекта, обусловленному вертикальной гетерогенностью пластов, сформированной при периодических региональных трансгрессиях и регрессиях моря-озера и эпизодической тектонической активизацией глубинных структур.

В результате бурения дополнительных скважин получены промышленные притоки нефти и газа из верхнемиоценового комплекса пластов F. По скважинам северной структуры, указанной на рисунке 6, получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 18 т/сут на штуцере 3,4 мм. Из интервала нижележащих терригенных отложений комплекса Х, имеющего линзовидное строение, дебит нефти составил 9–15 т/сут. Приведенные значения дебита в 3–4 раза превышают ожидаемые притоки, так, средний входной дебит для новых скважин основного месторождения Кикинда составляет 5 т/сут.

Таким образом, бурением доказано наличие локального тектонического блока со сложной геоморфологией поверхности фундамента, к которому приурочена многопластовая залежь нефти и газа в отложениях верхнего миоцена, имеющих линзовидное строение. Особо следует подчеркнуть высокую продуктивность вскрытых интервалов, что подтверждает описанные выше взаимосвязи аномалий «газовой трубы», субвертикальных зон деструкций и связанных с ними очагов нефтегазогенерации. Ранее очаги скопления УВ, образованные подобным образом, в пределах площади не были обнаружены, несмотря на высокую степень «разбуренности» месторождений Кикинда и Кикинда Варош, открытых в 60-е годы прошлого столетия.

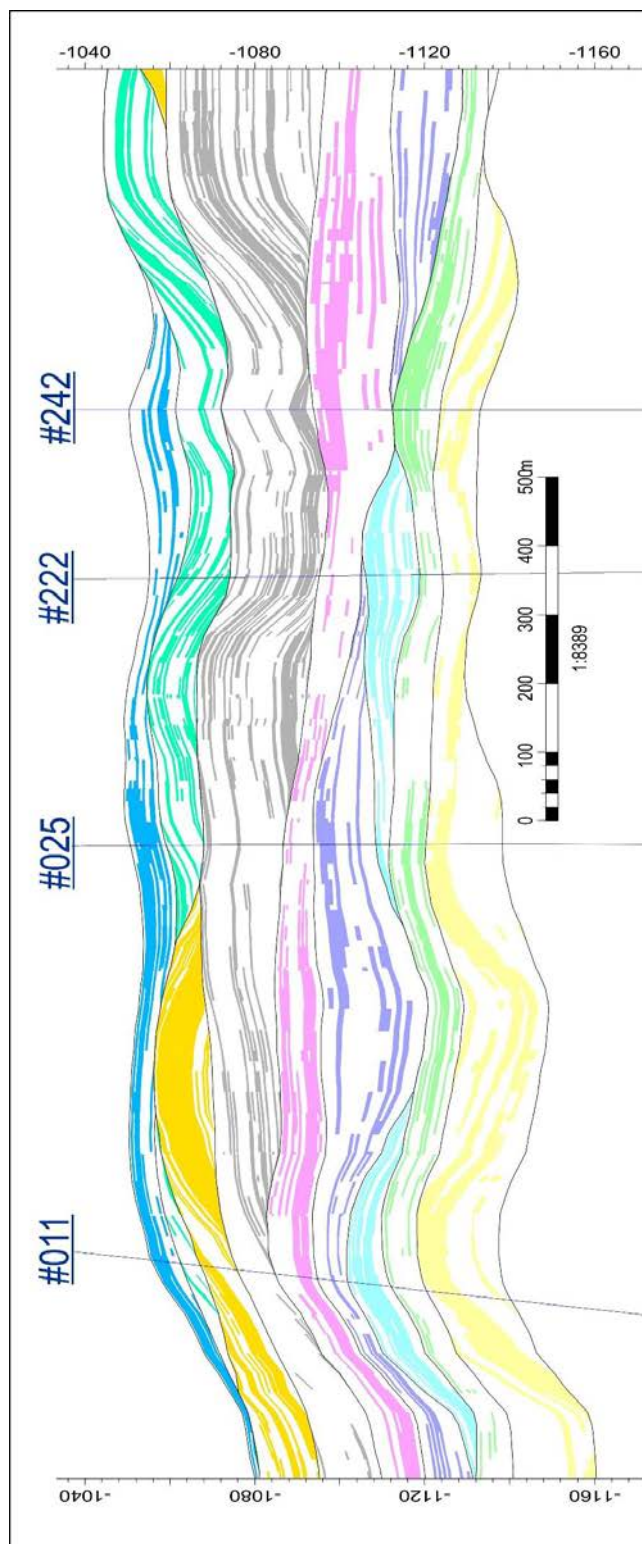


Рис. 6. Геологическая модель отложений верхнего миоцена комплекса F нового месторождения Кикинда Северо-Запад

Выводы

На основании накопленного опыта анализа геологического строения залежей нефти и газа месторождений Кикинда, нового месторождения Кикинда Северо-Запад, открытого на основании изложенных подходов, ряда других месторождений, описанных в статьях [8, 18], общий геодинамический механизм формирования малоразмерных залежей в пределах сербской части Паннонского бассейна можно описать следующими основными геологическими событиями:

- возникновение локального импульсного источника энергии, вызванного глубинными флюидодинамическими процессами;
- формирование субвертикальных зон деструкций осадочных пород;
- импульсные локальные толчки, вызванные периодической реактивацией очагов СЗД горных пород, которые, в свою очередь, создают неравновесную систему в вышележащих осадочных толщах (изменение рельефа); возникают локальные источники сноса осадочного материала и зоны дезинтеграции горных пород;
- вследствие частых локальных изменений глубины осадочного бассейна (озера) происходит локальное перераспределение осадочного материала, в данном случае формирование локальных и изолированных песчаных тел;
- при последующей активизации очагов нефтегазогенерации глубинный флюид мигрирует в вышележащие отложения по созданным зонам деструкции горных пород;
- при наличии непроницаемых флюидоупоров над породами с достаточными фильтрационно-емкостными свойствами формируется мало-размерная локальная залежь УВ с высокой продуктивностью.

Описанные геодинамические события сформулированы в соответствии с принципами «геосолитонной концепции» [1], а также согласуются с гипотезой о дегазации Земли П. Н. Кропоткина [18]. По нашему мнению, главная особенность Паннонского прибрежно-озерного седиментационного комплекса состоит в преобладании тектонических факторов над процессами осадконакопления (инициация и перераспределение осадочного материала) и гармонично встраивается в теорию геосолитонного механизма образования залежей.

С учетом установленных взаимосвязей открытых залежей с «корневыми» структурами фундамента, участками сквозных разрывных нарушений и субвертикальных локальных сейсмических аномалий, связанных с зонами деструкции (дезинтеграции) горных пород, представлены результаты открытия новых залежей УВ на основании комплексного анализа материалов 3D-сейсморазведки, данных бурения, исследований керна, ГИС и результатов опробования скважин.

Приведенные в данной статье результаты исследования геолого-геофизических материалов и результатов нового бурения, по нашему мнению, дают основание придерживаться изложенных принципов для открытия новых залежей нефти и газа при детализации геологического строения других территорий Республики Сербии.

Список источников

1. Бембель, Р. М. Геосолитоны : функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень : Вектор Бук, 2004. – 308 с. – Текст : непосредственный.
2. 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.
3. Бембель, С. Р. О пространственных свойствах субвертикальных зон деструкции и характере распределения залежей углеводородов / С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 38–41.
4. Углеводородные системы субвертикальных зон дезинтеграций Южно-Каспийской впадины / И. С. Гулиев, Ак. А. Ализаде, А. Д. Исмаил-Заде, Д. А. Гусейнов. – Текст : электронный // Материалы конференции «2-е Кудрявцевские чтения — Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа» (Москва, 21–23 октября 2013 г.). – URL: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/Guliyev-Alizadeh-Ismail-Zadeh-Guseinov_Theses.pdf.
5. Ćirić, B. M. Geologija Srbije, grada i razvoj Zemljine kore / B. M. Ćirić. – Beograd : Zavod zakartografiju GEOKARTA, 1996. – 273 p. – Direct text.
6. Formation and deformation of the Pannonian Basin : constraints from observational data / F. Horváth, G. Bada, P. Szafián [et al.]. – DOI 10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11. – Text : electronic // Geological Society, London, Memoirs. – 2006. – Vol. 32, Issue 1. – P. 191–206. – URL: <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11>.
7. Marvić, M. Geologija Jugoslavije / M. Marvić. – Beograd : Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-Geološki fakultet, 2001. – 214 p. – Direct text.
8. Милей, Е. С. Тектоно-структурный анализ залежей в отложениях контакта осадочного чехла и кристаллического фундамента / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-3-8-19. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3. – С. 8–19.
9. Popovicki, D. Contribution of 3D seismic surveying to geological modelling and exploration of the Kikinda field / D. Popovicki. – Direct text // DIT – Časopis Društva inženjera i tehničara NIS-Naftagas. – 2004. – P. 13–25.
10. Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics / L. Lenkey, P. Dovenyi, F. Horvath, S. A. P. L. Cloetingh. – Direct text // EGU Stephan Mueller Special Publication Series. – 2002. – Issue 3. – P. 29–40.
11. Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene / I. Magyar, D. Radivojević, O. Sztanó [et al.]. – Text : electronic // Global and Planetary Change. – 2013. – Vol. 103. – P. 168–173. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2012.06.007>.
12. Matenco, L. On the formation and evolution of the Pannonian Basin : Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides / L. Matenco, D. Radivojevic. – Text : electronic // Tectonics. – 2012. – Vol. 31, Issue 6. – P. [1–31]. – URL: <https://doi.org/10.1029/2012TC003206>.
13. Pigott, J. Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin / J. Pigott, D. Radivojevic. – Text : electronic // Open Geosciences. – 2010. – Vol. 2, Issue 4. – P. 481–500. – URL: <https://doi.org/10.2478/v10085-010-0027-2>.

14. Tari, G. Styles of extension in the Pannonian Basin / G. Tari, F. Horváth, J. Rumpler. – DOI 10.1016/0040-1951(92)90345-7. – Direct text // Tectonophysics. – 1992. – Issue 1–3. – P. 203–219.
15. Милей, Е. С. Тектоно-седиментационный подход как основа для изучения тонкослоистых коллекторов сложного геологического строения / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-21-35. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 21–35.
16. Новые перспективы месторождения Кикинда (Сербия) / Е. А. Жуковская, Е. С. Милей, Е. Ф. Цуканова [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-12-60-62. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 60–62.
17. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина) : [сборник докладов] / Отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев ; Российская академия наук. – Москва : ГЕОС, 2012. – 514 с. – Текст : непосредственный.
18. Милей, Е. С. Прогноз нефтегазоносности залежей в Паннонском бассейне на основе тектоно-структурного подхода / Е. С. Милей, С. Р. Бембель. – Текст : непосредственный // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность – 2021 : материалы международной научно-практической конференции / Отв. ред. А. В. Ступакова ; МГУ имени М. В. Ломоносова. – Москва : Перо, 2021. – С. 357–360.
19. Горбунов, П. А. Особенности прогноза нефтегазоносности северной части Западно-Сибирской плиты на основе модели тектонической дислоцированности осадочного чехла / П. А. Горбунов, С. В. Воробьев, С. Р. Бембель. – Текст : электронный // Вестник Евразийской науки. – 2020. – Т. 12, № 1. – URL: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf>.

References

1. Bembel, R. M., Megerya, V. M., & Bembel, S. R. (2003). Geosolitonnyy funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen, Vektor Buk Publ., 308 p. (In Russian).
2. Bembel, S. R. (2016). Geologiya i kartirovanie osobennostey stroeniya mestorozhdeniy nefi i gaza Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 214 p. (In Russian).
3. Bembel, S. R. (2010). On the issue of spatial properties of destruction subvertical zones and the structure of hydrocarbons deposits distribution. Oil Industry, (4), pp. 38-41. (In Russian).
4. Guliev, I. S., Alizade, Ak. A., Ismail-Zade, A. D., & Guseynov, D. A. (2013). Uglevodorodnye sistemy subvertikal'nykh zon dezintegratsiy Yuzhno-Kaspiyskoy vpadiny. Materialy konferentsii "2-e Kudryavtsevskie chteniya - Vserossiyskaya konferentsiya po glubinnomu genezisu nefi i gaza". Moscow, October, 21-23, 2013. (In Russian). Available at: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/2kr_theses/Guliyev-Alizadeh-Ismail-Zadeh-Guseinov_Theses.pdf
5. Ćirić, B. M. (1996). Geologija Srbije, građa i razvoj Zemljine kore. Beograd, Zavod zakartografiju GEOKARTA, 273 p. (In Serbian).

6. Horváth, F., Bada, G., Szafián, P., Tari, G., Ádám, A., & Cloetingh, S. (2006). Formation and deformation of the Pannonian Basin: constraints from observational data. *Geological Society, London, Memoirs*, 32(1), pp. 191-206. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2006.032.01.11>
7. Marvić, M. (2001). *Geologija Jugoslavije*, Beograd, Univerzitet u Beogradu Rudarsko-Geološki fakultet, 214 p. (In Serbian).
8. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2020). Tectonic-structural analysis of deposits in sediments of contact between sedimentary cover and basement. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 8-19. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-3-8-19
9. Popovicki, D. (2004). Contribution of 3D seismic surveying to geological modelling and exploration of the Kikinda field. *DIT - Časopis Društva inženjera i tehničara NIS-Naftagas*, pp. 13-25. (In Serbian).
10. Lenkey, L., Dovenyi, P., Horvath, F., & Cloetingh, S. A. P. L. (2002). Geothermics of the Pannonian basin and its bearing on the neotectonics. *EGU Stephan Mueller Special Publication Series*, (3), pp. 29-40. (In English).
11. Magyar, I., Radivojević, D., Sztanó, O., Synak, R., Ujszászi, K., & Pócsik, M. (2013). Progradation of the paleo-Danube shelf margin across the Pannonian Basin during the Late Miocene and Early Pliocene. *Global and Planetary Change*, 103, pp. 168-173. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2012.06.007>
12. Matenco, L., & Radivojevic, D. (2012). On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides. *Tectonics*, 31(6), pp. 1-31. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1029/2012TC003206>
13. Pigott, J., & Radivojevic, D. (2010). Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin. *Open Geosciences*, 2(4), pp. 481-500. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2478/v10085-010-0027-2>
14. Tari, G., Horváth, F., & Rumppler, J. (1992). Styles of extension in the Pannonian Basin. *Tectonophysics*, 208(1-3), pp. 203-219. (In English). Available at: [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(92\)90345-7](https://doi.org/10.1016/0040-1951(92)90345-7)
15. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2020) Tectonic-sedimentary approach as a basis to study thinly bedded reservoirs with complex geological structure. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 21-35 (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-21-35
16. Zhukovskaya, E. A., Miley, E. S., Tsukanova, E. F., Ezhov, K. A., & Gogich, A. (2018). New perspectives of the Kikinda oil and gas field (Serbia). *Oil Industry*, (12), pp. 60-62. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-60-62
17. 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).
18. Milei, E. S., & Bembel, S. R. (2021) Prognoz neftegazonosnosti zalezhey v Pannonskom bassejne na osnove tektono-strukturnogo podkhoda. *Novye idei v geologii nefti i gaza. Novaya real'nost' - 2021: materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*. Moscow, Pero Publ., pp. 357-360. (In Russian).
19. Gorbunov, P. A., Vorobyev, S. V., & Bembel, S. R. (2020). Features of the forecast of oil and gas potential in the northern part of the West Siberian Plate based on the tectonic dislocation model of the sedimentary cover. *The Eurasian Scientific Journal*, 12(1). (In Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/60NZVN120.pdf>

Информация об авторах

Бембель Сергей Робертович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, bembel_gsr@mail.ru

Милей Евгения Сергеевна, руководитель группы по геологии, ООО «НТЦ НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

Грицюк Андрей Сергеевич, эксперт по геологическому сопровождению бурения, ООО «НИС-Нафtagас», г. Нови-Сад, Республика Сербия

Бембель Роберт Михайлович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, 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, bembel_gsr@mail.ru

Evgeniia S. Milei, Reservoir Geology Team Leader, STC NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

Andrey S. Gritciuk, Expert in Geological Drilling Support, NIS-Naftagas LLC, Novi Sad, Serbia

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

Статья поступила в редакцию 11.05.2022; одобрена после рецензирования 17.05.2022; принята к публикации 20.05.2022.

The article was submitted 11.05.2022; approved after reviewing 17.05.2022; accepted for publication 20.05.2022.

УДК 551 (470.61)

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-25-40

Влияние разрывных нарушений в юрской части разреза на строение резервуара Урненской нефтяной залежи васюганской свиты месторождения им. Малыка

О. В. Елишева*, М. Н. Мельникова, В. В. Шангина, А. П. Леонов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**ovelisheva@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. На востоке Уватского района юга Тюменской области открыто пять месторождений, в которых основной объем УВ-потенциала приходится на залежи в верхнеюрских отложениях (пласт Ю₁ васюганской свиты). Особенностью строения залежей является блоковое строение резервуаров, которое отражается в наличии разных уровней водонефтяного контакта (ВНК) в пределах одной залежи. Построение таких моделей осложнено двумя основными причинами: первая — наличие безамплитудных разломов, которые картируются в сейсмическом поле МОГТ 3D, вторая — результаты трассерных исследований, согласно которым, не все разломы обладают экранирующими свойствами. В восточных районах Увата построение разломных моделей залежей васюганской свиты выполняется в четыре этапа: на первом, по материалам МОГТ 3D, выделяется каркас мелких разломов, которые на втором этапе консолидируются в крупные разломы. На третьем этапе, на основе анализа трассерных исследований, они ранжируются на проницаемые и непроницаемые. На четвертом этапе, с помощью парагенетических методов, изучается кинематическая природа разломов, которые затем соотносятся с геодинамическим развитием Западно-Сибирского бассейна. Применение данного подхода позволило уточнить модель залежи пласта Ю₁ Урненского месторождения. По материалам МОГТ 3D разломная модель юрского интервала разреза представлена сетью мелких разрывных нарушений разной ориентировки. Морфологически резервуар пласта Ю₁ делится на три гидродинамически разобщенных блока, каждый из которых имеет самостоятельный уровень ВНК. Анализ истории формирования разломной модели показал, что во время формирования осадочного чехла территория Урненской площади находилась в сложных тектонических условиях, что сказалось на особенностях строения современного каркаса разрывных нарушений.

Ключевые слова: месторождение им. Малыка, блоковое строение залежей углеводородов, взбросы, сбросы, безамплитудные разломы, трассерные исследования

Для цитирования: Влияние разрывных нарушений в юрской части разреза на строение резервуара Урненской нефтяной залежи васюганской свиты месторождения им. Малыка / О. В. Елишева, М. Н. Мельникова, В. В. Шангина, А. П. Леонов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-25-40 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 25–40.

Influence of discontinuous faults in the Jurassic part of the section on the structure of the Urna oil reservoir in the Vasyugan formation of Malyka field

**Olga V. Elisheva*, Maria N. Melnikova, Vera V. Shangina,
Alexander P. Leonov**

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

**ovelisheva@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. In the East Uvat district of the South of Tyumen region, five fields were discovered, in which the bulk of hydrocarbon potential is in deposits in upper Jurassic sediments (U_1 reservoir of the Vasyugan formation). A feature of the structure of deposits is the block structure of reservoirs, which is reflected in the presence of different levels of the oil-water contact within the same deposit. The construction of such models is complicated by two main reasons: the first is the presence of non-amplitude faults, which are difficult to map in the seismic 3D survey, the second is results of tracer studies, according to which not all faults have shielding properties. In the Eastern regions of Uvat, fault models of the Vasyugan formation are constructed in four stages: at the first stage, based on the 3D seismic data, a framework of small faults is identified, which at the second stage are consolidated into large faults. At the third stage, based on the analysis of tracer studies, they are ranked into permeable and impermeable. At the fourth stage the kinematic nature of faults is studied using paragenetic methods and fit as the model of geodynamic development of the West Siberian Basin. Application of this approach made it possible to refine the model of the U_1 reservoir of the Urnenskoye field. The faults model of the Jurassic interval of the section based on 3D seismic data is represented by a network of small faults of different orientations. Morphologically, the reservoir of the U_1 reservoir is isolated into three hydrodynamically separated blocks, each of which has an independent oil-water contact level. Analysis of the history of the fault formation showed that during the formation of the sedimentary cover, the territory of the Urnenskoye field was in complex tectonic conditions, which was affected the structure of the modern framework of discontinuous faults.

Keywords: Malyka field, block structure of hydrocarbon deposits, reverse fault, normal fault, without amplitude faults, tracer surveys

For citation: Elisheva, O. V., Melnikova, M. N., Shangina, V. V., & Leonov, A. P. (2022). Influence of discontinuous faults in the Jurassic part of the section on the structure of the Urna oil reservoir in the Vasyugan formation of the Malyka field. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 25-40. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-25-40

Введение

На востоке Уватского района юга Тюменской области в настоящее время открыто несколько крупных нефтяных залежей — Урненская, Усть-Тегусская, Западно-Эпаская, Южно-Гавриковская и другие, объединенные в 2021 году в месторождение им. Малыка (рис. 1).

В тектоническом плане месторождение находится в границах Верхнедемьянского мегавала, который является унаследованным от крупной антиклинальной структуры доюрского основания — Верхнедемьянского антиклинория, ядро которого представлено гранитными интрузиями, а склоны сложены палеозойскими толщами, в виде складок северо-западного простирания (рис. 2).

Основной объем нефтяных залежей сконцентрирован в юрском интервале разреза — в пластах $Ю_{2-4}$ тюменской свиты и в пласте $Ю_1$ васюганской свиты [1]. Учитывая сокращенную мощность среднеюрских отложений, на долю залежей в верхнеюрских отложениях приходится от 50 (Усть-Тегусская залежь, Южно-Гавриковская залежь) до 100 % (Урненская залежь) углеводородов (УВ).

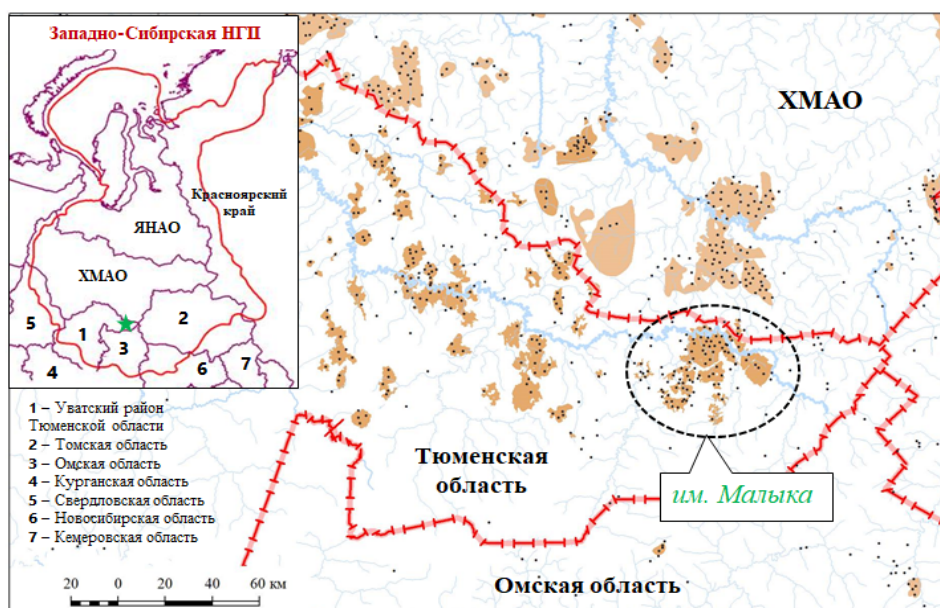


Рис. 1. Обзорная карта Уватского района юга Тюменской области

На востоке Уватского района Тюменской области особенностью строения резервуаров верхнеюрских залежей УВ (васюганская свита) является их блоковое строение, которое отражается в наличии разных уровней водонефтяных контактов (ВНК) в пределах одного месторождения или одной крупной залежи УВ. При этом построение разломно-блоковых моделей строения залежей УВ в пласте Ю₁ всегда вызывало и до сих пор вызывает большие трудности [2, 3], которые по результатам многолетних геолого-разведочных работ (ГРП) обусловлены двумя основными проблемами.

Первая проблема связана собственно с кинематикой (природой) разломов, точнее с их малой амплитудой смещения по вертикали. Многолетними геологоразведочными работами [1] установлено, что не только доюрское основание, но и юрский интервал разреза осадочного чехла разбит большим количеством разрывных нарушений, из которых почти 90 % являются малоамплитудными или безамплитудными. Обычно такие разломы с трудом картируются по сейсмическим данным МОГТ 3D, так как на разрезах временного куба почти не видны разрывы сплошности отражающих горизонтов (ОГ) и смещения осей синфазности [4, 5].

Вторая проблема связана с применением результатов трассерных исследований, согласно которым, часть разломов, которые картируются на востоке Уватского района, обладает экранирующими свойствами, а часть является проницаемыми, что говорит о частичной гидродинамической связи между структурно-тектоническими блоками. Хотя разные уровни ВНК в пределах залежей УВ одного и того же стратиграфического уровня свидетельствуют об обратной ситуации.

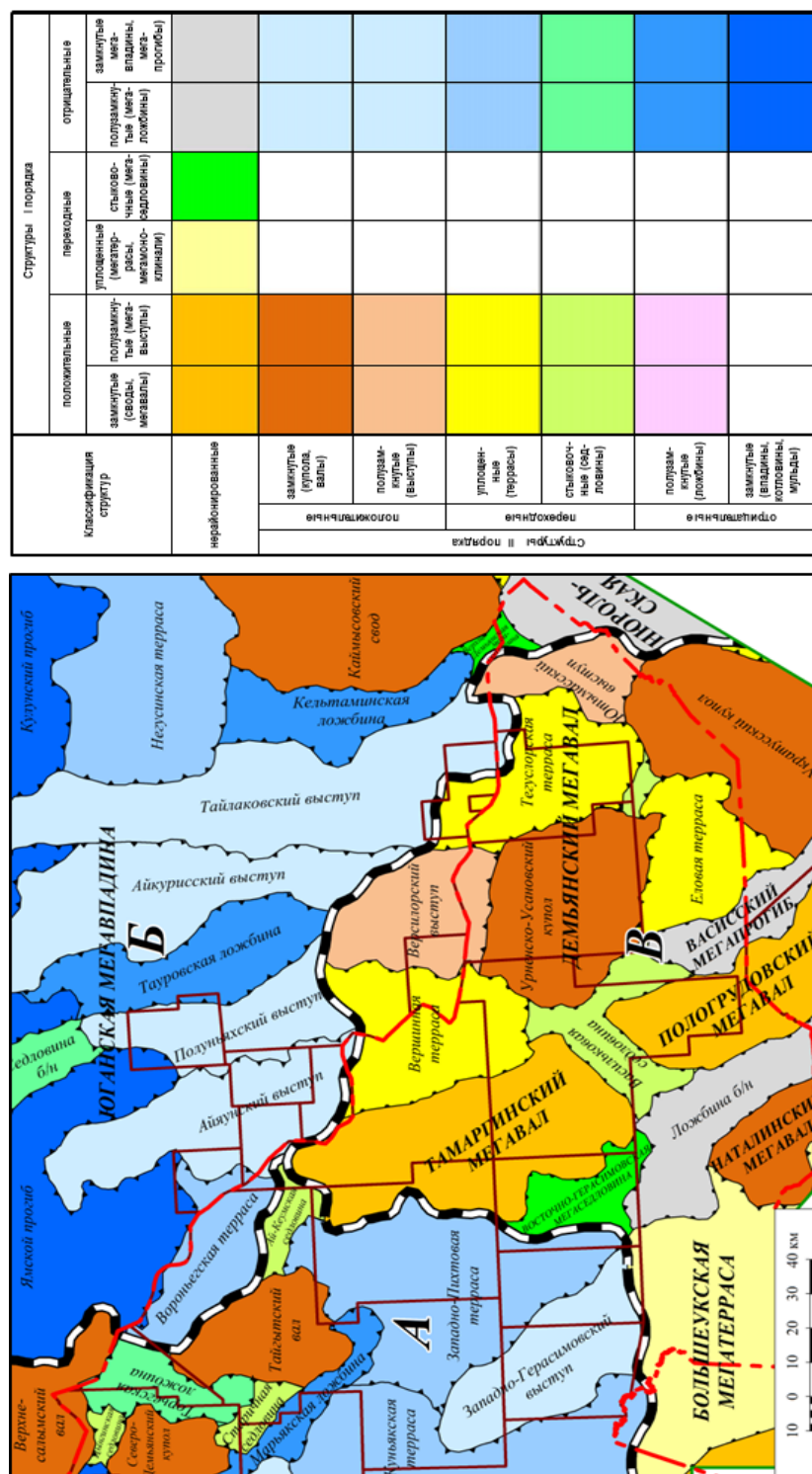


Рис. 2. Фрагмент тектонической карты мезозойских отложений Уватского района и прилегающих территорий (ООО «ТНЦ», 2014)

На сегодняшний день существует небольшое количество методик на основе анализа сейсмических данных МОГТ 3D, позволяющих определять проводимость малоамплитудных и безамплитудных разломов и их экранирующие способности. Большая часть из них требует, как правило, специализированных графов обработки сейсмического материала. Поэтому генерализация небольших разрывных нарушений в условные плоскости экранирования гидродинамически разобщенных блоков вызывает сложности.

В данной публикации показан один из подходов, который широко используется специалистами ООО «ТННЦ» при построении и анализе разломно-блокового строения резервуаров васюганской свиты в восточных районах Уватского района на этапе поисково-разведочных работ.

Методика исследований

Построение и анализ разломно-блоковой модели верхнеюрских отложений Урненского месторождения выполнялись в несколько этапов.

На *первом этапе* путем визуального анализа вертикальных сечений временного куба МОГТ 3D строился каркас сети мелких разломов, включающий нарушения осевых частей структур и разломы, контролирующие морфологию склонов поднятий. Распознавание разрывных нарушений в волновом поле происходило по падению динамики амплитуды ОГ либо за счет небольшого вертикального смещения этой отраженной волны. Дополнительно применялись срезы с кубов когерентности, схемы углов и азимутов наклона.

На *втором этапе*, чтобы выполнить генерализацию мелких разломов в плоскости экранирования гидродинамически разобщенных тектонических блоков, выполнялось ранжирование разломов по разрезу и по площади. Сперва анализировалась глубина проникновения того или иного разлома в интервал юрских отложений. Установлено, что основная часть дизъюнктивных нарушений сконцентрирована в интервале доюрского комплекса (ДЮК), где закартировано около 300 разломов. Из них вверх по разрезу 35 % разрывных нарушений затухают в интервале пластов тюменской свиты (ОГ Т) и всего 40 % проникают в интервал верхнеюрских отложений. Наибольшая плотность нарушений сконцентрирована в сводовой части структуры, на склонах структуры по кровле баженовской свиты (ОГ Б, верхняя юра) большая часть разломов затухает.

После изучения проникновения разрывных нарушений по разрезу, на основе анализа результатов испытаний и интерпретации данных ГИС (ГИС — геофизические исследования скважин) они ранжировались на основные — это непроводящие, разделяющие пласт Ю₁ на блоки и второстепенные — это малоразмерные, не оказывающие особого влияния на строение «васюганского» резервуара. В ходе работы проанализирован весь поисково-разведочный и эксплуатационный фонд скважин. Анализ показал, что «васюганский» резервуар разбит минимум на три тектонических блока, каждый из которых характеризуется своим уровнем ВНК (рис. 3).

Фрагмент структурной карты по кровле коллектора пласта Ю1 (васюганская свита)

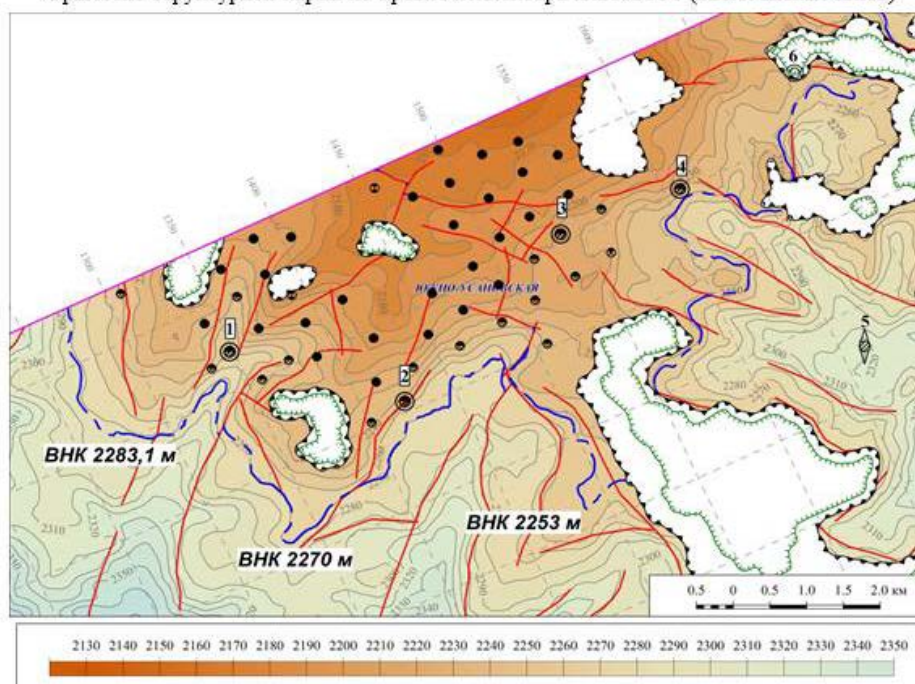


Схема обоснования ВНК залежи пласта Ю1 (васюганская свита, верхняя юра)

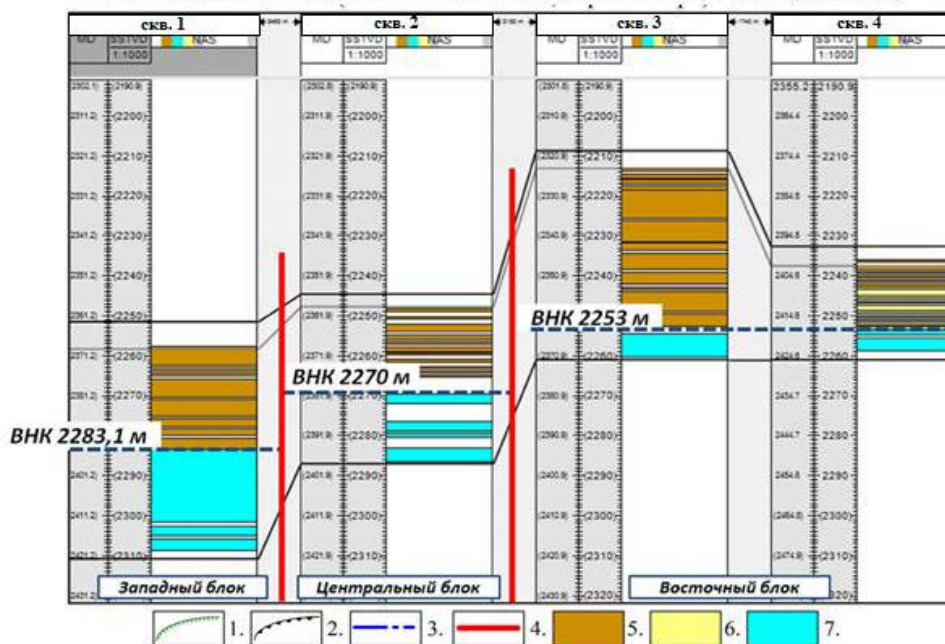


Рис. 3. Обоснование разделения залежи пласта Ю₁ васюганской свиты на три тектонических блока. Урненское месторождение (1 — прогнозная граница выклинивания пласта; 2 — прогнозная граница глинизации пласта; 3 — границы ВНК; 4 — границы тектонических блоков; 5, 6, 7 — характер насыщения по данным ГИС (5 — нефть, 6 — нефть + вода, 7 — вода))

Из-за отсутствия данных об анизотропии пород, слагающих «васюганский» резервуар по латерали, и влиянии их капиллярных сил на вмещающие флюиды в настоящее время принята модель блокового строения. Для построения блоково-тектонической модели выполнена генерализация малоразмерных дизъюнктивов, выявленных по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3D и разделяющих залежь пласта Ю₁ на три самостоятельных блока (западный, центральный и восточный).

Третий этап посвящен анализу результатов трассерных исследований, по которым разломы, контролирующие структурно-тектонические блоки, разделены на экранирующие и гидродинамические «окна». Анализ результатов показал следующее: при закачке индикаторных жидкостей в скважины западного блока большая часть скважин центрального блока не фиксирует их приход, что свидетельствует о преимущественной изолированности западного и центрального блоков (рис. 4).

Иная ситуация наблюдается между центральным и восточным тектоническими блоками, между которыми перепад уровней ВНК достигает 15–17 м. При закачке трассерных жидкостей в скважины разных блоков в некоторых скважинах отмечалось их поступление, что говорит о наличии гидродинамических «окон».

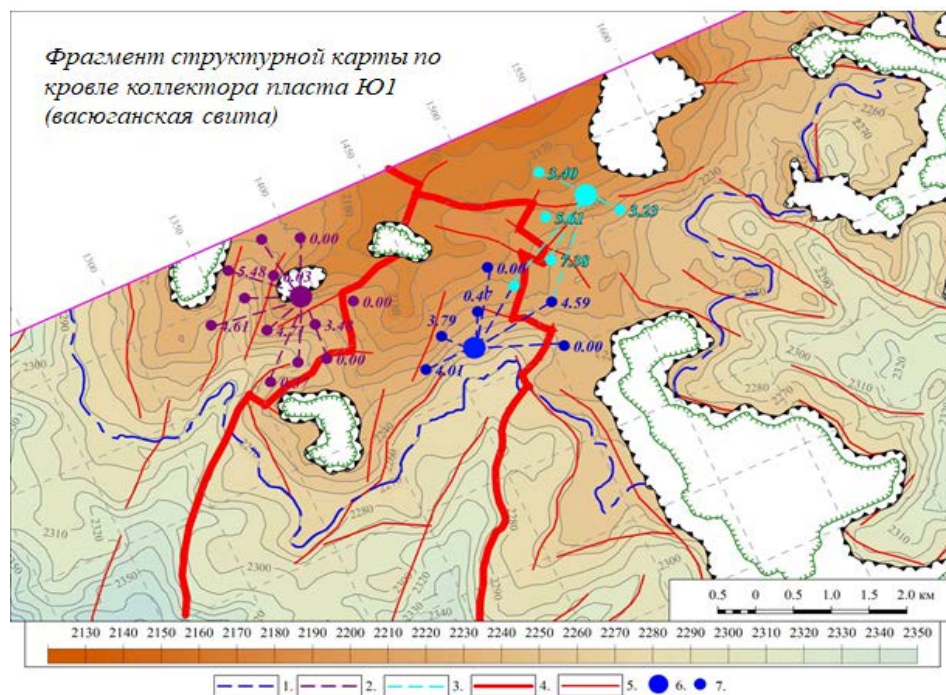


Рис. 4. Трассерные исследования в скважинах Урненской залежи месторождения им. Малыка (1, 2, 3 — направления распределения фильтрационных потоков трассерной жидкости; 4 — границы блоков; 5 — тектонические нарушения; 6 — скважина, в которую закачивали трассерную жидкость; 7 — скважина, в которой измеряли % прихода трассерной жидкости от общего объема)

Противоречивые результаты трассерных исследований, не позволяющие корректно обосновать разные уровни ВНК в разных блоках, не дают возможности их использовать для корректного обоснования гидродинамической разобщенности блоков. Это привело к решению данной проблемы через качественную характеристику разломов, а именно, обосновать потенциальную проводимость или непроводимость через парагенетические методы и увязать эти результаты с геодинамической этапностью тектонического развития Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ). При анализе блоковой модели пласта Ю₁ интерес в первую очередь представляли разломы, которые находились в шовных зонах между тектоническими блоками.

Четвертый этап посвящен изучению кинематической природы разрывных нарушений парагенетическим методом. Такой подход широко применяется многими современными специалистами в тех случаях, когда невозможно напрямую применить тектонофизические методы, использующие для выявления кинематики разломов количественные характеристики напряженности геосреды [6–8]. Выявленные в пределах Уренского блока крупные системы разрывных нарушений, состоящие из мелких сбросов, сдвигов, сдвига-сбросов, сдвига-взбросов различной ориентации, вписывались в общую картину тектонического развития ЗСБ, который в мезозойско-кайнозойский этап проходил минимум четыре этапа активизации глубинных разломов [9–11].

Разломно-блоковая модель Уренско-Усановского блока

По материалам МОГТ 3D разломная модель юрского интервала разреза Уренского блока представлена хаотичной сетью мелких разрывных нарушений разной ориентировки. На этапе генерализации разломов осадочного чехла в крупные разрывные нарушения установлено, что азимуты простираний мелких разломов подчиняются определенной закономерности и связаны с ориентировкой и природой глубинных разломов из доюрского основания. По кинематике все разломы имеют не только вертикальную компоненту смещения, но и осложнены горизонтальной сдвиговой компонентой, формируя сложные системы взбросо-надвиговых и сдвига-сбросовых деформаций. На временных разрезах сейсмического куба МОГТ 3D тектонические структуры горизонтального сдвига представлены группой сходящихся к ДЮК разломов, образующих в осадочном чехле структуры типа «цветка» или «пальмы» [12–15]. На срезах кубов когерентности они представлены линейными, кулисными системами сбросов и взбросов над «швами» горизонтальных сдвигов [12, 15] (рис. 5).

По степени нарушения осадочного чехла разломы Уренского блока разделены на три крупные системы разрывных нарушений. К первой системе отнесены разломы, проникающие из доюрского основания в среднеюрскую часть разреза. Ко второй системе — разломы, прорывающие весь юрский разрез. В третью систему разломов вошли нарушения, которые фиксируются по всему интервалу осадочного чехла.

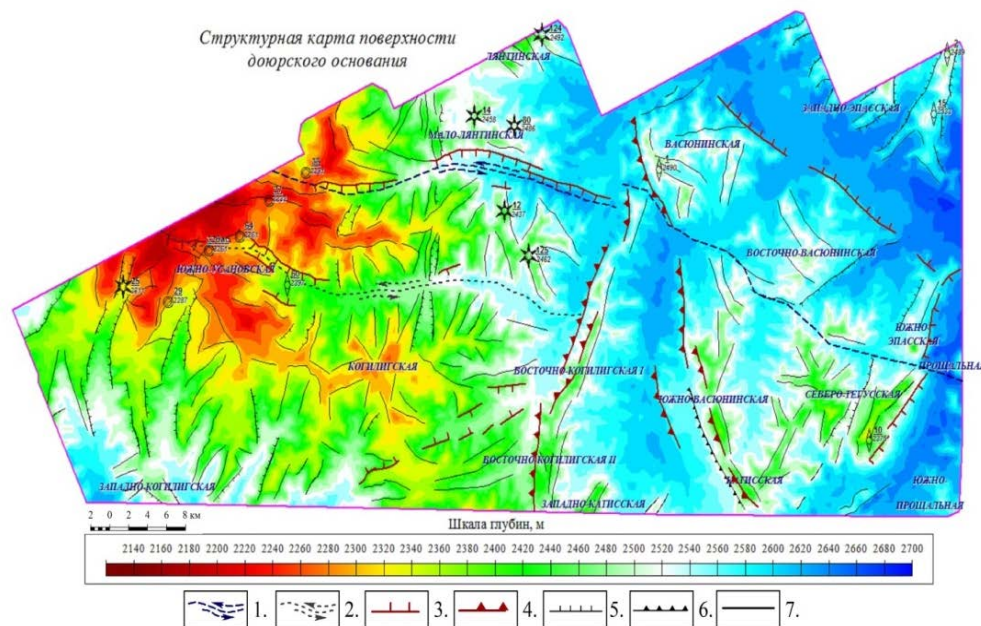


Рис. 5. Структурно-тектоническая модель доюрского основания Урненского поднятия (1 — осевая часть основного сдвига; 2 — осевая часть второстепенного сдвига; 3, 4 — основные тектонические нарушения (3 — сброс, 4 — взбросо-надвиг); 5, 6, 7 — второстепенные тектонические нарушения (5 — сброс, 6 — взбросо-надвиг, 7 — прочие))

Для изучения разломно-блоковой модели «васюганского» резервуара залежи пласта Ю₁ интерес для изучения представляли только две последних системы разломов. Разломы второй системы в современном блоковом каркасе могут представлять потенциальные экраны, в то время как разломы третьей системы нарушений за счет постоянной активизации на протяжении мезозоя — кайнозоя могут быть проницаемыми.

История тектонического развития в мезозойско-кайнозойский этап

Заложение основных магистральных региональных разломов в пределах Урненского блока произошло в доюрское время на этапе раннегерцинского орогенеза, который охватил восточные районы Казахстанско-Салымской складчатости [9–11]. Результатом тектонической активизации стало формирование крупного Верхнедемьянского антиклинория северо-западного простирания.

Образованные в это время крупные разломы сбросовой и взбросовой природы, осложняющие сводовую часть и склоны антиклинория, в нижнемезозойский этап за счет создания крупной синклинали структуры Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, претерпели сильные тангенциальные напряжения в западном направлении [9], что, предположительно, привело к смещению в районе Урненского поднятия крупных, тектонических мегаблоков и образованию в доюрском основании системы ступенчатых меганадвигов. По

мере усиления сил напряжения возникло относительно небольшое левостороннее смещение блоков в северо-западном направлении, что могло привести к формированию сдвиговых деформаций в надвиговых структурах [14].

Одним из подтверждений данного предположения служит наличие депрессионной зоны (транстенсии) в сводовой части Урненско-Усановского купола, приуроченной в интервале ДЮК к зоне искривления осевой части сдвига. На временных сейсмических разрезах зона транстенсии представлена в виде отрицательной «цветковой структуры», характерной для процессов растяжений [6, 12, 15]. Таким образом, в триасе была сформирована сложная система взбросо-надвиговых и сдвиговых нарушений северо-восточного и северо-западного простирания, которые впоследствии активизировались в разные этапы мезозойско-кайнозойского тектоногенеза.

Тектоническая активизация в средней юре на периферии ЗСБ [9, 11] привела к незначительному углублению ранее существовавших депрессионных зон в склоновых частях Урненского купола. На палеослайсах когерентности в районе сводовой части поднятия закартирована серия кулисообразных разрывных нарушений северо-восточного простирания. Ориентировка и форма разломов дает возможность выдвинуть предположение о второй и третьей стадиях развития разрывов при горизонтальном сдвиге, когда происходило формирование системы вертикальных разрывов и системы трещин скалывания вдоль основной оси сдвига в интервале доюрского основания (рис. 6).

По всей видимости, силы тангенциального тектонического напряжения не превышали вес и сопротивление толщ платформенного чехла, что и не привело к полному разрыву и сдвигу пород среднеюрского интервала разреза конформно основному сдвигу пород по ДЮК. В результате этой тектонической активизации произошло усложнение первичной системы дизъюнктивных нарушений доюрского основания.

Следующий этап тектонической активизации пришелся на раннемеловой период мезозоя. Эпицентр тектонических движений находился на современной территории ХМАО — Югры [9]. Несмотря на близость очага активизации, считается, что тектонические процессы, происходившие в это время, практически не оказали влияния на современное тектоническое строение южных районов ЗСБ [10]. Тем не менее наиболее мобильные тектонические блоки в пределах Уватского района продолжали испытывать воздействие региональных тектонических движений.

Южная часть Урненского блока, находясь в подобной зоне, продолжала активно расти и находиться в условиях регионального тангенциального сжатия, что привело к формированию разломов взбросовой природы, которые в настоящее время представляют собой тектонические экраны.

Последний активный всплеск тектонических движений на территории ЗСБ в неоген-палеогеновое время известен под названием «неотектонический этап». Его особенностью является преобладание горизонтальных сдвигов в осадочном чехле над вертикальной компонентой (как это было в герцинский тектонический этап).

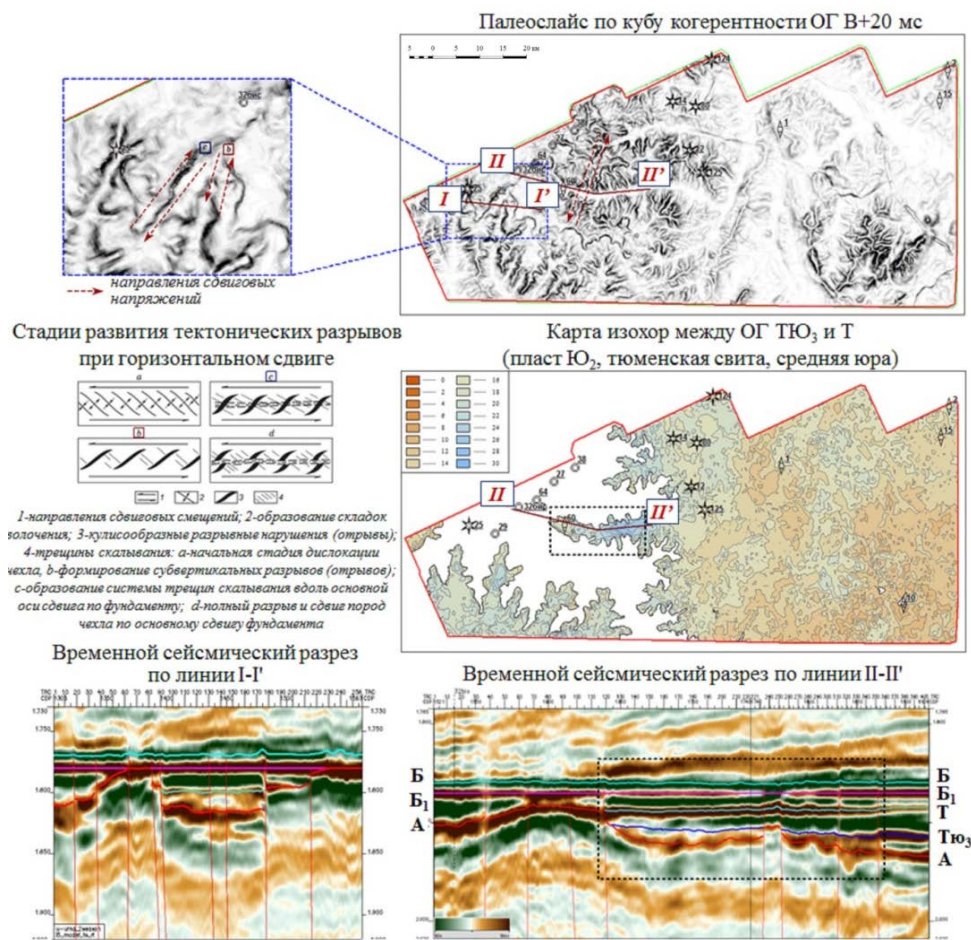


Рис. 6. Признаки тектонической активизации разломов в среднеюрское время

На слайсах куба когерентности в интервале меловых и кайнозойских отложений видны кулисообразные нарушения северо-восточного и северо-западного направления. На временных сейсмических разрезах вкрест линии основного сдвига по ДЮК находит отражение группа оперяющих (кулисных) тектонических нарушений в интервале меловых и кайнозойских отложений и сходящихся к основному разлому.

Результаты этих тектонических движений нашли свое отражение и в рельефе современных четвертичных отложений. Так, морфология современных речных долин часто сопровождается серией малоамплитудных кулис, сосредоточенных над наиболее молодыми дизъюнктивными нарушениями.

Анализ проводимости разрывных нарушений

Как отмечалось выше, по результатам испытаний и насыщения по ГИС скважины Урненского блока, пробуренные в контуре залежи пласта Ю₁, разделились на три группы, характеризующиеся собственным уровнем ВНК. Разде-

ление скважин на блоки совпадало с расположением линейно-вытянутых в северо-восточном направлении грабенообразных прогибов в ДЮК.

Ранее в работе отмечалось, что для выявления поведения фильтрационных потоков в межскважинном пространстве проведены трассерные исследования. Согласно полученным результатам, между западным и центральным блоками большинство разрывных нарушений характеризуется как непроводящие разломы. Несколько иная ситуация наблюдается между восточным и центральным блоками, которые характеризуются как частично проводящие на отдельных участках залежи. Анализ причин такой ситуации показал, что такая проводимость может быть связана как с результатом горизонтальных движений в неотектонический этап, так и являться следствием разработки самого Урненского месторождения, разрушившей целостность разлома нагнетательной жидкостью (рис. 7).

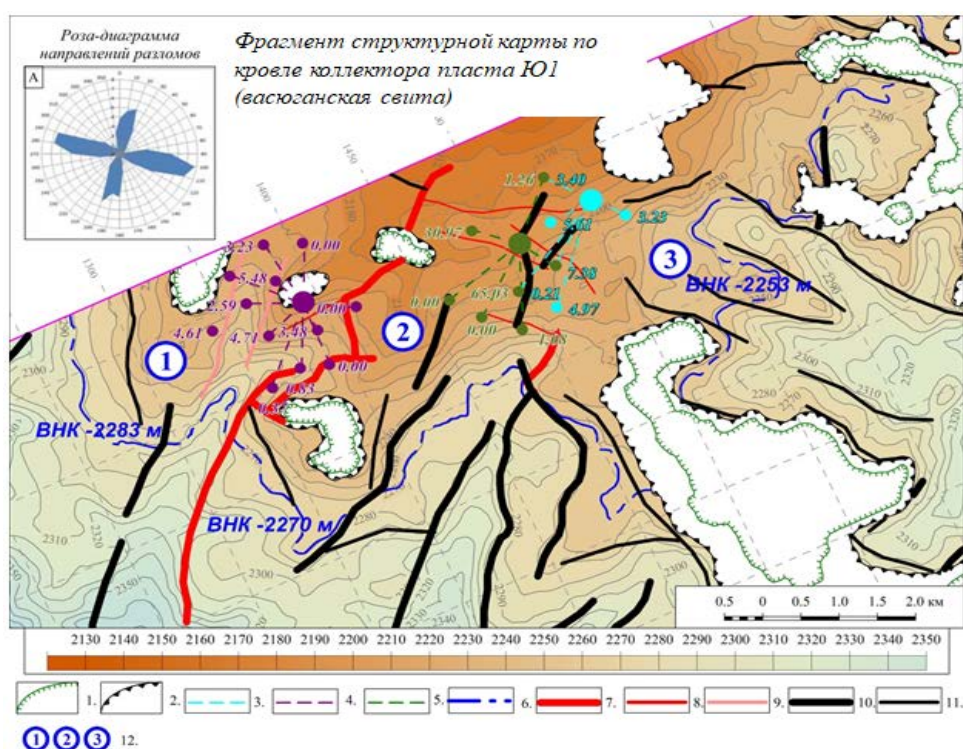


Рис. 7. Разломно-блоковая модель резервуара Урненского залежи пласта Ю₁ васюганской свиты месторождения им. Малыка

(1 — прогнозная граница выклинивания пласта; 2 — прогнозная граница глинизации пласта; 3, 4, 5 — направления распределения фильтрационных потоков трассерной жидкости; 6 — границы ВНК; 7, 8, 9 — тектонические нарушения, подтвержденные трассерными исследованиями (7 — непроводящие, 8 — частично проводящие, 9 — проводящие); 10, 11 — тектонические нарушения по данным парагенетического метода (10 — непроводящие, 11 — проводящие/частично проводящие); 12 — тектонические блоки залежи (1 — западный, 2 — центральный, 3 — восточный))

Выводы

Выполненные исследования позволили сделать вывод, что заложение крупных региональных разломов с доминированием вертикальной компоненты смещения (взбросы, сбросы) произошло в доюрское время (герцинский этап) во время формирования крупной структуры — Верхнедемянского антиклинория.

Периодическая активизация тектонических движений в мезозое и кайнозое характеризовалась горизонтальными подвижками [6, 9–10], что сильно усложнило сеть разрывных нарушений Уренского купола. По всей видимости, центральная часть Уренского блока за счет гранитной интрузии в ее «ядре» часто находилась в условиях регионального сжатия, что и обусловило в купольной части структуры доминирование на сегодняшний день непроницаемых разрывных нарушений. В отличие от сводовой части, склоны поднятия за счет нахождения их периодически в условиях тангенциального растяжения представлены не столько экранирующими, сколько проницаемыми разломами.

Список источников

1. Сафонов, В. Г. Развитие геологоразведочного проекта в Уватском районе на юге Западной Сибири / В. Г. Сафонов, К. Ю. Зервандо. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2015. — № 3 (40). — С. 10–13.
2. Личагина, Л. А. Моделирование геологических объектов Уренского месторождения нефти на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения / Л. А. Личагина, В. В. Судакова, Р. Н. Хасанов. — Текст : непосредственный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. — 2005. — № 15. — С. 25–30.
3. Глухманчук, Е. Д. Закономерности структур разрушения (трещиноватости) эволюции тектонических деформаций на месторождениях Западной Сибири / Е. Д. Глухманчук, А. Н. Василевский. — Текст : непосредственный // Сборник докладов 8-й научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазоносного потенциала ХМАО». — Ханты-Мансийск, 2005. — Т. 2. — С. 67–76.
4. Колмаков, Т. Ф. Механизм формирования структур по данным сейсморазведки / Т. Ф. Колмаков. — Текст : непосредственный // Строение земной коры Западной Сибири : труды ЗапСибНИГНИ. — Тюмень, 1989. — Вып. 249. — С. 43–48.
5. Типы и роль разломов в строении юго-восточной окраины Русской платформы по новым сейсмическим данным / А. Н. Светлакова, В. Н. Пучков, Е. Н. Горожанина, В. М. Горожанин. — Текст : непосредственный // Уральский геофизический вестник. — № 1 (16). — 2010. — С. 45–58.
6. Гогоненков, Г. Н. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири / Г. Н. Гогоненков, А. С. Кашик, А. И. Тимурзиев. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. — 2007. — № 3. — С. 3–11.

7. Бурзунова, Ю. П. Структурно-парагенетический анализ сложных трещинных сетей на примере участка Тажеран (Прибайкалье) / Ю. П. Бурзунова. – Текст : непосредственный // Известия Иркутского государственного университета. Серия : науки о земле. – 2014. – Т. 9. – С. 28–41.
8. Буртман, В. С. Горизонтальные перемещения по разломам и некоторые методы их изучения / В. С. Буртман. – Текст : непосредственный // Разломы и горизонтальные движения земной коры : сборник статей / Отв. ред. А. В. Пейве. – Москва : Изд-во АН СССР, 1963. – С. 5–33.
9. Геохронологические исследования Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна ; итоги 50 лет изучения / К. С. Иванов, Ю. Н. Федоров, Ю. Л. Ронкин, Ю. В. Ерохин. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2005. – № 3. – С. 117–135.
10. Конторович, В. А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В. А. Конторович. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50, № 4. – С. 461–474.
11. Сурков, В. С. Связь тектоники фундамента и платформенного чехла Западно-Сибирской плиты : геологический отчет, ТЭД, ТЭО, ТЭС / В. С. Сурков, В. П. Жаднова, О. Г. Жеро. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1976. – 150 с. – Текст : непосредственный.
12. Тимурзиев, А. И. Морфология и парагенезис структур горизонтального сдвига и растяжения земной коры, очагов разгрузки глубинных геофлюидов / А. И. Тимурзиев. – Текст : непосредственный // Геофизика XXI столетия : 2005 год : сборник трудов VII геофизических чтений им. В. В. Федынского (Москва, 3–5 марта 2005 г.). – Москва : Научный мир, 2005. – С. 84–85.
13. Филлипович, Ю. В. О приоритетной роли горизонтальных тектонических дислокаций в формировании и развитии мезо-кайнозойской Западно-Сибирской геосинеклизы / Ю. В. Филлипович. – Текст : непосредственный // Пути реализации нефтегазоносного потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 2001. – С. 114–129.
14. Лукьянов, А. В. Структурные проявления горизонтальных движений земной коры / А. В. Лукьянов. – Москва : Наука, 1965. – 210 с. – Текст : непосредственный.
15. Harding, T. P. Seismic characteristics and identification of negative flower structures, positive flower structure, and positive structural inversion / T. P. Harding. – Direct text // Bulletin AAPG. – 1985. – Issue 69. – P. 582–600.

References

1. Safonov, V. G., & Zervando, K. Yu. (2015). Development of exploration project in the Uvat area, south of Western Siberia. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (3(40)), pp. 10-13. (In Russian).
2. Lichagina, L. A., Sudakova, V. V., & Khasanov, R. N. (2005). Modelirovanie geologicheskikh ob"ektov Urnenskogo mestorozhdeniya nefiti na osnove kompleksnogo analiza materialov seysmorazvedki i bureniya. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (15), pp. 25-30. (In Russian).
3. Glukhmanchuk, E. D. (2005). Zakonomernosti struktur razrusheniya (treshchinovatosti) evolyutsii tektonicheskikh deformatsiy na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri. Sbornik dokladov 8-y nauchno-prakticheskoy konferentsii "Puti realizatsii neftegazonosnogo potentsiala KhMAO". Tom 2. Khanty-Mansiysk, pp. 67-76. (In Russian).

4. Kolmakov, T. F. (1989). Mekhanizm formirovaniya struktur po dannym seysmorazvedki. Stroenie zemnoy kory Zapadnoy Sibiri: trudy ZapSibNIGNI, (249), Tyumen, pp. 43-48. (In Russian).
5. Svetlakova, A. N., Puchkov, V. N., Gorozhanina, E. N., & Gorozhanin, V. M. (2010). The fault types and its role in the structure of the south-eastern margin of the Russian platform on new seismic data. Ural'skij geofiziceskij vestnik, (1(16)), pp. 45-58. (In Russian).
6. Gogonenkov, G. N., Kashik, A. S., & Timursiyev, A. I. (2007). Horizontal displacements of West Siberia's basement. Oil and gas geology, (3), pp. 3-11. (In Russian).
7. Burzunova, Yu. P. (2014). Structural Paragenetic Analysis of Irregular Joint Systems by the Example of Area Tazheran (Pribaikalie). The bulletin of Irkutsk State University. Series: Earth Sciences, 9, pp. 28-41. (In Russian).
8. Burtman, B. C. (1963). Gorizonta'nye peremeshcheniya po razlomam i nekotorye metody ikh izucheniya. Razlomy i gorizonta'nye dvizheniya zemnoy kory: sbornik statey. Moscow, AN SSSR Publ., pp. 5-33. (In Russian).
9. Ivanov, K. S., Fedorov, Yu. N., Ronkin, Yu. L., & Erokhin, Yu. V. (2005). Geochronological researches of the West-Siberian oil and gasbearing megabasin's basement; results of 50-year studying. Lithosphere, (3), pp. 117-135. (In Russian).
10. Kontorovich, V. A. (2009). The meso-cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 50(4), pp. 346-357. (In English).
11. Surkov, V. S., Zhadnova, V. P., & Zhero, O. G. (1976). Svyaz' tektoniki fundamenta i platformennogo chekhla Zapadno-Sibirskoy plity: geologicheskii otchet, TED, TEO, TES. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 150 p. (In Russian).
12. Timurziev, A. I. (2005). Morfologiya i paragenesis struktur gorizonta'nogo sdviga i rastyazheniya zemnoy kory, ochagov razgruzki glubinnykh geoflyuidov. Geofizika XXI stoletiya: 2005 god: sbornik trudov VII geofizicheskikh chteniy im. V. V. Fedynskogo, (March, 3-5, 2005). Moscow, Nauchnyy mir Publ., pp. 84-85. (In Russian).
13. Fillipovich, Yu. V. (2001). On the priority role of horizontal tectonic dislocations in the formation and development of the Meso-Cenozoic West Siberian geosyncline. Ways of realizing the oil and gas potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Khanty-Mansiysk, pp. 114-129. (In Russian).
14. Luk'yanov, A. V. (1965). Strukturnye proyavleniya gorizonta'nykh dvizheniy zemnoy kory. Moscow, Nauka Publ., 210 p. (In Russian).
15. Harding, T. P. (1985). Seismic characteristics and identification of negative flower structures, positive flower structure, and positive structural inversion. Bulletin AAPG, (69), pp. 582-600. (In English).

Информация об авторах

Information about the authors

Елишева Ольга Владимировна,
эксперт по геологии, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень,
ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Olga V. Elisheva, Expert in Geology,
Tyumen Petroleum Scientific Center
LLC, Tyumen, ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Мельникова Мария Николаевна,
главный специалист, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Maria N. Melnikova, Chief Specialist,
Tyumen Petroleum Scientific Center
LLC, Tyumen

Шангина Вера Васильевна, **Vera V. Shangina,** Expert, Tyumen
эксперт, ООО «Тюменский нефтяной Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen,
научный центр», г. Тюмень

Леонов Александр Павлович, **Alexandar P. Leonov,** Manager,
менеджер, ООО «Тюменский нефтяной Tyumen Petroleum Scientific Center LLC,
научный центр», г. Тюмень Tyumen

Статья поступила в редакцию 19.05.2022; одобрена после рецензирования 01.06.2022; принята к публикации 06.06.2022.

The article was submitted 19.05.2022; approved after reviewing 01.06.2022; accepted for publication 06.06.2022.

УДК 556.3 (550.832)

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-41-56

Применение данных геофизических исследований для прогноза производительности водозаборных скважин в северной части Шаимского нефтегазодобывающего района

Ю. О. Русакова^{1, 2*}, А. Г. Плавник^{1, 2}, Л. А. Ковяткина²

¹*Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А. А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия*

²*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*

**rusakova@tmnsc.ru*

Аннотация. Объектом исследования является куртамышский водоносный горизонт олигоцена, который представляет собой толщу переслаивающихся песков, глин и алевроитов. С целью выбора в разрезе и по площади изучения наиболее водообильных интервалов для каптажа водозаборными скважинами использованы данные геофизических исследований скважин различного назначения. Методика работ включала интерпретацию кривых гамма-каротажа (ГК), нормировку отсчетов, полученных в различных условиях измерений, определение граничных значений двойного разностного параметра естественной радиоактивности, оценку возможности его применения для характеристики фильтрационных свойств водовмещающих пород. По результатам анализа гидрогеологической информации выполнен парный корреляционный анализ ряда характеристик эксплуатации водозаборных скважин. Определено, что со значением двойного разностного параметра эксплуатируемого интервала водоносного горизонта наиболее взаимосвязаны дебит и удельный дебит водозаборных скважин. По данным интерпретации кривых ГК скважин, равномерно расположенных по площади исследования, построены карты площадного и глубинного распространения наиболее перспективных интервалов каптажа водозаборных скважин. Выявлено, что наибольшую прогнозную производительность будут иметь скважины на севере центральной части территории исследования. Результаты исследования имеют методическое и прикладное значение и могут быть использованы при проектировании водозаборов подземных вод.

Ключевые слова: глинистость, двойной разностный параметр естественной радиоактивности, удельный дебит, корреляция

Для цитирования: Русакова, Ю. О. Применение данных геофизических исследований для прогноза производительности водозаборных скважин в северной части Шаимского нефтегазодобывающего района / Ю. О. Русакова, А. Г. Плавник, Л. А. Ковяткина. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-41-56 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 41–56.

Application of well testing data to forecast the productivity of water intake well in the northern part of the Shaimsky oil and gas producing area

Yulia O. Rusakova^{1, 2*}, Andrey G. Plavnik^{1, 2}, Lyubov A. Kovyatkina²

¹*West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia*

²*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**rusakova@tmnsc.ru*

Abstract. The search for the most watered intervals in the section of the Kurtamysh horizon is an urgent task for providing the population with drinking water. Well testing data were used for this purpose. The methodology of the work included interpretation of gamma logging curves, normalization of samples obtained under various measurement conditions. The boundary values of the double difference parameter of natural radioactivity are determined. The possibility of using this method to characterize the filtration properties of rocks is evaluated. Statistical processing of data on the operation of water intake wells was carried out. The closest correlations have been established for the flow rate and specific flow rate of wells with a double difference parameter of natural radioactivity. According to the interpretation of the curves of the gamma logging of wells, forecast maps of the most promising intervals of the captage of water intake wells are constructed. The results of the study have methodological and applied significance, and can be used in the design of groundwater intakes.

Keywords: clay content, double difference parameter of natural radioactivity, specific flow rate, correlation

For citation: Rusakova, Yu. O., Plavnik, A. G., & Kovyatkina, L. A. (2022). Application of well testing data to forecast the productivity of water intake well in the northern part of the Shaimsky oil and gas producing area. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 41-56. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-41-56

Введение

Практика разработки месторождений углеводородов на территории старейшего Шаимского нефтегазодобывающего района (НГР), расположенного в западной части ХМАО — Югры (рис. 1), в последние десятилетия предусматривает применение метода поддержания пластового давления (ППД).

В качестве рабочего агента для данных целей используются пресные подземные воды куртамышского горизонта. Основным требованием к источнику водоснабжения является достаточный для закачки дебит, а также необходимый запас понижения уровня при отборе воды из скважины для обеспечения бесперебойной работы насосного оборудования. В связи с этим весьма актуальной задачей является выбор в разрезе наиболее водообильных интервалов с предварительной оценкой гидрогеологических параметров. Эта задача решается в данной работе на основании анализа результатов геофизических исследований скважин (ГИС), проведенных в районе исследования.

Изучаемая территория расположена в пределах Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна пластовых напорных и безнапорных вод, разрез которого сложен мощной толщей осадочных пород. Целевой водоносный горизонт олигоценного возраста в районе исследования приурочен к отложениям куртамышской свиты и представляет толщу переслаивающихся песков, глин и алевроитов. Верхняя часть горизонта, преимущественно алевроито-глинистая, является относительным водоупором. Средняя и нижняя части, сложенные более отсортированными мелкозернистыми слабоглинистыми кварцевыми песками с линзами и прослоями песчаных глин, являются продуктивными.

Кровля горизонта залегает на глубине 26–80 м, общая мощность изменяется в пределах 36–71 м. Нижним водоупором горизонту служат глины тавдинской свиты эоцена (рис. 2).

Геологические и гидрогеологические условия зоны пресных подземных вод в районе исследования изучены различными по масштабу и назначению работами.

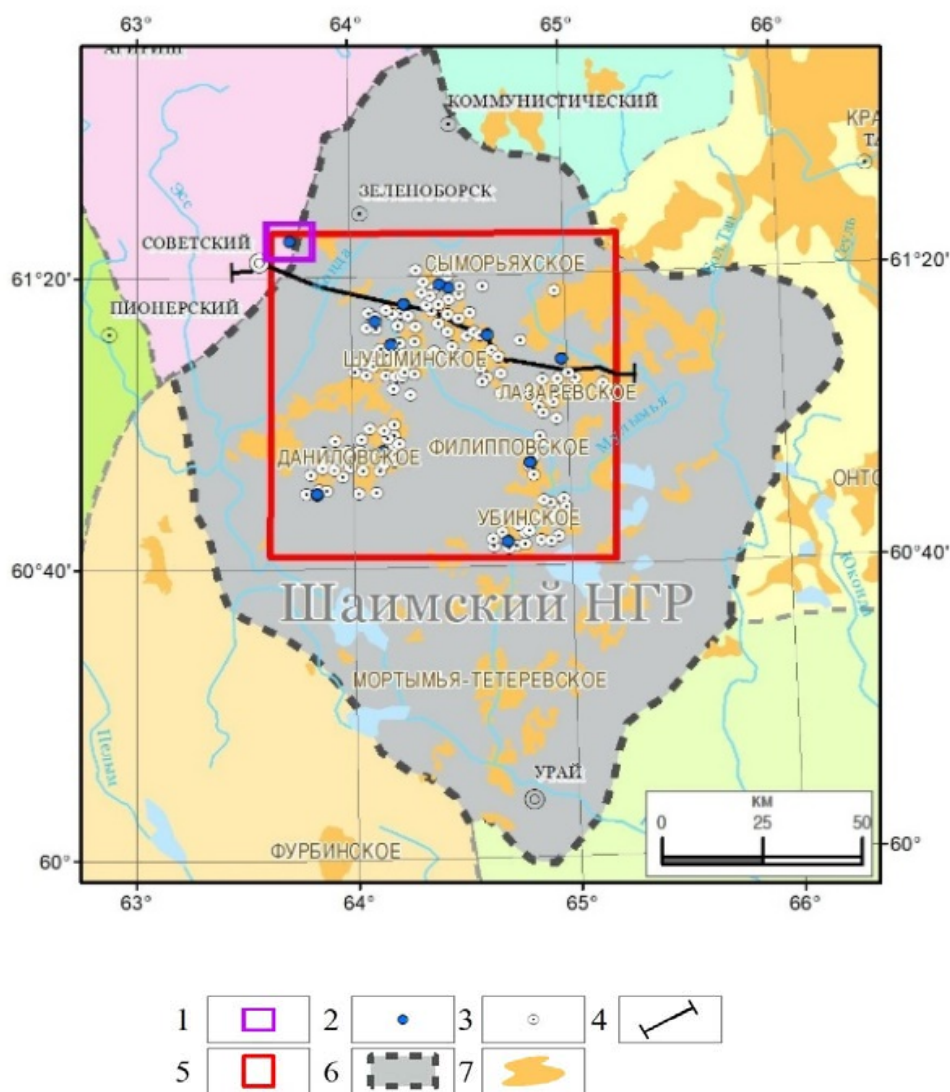


Рис. 1. **Обзорная карта района исследования:** 1 — эталонный участок;
2 — водозаборная скважина, опробованная откачкой; 3 — скважина,
исследованная геофизическим каротажем; 4 — линия гидрогеологического
разреза; 5 — область исследования; 6 — контур Шаимского НГР;
7 — контур месторождения углеводородов

В конце 80-х годов прошлого столетия здесь проведена геологическая съемка масштаба 1:200 000^{1,2,3}, результаты которой используются для стратиграфического расчленения разреза.

В период 1967–2016 гг. на территории исследования с различным масштабом и скоростью записи выполнен значительный объем геофизического каротажа нефтяных разведочных скважин, который, ввиду целевого назначения, в интервале залегания куртамышского горизонта представлен только записью кривых естественной радиоактивности (ГК) в обсаженных и зацементированных стволах скважин. Из-за несопоставимости значений измерений без определенных преобразований результаты данных работ в практике гидрогеологических исследований используются, как правило, на качественном уровне для литологического расчленения разреза, без количественной характеристики геофизических параметров пород.

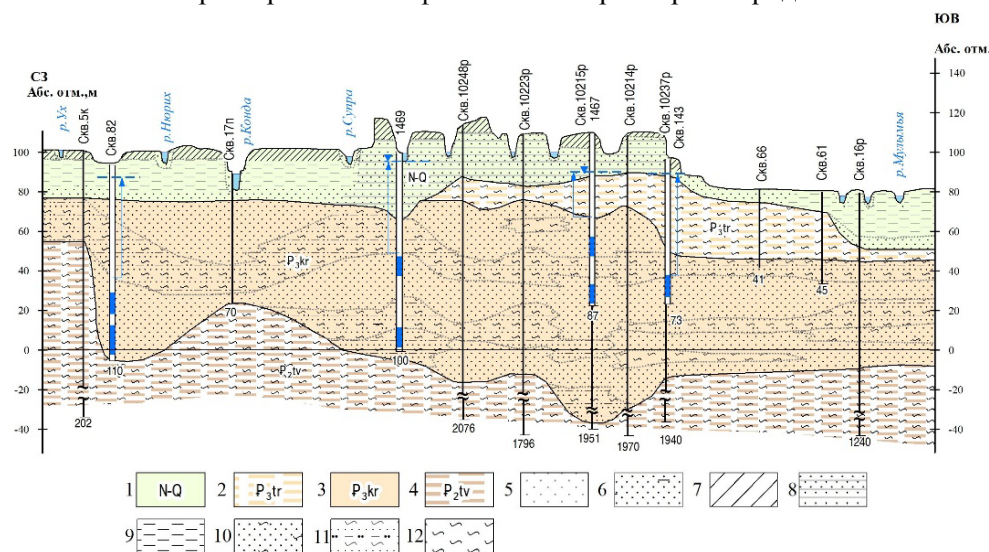


Рис. 2. Схематический геолого-гидрогеологический разрез

района исследования: 1 — водоносный неоген-четвертичный комплекс (пески, супеси, суглинки, глины, алевроиты); 2 — водоупорный туртасский горизонт (глины, алевроиты); 3 — водоносный куртамышский горизонт (пески, глины, алевроиты); 4 — водоупорный тавдинский горизонт (глины, алевроиты); 5 — пески; 6 — пески глинистые четвертичные; 7 — суглинки; 8 — переслаивание суглинков и песков; 9 — глины песчаные; 10 — пески глинистые; 11 — переслаивание песков, глин, алевроитов; 12 — глины плотные

¹ Смирнов И. И. Геологическое строение Северного Зауралья. Отчет Сосьвинской геологосъемочной партии о результатах групповой съемки масштаба 1:200 000 листов Р-41V, VI, XIV-XVIII, XX-XXIV, XXVIII-XXX, XXXIV и геологического доизучения листов Р-41-II-IV, VIII-XII, проведенных в 1982–89 гг. – Тюмень: ФБУ ТФГИ по УРФО, 1989. – 187 с.

² Смирнов И. И. Каталог месторождений и проявлений кремнисто-опаловых пород по Ханты-Мансийскому автономному округу (Тюменская область). Основные направления применения кремнисто-опаловых пород в народно-хозяйственных целях. – Ханты-Мансийск, 1991. – 100 с.

³ Унифицированные региональные стратиграфические схемы неогеновых и палеогеновых отложений Западно-Сибирской равнины: объяснительная записка. – Новосибирск: СНИИГТИМС, 2001. – 84 с.

В настоящее время на нефтяных кустах для водоснабжения системы ППД во вновь пробуренных водозаборных скважинах выполняется комплекс ГИС, в том числе ГК, однако, по экономическим соображениям, отбора керна и его лабораторного исследования при этом не производится, поэтому связь «керна — геофизика» установить невозможно. В то же время опытными откачками определяется водообильность каптируемого интервала, рассчитываются удельный дебит и коэффициенты водопроводимости и пьезопроводности, что позволяет сопоставить геофизические и гидрогеологические параметры.

Наиболее полным, в плане объединения гидрогеологической и геофизической информации о целевом водоносном горизонте, представляется опыт детальной разведки Советского месторождения пресных подземных вод (крайняя северо-западная часть района исследования)⁴. В ходе работ выполнены бурение водозаборных скважин и геофизический каротаж в их стволах, отбор керна и его лабораторный анализ физико-механических свойств, проведены опытные откачки с определением гидрогеологических параметров. Исходя из наличия достаточно большого комплекса информации, этот участок используется в данной работе в качестве эталонного.

Объект исследования

Объектом исследования являются водовмещающие породы куртамышского горизонта олигоцена, водообильность которых в данной работе характеризуется на основании данных гидрогеологического опробования и геофизических исследований скважин различного назначения.

Исходными данными для исследования являются результаты ГК и гидрогеологического опробования 18 водозаборных скважин в пределах эталонного участка, 10 водозаборных скважин, расположенных на нефтяных кустах, а также данные ГК 131 нефтяной разведочной скважины в интервале целевого водоносного горизонта.

Методы исследования

Геофизические методы широко и достаточно результативно используются для определения коллекторских свойств пород, особенно глубоких водоносных и нефтегазоносных пластов.

Для выбора оптимальной методики интерпретации данных ГИС скважин изучены теоретические основы различных методов и оценена возможность использования имеющихся данных применительно к поставленной задаче [1–10].

В качестве основного метода выбран гамма-каротаж скважин, основанный на естественной радиоактивности песчано-глинистых пород.

⁴ Нестерова Н. Е., Поветкина Г. А., Сверчкова О. А. Отчет о результатах объединенных стадий разведки пресных подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения пос. Советский в 1990–95 гг. – М.: Росгеолфонд, 1996. – 260 с.

На первом этапе систематизированы и изучены данные гамма-каротажа и гидрогеологического опробования водозаборных скважин на эталонном участке. Выполнена интерпретация кривых ГК, выполнено нормирование отсчетов. В результате определены граничные значения параметров. Путем сопоставления данных гранулометрического анализа керна скважины, отобранного в нескольких интервалах, со значениями геофизического параметра оценена возможность применения данных ГК для характеристики фильтрационных свойств (ФС) водовмещающих пород.

На втором этапе аналогично проанализированы данные по водозаборным скважинам в районе исследования.

На следующем этапе на основании полученных результатов выполнены поиск и анализ взаимозависимых гидрогеологических и геофизических характеристик, определены наиболее коррелируемые.

Далее, для возможности прогноза водообильности водозаборных скважин, с учетом необходимых условий их эксплуатации, проинтерпретированы кривые ГК нефтяных разведочных скважин, достаточно равномерно распределенных по площади исследования.

На основе данных интерпретации построены карты пространственного распределения геофизического параметра. Картопостроение выполнено с использованием современного программного продукта GST [11]. Пакет GST содержит широкий набор математических методов интерполяции и аппроксимации, что позволяет выбрать необходимый алгоритм для повышения точности модели картируемого объекта.

Исходя из практики многолетней эксплуатации на территории исследования известно, что наиболее оптимальным является выбор каптажного интервала мощностью не менее 16 м на достаточной для обеспечения запаса понижения уровня воды в скважине глубине (от 30 м). Этот критерий учитывался при интерпретации кривых ГК нефтяных разведочных скважин для получения по ним геофизической характеристики водовмещающих пород в целом по площади исследования.

При интерпретации каротажных диаграмм основным признаком глинистых отложений является положительная аномалия кривых ГК, максимальная их амплитуда в районе исследования приурочена к глинам тавдинской свиты. Для песков отмечается обратная зависимость — отрицательная аномалия кривых ГК, приуроченная к наиболее песчаным интервалам изучаемого разреза. Переходные значения на каротажных диаграммах интерпретируются как интервалы переслаивания песчано-алеврито-глинистых отложений (рис. 3).

Для получения численной геофизической характеристики литологических разностей разреза, возможности сопоставления полученных значений по разным скважинам и исключения при этом влияния условий измерений применяется нормирование значений ГК с использованием безразмерной величины двойного разностного параметра естественной радиоактивности (ΔJ_γ — ДРП, усл. ед.) [1, 2]

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_x - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}}, \quad (1)$$

где J_x — показания ГК по кривой в целевом интервале; $J_{\min}$ — минимальные показания ГК; $J_{\max}$ — максимальные показания ГК.

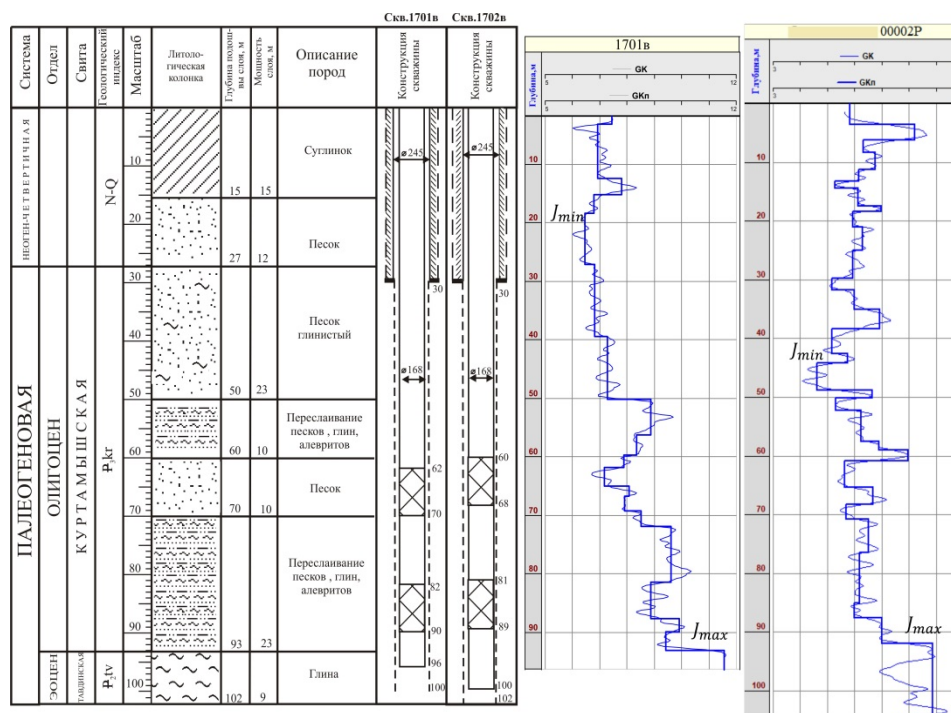


Рис. 3. Интерпретация кривых ГК водозаборной и нефтяной разведочной скважин

Известно, что глинистость пород влияет на их ФС [1–4], которые, в свою очередь, определяют каптажные характеристики водозаборных скважин. Основными гидрогеологическими параметрами, используемыми при прогнозных расчетах водозаборов и отражающими сумму факторов, от которых зависят каптажные характеристики скважины, являются ее удельный дебит (q , $\text{дм}^3/\text{с}/\text{м}$) — величина отношения дебита скважины к понижению уровня при откачке, а также водопроницаемость водовмещающих пород (km , $\text{м}^2/\text{сут}$). При этом значение удельного дебита является непосредственно измеренной величиной и не зависит от субъективной интерпретации, которая может сказаться на значении коэффициента водопроницаемости при графоаналитическом методе его определения. Ввиду отсутствия для исследуемой территории данных лабораторных определений коэффициентов фильтрации, пористости и проницаемости пород целевого горизонта удельный дебит и водопроницаемость являются их безальтернативными гидрогеологическими характеристиками.

Методика нормирования значений записи кривых ГК с применением ДРП естественной радиоактивности широко используется в практике геофизических работ [1, 5]. Использование ДРП для характеристики указанных выше гидрогеологических параметров куртамышского водоносного горизонта на территории исследования применяется впервые.

Математические методы обработки геолого-геофизической информации позволяют получить значительное количество различных показателей по изучаемому объекту, выбрать наиболее значимые и провести корреляцию между ними. Статистические методы обработки информации весьма удобно проводить с помощью специальных пакетов программ. Простыми и надежными из них являются STATISTICA, EXCEL [12] и другие программы [7, 13–18].

Результаты исследования и их обсуждение

На эталонном участке водозаборные скважины опробованы с дебитом 1,0–8,33 дм³/с. Полученные при этом значения удельного дебита изменяются в пределах 0,05–1,43 дм³/с/м, водопроницаемости — в пределах 147–804 м²/сут. В результате интерпретации кривых ГК пород куртамышского горизонта получены средние значения ДРП: от 0,17 (для эксплуатационного интервала), до 0,31 (для общей мощности пород водоносного горизонта) (табл. 1).

Таблица 1

Гидрогеологические и геофизические параметры водозаборных скважин

Показатель	Кол-во скважин	Дебит, D, дм ³ /с	Удельный дебит, q, дм ³ /с/м	Водо-проводимость, km, м ² /сут	Мощность, м		Средневзвешенное по мощности значение ДРП, усл.ед.		
					Общая	Эффектив-ная	Общей мощности	Эффектив-ной мощности	Эксплуати-руемого интервала
Эталонный участок									
Среднее значение	18	4,59	0,61	411	47	32	0,26	0,19	0,17
Минимальное значение		1,00	0,05	147	36	18	0,07	0,05	0,05
Максимальное значение		8,33	1,43	804	69	49	0,44	0,31	0,30
Среднеквадратичное отклонение		2,18	0,46	187	9	10	0,09	0,06	0,07
Коэффициент вариации		0,48	0,74	0,45	0,19	0,30	0,35	0,34	0,44
Водозаборные скважины района									
Среднее значение	10	5,23	0,35	491	61	46	0,32	0,30	0,27
Минимальное значение		4,44	0,18	422	36	22	0,24	0,23	0,16
Максимальное значение		10,0	0,90	554	93	68	0,39	0,36	0,37
Среднеквадратичное отклонение		1,64	0,20	40	16	16	0,05	0,05	0,07
Коэффициент вариации		0,31	0,58	0,08	0,27	0,34	0,15	0,15	0,28

Водозаборные скважины на современных участках нефтедобычи опробованы с дебитом 4,44–10,0 $\text{дм}^3/\text{с}$. Значения удельного дебита изменяются в пределах 0,18–0,90 $\text{дм}^3/\text{с}/\text{м}$, водопроницаемости — 422–554 $\text{м}^2/\text{сут}$. В результате интерпретации кривых ГК пород целевого горизонта получены сопоставимые с эталонным участком средние значения ДРП: от 0,27 (для эксплуатируемого интервала), до 0,32 (для общей мощности пород водоносного горизонта) (см. табл. 1).

Зависимость значений ДРП пород керна скважины 9п эталонного участка от суммарного процентного содержания глинистых частиц (СПСГ) в них, определенного лабораторным путем, оценивается как прямая тесная (с коэффициентом корреляции 0,96) (рис. 4). Наличие тесной зависимости подтверждает возможность применения ДРП для характеристики глинистости водовмещающих пород.

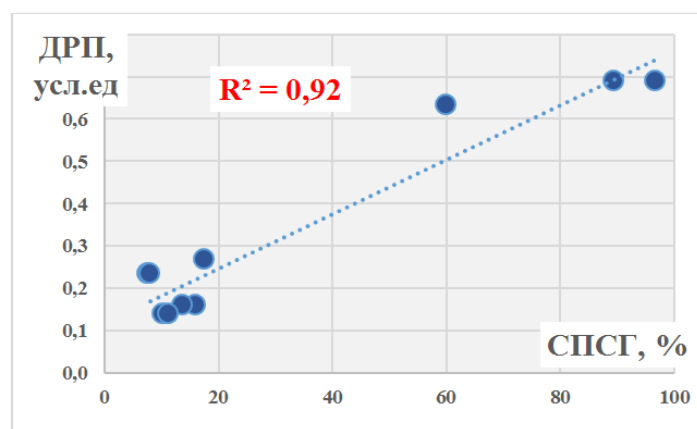


Рис. 4. График корреляционной зависимости СПСГ и ДРП пород интервала отбора керна скважины 9п эталонного участка

Матрица корреляций значений гидрогеологических параметров — удельного дебита (q) и водопроницаемости пород (km) со значениями ряда характеристик эксплуатации водозаборных скважин: дебит (D , $\text{дм}^3/\text{с}$), общая и эффективная мощность водоносного горизонта ($mг$, $mп$, м), мощность и глубина интервала опробования ($lф$, $hф$, м), ДРП пород горизонта (по общей эффективной мощности и интервала опробования, усл. ед.) представлена в таблице 2. На основании полученных значений коэффициентов корреляции указанных величин можно отметить, что наиболее связаны с гидрогеологическими параметрами дебит скважин и ДРП пород каптируемого интервала. Наибольшее значение коэффициента корреляции (0,81 на эталонном участке и 0,98 — по данным опробования водозаборных скважин района) имеет зависимость удельного дебита скважин от величины отношения дебита скважины к ДРП каптируемого интервала (рис. 5).

Таблица 2

**Коэффициенты корреляции гидрогеологических параметров
с характеристиками эксплуатации водозаборных скважин**

Показатель	Удельный дебит, q , $\text{дм}^3/\text{с}/\text{м}$		Водопроводимость, km , $\text{м}^2/\text{сут}$	
	Эталонный участок	Водозаборные скважины района	Эталонный участок	Водозаборные скважины района
Дебит, D , $\text{дм}^3/\text{с}$	0,82	0,87	0,56	-0,62
Общая мощность, m , м	0,36	-0,39	0,58	-0,28
Эффективная мощность, m_e , м	0,14	-0,41	0,20	-0,49
Мощность интервала опробования, h_{ϕ} , м	-0,28	0,44	-0,40	0,00
Глубина интервала опробования, h_{ϕ} , м	0,45	0,14	0,62	-0,32
ДРП по общей мощности, усл.ед.	-0,49	0,00	-0,30	-0,14
ДРП по эффективной мощности, усл.ед.	-0,60	-0,79	-0,59	-0,1
ДРПф капируемого интервала, усл.ед.	-0,77	-0,80	-0,51	0,00
$D/\text{ДРПф}$	0,81	0,98	0,59	-0,20

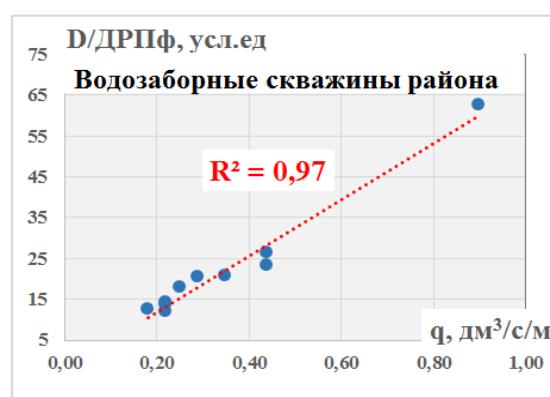
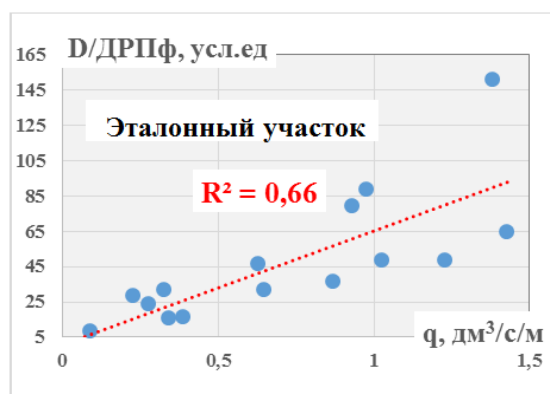


Рис. 5. Графики корреляционных зависимостей удельного дебита и отношения дебита скважины к ДРП капируемого интервала

Известно, что дебит скважин связан с удельным дебитом, однако при равном дебите скважин на величину понижения уровня в водозаборной скважине оказывают влияние фильтрационные свойства пород каптируемого интервала, а также другие факторы. Наиболее вероятные из них: несовершенство скважины по характеру и степени вскрытия, мощность пород, вовлеченных в гидродинамическое возмущение, величина перетекания из смежных горизонтов и др. Влияние данных факторов на величины гидрогеологических параметров требует отдельного изучения.

По результатам интерпретации ГК нефтяных разведочных скважин на площади исследования (табл. 3) установлено, что продуктивные интервалы залегают на глубине до 129 м, полученные значения ДРП пород этих интервалов (0,01–0,33) сопоставимы со значениями, характерными для каптажных интервалов водозаборных скважин как на эталонном участке, так и в целом в районе.

Таблица 3

**Значения параметров по результатам интерпретации
нефтяных разведочных скважин**

Показатель	Кол-во скважин	Глубина залегания продуктивного интервала, м	ДРП интервала каптажа
Среднее значение	131	57	0,15
Минимальное значение		30	0,01
Максимальное значение		129	0,33
Среднеквадратичное отклонение		20	0,06
Коэффициент вариации		0,36	0,41

Карты пространственного распределения ДРП каптируемого интервала отражены на рисунке 6.

На основании анализа карт пространственного распределения ДРП можно отметить, что глубина залегания продуктивных интервалов увеличивается в направлении с юга на север, при этом наименьшими значениями ДРП характеризуются продуктивные интервалы в центральной и северной частях территории.

Учитывая тот факт, что максимальная глубина залегания каптируемого интервала обеспечивает наибольший запас понижения уровня при работе скважины, а минимальная глинистость — лучшие ФС пород, можно предположить, что наиболее благоприятные условия эксплуатации (большая водообильность) существуют для водозаборных скважин, проектируемых на севере центральной части территории исследования.

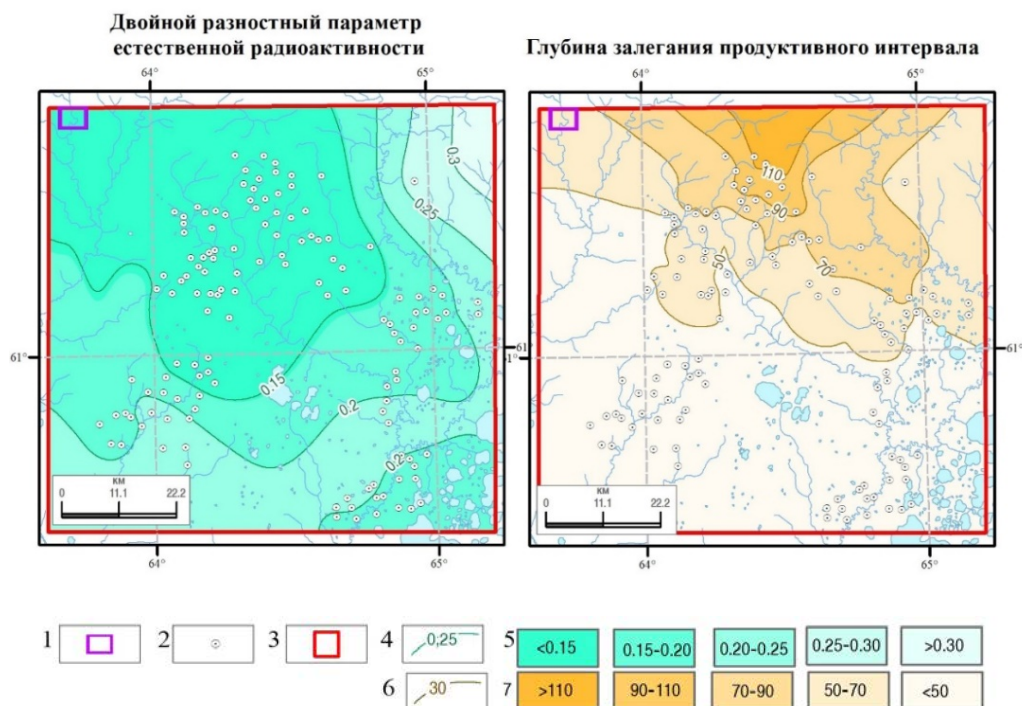


Рис. 6. Карты-схемы значений ДРП и прогнозных глубин залегания продуктивных интервалов: 1 — эталонный участок; 2 — скважина разведочная, исследованная геофизическим каротажем (цифры — номер и значение ДРП); 3 — область исследования; 4 — изолиния значения ДРП; 5 — область значения ДРП; 6 — изолиния глубины интервала, м; 7 — область глубин залегания продуктивных интервалов, м

Выводы

В результате проведенных исследований на территории северной части Шаимского НГР определены граничные значения двойного разностного параметра естественной радиоактивности (геофизической характеристики глинистости пород) куртамышского водоносного горизонта: 0,07–0,44 — в целом по общей мощности, 0,01–0,37 — для интервала каптажа.

Отмечена наибольшая корреляционная зависимость величины удельного дебита от величины отношения дебита к ДРП интервала каптажа водозаборных скважин. На основании составленных карт пространственного распределения ДРП предполагается, что наибольшую производительность будут иметь скважины на севере центральной части территории исследования.

Полученные результаты имеют прикладное значение при проектировании водозаборов подземных вод на изучаемой площади. Апробация методики, при условии наличия подобного набора геофизической и гидрогеологической информации, возможна на сопредельных территориях с аналогичными условиями.

Список источников

1. Латышова, М. Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин : учебник / М. Г. Латышова, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Недра, 1990. – 312 с. – Текст : непосредственный.
2. Меркулов, В. П. Геофизические исследования скважин : учебное пособие / В. П. Меркулов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2016. – 146 с. – Текст : непосредственный.
3. Бурков, Ф. А. Геофизические исследования скважин : учебное пособие / Ф. А. Бурков, В. И. Исаев, Г. А. Лобова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Томский политехнический университет. – 2-е изд., доп. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2017. – 110 с. – Текст : непосредственный.
4. Оценка влияния глинистости на фильтрационно-емкостные свойства коллектора / Д. Ю. Аулова, В. С. Жуков, В. В. Моторыгин [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – № 4 (721). – 2015. – С. 29–32.
5. Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС : учебное пособие для вузов / М. Г. Латышова, В. Г. Мартынов, Т. Ф. Соколова. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2007. – 327 с. – Текст : непосредственный.
6. Косков, В. Н. Установление литологической принадлежности и коллекторских свойств терригенных пластов по промыслово-геофизическим данным Баклановского месторождения / В. Н. Косков. – DOI 10.15593/2224-9923/2017.1.1. – Текст : непосредственный // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 4–13.
7. Дюбрюль, О. Геоestatистика в нефтяной геологии / О. Дюбрюль ; перевод с английского И. Ю. Облачко, под редакцией С. В. Охотиной. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с. – Перевод изд.: Geostatistics in petroleum geology / Olivier Dubrule. Tulsa, Oklahoma, 1998. – Текст : непосредственный.
8. Косков, В. Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС : учебное пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков ; Федеральное агентство по образованию, Пермский государственный технический университет. – Пермь : Изд-во Пермского государственного технического ун-та, 2007. – 316 с. – Текст : непосредственный.
9. Горбачев, Ю. И. Геофизические исследования скважин : учебник / Ю. И. Горбачев ; под редакцией Е. В. Карусева. – Москва : Недра, 1990. – 398 с. – Текст : непосредственный.
10. Rider, M. The geological interpretation of well logs / M. Rider. – 2nd edition. – Scotland : Rider-French Consulting Ltd., 2006. – 281 p. – Direct text.
11. Геокартирование на основе сплайн-аппроксимационного подхода : монография / А. Г. Плавник, А. Н. Сидоров, А. А. Сидоров, Е. С. Торопов. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 189 с. – Текст : непосредственный.

12. Вуколов, Э. А. Основы статистического анализа. Практикум по статистическим методам и исследованию операций с использованием пакетов STATISTICA и EXCEL : учебное пособие / Э. А. Вуколов. – Москва : Форум, 2008. – 464 с. – Текст : непосредственный.
13. Поротов, Г. С. Математические методы моделирования в геологии : учебник / Г. С. Поротов ; Санкт-Петербургский государственный горный институт. – Санкт-Петербург, 2006. – 223 с. – Текст : непосредственный.
14. Губин, В. И. Статистические методы решения инженерных задач : учебное пособие / В. И. Губин, В. Н. Осташков. – Тюмень : Вектор Бук, 2006. – 195 с. – Текст : непосредственный.
15. Дойч, К. В. Геостатистическое моделирование коллекторов / К. В. Дойч ; перевод с английского, под редакцией Е. М. Бирун, Д. Н. Левина. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2011. – 400 с. – Перевод изд.: Geostatistical Reservoir Modeling / Clayton V. Deutsch. Oxford, 2002. – Текст : непосредственный.
16. Белкина, В. А. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их решению / В. А. Белкина, Я. О. Антипин, А. А. Забоева. – DOI 10.18799/24131830/2021/9/3371. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 9. – С. 223–237.
17. Mallet, J.-L. Geomodeling / J.-L. Mallet. – Oxford, Oxford University Press, 2002. – 624 p. – Direct text.
18. Davis, J. C. Statistics and Data Analysis in Geology / J. C. Davis. – 3rd edition. – Wiley, 2002. – 656 p. – Direct text.

References

1. Latyshova, M. G., Vendel'shteyn, B. Yu., & Tuzov, V. P. (1990). Obrabotka i interpretatsiya materialov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 312 p. (In Russian).
2. Merkulov, V. P. (2016). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 146 p. (In Russian).
3. Burkov, F. A., Isaev, V. I., & Lobova, G. A. (2017). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin. 2nd edition, revised. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 110 p. (In Russian).
4. Aulova, D. Yu., Zhukov, V. S., Motorygin, V. V., Nurmatov, Sh. Sh., Pleshkov, I. V., & Tolstikov, A. V. (2015). Otsenka vliyaniya glinistosti na fil'tratsionno-emkostnye svoystva kollektora. Gas Industry, (4(721)), pp. 29-32. (In Russian).
5. Latyshova, M. G., Martynov, V. G., & Sokolova, M. G. (2007). Prakticheskoe rukovodstvo po interpretatsii dannykh GIS. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 327 p. (In Russian).
6. Koskov, V. N. (2017). Determination of lithologic belonging and reservoir properties of clastic formations using field geophysical survey data of Baklanovskoe field. Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 16(1), pp. 4-13. (In English).

7. Dubrule, O. (1998). Geostatistics in petroleum geology. Tulsa, Oklahoma (U.S.A.), the American Association of Petroleum Geologists, 256 p. (In English).
8. Koskov, B. V., & Koskov, V. N. (2007). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin i interpretatsiya dannykh GIS. Perm, Perm State Technic University Publ., 316 p. (In Russian).
9. Gorbachev, Yu. I. (1990). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 398 p. (In Russian).
10. Rider, M. (2006). The geological interpretation of well logs. 2nd edition. Scotland, Rider-French Consulting Ltd., 281 p. (In English).
11. Plavnik, A. G., Sidorov, A. N., Sidorov, A. A., & Toropov, E. S. (2021). Geokartirovanie na osnove splayn-approksimatsionnogo podkhoda. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 189 p. (In Russian).
12. Vukolov, E. A. (2008). Osnovy statisticheskogo analiza. Praktikum po statisticheskim metodam i issledovaniyu operatsiy s ispol'zovaniem paketov STATISTICA i EXCEL. Moscow, Forum Publ., 464 p. (In Russian).
13. Porotov, G. S. (2006). Matematicheskie metody modelirovaniya v geologii. St. Petersburg, 223 p. (In Russian).
14. Gubin, V. I., & Ostashkov, V. N. (2006). Statisticheskie metody resheniya inzhenernykh zadach. Tyumen, Vektor Buk Publ., 195 p. (In Russian).
15. Deutsch, C. V. (2002). Geostatistical Reservoir Modeling. Oxford, Oxford University Press, 376 p. (In English).
16. Belkina, V. A., Antipin, Ya. O., & Zaboeva, A. A. (2021). Building three-dimensional models of oil saturation. Main problems and approaches to their solution. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 332(9), pp. 223-237. (In Russian). DOI: 10.18799/24131830/2021/9/3371
17. Mallet, J.-L. (2002). Geomodeling. Oxford, Oxford University Press, 624 p. (In English).
18. Davis, J. C. (2002). Statistics and Data Analysis in Geology. 3rd edition. Wiley, 656 p. (In English).

Информация об авторах

Русакова Юлия Олеговна, ведущий инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, лаборатория экогидрогеологии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, rusakova@tmnsc.ru

Плавник Андрей Гарьевич, доктор технических наук, профессор, директор Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, заведующий лабораторией геологического моделирования, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Yulia O. Rusakova, Leading Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Ecohydrogeology Laboratory, Industrial University of Tyumen, Tyumen, rusakova@tmnsc.ru

Andrey G. Plavnik, Doctor of Engineering, Professor, Director of the West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Head of the Laboratory of Geological Modeling, Industrial University of Tyumen, Tyumen

Ковяткина Любовь Андреевна,
старший преподаватель кафедры геоло-
гии месторождений нефти и газа,
Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Lyubov A. Kovyatkina, Senior
Lecturer at the Department of Geology of
Oil and Gas Fields, Industrial University
of Tyumen

Статья поступила в редакцию 27.06.2022; одобрена после рецензирования 05.07.2022; принята к публикации 11.07.2022.

The article was submitted 27.06.2022; approved after reviewing 05.07.2022; accepted for publication 11.07.2022.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-57-76

**Результаты численных экспериментов по установлению степени
влияния депрессий на коэффициенты извлечения газа и конденсата**

**А. Х. Агзамов¹, Г. М. Эфендиев², Г. Ж. Молдабаева^{3*},
С. А. Аббасова¹, Х. М. Мухаммадиев⁴**

¹Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова,
Ташкент, Республика Узбекистан

²Национальная Академия наук Азербайджана, Баку, Азербайджанская Республика

³Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К. И. Сатпаева, Алма-Ата, Республика Казахстан

⁴Каршинский инженерно-экономический институт, Карши, Республика Узбекистан
*g.moldabayeva@satbayev.university

Аннотация. Приведены результаты анализа статических моделей множественной корреляции коэффициента извлечения газа от геологических и технологических факторов. Показано, что одним из основных технологических факторов, определяющих величину коэффициента извлечения газа, является депрессия на пласт, установленная в технологических режимах работы скважин. На примере газоконденсатного месторождения Северный Нишан, представленного известняками с развитой трещиноватостью, проанализированы причины отклонения фактических и проектных показателей разработки. Проведенные повариантные расчеты показателей разработки месторождения при неизменном фонде, но с разной депрессией на пласт в скважинах показали, что максимальная величина коэффициента извлечения газа 82,3 % достигается при депрессии на пласт 5 МПа. По мере увеличения депрессии на пласт коэффициент извлечения газа снижается и при депрессии на пласт 17,5 МПа составляет всего 39 %, что подтверждается фактическими показателями разработки месторождения.

Ключевые слова: коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, скважина, депрессия, пласт, давление

Для цитирования: Результаты численных экспериментов по установлению степени влияния депрессий на коэффициенты извлечения газа и конденсата / А. Х. Агзамов, Г. М. Эфендиев, Г. Ж. Молдабаева [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-57-76 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 57–76.

**Results of numerical experiments to establish the influence
of drawdown degree on gas and condensate recovery factors**

**Avaz Kh. Agzamov¹, Galib M. Efendiyev², Gulnaz Zh. Moldabayeva^{3*},
Saidaxon A. Abbasova¹, Hamidullo M. Muhammadiev⁴**

¹Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent, the Republic of Uzbekistan

²Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, the Republic of Azerbaijan

³Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

⁴Karshi Engineering and Economic Institute, Karshi, the Republic of Uzbekistan

*g.moldabayeva@satbayev.university

Abstract. As the title implies the article presents the results of the analysis of static models of multiple correlation of the gas recovery factor from geological and technological factors. It is shown that one of the main technological factors that determine the value of the gas recovery factor is the differential pressure drawdown, established in the technological modes of well operation. We have analyzed the reasons for the deviation of the actual and design development indicators (a case study of the Northern Nishan gas condensate field). We considered variant calculations of the field development indicators with a constant well stock, but differing in the drawdown in the wells, and concluded that the maximum value of the gas recovery factor of 82.3 % is achieved with drawdown of 5 MPa. It is shown that as the differential pressure drawdown increases, the gas recovery factor decreases and with a drawdown of 17.5 MPa it is only 39 %, which is confirmed by the actual field development indicators.

Keywords: gas recovery factor, condensate recovery factor, well, drawdown, reservoir, pressure

For citation: Agzamov, A. Kh., Efendiyev, G. M., Moldabayeva, G. Zh., Abbasova, S. A., & Muhammadiev, H. M. (2022). Results of numerical experiments to establish the influence of drawdown degree on gas and condensate recovery factors. Oil and Gas Studies, (4), pp. 57-76. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-57-76

Введение

Увеличение добычи газа в Республике Узбекистан зависит не только от открытия новых месторождений и прироста запасов, но и от повышения эффективности процессов добычи углеводородов, совершенствования систем разработки и способов эксплуатации скважин для увеличения компонентоотдачи пластов.

Коэффициент извлечения газа (КИГ) каждого конкретного месторождения зависит от его геолого-физических условий, применяемой системы разработки и экономических критериев. В связи с этим достигнутые и конечные величины КИГ изменяются в достаточно больших пределах, что подтверждается многочисленными исследованиями.

В работе [1] приведены результаты обобщения конечных величин КИГ более 100 месторождений (залежей). Обозначено, что независимо от типа коллектора, режима разработки, типа залежей и размеров запасов высокие результаты достигаются на однородных и высокопроницаемых пластах (от 0,7 до 0,95), а наименьшие — в сильно расчлененных и низкопроницаемых пластах (от 0,5 до 0,7).

Практически в этих пределах изменяются КИГ и по результатам других исследований.

По данным М. А. Фиша, И. А. Леонтьева и Е. Н. Хоменкова, по 47 законченным разработкой залежам, расположенным на территории Российской Федерации, средний конечный КИГ составил 0,89. Ожидаемые же КИГ из газоконденсатных месторождений Краснодарского края, работающих на упруговодонапорном режиме, изменяются от 0,6 до 0,85 [1, 2].

По данным Р. И. Вяхирева, среднее значение КИГ по 15 месторождениям Поволжья и Северного Кавказа составило 0,86 [3].

В вышеприведенных работах КИГ рассмотрен в зависимости от геолого-технических условий газовых и газоконденсатных залежей.

По мнению А. Т. Самедзаде, анализ текущего состояния разработки газовых и газоконденсатных месторождений во многом основывается на изменении среднего пластового давления в зависимости от объема отобранного газа. На основе зависимости P/z от $\sum Q_r$ (где P — среднее пластовое давление; z — коэффициент сжимаемости газа; $\sum Q_r$ — суммарный отбор газа) обосновываются решения по определению режима работы залежи, оценке начальных запасов газа, установлению текущего среднего содержания конденсата в газе и другие важнейшие параметры, характеризующие процесс разработки месторождений [4].

В работе З. М. Джалилова приведены результаты статистической обработки экспериментальных данных при вытеснении газа водой из однородной пористой среды [5]. В результате автором получено уравнение множественной регрессии, с достаточно высоким коэффициентом корреляции $R = 0,93$, свидетельствующим о достаточно тесной связи безводного коэффициента извлечения газа и выбранных факторов:

$$\text{КИГ}_6 = 81,8 + 1,7 \cdot \Delta P - 0,003 \cdot P_H + 0,3 \cdot G_r - 187 \cdot K_{\Pi}, \quad (1)$$

где КИГ_6 — безводный коэффициент извлечения газа (%); ΔP — перепад давления (МПа); P_H — начальное пластовое давление (МПа); G_r — начальная газонасыщенность (%); K_{Π} — проницаемость однородной пористой среды (мкм^2).

Рекомендовано использование данной зависимости для планирования геолого-технических мероприятий по увеличению коэффициента извлечения газа.

Для определения КИГ уравнение множественной корреляции предложили также М. Л. Фиш и Л. Н. Герман [6]:

$$K_r = 119,17 - 0,103 \cdot \frac{\mu_v}{\mu_r} - 0,039 \cdot Z + 0,28 \cdot P_H - 36,26 \cdot \frac{S_p}{S_n} - 16,1 \cdot \frac{\Delta Q_r}{Q_{\text{год}} \cdot Q_{\text{сумм}}} \cdot 100, \quad (2)$$

где μ_v — вязкость пластовой воды; μ_r — вязкость газа; Z — глубина скважины (м); P_H — начальное пластовое давление (ата); $\frac{S_p}{S_n}$ — отношение площади разбуривания эксплуатационной скважины к начальной площади га-

зононости; $\frac{\Delta Q_r}{Q_{\text{год}} \cdot Q_{\text{сумм}}} \cdot 100$ — комплексный параметр, характеризующий скорость снижения отбора в период падающей добычи; ΔQ_r — средний темп снижения добычи за 1 год, определенный по изменению отбора газа за первые 2 года падающей добычи; $Q_{\text{год}}$ — годовой отбор газа к началу падающей добычи; $Q_{\text{сумм}}$ — суммарный отбор газа к началу падающей добычи.

В случае затруднений с определением какого-либо фактора в уравнении (2) можно воспользоваться более простым уравнением множественной корреляции для 3 факторов (μ_v, Z, P_H), которое имеет следующий вид:

$$K_r = 81,8 + 9,3 \cdot \mu_v - 0,037 \cdot Z + 0,287 \cdot P_H. \quad (3)$$

Геологические и технологические факторы, влияющие на КИГ и коэффициент извлечения конденсата (КИК), также исследованы в работах С. Н. Закирова [7], В. Ф. Канашука и Л. Г. Коршуновой [8], А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Ахметова, К. С. Басниева [9], А. М. Кулиева, М. А. Гаджиева, Н. Г. Зейналова [10], И. Ю. Ливинского, Р. Ф. Шарафутдинова [11] и др.

По результатам вышеприведенных исследований основными факторами, влияющими на коэффициент извлечения газа, являются следующие:

- режим работы залежей;
- начальное и конечное давление пласта;
- неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта;
- тип месторождения (залежи);
- плотность сетки и размещение скважин на структуре и площади газонаности;
- темп отбора газа.

При этом достигаемые значения коэффициента извлечения конденсата всегда меньше коэффициента извлечения газа, так как на его величину существенное влияние оказывают также следующие факторы:

- метод разработки месторождения с точки зрения поддержания пластового давления;
- потенциальное содержание конденсата в газе;
- удельная поверхность пористой среды;
- групповой состав и физические свойства конденсата;
- температура пласта.

Из-за влияния большого количества геологических и технологических факторов, влияющих на КИГ и КИК, установить их степень влияния одновременно в процессе разработки газовых и газоконденсатных залежей — трудная задача. В связи с этим целью данной работы является установление степени влияния депрессии на КИГ и КИК на примере газоконденсатного месторождения Северный Нишан.

Материалы

Промысленно-газоносными на месторождении Северный Нишан являются карбонатные отложения верхней юры. В промысловой практике они подразделяются на 3 продуктивных горизонта (XVI, XVa и XV) (рис. 1).

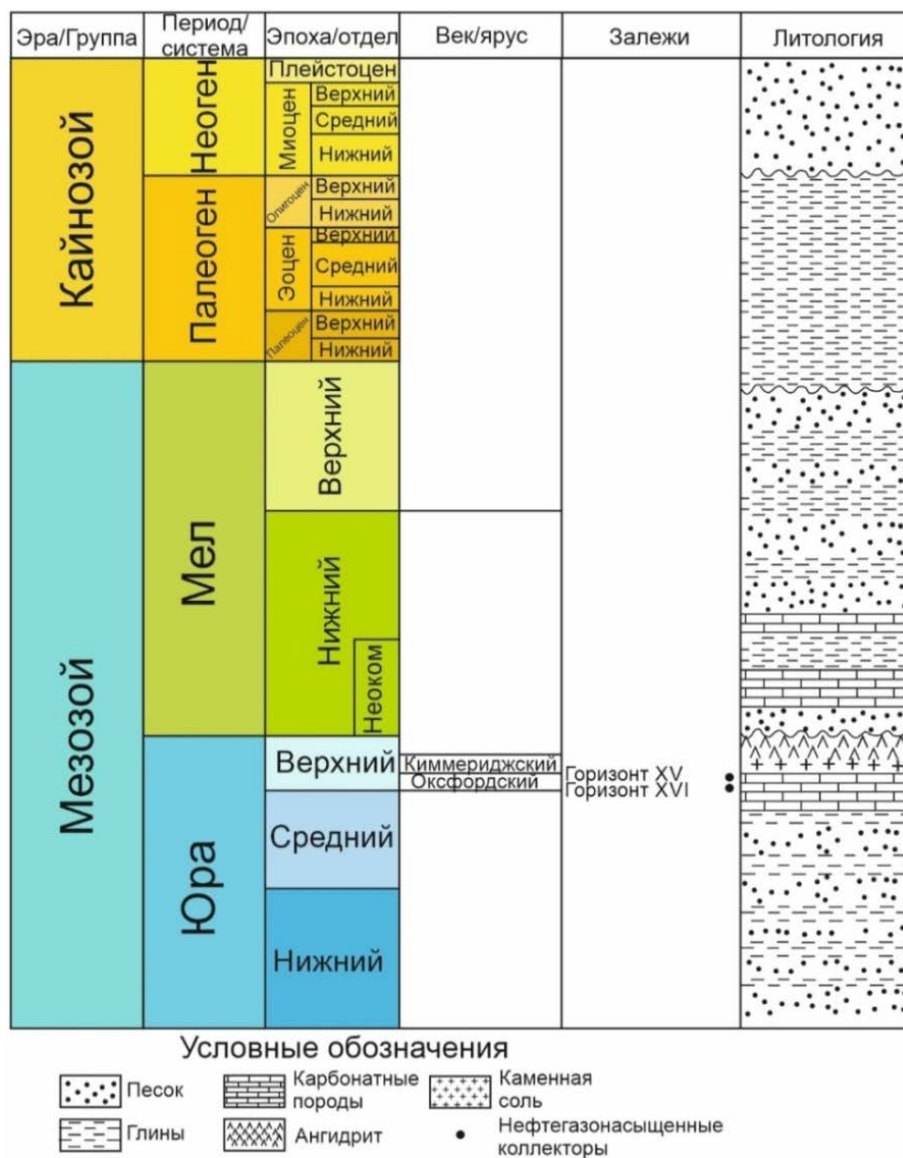


Рис. 1. Схематический литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла в пределах Бешкентского прогиба

На месторождении Северный Нишан, как и на близлежащих месторождениях: Нишан, Камаши, Бешкент и др., всеми глубокими разведочными скважинами вскрыты разрезы безрифового типа, в которых отсутствуют высокопористые известняки XV-Р и XV-НР горизонтов.

Отложения XVI горизонта вскрыты на полную мощность в скважинах 3 и 9 (144 и 150 м). Представлен горизонт преимущественно глубоководными известняками, хорошо выдержан как по мощности, так и по литологии в пределах не только описываемого месторождения, но и на соседних площадях.

Известняки в основном афанитовые, скрытокристаллические, темно-серые, местами почти черные, плотные, крепкие, массивные или толстоплитчатые, местами трещиноватые (трещины выполнены микрозернистым кальцитом и глинисто-битуминозным веществом). В подошве горизонта известняки сильно глинистые, с прослоями известковистых глин. Породы-коллекторы в разрезе XVI горизонта отсутствуют.

XVa — горизонт, являющийся на месторождении Северный Нишан основным продуктивным горизонтом, сложен преимущественно плотными известняками серого и темно-серого цвета, плитчатыми и грубоплитчатыми, местами массивными, с прослоями пористых и мелкокавернозных известняков. Породы характеризуются интенсивной (на отдельных участках) трещиноватостью.

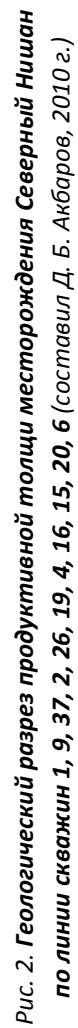
Наибольшее распространение в разрезе данного горизонта получили сгустково-водорослевые разновидности известняков, состоящие из сгустков и комочков пелитоморфного кальцита, клубочков водорослей, детрита и промежуточной кальцитовой массы, которая интенсивно перекристаллизована, доломитизирована (иногда до 20 %), местами слабо (2–3 %) ангидритизирована. Встречаются прослои афанитовых известняков, сложенных полиморфным кальцитом, имеющим нечетко выраженное сгустковое строение. Порода местами сильно доломитизирована. При этом четко прослеживается приуроченность ее к крыльевым и периклинальным частям складки.

Породы-коллекторы присутствуют в виде прослоев толщиной от 0,6 до 7,6 м. Пористость их изменяется в пределах 5,5–13,5 %, а суммарная толщина составляет 23–41 % от общей толщины горизонта (84–102 м).

XV горизонт сложен в основном известняками комковато-водорослевого состава темно-серого и черного цвета, плитчатыми, реже массивными, часто трещиноватыми и глинисто-карбонатными породами, характеризующимися слабой доломитизацией и пиритизацией.

В составе данного горизонта выделяются две гамма-активные пачки (ГАП-2 и ГАП-1), толщина которых, соответственно, 1–9 и 5–8 м и которые благодаря их высокой глинистости и битуминозности четко фиксируются на каротажных диаграммах ГК и НГК. Породы XV горизонта в основном плотные, проницаемые разности присутствуют в виде единичных (1–2) тонких (0,6–0,8 м) прослоев: суммарная их толщина составляет 4–12 %, причем в большинстве скважин они приурочены к кровельной части горизонта, общая толщина которого составляет 13–21 м.

Этаж газоносности, охватывающий XV, XVa и XVI горизонты, представляет собой единую газогидродинамическую систему с единым газоводяным контактом (рис. 2).



Северо-Нишанская складка представляет собой субширотно простирающуюся брахиантиклиналь, ось которой несколько изогнута в северном направлении, постепенно отклоняясь на юго-запад. Размеры складки по замкнутой изогипсе $-3\ 300$ м составляют: длина — 11 км, ширина (в центральной части) — 5,5 км, высота — 420 м. Складка имеет асимметричное строение, углы падения пластов на крыльях составляют $5-8^\circ$ (рис. 3).

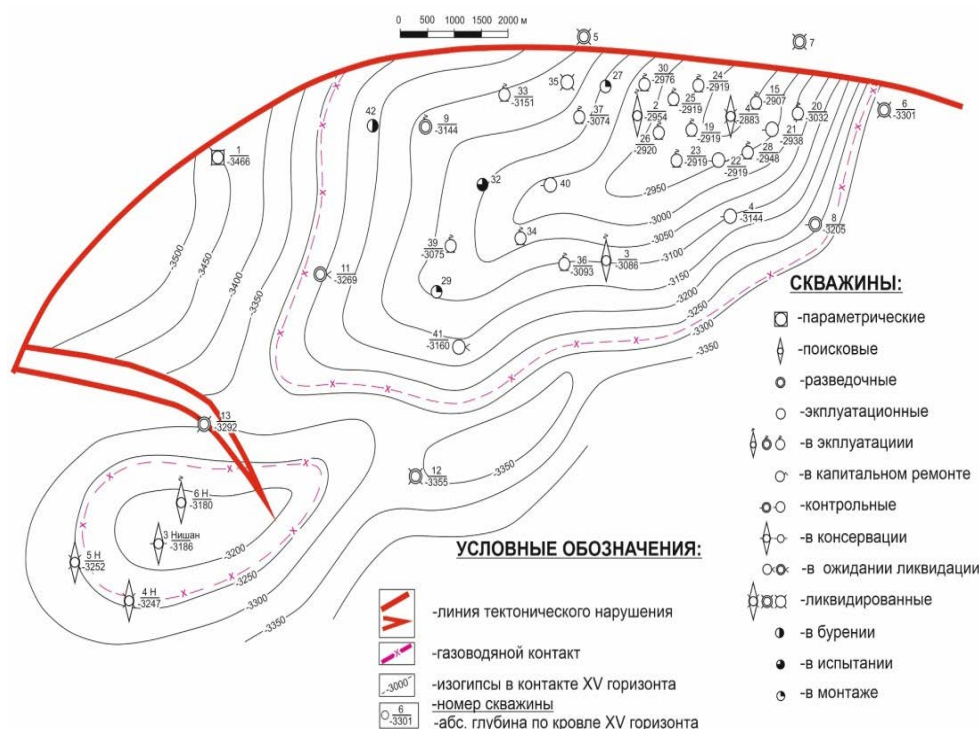


Рис. 3. Структурная карта по кровле XV горизонта месторождения Северный Нишан (составили Ч. К. Шеров, Л. Э. Лян, 2009 г.)

Строение северной части складки осложнено тектоническим нарушением, по которому северный блок опущен относительно южного. Данное нарушение, имеющее конседиментационный характер, установлено по материалам сейсморазведочных исследований и косвенно подтверждается результатами бурения скважин 2, 4, 5, 7, расположенных по разные стороны от нарушения на расстоянии 1,5 км друг от друга и в которых гипсометрическое положение кровли нижних ангидритов различается на 580–610 м, что

является следствием резкого увеличения мощности соляно-ангидритовой толщи, которая резко возрастает к северу от нарушения, составляя (без нижних ангидритов) 743–791 м против 253–320 м на южном блоке.

Амплитуда нарушения в районе свода достигает 500 м. В восточном и западном направлениях амплитуда нарушения постепенно сокращается, и в районе Нишанской структуры оно полностью затухает. Описанное нарушение служит тектоническим экраном для залежи месторождения Северный Нишан. По нему продуктивные породы XV и XVa горизонтов контактируют с соленосной толщей титона, обладающей отличными экранирующими свойствами.

На юго-западе к Северо-Нишанской складке примыкает Нишанская антиклинальная складка, имеющая субмеридиональное простирание. Свод ее находится в районе поисковой скважины 1 Нишан, совпадая в основном со сводом подсолевой складки. По кровле нижних ангидритов и XV горизонта южное замыкание складки не установлено. В пределах ее северной переклинали обособляется небольшой купол, размер которого (по изогипсе 3 200 м) 1,6 км × 1 км × 20 м. Сочленение Северо-Нишанской и Нишанской структур происходит по тектоническим нарушениям юго-восточно-северо-западного простирания. Наличие их однозначно установлено в разрезе, вскрытом разведочной скважиной 13.

Первый взброс с амплитудой 82 м подсечен на глубине 3 715 м, начиная с которой происходит повторение XV горизонта (ГАП-1 и ГАП-2), зафиксирована плоскость второго взброса, амплитуда которого 31 м.

Суммарная амплитуда смещения по кровле XV горизонта составляет 113 м. Нарушение имеет конседиментационный характер. По данным сейсморазведки, зона нарушения фиксируется и составляет 180 м. Вверх по разрезу амплитуда смещения сокращается, в нижних слоях (вблизи кровли нижних ангидритов) оно полностью затухает [3].

Геолого-физические характеристики и состав пластового газа газо-конденсатного месторождения Северный Нишан приведены в таблице 1.

Показатели добычи с начала разработки на 01.01.2021 составляют: природного газа 15,178 млрд м³ и газового конденсата 626,1 тыс. тонн, среднее текущее пластовое давление 100 кгс/см²; выработанность месторождения: по газу — 50,9 %, по конденсату — 52,1 % (табл. 2).

На 01.01.2021 фонд скважин составляет 50 единиц:

- контрольные — 9 скважин;
- ликвидированные — 18 скважин;
- в ожидании ликвидации — 1 скважина;
- эксплуатационные — 22 скважины, из них действующие — 14 скважин (3, 4, 16, 24, 26, 31, 34, 37, 39, 40, 42, 43, 46, 47, 49); бездействующие — 8 скважин.

Таблица 1

**Геолого-физические характеристики и состав пластового газа
газоконденсатного месторождения Северный Нишан**

Параметр	Единица измерения	Величина параметров
Начальные запасы газа сырого/сухого	млн м ³	30 725/30 381
Геологические/извлекаемые запасы конденсата	тыс. т	1 762/1 456
Балансовые запасы компонентов:		
– этан	тыс. т	1 574
– пропан	тыс. т	544
– бутан	тыс. т	298
Начальное потенциальное содержание в пластовом газе:		
– конденсат	г/м ³	58
– этан	г/м ³	51,8
– пропан	г/м ³	17,9
– бутан	г/м ³	9,8
Содержание H ₂ S в пластовом газе	молярная доля, %	0,0006
Содержание CO ₂ в пластовом газе	молярная доля, %	2,68
Начальное пластовое давление	МПа	54,96
Пластовая температура	К	400,4
Критические параметры газа:		
– давление	МПа	47,46
– температура	К	204,89
Относительная плотность газа	—	0,659
Плотность газа	кг/м ³	0,793
Средняя глубина залежи	м	3 500
Коэффициенты фильтрационного сопротивления:		
– а	–	38,21
– b	–	0,0767
Ограничение на технологический режим эксплуатации скважин:		
– предельная скорость потока газа на устье	м/с	10
Продолжительность эксплуатации фонда скважин в году	сут	330
Диаметр лифтовых труб	мм	89/73

Как видно из таблицы 2, в период 2007–2010 гг. на месторождении были достигнуты высокие темпы отбора газа, достигшие в 2008 г. — 10 %, а в 2009 г. — 15,4 % от начальных запасов газа. При этом высокие темпы отбора газа были достигнуты в основном за счет высоких депрессий на пласт, изменяющихся в скважинах от 25 до 32 МПа при допустимой депрессии 20 МПа.

Таблица 2

**Динамика основных показателей разработки
газоконденсатного месторождения Северный Нишан**

Год	Добыча газа, тыс. м ³		Добыча конденсата, т		Содержание конденсата, г/см ³	Фонд скважин, ед.		Средний дебит на скважину		Пластовое давление, МПа
	годовая	накопленная	годовая	накопленная		ввод в бурение	действующие	газ, тыс. м ³ /сут	конденсат, т/сут	
2007	1 139 472	1 139 472	55,772	55,772	48,9	9	7	3 121,8	152,8	53,1
2008	3 055 044	4 194 516	146,478	202,25	47,9	11	19	8 370,0	401,31	48,0
2009	4 673 694	8 868 210	226,303	428,553	48,4	4	20	12 804,6	620,01	40,2
2010	2 731 803	11 600 013	115,287	543,84	42,2	1	23	7 484,4	315,85	35,7
2011	799 108	12 399 121	20,733	564,573	25,9	–	19	2 189,3	56,80	34,3
2012	447 846	12 846 967	9,544	574,117	21,3	–	19	1 227,0	26,15	33,6
2013	430 938	1 327 7905	12,01	586,127	27,9	–	19	1 180,7	32,90	33,2
2014	397 236	13 675 141	13,136	599,263	33,1	7	24	1 088,3	35,99	32,9
2015	364 721	14 039 862	3,829	603,092	10,5	4	28	999,2	10,49	32,0
2016	291 461	14 331 323	4,031	607,123	13,8	–	28	798,5	11,04	31,0
2017	323 264	14 654 587	7,095	614,217	21,9	1	27	885,7	19,44	24,9
2018	276 732	14 931 319	5,085	619,303	18,4	–	25	758,2	13,93	18,0
2019	247 128	15 178 447	6,835	626,138	27,7	–	25	677,1	18,73	17,7
2020	219 430	15 397 877	6,465	632,603	29,5	–	22	601,2	17,71	14,0

Естественно, реализованная на месторождении система разработки с высокими темпами отбора газа в начальной стадии за счет превышения фонда скважин и депрессии на пласт над проектными привела к их значительному расхождению с проектными всех технологических показателей разработки. Как видно из рисунка 4, в начальной стадии разработки (2007–2010 гг.) фактический фонд скважин значительно превышал проектный, для этого периода характерна эксплуатация скважин с высокими дебитами вследствие больших депрессий на пласт. Результатом этого стало значительное превышение фактической годовой добычи над проектной в начальной стадии с последующим резким снижением ее объемов и отсутствие периода стабильного отбора (рис. 5).

Интересно также отметить, что на 01.01.2021 проектное (10,35 МПа) и фактическое пластовое давление (9,5 МПа) почти совпали, хотя в начальной стадии фактические темпы снижения пластового давления превышали, а в последующие годы были меньше, чем проектные.

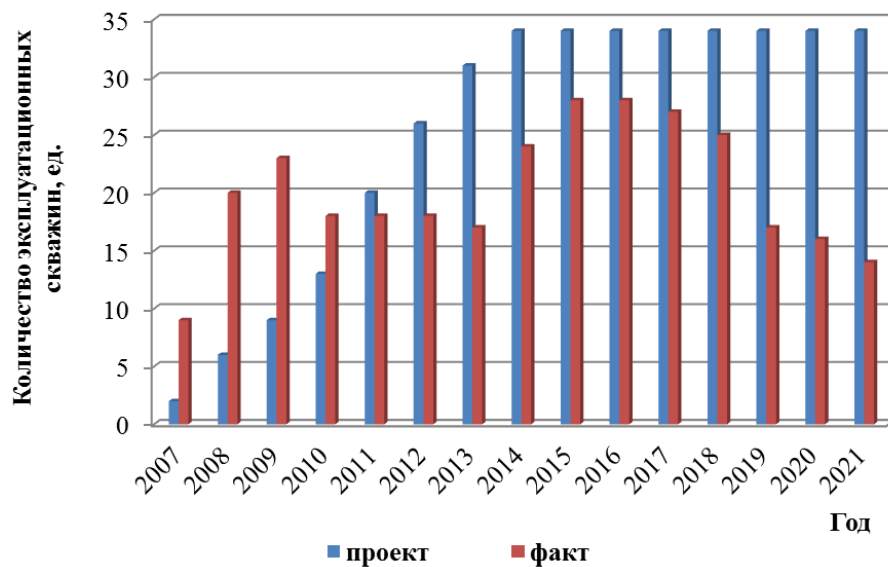


Рис. 4. Гистограмма изменения и сопоставления проектного и фактического фонда скважин месторождения Северный Нишан

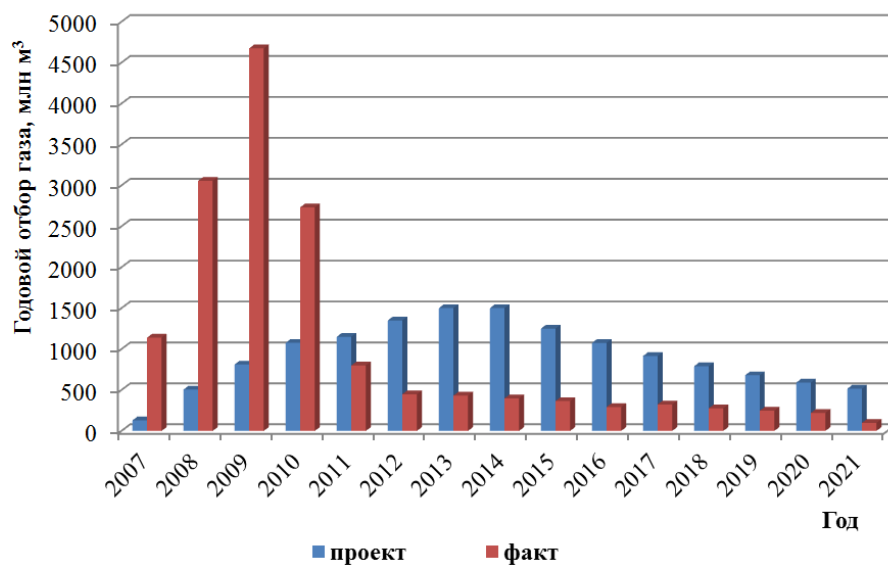


Рис. 5. Гистограмма изменения и сопоставления проектной и фактической годовой добычи газа на месторождении Северный Нишан

В период разработки месторождения Северный Нишан было рассмотрено 3 варианта разработки с годовыми отборами газа в период постоянной добычи: 1 000 млн м³ (вариант 1); 1 500 млн м³ (вариант 2) и 2 000 млн м³ (вариант 3) [12]. Прогнозные технологические показатели от-

личались помимо годовых отборов газа фондом скважин и сроками разработки месторождения. При этом конечные КИГ и КИК во всех вариантах имели близкие значения — от 82 до 83 % и 68–70 % соответственно. В период снижения пластового давления, равного 9,73 МПа, прогнозировалось извлечь 23 372 млн м³ газа, что на 7 877 млн м³ больше, чем достигнутый фактический отбор (15 495 млн м³) (рис. 6).

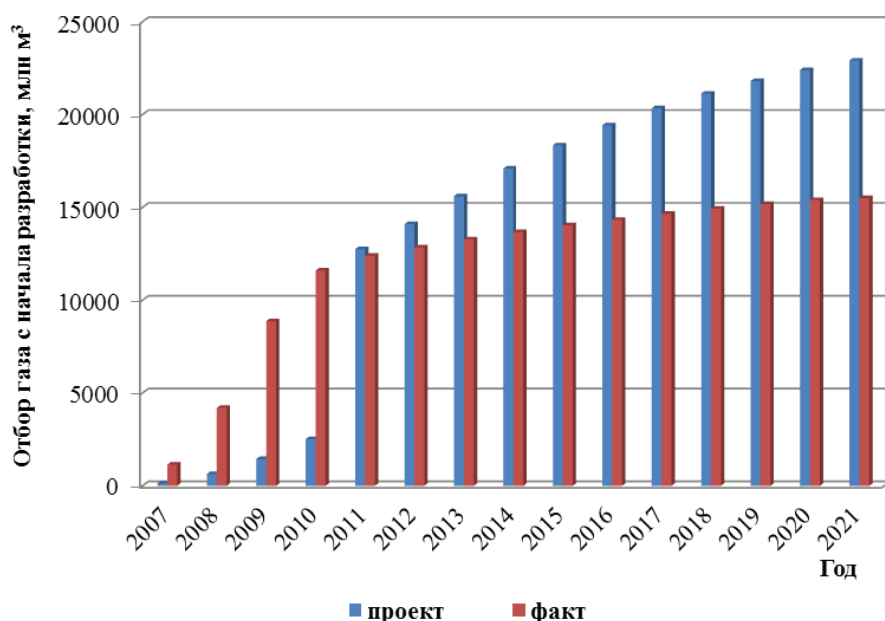


Рис. 6. Гистограмма изменения и сопоставления проектной и фактической суммарной добычи газа месторождения Северный Нишан

Для установления причин такого расхождения и влияния депрессии на пласт конечными КИГ и КИК проведем численные эксперименты.

Методика

В проекте разработки газоконденсатного месторождения Северный Нишан прогнозирование технологических показателей разработки было осуществлено методом смены стационарных состояний [12]. Теоретическое обоснование и последовательный расчет по данной методике приведены в руководстве по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений [13].

Согласно этому методу, в период постоянной добычи по заданному уровню годового отбора определяется среднее пластовое давление на конец каждого года. Далее определяются дебит «средней» скважины, количество скважин, давление на забое и устье скважины.

В период падающей добычи расчеты газодинамических и термодинамических показателей осуществляются по тем же формулам с той лишь разницей, что годовой отбор определяется по числу действующих скважин на конец периода постоянной добычи.

Основные уравнения фильтрации газа и балансовые соотношения, которые используются при расчетах технологических показателей разработки месторождения, следующие.

Расчет количества добываемого газа за интервал времени осуществляется по формуле

$$Q_i = t \cdot q_i \cdot n \cdot \left[1 - \frac{t \cdot \Delta P \cdot n}{V_i \cdot \frac{P_{пл}}{P_{пл}} (a + 2 \cdot v \cdot q_i)} \cdot 10^{-6} \right], \quad (4)$$

где t — промежуток времени, сут; q_i — дебит скважины, тыс. м³/сут; n — число скважин; ΔP — депрессия на пласт, кгс/см²; V_i — текущие остаточные запасы газа, млрд м³; $P_{пл}$ — текущее пластовое давление, кгс/см²; a, v — коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Все изменяющиеся во времени параметры задаются на начало расчетного интервала. Дебит скважины в течение расчетного интервала считается постоянным.

Изменение во времени средневзвешенного по объему газовой залежи пластового давления при газовом режиме определяется по уравнению материального баланса

$$P(t) = \frac{P_H}{Z_H} \cdot \left(\frac{1 - Q_{доб}(t)}{V_H} \right) \cdot Z(P(t)), \quad (5)$$

где P_H — начальное пластовое давление, кгс/см²; $Q_{доб}, V_H$ — добытое ко времени t и начальное количество газа, приведенное к атмосферному давлению $P_{ат}$ и стандартной температуре $T_{ст}$, млрд м³; $Z_H = Z(P_H, T_H)$ и $Z(P, T_{пл})$ — коэффициенты сверхсжимаемости газа и текущие.

Решение уравнения (5) находится методом итераций.

Для определения значения коэффициента сверхсжимаемости $Z(P, T_{пл})$ используются двумерные полиномы 4-го порядка или данные работы [16] для приведенных значений давления и температуры

$$0,2 < P_{пр} < 15 \quad 1,05 < T_{пр} < 3.$$

Наиболее практикуемым является технологический режим эксплуатации скважин при допустимой депрессии на пласт

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, \quad (6)$$

где $P_{\text{заб}}$ — давление на забое скважины в момент времени t , кгс/см²; ΔP — текущая депрессия на пласт, кгс/см².

При найденном значении $P_{\text{пл}}$ и заданной величине ΔP по уравнению (6) вычисляется $P_{\text{заб}}$.

Уравнение притока газа к забою скважины имеет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aq + bq, \quad (7)$$

где a и b — коэффициенты фильтрационного сопротивления притоку газа к скважине; q — дебит скважины, тыс. м³/сут.

Из уравнения (7) определяется дебит скважин

$$q = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)} - a}{2b}. \quad (8)$$

При проектировании разработки число дней работы скважин (ввод) принимается: сероводородосодержащих месторождений — 330, для месторождений без агрессивных компонентов в газе — 345 дней. Рабочее давление на устье скважины определяется по формуле

$$P_{\text{заб}}^2 = P_y^2 e^{2s} + \theta q^2, \quad (9)$$

где

$$\theta = \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2 \cdot (e^{2x} - 1)}{d_{\text{вн}}^5}, \quad (10)$$

$$2S = \frac{0,0683 \cdot L \cdot \bar{p}}{(Z_{cp} \cdot T_{cp})}, \quad (11)$$

P_y — давление на устье скважины, кгс/см²; λ — коэффициент гидравлического сопротивления труб; $d_{\text{вн}}$ — эквивалентный диаметр трубы, по которой отбивается газ, м; $\bar{p}$ — относительная плотность газа по воздуху; L — глубина скважины, м;

$$T_{cp} = (T_{\text{заб}} + T_y)/2; \quad P_{cp} = 2 \cdot ((P_{\text{заб}} + P_y^2)/(P_{\text{заб}} + P_y))/3;$$

$$Z_{cp} = Z(P_{cp}, T_{cp});$$

$T_{\text{заб}}$, T_y — температура на забое и устье скважины соответственно, К.

Для вычисления давления на устье скважины необходимо знать P_{cp} , T_{cp} . Поэтому расчеты ведутся с использованием метода итераций.

При известных значениях P_y и T_y и дебите скважины можно определить скорость потока газа на устье

$$V_y = \frac{0,52 \cdot q \cdot T_y \cdot Z_y}{d_{\text{вн}}^2 \cdot P_y}, \quad (12)$$

где $d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр насосно-компрессорной трубы, см.

Исходная информация для технологических показателей разработки месторождения представлена в соответствии с работой [12].

Результаты

В отличие от традиционного подхода прогнозирования, когда рассматривается достижение проектного уровня стабильного отбора газа различным фондом скважин (плотность сетки) при неизменной депрессии на пласт, в рассмотренных вариантах расчеты осуществлены при неизменном фонде, но с различной депрессией на пласт.

Рассмотрим всего 9 вариантов разработки, в которых в неизменном фонде скважин (28 единиц) достигается проектный уровень годовой добычи газа 1 500 млн м³. В рассмотренных вариантах депрессия на пласт в скважинах изменяется от 5 до 250 МПа. Результаты расчетов прогнозных КИГ и КИК представлены в виде их зависимости от депрессии на пласт (рис. 7, 8). Из рисунков видно, что высокие конечные КИГ достигаются при постоянных депрессиях на пласт 5 МПа (вариант 1) и 7,5 МПа (вариант 2), соответственно, 82,3 и 80,6 %. Достигнутая же величина КИГ 51,3 % соответствует постоянной депрессии на пласт 17,5 МПа (вариант 6). В отличие от КИГ относительно высокое значение КИК достигается только при депрессии на пласт 5 МПа — 67 %. По мере увеличения депрессии на пласт КИК снижается, и при депрессии 17,5 МПа составляет всего 39 %.

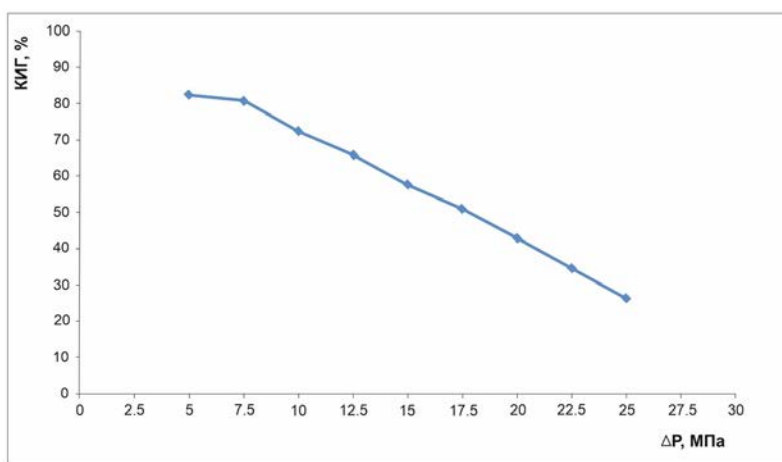


Рис. 7. Зависимость КИГ от депрессии на пласт

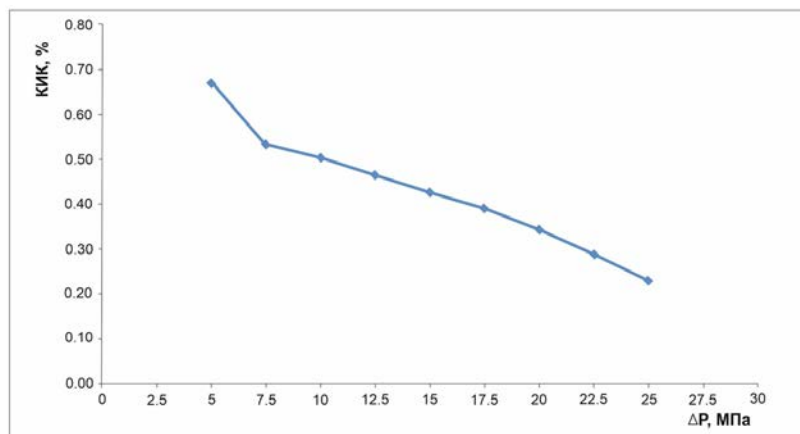


Рис. 8. Зависимость КИК от депрессии на пласт

Выводы

На КИГ и КИК влияет большое количество геологических и технологических факторов. При геолого-физических условиях газоконденсатного месторождения Северный Нишан значительное влияние на КИГ и КИК оказывает депрессия на пласт 5 и 17,5 МПа, КИГ составил 82,3 и 51,3 % соответственно. В таких же пределах находится и снижение КИК. Расчеты показывают, что при реализации этих двух вариантов срок разработки месторождения увеличивается от 31 до 50 лет. Поэтому выбор между этими вариантами требует и их экономической оценки.

Полученные результаты подтверждают теоретические основы разработки газовых и газоконденсатных месторождений, и их рекомендуется использовать при проектировании аналогичных объектов региона.

Список источников

1. Особенности оценки коэффициента извлечения газа низкопроницаемых коллекторов / А. П. Ермилов, С. В. Васюткин, А. А. Жуков, В. З. Ялалова. – Текст : непосредственный // Узбекский журнал нефти и газа. – 2019. – С. 46–56.
2. Прядко, С. А. Марковский логический анализ экспертных данных и его использование в задачах развития нефтегазовых комплексов : специальность 05.13.18 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Прядко Сергей Александрович. – Москва, 2016. – 22 с. – Место защиты : Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Текст : непосредственный.
3. Российская газовая энциклопедия / Под редакцией Р. И. Вяхирева. – Москва : Большая Российская энциклопедия, 2004. – 525 с. – Текст : непосредственный.

4. Самедзаде, А. Т. Динамический подход к прогнозированию основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений / А. Т. Самедзаде. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 3. – С. 15–17.
5. Джалилов, З. И. Определение коэффициента газоотдачи с помощью номограммы / З. И. Джалилов. – Текст : непосредственный // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. Серия наук о Земле. – 1982. – № 3. – С. 129–135.
6. Фиш, М. Л. Анализ влияния различия факторов на конечный коэффициент газоотдачи / М. Л. Фиш, Л. Н. Герман. – Текст : непосредственный // ВНИИГАЗ. – 1971. – Вып. 2. – С. 120–126.
7. Закиров, С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – Москва : Струна, 1998. – 628 с. – Текст : непосредственный.
8. Канашук, В. Ф. Влияние геологических и технологических параметров на газоотдачу / В. Ф. Канашук, А. Г. Коршунова. – Москва : ВНИИЭгазпром, 1981. – 37 с. – Текст : непосредственный.
9. Технология добычи природного газа / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, К. С. Басниев, А. И. Гриценко ; под редакцией А. Х. Мирзаджанзаде. – Москва : Недра, 1987. – 414 с. – Текст : непосредственный.
10. Моделирование разработки газовых месторождений с учетом релаксации горных пород / А. М. Кулиев, М. А. Гаджиев, Н. Г. Зейналов [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-педагогические вести Университета «Одлар Юрду». – 1999. – № 2. – С. 20–27.
11. Рекомендации по экспресс-оценке технологических коэффициентов извлечения газа, конденсата для месторождений на стадии разведки и пробной эксплуатации / С. Г. Солдатов, И. Ю. Левинский, Р. Ф. Шарафутдинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 5 (37). – С. 133–139.
12. Шевцов, В. М. Коррективы проекта разработки газоконденсатного месторождения Северный Нишан / В. М. Шевцов, Я. Е. Журавлев, А. О. Закиров. – Ташкент : АО «УзЛИТИнефтьгаз», 2011. – 190 с. – Текст : непосредственный.
13. Алиев, З. С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – Печора : Печорское время, 2002. – 894 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Ermilov, A. P., Vasyutkin, S. V., Zhukov, A. A., & Yalalova, V. Z. (2019). Osobennosti otsenki koeffitsienta izvlecheniya gaza nizkopronitsaemykh kollektorov. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, pp. 46-56. (In Russian).
2. Pryadko, S. A. (2016). Markovskiy logicheskiy analiz ekspertnykh dannykh i ego ispol'zovanie v zadachakh razvitiya neftegazovykh kompleksov. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 22 p. (In Russian).
3. Vyakhirev, R. I. (Ed.) (2004). Rossiyskaya gazovaya entsiklopediya. Moscow, Bol'shaya Rossiyskaya entsiklopediya Publ., 525 p. (In Russian).
4. Samedzade, A. T. (2016). Dynamic approach to basic indices prediction of gas and gas-condensate fields development. *Oilfield Engineering*, (3), pp. 15-17. (In Russian).

5. Dzhililov, Z. I. (1982). Opredelenie koeffitsienta gazootdachi s pomoshch'yu nomogrammy. Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoj SSR. Seriya nauk o Zemle, (3), pp. 129-135. (In Russian).
6. Fish, M. L., & German, L. N. (1971). Analiz vliyaniya razlichiya faktorov na konechnyy koeffitsient gazootdachi. VNIIGAZ, (2), pp. 120-126. (In Russian).
7. Zakirov, S. N. (1998). Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moscow, Struna Publ., 628 p. (In Russian).
8. Kanashuk, V. F., & Korshunova, A. G. (1981). Vliyanie geologicheskikh i tekhnologicheskikh parametrov na gazootdachu. Moscow, VNIIEgazprom Publ., 37 p. (In Russian).
9. Mirzadzhanzade, A. Kh., Ametov, I. M., Basniev, K. S., & Gritsenko, A. I. (1987). Tekhnologiya dobychi prirodnogo gaza. Moscow, Nedra Publ., 414 p. (In Russian).
10. Kuliev, A. M., Gadzhiev, M. A., Zeynalov, N. G., Kazymov, B. Z., & Tagieva, S. E. (1999). Modelirovanie razrabotki gazovykh mestorozhdeniy s uchetom relaksatsii gornykh porod. The Scientific and Pedagogical News of Odlar Yurdu University, (2), pp. 20-27. (In Russian).
11. Soldatov, S. G., Levinskiy, I. Yu., Sharafutdinov, R. F., Grushinets, A. S., & Lycheva, Ye. F. (2018). Recommendations for express evaluation of the technological gas recovery and condensate recovery factors for fields at the stage of exploration and trial operation. Vesti gazovoy nauki, (5(37)), pp. 133-139. (In Russian).
12. Shevtsov, V. M., Zhuravlev, Ya. E., & Zakirov, A. O. (2011). Korrektivy proekta razrabotki gazokondensatnogo mestorozhdeniya Severnyy Nishan. Tashkent, UzLITneftgaz JSC Publ., 190 p. (In Russian).
13. Aliev, Z. S., & Bondarenko, V. V. (2002). Rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki gazovykh i gazoneftnykh mestorozhdeniy. Pechora, Pechorskoe vremya Publ., 894 p. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Агзамов Аваз Хамидиллаевич, доктор технических наук, член Академии наук «Турон», член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан

Avaz Kh. Agzamov, Doctor of Engineering, Member of the Academy of Sciences "Turon", Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent, the Republic of Uzbekistan

Эфендиев Галиб Мамед оглы, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджанская Республика

Galib M. Efendiyev, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, the Republic of Azerbaijan

Молдабаева Гульназ Жаксылыковна, доктор технических наук, академик Казахстанской Национальной Академии естественных наук, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алма-Ата, Республика Казахстан, g.moldabayeva@satbayev.university

Аббасова Саидахон Акмал кизи, доктор философии по геолого-минералогическим наукам, и.о. доцента кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан

Мухаммадиев Хамидулло Муродиллаевич, докторант, Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Республика Узбекистан

Gulnaz Zh. Moldabayeva, Doctor of Engineering, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan, g.moldabayeva@satbayev.university

Saidaxon A. Abbasova, Doctor of Philosophy in Geology and Mineralogy, Acting Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent, the Republic of Uzbekistan

Hamidullo M. Muhammadiev, Doctoral Student, Karshi Engineering and Economic Institute, Karshi, the Republic of Uzbekistan

Статья поступила в редакцию 01.06.2022; одобрена после рецензирования 10.06.2022; принята к публикации 15.06.2022.

The article was submitted 01.06.2022; approved after reviewing 10.06.2022; accepted for publication 15.06.2022.

УДК 622.24

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-77-92

Разработка комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии

С. В. Каменских

*Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия
skamenskih@ugtu.net*

Аннотация. Бурение и крепление скважин в сероводородсодержащих высокопроницаемых горных породах довольно часто сопровождается сопутствующими осложнениями, такими как поглощения различной интенсивности и дифференциальные прихваты бурильного инструмента, а при снижении противодействия на такие пласты возможны проявления флюидов, содержащих сероводород. Это ухудшает параметры технологических жидкостей и требует приготовления новых порций, вызывая увеличение времени и стоимости строительства скважин. Поэтому разработка буровых технологических жидкостей для повышения эффективности строительства скважин в высокопроницаемых горных породах, вмещающих сероводород, является актуальной задачей. В статье представлены результаты исследований и разработки комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей, обеспечивающего качественное вскрытие и надежное крепление высокопроницаемых горных пород, содержащих сероводород, с практической реализацией на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в условиях сероводородной агрессии.

Ключевые слова: комплекс высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей, высокопроницаемые горные породы, поглощение, дифференциальные прихваты, сероводородная агрессия

Для цитирования: Каменских, С. В. Разработка комплекса высокощелочных рецептур буровых технологических жидкостей для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии / С. В. Каменских. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-77-92 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 77–92.

Developing a complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations to well construction under conditions of hydrogen sulfide aggression

Sergey V. Kamenskikh

*Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia
skamenskih@ugtu.net*

Abstract. Drilling and fastening of wells in hydrogen sulfide-containing highly permeable rocks is often accompanied by concomitant complications, such as absorptions of various intensities and differential sticking of the drilling tool, and with a decrease in back pressure on such formations, manifestations of fluids containing hydrogen sulfide. This degrades the parameters of process fluids and requires the preparation of new portions, causing an increase in the time and cost of well construction. Therefore, the development of drilling process fluids to improve the efficiency of well construction in highly permeable rocks containing hydrogen sulfide is an urgent

task. The article presents the results of research and development of a complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations, which provides high-quality penetration and reliable fixation of highly permeable rocks containing hydrogen sulfide, with practical implementation at the fields of the Timan-Pechora oil and gas province under conditions of hydrogen sulfide aggression.

Keywords: complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations, highly permeable rocks, absorption, differential sticking, hydrogen sulfide aggression

For citation: Kamenskikh, S. V. (2022). Developing a complex of high-alkaline of drilling process fluids formulations to well construction under conditions of hydrogen sulfide aggression. Oil and Gas Studies, (4), pp. 77-92. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-77-92

Введение

Исследование горно-геологических условий Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) позволило выявить повышенное содержание сероводорода (H_2S) в высокопроницаемых коллекторах. Анализ результатов исследований ученых и промыслового опыта показывает, что бурение и крепление скважин в подобных условиях сопровождается возникновением сопутствующих осложнений: поглощений [1, 2], дифференциальных прихватов [3, 4] и проявлений флюидов¹, содержащих H_2S [5]. Сероводород одним из первых контактирует с технологическими жидкостями, вызывая ферментативную деструкцию полимерных реагентов, коррозионное разрушение цементного камня, бурильного инструмента и бурового оборудования. Все это приводит к необходимости приготовления новых порций технологических жидкостей или их постоянных обработок химическими реагентами, что увеличивает материальные и временные затраты на строительство скважин. Подобные горно-геологические условия характерны для месторождений ТПНГП (Колвинский мегавал, Косью-Роговская и Денисовская впадины), при бурении и креплении которых наблюдались полные поглощения, дифференциальные прихваты и проявления флюидов, вмещающих H_2S в концентрациях до 6 % об. и выше. Поэтому исследование и разработка рецептов технологических жидкостей для повышения эффективности бурения и крепления высокопроницаемых отложений, содержащих H_2S , является актуальной задачей при строительстве скважин на месторождениях ТПНГП.

Несколько десятилетий ученые² и практические работники [1–7] разрабатывали и совершенствовали составы технологических жидкостей и химических агентов для бурения и крепления скважин в различных горно-геологических условиях. Однако строительство скважин до настоящего времени сопровождается возникновением осложнений и аварий, указывая на недостаточную эффективность применяемых технологических жидкостей. Этот факт предопределяет необходимость проведения комплексных

¹ Бурение глубоких скважин в условиях сероводородной агрессии: обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – 60 с.

² Там же. С. 28.

научных исследований, направленных на разработку рецептур технологических жидкостей с использованием известных (существующих) химических агентов, обладающих коррозионной устойчивостью к H_2S и кольматирующими свойствами.

Объект и методы исследования

Объект исследования — буровые технологические жидкости и процессы их взаимодействия с агрессивными и высокопроницаемыми средами. Оценка параметров бурового раствора проводилась согласно действующим нормативным стандартам: ГОСТ 33213-2014, ГОСТ 33697-2015. Время ферментативной деструкции высокомолекулярных соединений (ВМС) оценивалось по интенсивности изменения показателя pH с помощью pH-метра после воздействия температуры и давления в ячейках «старения» вальцовой печи. Оценка влияния сероводорода ($Na_2S + 2HCl = H_2S \uparrow + 2NaCl$) на параметры бурового раствора осуществлялась в герметичной установке. Изучение причин дифференциальных прихватов выполнялось с помощью прихватомера (момент страгивания) согласно РД-39-00147001-773-2004 (приложение 11), приборов КТК-2 (коэффициент липкости фильтрационной корки) в соответствии с требованиями ГОСТ 33213-2014 (приложение ДБ) и СНС-2 (скорость адгезионного взаимодействия) на основании методики RU 1772699. Оценка кольматирующей способности технологических жидкостей осуществлялась на тестере проницаемости согласно ГОСТ 33697-2015 (приложение L). Исследование параметров тампонажного раствора и цементного камня проводилось согласно действующим нормативным стандартам: ГОСТ 26798.1-96, ГОСТ 26798.2-96, ГОСТ 310.3, ГОСТ 310.4. Суффозионная устойчивость оценивалась с помощью установки для определения показателя тампонирующей способности (А.С. 1657614). Прочность контакта цементного камня с ограничивающими поверхностями определялась методом выдавливания цилиндрических образцов из стальной обоймы. Для оценки физико-механических свойств цементного камня (пористость, проницаемость, удельное электрическое сопротивление, время распространения волн) применялись приборы ПИК-ПП (ТУ 4317-002-64359939-2012), Ультразвук (ГОСТ 21153.7-75) и ПетроОм (ГОСТ 25494-82) согласно методикам изучения керна. Коррозионная стойкость цементного камня оценивалась коэффициентом коррозионной стойкости (ККС), определяемым как отношение предела прочности образцов, твердевших в нефти, насыщенной H_2S ($Na_2S + 2HCl = H_2S \uparrow + 2NaCl$) в герметичной установке, к пределу прочности одновременно испытанных контрольных образцов. Отмывающая способность буферных составов оценивалась по изменению объема отфильтрованной буферной жидкости через сформированные фильтрационные корки. Дополнительно проведены исследования в динамических условиях с использованием лабораторной мешалки с регулируемой частотой вращения и весов для оценки массы корки до и после воздействия буферной жидкости.

В экспериментах использовались приборы и оборудование кафедры бурения и центра по исследованию керна Ухтинского государственного технического университета (УГТУ). Апробация и внедрение технологических жидкостей проводились при бурении и креплении нефтяных скважин ТПНГП (забойная температура до 100 °С, коэффициент аномальности 1,03–1,13, проницаемость поровых и каверно-поровых коллекторов 500–700 мД, содержание H_2S до 17,1 % об.).

Экспериментальная часть и результаты исследований

Проведенные на кафедре бурения УГТУ исследования [8–14] позволили разработать составы технологических жидкостей.

1. *Буровая промывочная жидкость.* При углублении скважин промывочные жидкости подвержены влиянию не только природного, но и биогенного сероводорода, который в равной степени ухудшает параметры буровых растворов. В наибольшей степени дестабилизации промывочных жидкостей подвержены ВМС, выполняющие широкий спектр функций в современных рецептурах буровых растворов. Обычно для снижения интенсивности деструкции применяют бактерициды, подавляющие жизнедеятельность бактерий, но наиболее эффективно использование высокощелочных сред [9]. При $pH \geq 9,5$ H_2S практически полностью диссоциирует³ на ионы HS^- и S^{2-} , имеющие низкую токсичность [6, 7].

На кафедре бурения УГТУ проведены исследования ферментативной деструкции полимерных композиций при температурах 20, 60 и 100 °С с использованием отечественных и зарубежных ВМС как с добавками бактерицидов, так и без них. Величина pH регулировалась гидроксидом натрия (NaOH) и оксидом кальция (CaO).

Исследования позволили установить следующие закономерности [8].

1. Отечественные полимеры имеют относительно низкую ферментативную устойчивость (2–6 суток при 20 °С) по сравнению с зарубежными ВМС. Наиболее эффективна композиция, включающая Duovis, Dextrid, PAC-R, PAC-LV. По эффективности применения бактерициды располагаются в следующей последовательности (по убыванию): Petro Cide, Biocide-100, биоцидол, квасцы алюмокалиевые.

2. Использование CaO возможно без бактерицида и способствует увеличению устойчивости композиций к деструкции по сравнению с NaOH.

3. Нагревание полимерных композиций (до 60 и 100 °С), обработанных бактерицидом и NaOH, способствует коррозии стали, которая отсутствует при обработке раствора CaO даже без использования бактерицида.

4. Полимерные композиции с начальным показателем pH, равным 11, дестабилизируются медленнее, чем при значении pH, равном 9. Наибольшая стабильность композиций отмечена при $pH = 12,0–12,5$.

³ Бурение глубоких скважин... С. 45.

Совместно с оценкой времени деградации исследовались реологические параметры полимерных композиций. Анализ полученных зависимостей позволил установить работоспособность полимерных соединений (Duovis, Dextrid, PAC-R, PAC-LV) в высокощелочных средах ($\text{pH} = 12,0\text{--}12,5$).

Установлено, что при повышении температуры с 20 до 100 °С величина pH раствора уменьшается в среднем на 2 ед. Следовательно, показатель pH на поверхности должен быть не менее 12,0–12,5 с целью эффективной нейтрализации H_2S в пластовых условиях щелочностью среды [8].

Разработка состава высокощелочного бурового раствора для бурения в условиях сероводородной агрессии проводилась путем обработки исходной композиции (Duovis, PAC-R, PAC-LV, Dextrid) химическими агентами. Наибольшей ферментативной устойчивостью (13 и 10 суток при 20 и 100 °С) по сравнению с другими испытанными промывочными жидкостями обладает высокощелочной буровой раствор, твердой фазой которого является высокодисперсный карбонатный материал [8].

Исследования параметров высокощелочного бурового раствора в герметичной установке до и после насыщения H_2S (1 и 6 % об.) позволили установить его коррозионную устойчивость к сероводороду [8, 9].

Эксперименты на тестере проницаемости позволили выявить кольматирующие свойства у высокощелочного бурового раствора, способного кольматировать керамические фильтры и образцы керна [9].

Одним из простых и эффективных способов борьбы с коррозией является поддержание высокой щелочности среды, благодаря чему она сохраняется на низком уровне. В результате применение высокощелочного бурового раствора обеспечит слабоинтенсивную коррозию (до 0,1 мм/год), что подтверждается проведенными экспериментами [10].

В итоге проведенные исследования [8–10] позволили разработать рецептуру безглинистого высокощелочного бурового раствора с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в агрессивных средах (RU № 2016126737 А), включающую разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, пеногаситель и высокодисперсный карбонатный материал (табл. 1). Установлено [8–10], что безглинистый высокощелочной буровой раствор (RU № 2016126737 А) обладает структурно-реологическими свойствами, ферментативной и коррозионной устойчивостью к деградации при воздействии биогенного и природного H_2S , антикоррозионными и кольматационными свойствами, обеспечивая качественное вскрытие проницаемых отложений, содержащих сероводород, за счет высокой щелочности ($\text{pH} = 12,0\text{--}12,5$). Низкая материалоемкость состава и отсутствие токсичных агентов делают буровой раствор экономически и экологически более выгодным по сравнению с другими промывочными жидкостями. Высокощелочной буровой раствор апробирован при бурении под эксплуатационную колонну разведочной скважины ТПНГП. Интервал бурения сложен карбонатными породами, осложненными поглощениями, дифференциальными прихватами и присутствием H_2S (1 % об.) в

поровом, каверно-поровом коллекторе проницаемостью 500–600 мД. Бурение интервала прошло без осложнений согласно разработанному регламенту, что подтверждает эффективность использования высокощелочного бурового раствора в агрессивных и проницаемых средах. Экономия эксплуатационных затрат составила 698,4 тыс. руб. в ценах 2011 г.

Таблица 1

Безглинистый высокощелочной буровой раствор

Название агента	Назначение агента	Параметр бурового раствора
Duovis	Структурообразователь	Плотность — 1 010–1 020 кг/м ³ Условная вязкость — 30–60 с ПВ — 7–16 мПа·с СНС _{1/10} — 3–7 / 4–10 Па Фильтрация ≤ 7 см ³ /30 мин рН = 12,0–12,5
PAC-R	Понизитель водоотдачи	
PAC-LV	Понизитель водоотдачи	
Dextrid	Разжижитель	
Defoamer	Пеногаситель	
Оксид кальция	Регулятор рН, кольматант, нейтрализатор H ₂ S	
МК-5	Утяжелитель, кольматант	

2. *Кольматирующая смесь.* На тестере проницаемости проведены исследования кольматирующей способности различных технологических жидкостей [11]. В качестве основы использовалась рецептура разработанного безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А), которая при обработке биоцидолом (сшиватель) в покое переходит в гелеобразное состояние. Для повышения пластичности и прочности геля в смесь добавляется газблок. Биоцидол, используемый в качестве сшивателя, и газблокатор, обладающий свойствами компаунда, повышают кольматирующую способность смеси за счет затвердевания газблока при нагревании в пласте и связывания ВМС, сшитых биоцидолом, в уплотненные и укрупненные конгломераты, которые качественно кольматируют высокопроницаемые отложения. Оксид кальция, увеличивающий водородный показатель кольматирующей смеси, обеспечивает эффективную нейтрализацию сероводорода в пластовых условиях щелочностью среды и качественную кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H₂S с Ca(OH)₂.

В итоге проведенные исследования позволили разработать рецептуру биополимерной кольматирующей смеси (БПКС) для изоляции высокопроницаемых горных пород, вмещающих H₂S (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020), включающую разветвленный биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, биоцидол, газблок и мраморную крошку [11] (табл. 2). Высокая щелочность БПКС (рН = 12,5–13,0) обеспечивает нейтрализацию сероводорода и кольматацию высокопроницаемых отложений продуктами взаимодействия H₂S с Ca(OH)₂ и использования биоцидола с газблоком. Биополимерная кольматирующая смесь трансформируется из высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А) путем увеличения концентрации оксида кальция

и обработки биоцидом с газблоком и может использоваться в качестве вязкоупругой порции многофункциональной буферной жидкости. Биополимерная кольматирующая смесь апробирована при ликвидации поглощений в высокопроницаемых карбонатных и терригенных отложениях ТПНГП проницаемостью 500–700 мД. В целом после закачки в поглощающие пласты БПКС в объемах 3–10 м³ отмечались частичные поглощения, которые в дальнейшем не наблюдались. В результате установлено, что смесь позволяет достаточно эффективно ликвидировать поглощения различной интенсивности за счет кольматации высокопроницаемых отложений продуктами взаимодействия H₂S с Ca(OH)₂ и использования биоцидола с газблоком. Экономия эксплуатационных затрат от применения БПКС составила 1 324,8 тыс. руб. в ценах 2012–2018 гг.

Таблица 2

Биополимерная кольматирующая смесь (БПКС)

Состав	Параметр
Duovis	Плотность — 920–960 кг/м ³
Dextrid	Фильтрация ≤ 7 мл/30 мин
PAC-R	ДНС* — 35–85 дПа
PAC-LV	ПВ* — 25–34 мПа·с
CaO	CHC _{1/10} * — 3-8 / 4–10 Па
Газблок	Интенсивность адгезии** — 0,56–2,73 мм/мин
Биоцидол	pH = 12,5–13,0
МК***	

Примечание. * ПВ — пластическая вязкость; ДНС и CHC — динамическое и статическое напряжения сдвига. ** Интенсивность адгезии оценена по методике RU 1772699. *** Используется МК требуемой дисперсности.

3. *Буферная жидкость.* При первичном вскрытии продуктивных пластов буровые компании применяют специальные промывочные системы, формирующие на стенках скважины тонкие и прочные гидрофильные фильтрационные корки, которые проблематично удалить со стенок скважины. Поэтому необходимо применение моющих буферных жидкостей, которые после смывания фильтрационной корки со стенок скважины могут вызвать недоподъем цементного раствора в затрубье. Следовательно, необходимо после отмывания корки создать кольматирующий экран, обеспечивающий качественное сцепление цементного камня со стенками скважины. Присутствие в разрезе высокопроницаемых пластов, содержащих H₂S, предъявляет дополнительные требования к буферным составам. Использовать в таких условиях один буферный состав может оказаться малоэффективно. Поэтому предлагается использовать многофункциональную буферную жидкость, включающую три порции, каждая из которых выполняет определенную функцию.

Моюще-эрозионная порция многофункциональной буферной жидкости разрыхляет (разупрочняет) гидрофильные фильтрационные корки и смывает их со стенок скважины [12].

В качестве второй порции многофункциональной буферной жидкости используется вязкоупругий состав разработанной биополимерной кольматирующей смеси (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020) [12], который вытесняет буровой раствор из ствола скважины, нейтрализует H_2S щелочностью среды и кольматирует высокопроницаемые горные породы. Снижение проницаемости пласта в пристволенной зоне скважины замедляет скорость коррозии цементного камня, находящегося в контакте с агрессивными флюидами. Вязкоупругая порция повышает реакционную емкость «крепи» скважины за счет насыщения высокопроницаемого пласта известью, нейтрализующей H_2S еще до проникновения к цементному камню, повышая тем самым его долговечность, а при возникновении контракции во время твердения вяжущего внутрь тампонажного камня будет всасываться высокощелочная суспензия, содержащая $Ca(OH)_2$, а не агрессивный флюид [13].

В качестве третьей порции буферной жидкости предлагается использовать цемент ПЦТ I-G CC-1 с добавкой газблока при повышенном водосмесевом отношении (1,5–3,0). При цементировании разбавленная тампонажная смесь вымывает и замещает остатки бурового раствора из ствола скважины, повышая прочность сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

В итоге исследован и разработан компонентный состав многофункциональной буферной жидкости (табл. 3), который при турбулентном (или структурном) режиме вытеснения в затрубном пространстве обеспечивает качественную подготовку ствола скважины к цементированию в условиях сероводородной агрессии за счет:

- разупрочнения (разрыхления) и смывания гидрофильных фильтрационных корок с поверхности горных пород;
- вытеснения бурового раствора из ствола скважины и кольматации высокопроницаемых отложений, вмещающих H_2S ;
- вымывания и замещения остатков промывочной жидкости из кольцевого пространства с повышением прочности адгезионного сцепления цементного камня с горными породами и обсадной колонной.

Установлена реологическая совместимость многофункциональной буферной жидкости с буровым раствором и облегченной тампонажной смесью согласно международному стандарту ISO 10426.

4. *Тампонажная смесь.* Согласно анализу научных [5,13] и промысловых исследований, в условиях сероводородной агрессии возможно использовать сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G CC-1. Поэтому, исходя из опыта крепления скважин в ТПНГП и учитывая возможности буровых компаний, применение сульфатостойких цементов оправдано и возможно в условиях сероводородной агрессии.

Многофункциональная буферная жидкость

Реагент	Характеристика (назначение) реагента
Моюще-эрозионная порция	
КМЦ	Карбоксиметилцеллюлоза (стабилизатор)
НТФ	Нитрилотриметилфосфоновая кислота (отмывающее средство)
CaCl ₂	Неорганический электролит (разрыхление корки)
ГПС	Гранулированное пеностекло (абразив)
Вязкоупругая (вытесняюще-кольматирующая) порция	
Duovis	Биополимер (структурообразователь)
Dextrid	Модифицированный крахмал (разжижитель)
PAC-R	Полианионная целлюлоза (понижители водоотдачи)
PAC-LV	
МК	Мраморная крошка (кольматант)
CaO	Оксид кальция (регулятор pH, нейтрализатор H ₂ S, кольматант)
Газблок	Сульфированный полимер (повышение пластичности геля)
Биоцидол	Четвертичные аммониевые соединения (сшиватель)
Defoamer	Смесь спирта и производных жирных кислот (пеногаситель)
Адгезионно-кольматирующая порция	
ПЦТ I-G	Сульфатостойкий портландцемент (повышение вытесняющей способности)
СС-1	
Газблок	Сульфированный полимер (снижение проницаемости)

Согласно работе [13], «чистый» портландцемент (без добавок) характеризуется повышенным водоотделением и склонностью к усадке, поэтому следует модифицировать его свойства. Для снижения водоотделения и проницаемости камня, а следовательно, увеличения его коррозионной стойкости к H₂S предлагается использовать газблок. На кафедре бурения УГТУ проведены исследования ПЦТ I-G СС-1 без добавок и с добавками газблока [14, 15]. Выявлено, что тампонажные смеси, обработанные газ-блоком, обладают в среднем повышенной на 20 % прочностью и пониженной на 96 % фильтрацией по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G СС-1. Пониженное на 46 % водоотделение свидетельствует о седиментационной устойчивости тампонажной смеси.

Для исключения контракционных процессов (усадки) при твердении предлагается использовать добавку расширяющую (ДР). Эксперименты с использованием колец Ле-Шателье показали отсутствие деформационных изменений камня при твердении, указывая на отсутствие контракции при обработке тампонажной смеси ДР-100 в концентрации 1 %.

Для снижения плотности смеси предлагается использовать гранулированное пеностекло (ГПС), которое исследовано на консономатре при давлениях 10–50 МПа и температурах 25–95 °С. Результаты исследований свидетельствуют о возможности использования ГПС в реальных забойных условиях при цементировании.

Для оптимизации состава тампонажной смеси и цементного камня исследованы изменения их технологических параметров при обработке цемента ПЦТ I-G СС-1 гранулированным пеностеклом в различных концентрациях (6, 8, 10, 12 %) и разной дисперсности (0,1–0,3, 0,25–0,5, 0,5–1,0 мкм) [14, 15].

В результате выявлено, что тампонажные смеси с ГПС обладают достаточной подвижностью (180–200 мм), пониженной плотностью (1 550–1 670 кг/м³), фильтрацией (5,5–14,0 см³/30 мин) и прочностью (5,0–9,6 МПа), а также повышенными сроками схватывания по отношению к базовому цементу ПЦТ I-G СС-1. Время загустевания смесей до консистенции 30 и 100 Вс составило, соответственно, 25–30 и 102–116 мин. Пониженное водоотделение (0,8–1,9 см³) и повышенный показатель тампонирующей способности (1,25–1,33) свидетельствуют о седиментационной и суффозионной устойчивости облегченной тампонажной смеси. Прочность адгезионного сцепления цементного камня с ограничивающими поверхностями (114 и 168 мм) составила 1,2–1,7 Н/см².

На кафедре бурения УГТУ оценены прочность на сжатие и коррозионная стойкость цементного камня облегченной тампонажной смеси в нефти, насыщенной в герметичной установке H₂S [14, 15]. Выявлено, что через 2 суток наибольшей прочностью обладает цемент ПЦТ I-G СС-1 без добавок. Через 12 месяцев наибольшая прочность характерна для рецептов с ГПС в концентрациях 6 и 8 % дисперсностью 0,1–0,5 мкм, которая превышает прочность камня ПЦТ I-G СС-1 без добавок, что связано с добавкой газблока, который снижает проницаемость камня и, следовательно, коррозионное влияние H₂S. Аналогичные выводы следуют из анализа ККС (ККС₁₂₋₃₆ = 0,91–1,07), что позволяет использовать облегченные тампонажные смеси при цементировании в условиях сероводородной агрессии. Таким образом, исследованные облегченные тампонажные смеси обладают коррозионной стойкостью к H₂S. Выявлено, что повышение концентрации ГПС от 6 до 12 % и размеров частиц от 0,1 до 1,0 мкм пеностекла уменьшают ККС в среднем на 6–11 %.

В центре по исследованию керна УГТУ оценены физико-механические свойства цементного камня. Анализ результатов исследований позволил установить относительно низкую пористость и проницаемость цементного камня облегченной тампонажной смеси, несколько превышающей параметры базового цемента ПЦТ I-G СС-1, что повышает коррозионную стойкость камня. Дополнительно определены время распространения упругих волн, электрическое сопротивление и прочность образцов в зависимости от дисперсности и концентрации ГПС.

Современные методы геофизических исследований скважин (ГИС) не позволяют в полной мере оценить качество цементирования и физико-механические свойства камня в затрубном пространстве для своевременного принятия решений о текущем ремонте «крепи» скважины. Проведенные исследования [14, 15] позволили установить функциональные связи между

физико-механическими параметрами цементного камня, которые позволяют в пределах полученных изменений параметров прогнозировать текущие характеристики камня (прочность, пористость, проницаемость) в заколонном пространстве по данным геофизических исследований (АКЦ и электрометрия), что дает возможность планировать текущий ремонт скважины.

В результате установлено, что разработанная тампонажная смесь имеет устойчивый фазовый состав, является коррозионностойкой и обладает пониженной плотностью и проницаемостью цементного камня, что позволяет использовать ее при цементировании в интервалах, осложненных поглощениями и присутствием H_2S .

В итоге разработана облегченная коррозионностойкая тампонажная смесь для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии (RU № 2741890 С2) на основе цемента марки ПЦТ I-G CC-1 (вяжущий материал), синтетического сульфированного полимера (газблок), расширяющей добавки (ДР-100) и гранулированного пеностекла (ГПС) [14, 15]. Газблок, понижающий проницаемость цементного камня и фильтрацию тампонажной смеси, обеспечивает коррозионную стойкость к сероводороду, седиментационную и сульфидную устойчивость. Расширяющая добавка исключает контракционные процессы (усадку) камня при твердении, а гранулированное пеностекло образует прочный облегченный композитный материал, обеспечивающий эффективную изоляцию высокопроницаемых горных пород за счет увеличения адгезионного сцепления камня со стенками поглощающих каналов. Многофункциональная буферная жидкость и облегченная тампонажная смесь апробированы при цементировании второй промежуточной и эксплуатационной обсадных колонн поисковой скважины ТПНГП. Интервалы открытого ствола представлены в основном карбонатными породами, осложненными поглощениями и присутствием H_2S (до 17,1 % об.) в поровом, каверно-поровом коллекторе проницаемостью 600–700 мД. Вторая промежуточная (1-я и 2-я ступени) и эксплуатационная (2-я ступень) обсадные колонны цементировались при турбулентном режиме. Первая ступень эксплуатационной колонны цементировалась при структурном («пробковом») режиме для снижения гидродинамической составляющей на высокопроницаемые пласты. Цементирование обсадных колонн прошло без осложнений согласно разработанным регламентам.

В результате установлено, что многофункциональная буферная жидкость и облегченная тампонажная смесь обеспечили качественную подготовку скважины к цементированию и надежное крепление обсадных колонн в высокопроницаемых отложениях, вмещающих H_2S . Эффективность апробации технологических жидкостей подтверждается увеличением прочности адгезионного сцепления и площади контакта цементного камня с сопрягающими поверхностями на 31 и 46 % соответственно по сравнению с ранее зацементированными скважинами.

Проведенные исследования [8–12, 14, 15] позволили разработать комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур буровых технологических жидкостей (рисунок), повышающий эффективность бурения и крепления высокопроницаемых пластов, вмещающих H_2S [16].

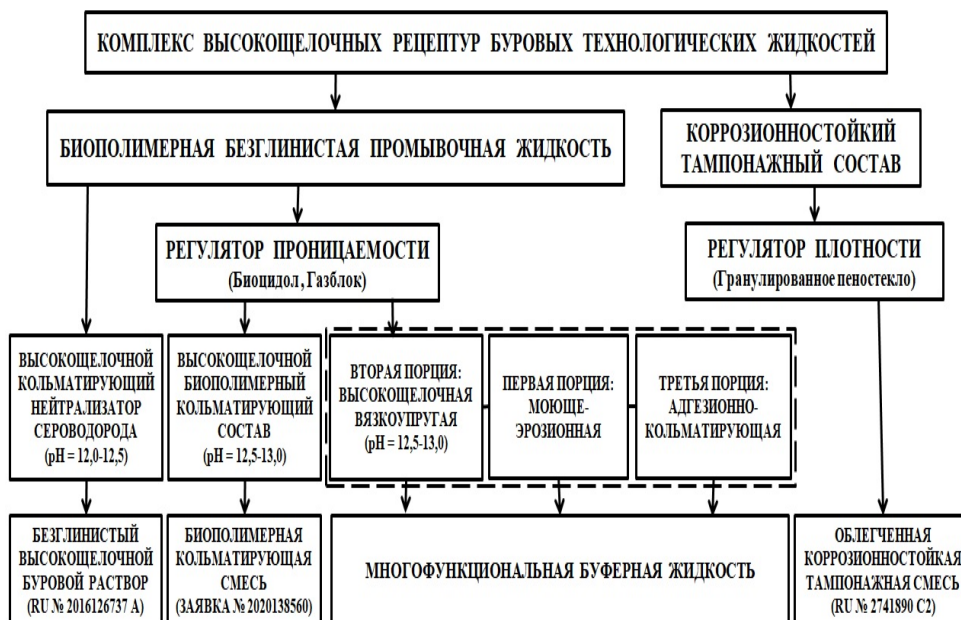


Рисунок. Комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур буровых технологических жидкостей

Этапы использования комплекса буровых технологических жидкостей.

1. Приготовление биополимерной безглинистой промывочной жидкости, включающей разветвленный биополимер, целлюлозу, крахмал, пеногаситель и высокодисперсный карбонатный материал.
2. Превращение биополимерной безглинистой промывочной жидкости в высокощелочной кольматирующий нейтрализатор H_2S путем насыщения оксидом кальция до $pH = 12,0-12,5$.
3. Трансформация высокощелочного кольматирующего нейтрализатора H_2S в высокощелочной биополимерный кольматирующий состав, отвердевающий в поровом и каверно-поровом пространстве коллектора в покое для изоляции высокопроницаемых пластов, содержащих H_2S , путем добавки биоцидола с газблоком.
4. Использование высокощелочного биополимерного кольматирующего состава в качестве вязкоупругой буферной жидкости для кольматации высокопроницаемых отложений, вмещающих H_2S , и вытеснения бурового раствора из ствола скважины, которая при остановке циркуляции превращается в гелеобразную структуру, разделяющую буровой и тампонажный растворы при цементировании.

5. Перевод вязкоупругой порции в многофункциональную буферную жидкость путем расширения ее структуры передовой моюще-эрозионной порцией, отмывающей фильтрационные корки с поверхности пород, и замыкающей адгезионно-кольматирующей порцией, вымывающей и замещающей остатки бурового раствора в стволе скважины.

6. Превращение коррозионностойкого тампонажного состава, включающего сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G CC-1 в качестве вяжущего, газблок и расширяющую добавку, в облегченную коррозионностойкую тампонажную смесь для понижения гидродинамических давлений на поглощающие пласты путем обработки регулятором плотности (пено-стеклом) при водосмесевом отношении 0,52.

Комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур буровых технологических жидкостей использовался при бурении и креплении боковых стволов на эксплуатационных скважинах ТПНГП. Интервалы бурения и крепления представлены карбонатными породами, осложненными поглощениями, дифференциальными прихватами и присутствием H_2S до 5,8 % об. в поровом, каверно-поровом коллекторе (600–700 мД). Бурение и крепление прошло без осложнений, что подтверждает эффективность разработанного комплекса буровых технологических жидкостей. Экономия эксплуатационных затрат от применения безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А) составила 28 750 тыс. руб. Использование многофункциональной буферной жидкости и облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси (RU № 2741890 С2) увеличило прочность адгезионного сцепления и площадь контакта цементного камня с сопрягаемыми поверхностями в среднем на 31 и 21 % соответственно по сравнению с ранее зацементированными обсадными колоннами.

Выводы

Разработан комплекс высокощелочных и трансформируемых рецептур технологических жидкостей, повышающий эффективность строительства скважин в условиях сероводородной агрессии за счет применения:

- при бурении безглинистого бурового раствора и биополимерной кольматирующей смеси, нейтрализующих сероводород щелочностью среды ($pH = 12-13$) и изолирующих высокопроницаемые отложения продуктами взаимодействия H_2S с $Ca(OH)_2$, и регулятором проницаемости в виде композиции биоцидола с газблоком;
- при креплении многофункциональной буферной жидкости и облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси, обеспечивающих качественную подготовку ствола скважины к цементированию и надежное крепление обсадных колонн при турбулентном (или структурном) режиме течения в затрубном пространстве.

Эффективность применения комплекса подтверждена:

- качественной и безаварийной реализацией при промысловой апробации и внедрении на месторождениях ТПНГП;

- экономией эксплуатационных затрат в размере 30 773,2 тыс. руб. в ценах 2011–2022 гг.;

- увеличением прочности адгезионного сцепления и площади контакта цементного камня с сопрягающими поверхностями в среднем на 31 и 34 %.

Комплекс следует использовать при бурении и креплении высокопроницаемых поровых и каверно-поровых коллекторов, вмещающих H_2S , при температурах до 100 °С.

Список источников

1. Ивачев, Л. М. Борьба с поглощением промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин / Л. М. Ивачев. – Москва : Недра, 1982. – 293 с. – Текст : непосредственный.
2. Крылов, В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах / В. И. Крылов. – Москва : Недра, 1980. – 304 с. – Текст : непосредственный.
3. Самотой, А. К. Прихваты колонн при бурении скважин / А. К. Самотой. – Москва : Недра, 1984. – 205 с. – Текст : непосредственный.
4. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении : справочное пособие / В. Г. Ясов, М. А. Мыслюк. – Москва : Недра, 1991. – 334 с. – Текст : непосредственный.
5. Булатов, А. И. Заканчивание скважин в условиях проявления сероводорода : учебное пособие / А. И. Булатов, А. П. Крезуб. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1986. – 59 с. – Текст : непосредственный.
6. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с. – Текст : непосредственный.
7. Рябоконь, С. А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин : монография / С. А. Рябоконь. – 3-е изд., доп. и перераб. – Краснодар, 2016. – 382 с. – Текст : непосредственный.
8. Каменских, С. В. Сравнительная оценка степени влияния сероводорода на свойства полимерных химических реагентов / С. В. Каменских. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 12. – С. 25–30.
9. Каменских, С. В. Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. – DOI 10.30713/0130-3872-2019-1-28-34. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 1. – С. 28–34.
10. Каменских, С. В. Оценка влияния сероводорода на породоразрушающий и бурильный инструмент / С. В. Каменских. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 3. – С. 21–27.
11. Каменских, С. В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах / С. В. Каменских. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 7. – С. 15–21.

12. Каменских, С. В. Исследование отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. – DOI 10.30713/0130-3872-2018-3-21-26. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 3. – С. 21–26.
13. Агзамов, Ф. А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов. – Санкт-Петербург : Недра, 2005. – 318 с. – Текст : непосредственный.
14. Вороник, А. М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды / А. М. Вороник, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-40-45. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 1 (325). – С. 40–45.
15. Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions / S. Kamenskikh, N. Ulyasheva, G. Buslaev [et al.]. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, October, 15–17, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/191509-18RPTC-MS>. – Published: October, 15, 2018.
16. Быков, И. Ю. Системный подход к разработке рецептур буровых технологических жидкостей для осложненных горногеологических условий / И. Ю. Быков, С. В. Каменских. – DOI 10.55557/24126497_2022_1_45-49. – Текст : непосредственный // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 1 (33). – С. 45–49.

References

1. Ivachev, L. M. (1982). Bor'ba s pogloshcheniem promyvochnoy zhidkosti pri burenii geologorazvedochnykh skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 293 p. (In Russian).
2. Krylov, V. I. (1980). Izolyatsiya pogloshchayushchikh plastov v glubokikh skvazhinakh, Nedra Publ., 293 p. (In Russian).
3. Samotoy, A. K. (1984). Prikhvaty kolonn pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 205 p. (In Russian).
4. Yasov, V. G., & Myslyuk, M. A. (1991). Oslozhneniya v burenii: spravochnoe posobie. Moscow, Nedra Publ., 334 p. (In Russian).
5. Bulatov, A. I., & Krezub, A. P. (1986). Zakanchivanie skvazhin v usloviyakh proyavleniya serovodoroda. Moscow, VNIIOENG Publ., 59 p. (In Russian).
6. Ryazanov, Ya. A. (2005). Entsiklopediya po burovym rastvoram. Orenburg, Letopis'. Publ., 664 p. (In Russian).
7. Ryabokon', S. A. (2016). Tekhnologicheskie zhidkosti dlya zakanchivaniya i remonta skvazhin. 3rd edition, revised and expanded. Krasnodar, 382 p. (In Russian).
8. Kamenskikh, S. V. (2015). Comparative evaluation of the degree of influence of hydrogen sulfide on the properties of polymer chemicals. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (12), pp. 25-30. (In Russian).
9. Kamenskikh, S. V., & Ulyasheva, N. M. (2019). Development and study of drilling fluid for accident-free opening of hydrogen sulfide-containing highly permeable rocks. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (1), pp. 28-34. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2019-1-28-34

10. Kamenskikh, S. V. (2017). Evaluation of hydrogen sulfide effect on rock-cutting and drilling tools. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (3), pp. 21-27. (In Russian).
11. Kamenskikh, S. V. (2017). Development of a biopolymer bridging agent formulation to eliminate the loss of circulation in permeable rocks. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (7), pp. 15-21. (In Russian).
12. Kamenskikh, S. V., & Ulyasheva, N. M. (2018). A study of the displacement fluids outwashing property. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (3), pp. 21-26. (In Russian). DOI: 10.30713/0130-3872-2018-3-21-26
13. Agzamov, F. A., & Izmuhambetov, B. S. (2005). Dolgovechnost' tamponazhnogo kamnya v korrozionno-aktivnykh sredakh. St. Petersburg, Nedra Publ., 318 p. (In Russian).
14. Voronik, A. M., Kamenskikh, S. V., & Ulyasheva, N. M. (2020). Development and research of lightweight corrosion-resistant cement slurry for fastening highly permeable rocks containing aggressive fluids. Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea, (1(325)), pp. 40-45. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-01(325)-40-45
15. Kamenskikh, S., Ulyasheva, N., Buslaev, G., Voronik, A., & Rudnitskiy, N. (2018). Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, October 15-17, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/191509-18RPTC-MS>
16. Bykov, I. Yu. & Kamenskikh, S. V. (2022). A systematic approach to the development of formulations of drilling process fluids for complicated mining and geological conditions. Scientific journal of Russian Gas Society, (1(33)), pp. 45-49. (In Russian). DOI: 10.55557/24126497_2022_1_45-49

Информация об авторе

Каменских Сергей Владиславович,
кандидат технических наук, доцент
кафедры бурения, Ухтинский государ-
ственный технический университет,
г. Ухта, skamenskih@ugtu.net

Information about the author

Sergey V. Kamenskikh, *Candidate*
of Engineering, Associate Professor at the
Department of Drilling, Ukhta State Tech-
nical University, skamenskih@ugtu.net

Статья поступила в редакцию 22.06.2022; одобрена после рецензирования 27.06.2022; принята к публикации 04.07.2022.

The article was submitted 22.06.2022; approved after reviewing 27.06.2022; accepted for publication 04.07.2022.

УДК 622.24.06

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-93-102

Прорывные технологии в процессах диспергирования буровых технологических жидкостей для бурения и освоения нефтяных и газовых скважин

**Ю. С. Кузнецов¹, А. П. Аверьянов¹, С. Н. Бастриков²,
П. В. Овчинников¹, Д. Р. Султанов^{1*}, В. И. Урманчеев¹**

¹Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*sultanov.d.r@yandex.ru

Аннотация. В работе приведены результаты комплексных исследований влияния волновых технологий на физико-механические свойства тонкодисперсных монтмориллонитовых суспензий и пересыщенных солевых растворов в лабораторных и промышленных условиях. Показано, что в результате волновой обработки проточными гидродинамическими генераторами вихревого типа с тангенциальными и радиальными каналами и генераторами плоского типа с цилиндрическими телами обтекания динамическое напряжение сдвига глинистых растворов существенно увеличилось, количество частиц раствора размером 1–2 мкм выросло в 2,5 раза. Это означает, что волновая обработка глинистой суспензии приводит к повышению коллоидной фракции, а следовательно, и к повышению качества суспензии, снижению расхода глинопорошка, а также к уменьшению в несколько раз времени приготовления по сравнению с традиционной технологией. В результате волновой обработки пересыщенных солевых растворов степень дисперсности также существенно возросла: размер частиц соли в пересыщенном растворе при применении обычной механической мешалки — от 120 мкм, а после обработки волновым генератором — 1–6 мкм. Показано, что основной вклад в достижение высокой эффективности волновой обработки вносят нелинейные волновые и кавитационные процессы, протекающие в проточной части гидродинамических генераторов.

Ключевые слова: волновые технологии, монтмориллонит, глинистая суспензия, пересыщенный солевой раствор

Для цитирования: Прорывные технологии в процессах диспергирования буровых технологических жидкостей для бурения и освоения нефтяных и газовых скважин / Ю. С. Кузнецов, А. П. Аверьянов, С. Н. Бастриков [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-93-102 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 93–102.

Innovative technologies in dispersion of drilling washing liquids for drilling and development of oil and gas wells

**Yuri S. Kuznetsov¹, Alexey P. Averyanov¹, Sergey N. Bastrikov²,
Pavel V. Ovchinnikov¹, Danir R. Sultanov^{1*},
Vyacheslav I. Urmancheev¹**

¹Mechanical Engineering Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*sultanov.d.r@yandex.ru

Abstract. The article presents the results of comprehensive studies of the effect of wave technologies on the physico-mechanical properties of finely dispersed montmorillonite suspensions and supersaturated salt solutions in laboratory and field conditions. It is shown that because of wave processing by flow hydrodynamic vortex-type generators with tangential and radial channels and flat-type generators with cylindrical flow bodies, the dynamic shear stress of clay solutions has increased significantly, the number of solution particles with a size of 1-2 microns has increased 2.5 times. This means that the wave treatment of the clay suspension leads to an increase in the colloidal fraction, and, consequently, to an increase in the quality of the suspension, to a decrease in the consumption of clay powder, as well as to a several-fold reduction in the preparation time compared to traditional technology. As a result of wave treatment of supersaturated salt solutions, the degree of dispersion also increased significantly: the size of salt particles in the supersaturated solution is from 120 microns when using a conventional mechanical stirrer, and after treatment with a wave generator is 1-6 microns. It is shown that the main contribution to the achievement of high efficiency of wave processing is made by nonlinear wave and cavitation processes occurring in the flow part of hydrodynamic generators.

Keywords: wave technologies, montmorillonite, clay suspension, supersaturated salt solution

For citation: Kuznetsov, Yu. S., Averyanov, A. P., Batrikov, S. N., Ovchinnikov, P. V., Sultanov, D. R., & Urmancheev, V. I. (2022). Innovative technologies in dispersion of drilling washing liquids for drilling and development of oil and gas wells. Oil and Gas Studies, (4), pp. 93-102. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-93-102

Введение

В процессах приготовления большого числа буровых технологических жидкостей важнейшее значение уделяется процессам диспергирования и гомогенизации компонентов в растворе. Основными направлениями при этом являются ускорение процессов диспергирования и повышение дисперсности системы. Проведены лабораторные исследования волновой технологии, существенно увеличивающей дисперсность растворов на основе монтмориллонитовых глин, а также солевых растворов для глушения скважин, с целью ее внедрения в промысловых условиях.

Объект и методы исследования

Общеизвестно, что монтмориллонитовые глины широко применяются в самых разных областях: от строительства глубоких скважин до производства косметических средств и пищевой промышленности. Это обусловано их нетоксичностью, высокой адсорбционной способностью и гидрофильностью, катионообменными свойствами и пр. Эти свойства напрямую зависят от степени дисперсности. Для создания суспензий природных дисперсных материалов (мел, глина, барит и др.) на практике, как правило, применяются различного рода гидравлические и механические гомогенизаторы недостаточной эффективности [1].

В данной статье описаны результаты исследований, проведенных в Научном центре нелинейной волновой механики и технологии Российской академии наук (НЦ НВМТ РАН), являющиеся продолжением и развитием ранее проведенных исследований и опубликованных в 2017 году результатов в работе [2]. В нашей статье выявлена зависимость волновой обработки

глинистой суспензии от ее реологических показателей в результате повышения степени дисперсности.

Была поставлена следующая задача: выявление влияния конструктивных особенностей волновых генераторов на эффективность диспергирования глинистой монтмориллонитовой суспензии.

Схема лабораторного стенда приведена на рисунке 1. Для исследований были использованы экспериментальные волновые генераторы с различной геометрией рабочей камеры двух типов: генераторы вихревого типа и генераторы плоского типа с телами обтекания. В этих типах волновых генераторов используется идея НЦ НВМТ РАН создания кавитационных вихревых высокотурбулентных потоков, генерирующих колебания определенного частотного спектра в обрабатываемых средах [3–5].

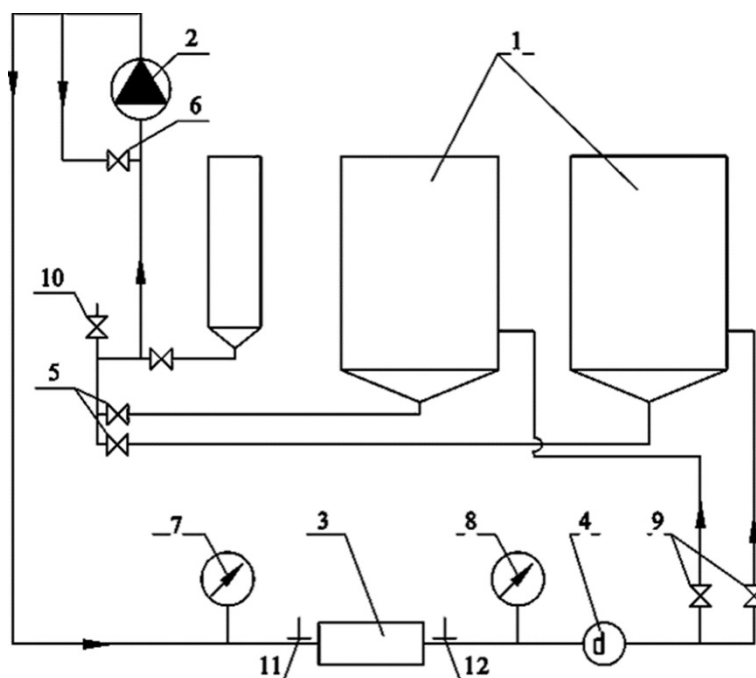
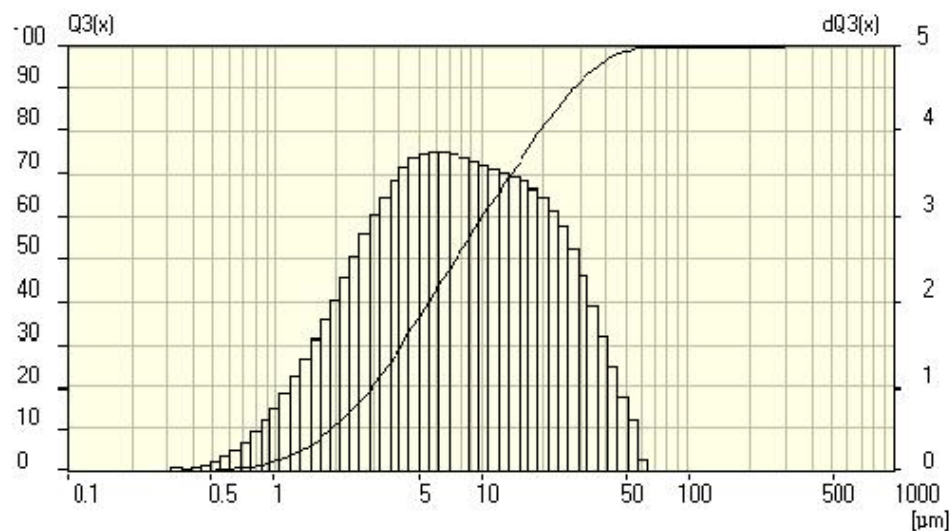


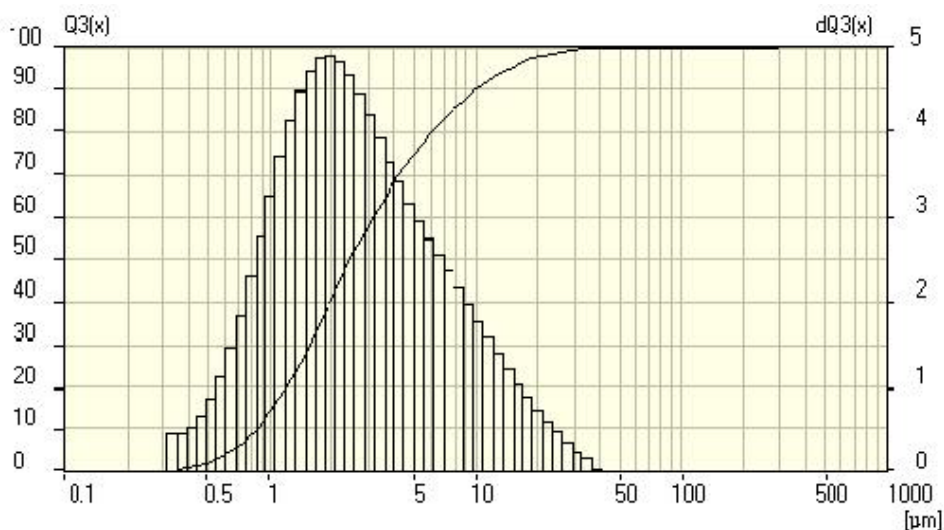
Рис. 1. **Принципиальная схема лабораторного стенда [2]:** 1 — емкости с жидкостью; 2 — насос; 3 — проточный генератор; 4 — расходомер; 5 — входные вентили; 6 — вентили рециркуляции насоса; 7 — манометр $P_{вх}$; 8 — манометр $P_{вых}$; 9 — выходные вентили; 10 — дренаж; 11 — датчик температуры; 12 — датчик переменного давления

В экспериментах использовалась бентонитовая глина Даш-Салахлинского месторождения Республики Азербайджан, которая в своем составе имеет от 80 до 95 % монтмориллонита. На рисунке 2 а приведена гранулометрическая характеристика суспензии, приготовленной с помощью высокоскоростной механической мешалки. Для получения характера

распределения частиц суспензии по размерам был использован прибор FRITSCH ANALYSETTE 22, использующий метод лазерной дифракции.



а



б

Рис. 2. Гранулометрическая характеристика суспензии [2]: а) до волновой обработки; б) после волновой обработки

Результаты и обсуждение

Методика эксперимента заключалась в следующем. Затворенную водой монтмориллонитовую глину обычным способом (без специальной обработки) прокачивали насосом через волновой генератор. В процессе эксперимента, исходя из спектральных характеристик колебаний в обрабатываемой среде, определяли оптимальный режим волновой обработки. Результаты эксперимента показали существенное увеличение степени

дисперсности суспензии. При этом средний (медианный) размер минеральных частиц монтмориллонита существенно уменьшился от 5–10 до 1–3 мкм (рис. 2 б). Естественно, такое изменение дисперсности повлияло на существенный рост реологических характеристик (рис. 3).

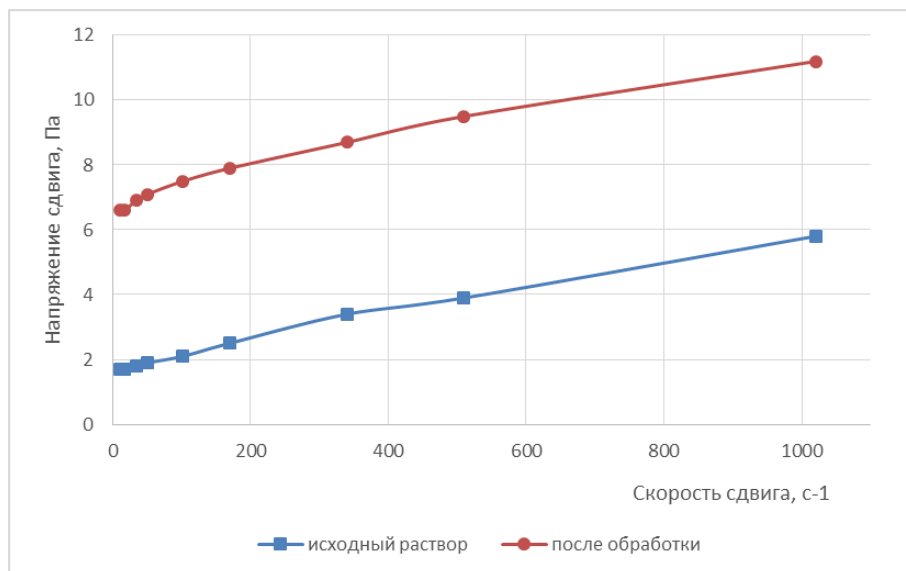


Рис. 3. Реологические кривые глинистой суспензии до и после обработки [2]

Кроме того, оно коренным образом изменяет технологию получения буровых промывочных растворов с уменьшением расхода реагентов. Меньший размер частиц твердой фазы способствует применению технологии создания прочного малопроницаемого коьматационного экрана в проницаемой породе. Это, в свою очередь, ограничивает проникновение фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт, предупреждает осложнения в технологических процессах строительства скважины. Кроме того, существенно повышается качество первичного вскрытия и разобщения продуктивных пластов.

Промысловые испытания полученных результатов лабораторных экспериментов проводились в заводских условиях в цехе приготовления буровых растворов ПАО «Татнефть».

Схема гидравлической обвязки волновых генераторов приведена на рисунке 4.

При этом проводились отборы проб бурового раствора через определенные промежутки времени и определялись технологические показатели (реологические характеристики).

Результаты испытаний доказали, что волновая обработка повышает такие реологические показатели, как динамическое напряжение сдвига и условная вязкость.

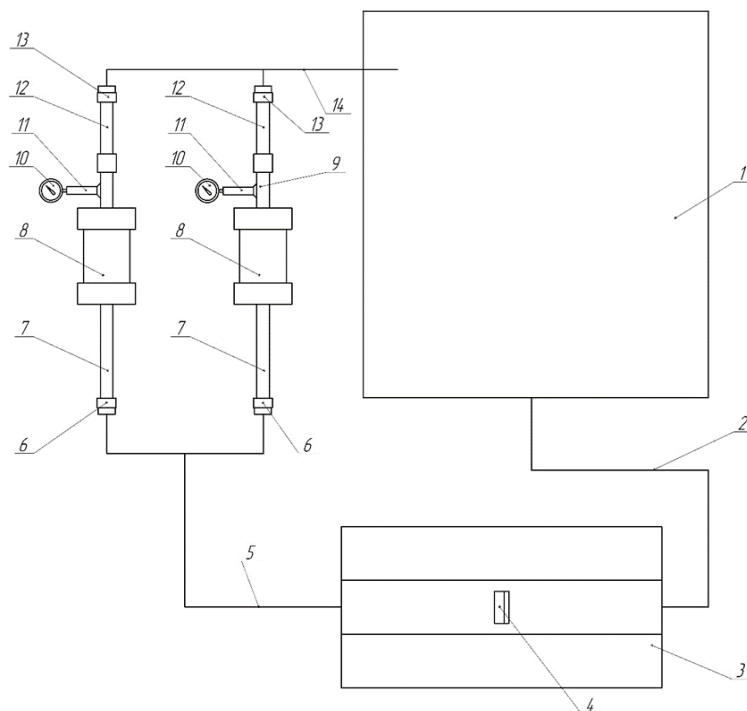


Рис. 4. Схема гидравлической обвязки проточного генератора в процессе приготовления глинистого бурового раствора [2]: 1 — 50-кубовая емкость; 2 — линия всасывания насоса; 3 — буровой насос; 4 — манометр насоса; 5 — нагнетательная линия; 6 — быстросъемное соединение; 7 — патрубок (НКТ 60Н/60Н); 8 — генератор; 9 — переходник (НКТ 60Н/60Н); 10 — манометр; 11 — демпфер манометра; 12 — патрубок (НКТ 60Н/60Н); 13 — быстросъемное соединение; 14 — выкидная линия

Такие же исследования проведены с генераторами вихревого типа. При этом было обработано 50 м³ глинистой суспензии, результаты исследований показали повышение вязкости и статического напряжения сдвига, что свидетельствует о повышении дисперсности суспензии.

Таким образом, результаты лабораторных экспериментов и промышленных испытаний доказали высокую эффективность волновой технологии приготовления буровых промывочных жидкостей.

Кроме того, в продолжение исследований в области волновой технологии приготовления буровых технологических жидкостей была разработана технология приготовления бурового раствора с кольматирующими свойствами с использованием блока приготовления раствора (БПР) в условиях буровой.

Для этого в обвязку БПР была включена конструкция — блок волновых генераторов БВГП.001, в корпусе которого были установлены два волновых генератора с телами обтекания. Общий вид блока БВГП.001 представлен на рисунках 5 и 6.

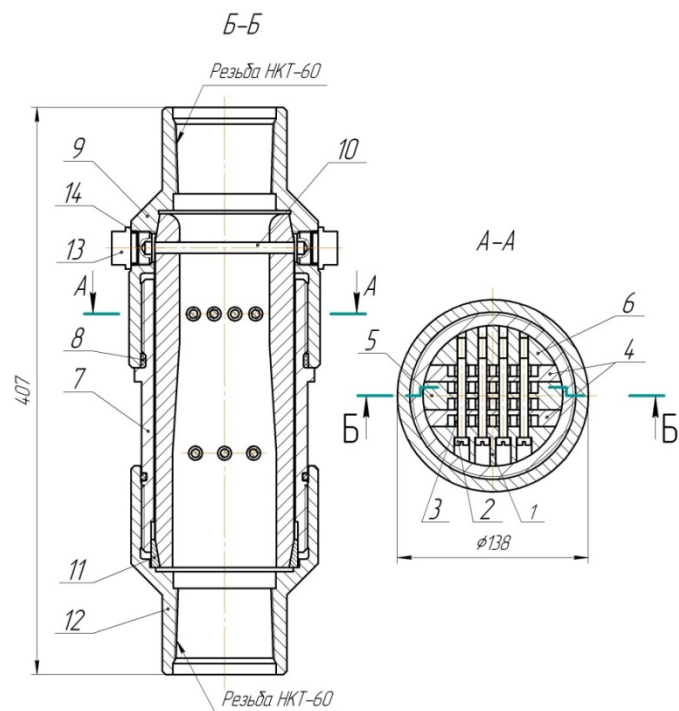


Рис. 5. Волновой генератор для приготовления раствора с кольматирующими свойствами

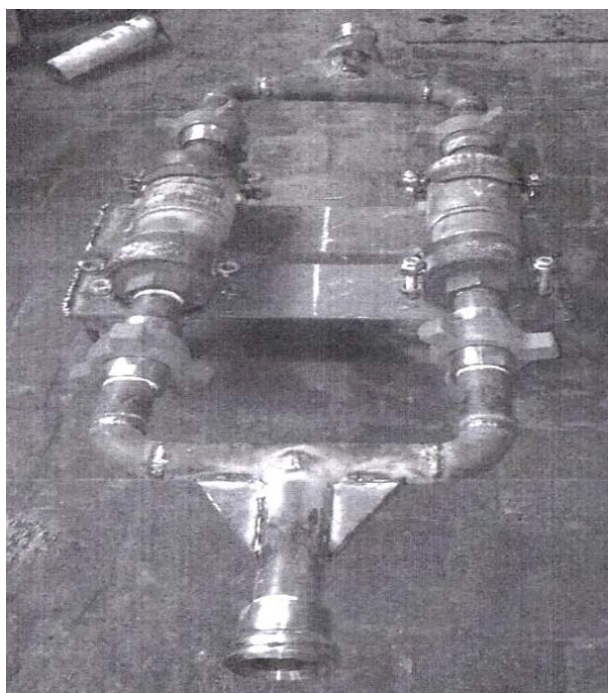


Рис. 6. Общий вид блока волновых генераторов БВГП.001

Генераторы во время проведенных промысловых испытаний обеспечили расчетные технологические режимы волновой обработки приготавливаемого бурового раствора с приданием ему коагулирующих свойств за счет эффективного диспергирования твердой фазы суспензии. Проведенные испытания в условиях буровой показали высокую эффективность волнового приготовления бурового раствора с коагулирующими свойствами, а также практичность разработанной технологии в целом.

Широкие технологические возможности открываются с применением волновой технологии при приготовлении различных технологических жидкостей. В том числе нами проведены исследования пересыщенного седиментационно-устойчивого солевого раствора повышенной плотности для глушения скважин.

Проведена оценка влияния волновой обработки пересыщенного солевого раствора на степень дисперсности нерастворившихся кристаллов соли. Исследования проводили на гидродинамическом стенде, схема которого приведена на рисунке 1. Для волновой обработки использовались экспериментальные волновые генераторы вихревого типа с тангенциальными каналами.

Методика эксперимента заключалась в следующем. Пересыщенный раствор NaCl подвергался волновой обработке в проточных генераторах в различных режимах с целью поиска оптимального режима по спектральным характеристикам колебаний в потоке суспензии в генераторе. В результате волновой обработки степень дисперсности существенно возросла: размер частиц соли в пересыщенном растворе при применении обычной механической мешалки — от 120 мкм (рис. 7 а), а после обработки волновым генератором — 1–6 мкм (рис. 7 б).

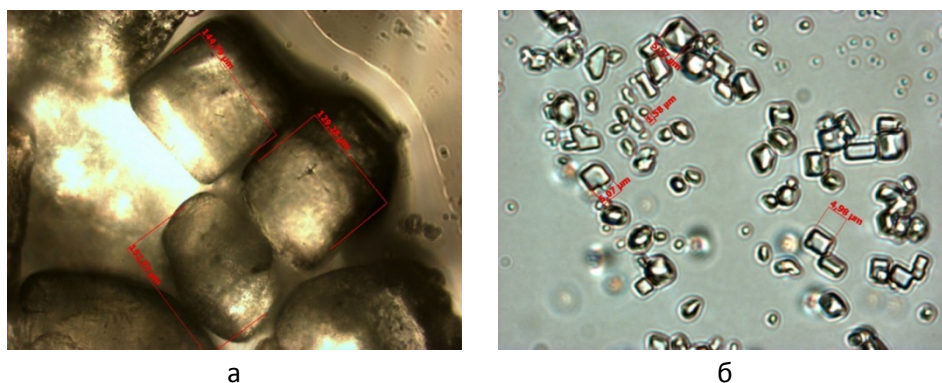


Рис. 7. Микрофотографии суспензии: а) до волновой обработки;
б) после волновой обработки

Повышение дисперсности суспензии привело к повышению седиментационной устойчивости солевого раствора. В свою очередь, это позволяет получить высокостабильный пересыщенный солевой раствор по-

вышенной плотности, достаточной для качественного глушения низкодебитных скважин. Высокая дисперсность суспензии и меньший размер частиц твердой фазы также открывают возможности получения экономически выгодных растворов для глушения высокодебитных скважин путем повышения плотности раствора до требуемых величин с добавлением в него различных утяжелителей.

Выводы

1. Волновая технология приготовления буровых промывочных жидкостей показала свою перспективность и экономическую целесообразность в отличие от существующих способов их приготовления.

2. Технология волновой обработки солевых композиций показала свою эффективность и перспективность с точки зрения повышения дисперсности, стабильности и их плотности, что открывает большие перспективы получения экономически выгодных растворов для глушения нефтяных и газовых скважин.

Список источников

1. Гайдаров, М. М.-Р. Дезинтеграторная технология приготовления буровых растворов и технологических жидкостей / М. М.-Р. Гайдаров, С. А. Кравцов. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 10. – С. 29–33.
2. Волновая технология приготовления буровой промывочной жидкости / В. Ю. Артамонов, А. П. Пустовгар, Д. Р. Султанов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 31–34.
3. Ганиев, Р. Ф. Волновые машины и технологии (введение в волновую технологию) / Р. Ф. Ганиев. – Москва : Научно-издательский центр РХД, 2008. – 192 с. – Текст : непосредственный.
4. Ганиев, Р. Ф. Нелинейная волновая механика и технологии / Р. Ф. Ганиев, Л. Е. Украинский. – Москва : Научно-издательский центр РХД, 2008. – 712 с. – Текст : непосредственный.
5. Ганиев, Р. Ф. Нелинейные резонансы и катастрофы. Надежность, безопасность и бесшумность / Р. Ф. Ганиев. – Москва : Научно-издательский центр РХД, 2013. – 592 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Gaydarov, M. M.-R., & Kravtsov, S. A. (2007). Dezintegratornaya tekhnologiya prigotovleniya burovykh rastvorov i tekhnologicheskikh zhidkostey. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (10), pp. 29-33. (In Russian).
2. Artamonov, V. Yu., Pustovgar, A. P., Sultanov, D. R., Koshelev, A. T., Kuznetsov, Yu. S., & Ganiev, S. R. (2017). Wave technology of preparation of drilling washing liquid. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (11), pp. 31-34. (In Russian).

3. Ganiev, R. F. (2008). Volnovye mashiny i tekhnologii (vvedenie v volnovuyu tekhnologiyu). Moscow, Nauchno-izdatel'skiy tsentr RKhD Publ., 192 p. (In Russian).
4. Ganiev, R. F., & Ukrainskiy, L. E. (2008). Nelineynaya volnovaya mekhanika i tekhnologii. Moscow, Nauchno-izdatel'skiy tsentr RKhD Publ., 712 p. (In Russian).
5. Ganiev, R. F. (2013). Nelineynye rezonansy i katastrofy. Nadezhnost', bezopasnost' i besshumnost'. Moscow, Nauchno-izdatel'skiy tsentr RKhD Publ., 592 p. (In Russian).

Информация об авторах

Кузнецов Юрий Степанович,
доктор технических наук, профессор,
ведущий научный сотрудник, Институт
машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, г. Москва

Аверьянов Алексей Петрович,
доктор технических наук, главный
научный сотрудник, Институт машино-
ведения им. А. А. Благонравова РАН,
г. Москва

Бастриков Сергей Николаевич,
доктор технических наук, профессор
кафедры бурения, Тюменский инду-
стриальный университет, г. Тюмень

Овчинников Павел Васильевич,
доктор технических наук, главный
научный сотрудник, Институт машино-
ведения им. А. А. Благонравова РАН,
г. Москва

Султанов Данир Ризифович,
кандидат технических наук, научный
сотрудник, Институт машиноведения
им. А. А. Благонравова РАН, г. Москва,
sultanov.d.r@yandex.ru

Урманчев Вячеслав Исмаилович,
доктор технических наук, главный
научный сотрудник, Институт машино-
ведения им. А. А. Благонравова РАН,
г. Москва

Information about the authors

Yuri S. Kuznetsov, Doctor of Engi-
neering, Professor, Leading Researcher,
Mechanical Engineering Research Insti-
tute of the Russian Academy of Sciences,
Moscow

Alexey P. Averyanov, Doctor of
Engineering, Chief Researcher, Mechani-
cal Engineering Research Institute of the
Russian Academy of Sciences, Moscow

Sergey N. Batrikov, Doctor of En-
gineering, Professor at the Department of
Drilling Oil and Gas Wells, Industrial
University of Tyumen

Pavel V. Ovchinnikov, Doctor of
Engineering, Chief Researcher, Mechani-
cal Engineering Research Institute of the
Russian Academy of Sciences, Moscow

Danir R. Sultanov, Candidate of
Engineering, Researcher, Mechanical En-
gineering Research Institute of the Russian
Academy of Sciences, Moscow, sul-
tanov.d.r@yandex.ru

Vyacheslav I. Urmanceev, Doctor
of Engineering, Mechanical Engineering
Research Institute of the Russian Academy
of Sciences, Moscow

Статья поступила в редакцию 07.06.2022; одобрена после рецензирования 22.06.2022; принята к публикации 30.06.2022.

The article was submitted 07.06.2022; approved after reviewing 22.06.2022; accepted for publication 30.06.2022.

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-103-118

Обоснование удаления жидкости из горизонтальных газовых скважин с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы

С. Мадани, С. К. Сохошко*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*sohoshkosk@tyuiu.ru

Аннотация. Рассматриваются вопросы удаления жидкости с забоя горизонтальных газовых скважин с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). Подобная проблема может возникать как при эксплуатации горизонтальных газовых скважин, так и при их освоении. Минимальная скорость газа у башмака ГНКТ для удаления жидкости рассчитывается с применением модели, адаптированной для горизонтальных газовых скважин и учитывающей развивающийся характер потока газа по стволу. Модель может быть использована для расчета выноса жидкости из скважин любой заданной траектории. Произведен расчет распределения скорости потока газа вдоль горизонтального ствола для различных диаметров ГНКТ при перемещении ее по горизонтальному участку ствола скважины, с целью определения ее оптимального диаметра и положения. Результаты моделирования свидетельствуют о том, что ГНКТ с внутренним диаметром 53,51 или 65,1 мм обеспечивает качественное удаление жидкости и оптимальный дебит газа.

Ключевые слова: горизонтальная газовая скважина, гибкая насосно-компрессорная труба, удаление жидкости

Для цитирования: Мадани, С. Обоснование удаления жидкости из горизонтальных газовых скважин с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы / С. Мадани, С. К. Сохошко. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-103-118 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 103–118.

Modeling of liquid unloading using coiled tubing in horizontal gas wells

Salah Madani, Sergey K. Sokhoshko*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*sohoshkosk@tyuiu.ru

Abstract. This article studies the flow simulation for liquid unloading using coiled tubing in horizontal gas wells. A semi-analytical reservoir model, coupled with a wellbore model under non-isothermal, steady state conditions is used to calculate the distribution of gas velocity along the wellbore. The coupled model takes into account the effect of the wellbore trajectory type on the well performance. The minimum gas velocity for liquid removal is calculated using a model adapted for horizontal gas wells. An algorithm has been presented to estimate the well performance and the liquid unloading for different CT diameters, at various wellbore positions. The

simulation results showed that the installation of 53.51 mm or 65.1 mm diameter coiled tubing at the toe ensure a good liquid unloading and optimum well performance.

Keywords: horizontal gas well, coiled tubing, liquid unloading

For citation: Madani, S., & Sokhoshko, S. K. (2022). Modeling of liquid unloading using coiled tubing in horizontal gas wells. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 103-118. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-103-118

Введение

Проблема выноса жидкости с забоя актуальна как для газовых, так и для газоконденсатных скважин, особенно на поздней стадии разработки месторождений. Для вертикальных скважин данная проблема хорошо исследована. Однако для пологих и горизонтальных скважин вынос жидкости с забоя остается малоизученным. У горизонтального ствола газовой скважины имеется ряд особенностей, осложняющих процесс выноса жидкости с забоя: сложная траектория ствола, неравномерность притока вдоль ствола, падение депрессии вдоль ствола и т. д.

Решение этой задачи требует использования нескольких методов и технологий, позволяющих осуществить вынос жидкости на поверхность. Это может быть достигнуто увеличением скорости потока газа или уменьшением критической скорости жидкости. Так, одним из эффективных методов является гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ) малого диаметра, которая позволяет увеличить скорость потока газа. Когда скорость газа превышает критическую скорость, явление накопления жидкости в стволе скважины прекращается, и она начинает выноситься на поверхность.

Этот метод можно использовать в горизонтальных скважинах. Однако, так как задача гораздо сложнее, чем в вертикальных скважинах, необходимо учитывать характеристики газового потока в горизонтальном стволе для обеспечения эффективности технологии.

В настоящее время с увеличением количества месторождений, вступивших в завершающую стадию разработки, и при прогрессивно возрастающем числе обводняющихся горизонтальных скважин возникает задача исследования методов удаления жидкости и режимов работы горизонтальных газовых скважин.

Объект исследования

Объект исследования — обводняющаяся горизонтальная газовая или газоконденсатная скважина.

Существует несколько причин обводнения горизонтальных газовых скважин: вода может поступать из водоносной зоны, находящейся выше или ниже продуктивного пласта, по заколонному пространству, конденсационная

пластовая вода может выноситься из пласта вместе с газом, подошвенная вода может подтягиваться к стволу скважины в виде холма [1].

С целью выноса воды разработано несколько технических и технологических способов, таких как оптимизация диаметра труб лифтовой колонны, гидронасосы, газлифт, электрические центробежные погружные насосы, винтовые насосы и др. Эти методы могут быть использованы отдельно или в комбинации.

Применение этих методов было рассмотрено в нескольких соответствующих исследованиях, но большинство из них в основном сосредоточено на вертикальных скважинах. Л. К. Хармс предлагает общий подход к применению устьевых компрессоров (WNC) на газовых скважинах [2]. А. Скопич и др. экспериментально исследовали влияние диаметра трубы на процесс выноса жидкости [3]. В работе Дж. Янг и др. была разработана модель выноса воды с образованием пены в газовой скважине [4]. К. Чжао и др. разработали механистическую модель для имитации комплексного динамического процесса системы с плунжерным лифтом [5]. А. С. Епрынцев и др. [6] предложили критерии выбора скважин для внедрения современных технологических решений по удалению жидкости на основе анализа проблем самозадавливания и результатов применения этих технологий на газовых скважинах Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, Вынгапуровского и Комсомольского месторождений. В работах А. В. Шестакова [7–9] обоснованы критерии выбора технологических режимов эксплуатации и разработана математическая модель для их выбора в вертикальных обводненных скважинах месторождения Медвежье. Е. В. Паникаровский и др. представили результаты применения поверхностно-активных веществ для удаления жидкости в горизонтальных скважинах Восточно-Таркосалинского месторождения [10] и исследовали проблемы разработки этого месторождения и состояние работ по удалению жидкости с забоев обводняющихся горизонтальных скважин [11]. А. Н. Дроздов и др. [12] предложили новое техническое решение для удаления жидкости с забоя, включающее следующие этапы: спуск в скважину погружной насосной установки под статический уровень жидкости; запуск погружной насосной установки; откачку установкой жидкости; уменьшение забойного давления путем снижения динамического уровня жидкости; повышение давления откачиваемой жидкости на выходе погружной насосной установки; поступление газа на поверхность.

В отличие от вертикальных скважин задача выноса жидкости из горизонтальных стволов является более сложной по многим причинам. Это и неравномерный профиль притока вдоль горизонтального ствола, сложная траектория ствола, изменение депрессии вдоль ствола, развивающийся характер потока и т. д.

Вследствие этого необходимо при изучении выноса жидкости из горизонтального ствола газовой скважины использовать модель, которая учитывает все эти эффекты.

Обоснование диаметра труб лифтовой колонны

Диаметр лифтовых труб, по которым добывается газ, с одной стороны, должен быть достаточно малым для обеспечения высокой скорости газа в стволе и избежания накопления жидкости. Но, с другой стороны, он должен быть не слишком маленьким, чтобы избежать чрезмерных потерь давления на трение и снижения дебита скважины. Кроме того, необходимо, чтобы эти требования выполнялись как можно дольше.

После появления воды в продукции газовой скважины одним из решений является пересмотр существующего способа эксплуатации скважины и предложение нового, более эффективного, и это достигается путем установки ГНКТ, которая обеспечивает отличные результаты в долгосрочной перспективе. Компанией Dowell/Schlumberger опубликованы результаты эксплуатации скважины, оснащенной ГНКТ (рис. 1) [1]. Из рисунка видно, что после установки ГНКТ у обводняющейся скважины увеличился дебит.



Рис. 1. Пример изменения добычи после установки ГНКТ [1]

С другой стороны, после установки ГНКТ малого диаметра значительное увеличение добычи газа не всегда гарантировано. Однако если кривая падения добычи становится более полой после установки ГНКТ (рис. 2), значит, установка прошла успешно, и в результате будет отобрано больше извлекаемых запасов [1].



Рис. 2. Пример изменения дебита скважины после установки ГНКТ [1]

В статье [13] описан пример горизонтальной газоконденсатной скважины в Саудовской Аравии, на которой была успешно применена ГНКТ диаметром 2-3/8" (внутренний диаметр: 65,1 мм) для удаления жидкости с забоя. Там же проведено сравнение между различными методами удаления жидкости, а также представлен подробный план работ. В другой статье [14] были представлены алгоритм принятия решений и необходимое оборудование для оснащения газовой скважины на Северном море ГНКТ.

Однако вопросам моделирования операции выноса жидкости с помощью ГНКТ из горизонтальных газовых скважин с целью обоснования диаметра ГНКТ, расположения в стволе, расчетам эпюры скоростей потока газа в стволе, распределения давления и др. посвящено крайне малое число работ.

Методы исследования

Определение критической скорости

Р. Г. Тернер и др. [15] были первыми исследователями, которые проанализировали и обосновали минимальную скорость потока газа для выноса жидкости с забоя скважины. Ими были предложены две математические модели для описания проблемы выноса жидкости: модель движения пленки и модель движения увлеченных капель. На основе анализа промысловых данных авторы пришли к выводу, что модель движения пленки не отражает доминирующий механизм выноса жидкости.

На основе исследований Р. Г. Тернера в ряде других исследований были предложены альтернативные модели для оценки критической скорости газа. Так, в работе [16] была разработана четырехфазная модель (газ, нефть, вода и твердые частицы) для определения условий выноса с забоя всех компонентов. В этом же исследовании показано, что метод Тернера дает 20 %-ю погрешность при определении минимальной скорости газа для удаления жидкости, а новое, разработанное авторами статьи уравнение является более точным, чем метод Тернера.

Эти модели для определения критической скорости газа изначально были разработаны для вертикальных скважин. Они имеют серьезные недостатки при прогнозировании критической скорости газа в горизонтальных скважинах. В отличие от вертикальных скважин в горизонтальных и пологих нефтяных или газовых скважинах на расчет критической скорости газа влияет вид траектории горизонтального ствола скважины. А. С. Нагу и др. [17] предложили проверенное на практике, точное и простое аналитическое уравнение (1) для расчета критической скорости газа в горизонтальных скважинах, как функции диаметра ствола, зенитного угла, а также свойств жидкости.

$$V_{г,кр} = \left(\frac{\rho_{в} - \rho_{г}}{40(\rho_{г} \sigma_{г,в})^{1/2}} \right) g \cos \Theta D_H^{3/2}, \quad (1)$$

где $V_{г,кр}$ — критическая скорость газа, м/с; $\rho_{в}$ — плотность воды в стволе скважины, кг/м³; $\rho_{г}$ — плотность газа в стволе скважины, кг/м³; $\sigma_{г,в}$ — поверхностное натяжение газ — жидкость в стволе скважины, Н/м; Θ — угол рассматриваемого участка относительно горизонтальной оси x,°; g — ускорение свободного падения, $g = 9,8$ м/с²; D_H — гидравлический диаметр трубопровода, м.

Скорость потока газа в горизонтальных скважинах

Скорость потока газа в горизонтальных скважинах определяется путем совместного решения уравнений фильтрации газа к горизонтальному стволу с уравнениями распределения давления в стволе. Рассмотрим одномерно-анизотропный пласт, который вскрывает обсаженная и перфорированная горизонтальная газовая скважина. В дальнейшем под горизонтальной будем понимать также пологую либо со стволом сложного профиля газовую скважину. Поступление газа в скважину осуществляется через перфорационные отверстия, приток к каждому из которых радиально-сферический. Кровля и подошва пласта непроницаемы, пласт бесконечен по простиранию. Каждое перфорационное отверстие рассматривается как нестационарный точечный сток. В результате распределение функции Лейбензона вокруг каждого отверстия в пласте можно описать уравнением (2), полученным в работе [18] для пологого ствола. В другой публикации [19] авторы показали возможность использования этой формулы для определения режима работы горизонтальной скважины независимо от траектории ствола (пологого либо сложного профиля).

$$\Delta F_j = \sum_{i=1}^N \frac{m_i \mu}{8\pi^{3/2} K_h \chi_z^{0.5}} \int_0^t \frac{1}{t^{3/2}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left\{ \exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j - z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] + \exp \left[\frac{-(x_j - x_i)^2}{4 \chi t} - \frac{(z_j + z_i + 2nh)^2}{4 \chi_z t} \right] \right\} dt \quad (2)$$

$j=1 \div N,$

где $\Delta F_j = (F_{пл} - F_3)_j$ — депрессия для функции Лейбензона для j -го отверстия, $\text{кг} \cdot \text{Па} / \text{м}^3$; m_i — массовый дебит i -го отверстия с координатами (x_i, y_i) , $\text{кг} / \text{с}$; μ — вязкость газа, $\text{Па} \cdot \text{с}$; K_h — проницаемость по горизонтали, м^2 ; χ — коэффициент пьезопроводности по направлениям x и y , $\text{м}^2 / \text{с}$; χ_z — коэффициент пьезопроводности по направлению z , $\text{м}^2 / \text{с}$; t — время, с ; h — толщина пласта, м ; n — число отображений; N — число перфорационных отверстий.

Движение газа высокого давления в перфорированном стволе с равномерным постоянным подъемом описывается стационарным уравнением (3) [20]. Схема потока по стволу приведена на рисунке 3.

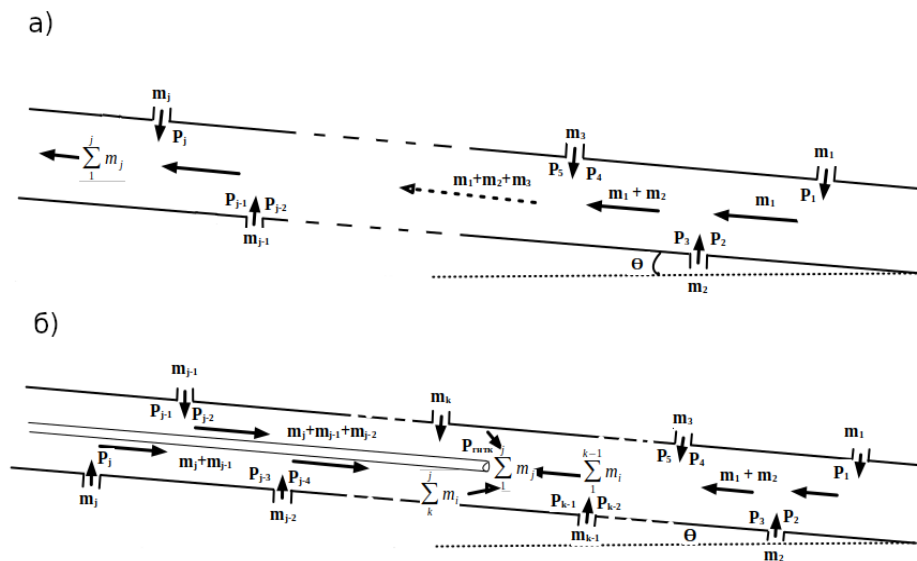


Рис. 3. Схема потока по стволу горизонтальной скважины:
а) до спуска ГНКТ в ствол; б) после спуска ГНКТ

$$P_i^2 e^{-bc} - P_{i+1}^2 = \frac{\lambda M_i^2 \bar{Z} \bar{R} T_i L}{S^2 D} \cdot \frac{1 - e^{-bc}}{b}. \quad (3)$$

Коэффициенты b и c определяются следующими формулами:

$$b = \frac{2g\Delta z}{\bar{Z} \bar{R} T_i}, \quad (4)$$

$$c = 1 + \frac{D\alpha}{\lambda L} \ln \left(\frac{2g\Delta z + \lambda L \omega_2^2}{2g\Delta z + \lambda L \omega_1^2} \right), \quad (5)$$

где P — давление в трубопроводе (перфорированном хвостовике) в точке с координатами (x, z) , Па ; T — температура потока в точке с координатами (x, z) , К ; ω — скорость потока в точке с координатами (x, z) , $\text{м} / \text{с}$;

λ — коэффициент гидравлического сопротивления, б/р; D — внутренний диаметр трубы, м; S — площадь поперечного сечения трубы, м²; α — коэффициент, учитывающий характер потока, для ламинарных потоков $\alpha = 2$, для турбулентных $\alpha = 1,1$, б/р; M_i — масса газа, проходящего в единицу времени через сечение площадью S после i -го отверстия, кг/с; $\bar{Z}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа, б/р; $\bar{R}$ — универсальная газовая постоянная, Дж/(кг·К); Δz — разность отметок конечной и начальной точек рассматриваемого участка, м; L — длина рассматриваемого участка, м.

Алгоритм расчета скорости потока газа при установке ГНКТ в интервале горизонтального ствола

Алгоритм расчета выноса воды из горизонтального ствола с применением ГНКТ.

1. Определим положение ГНКТ в стволе.
2. Задаем начальное приближение массовых расходов m_i^0 для каждого из перфорационных отверстий.
3. Зная массовые расходы, находим распределение функции Лейбензона в пласте по уравнению (2).
4. Рассчитываем распределение давления в стволе, на уровне и после каждого отверстия, применяя уравнение (3) слева и справа от положения ГНКТ, как приведено на рисунке 3.
5. Зная давление, находим депрессию функции Лейбензона для каждого перфорационного отверстия ΔF_j в горизонтальном стволе скважины на данной итерации.
6. Решая систему уравнений (2), находим новые значения массовых расходов m_i вдоль ствола.
7. Проверяем, достигнута ли необходимая точность решения, $\max(m_i - m_i^0) > \varepsilon$.
8. Если условие 7 выполняется, то скорость потока газа и минимальная скорость для удаления воды найдены, иначе возвращаемся к шагу 2.

Экспериментальная часть

Рассмотрим однородно-анизотропный газовый пласт с непроницаемыми кровлей и подошвой, который вскрывает обсаженная и перфорированная горизонтальная скважина. Исходные данные, использованные для моделирования, представлены в таблице, а траектория ствола горизонтальной газовой скважины — на рисунке 4.

Как видно из рисунка 4, скважина перфорирована на пяти интервалах ([50–80 м], [110–160 м], [200–250 м], [280–330 м], [370–440 м]), плотность перфорации составляет 2 отв/м.

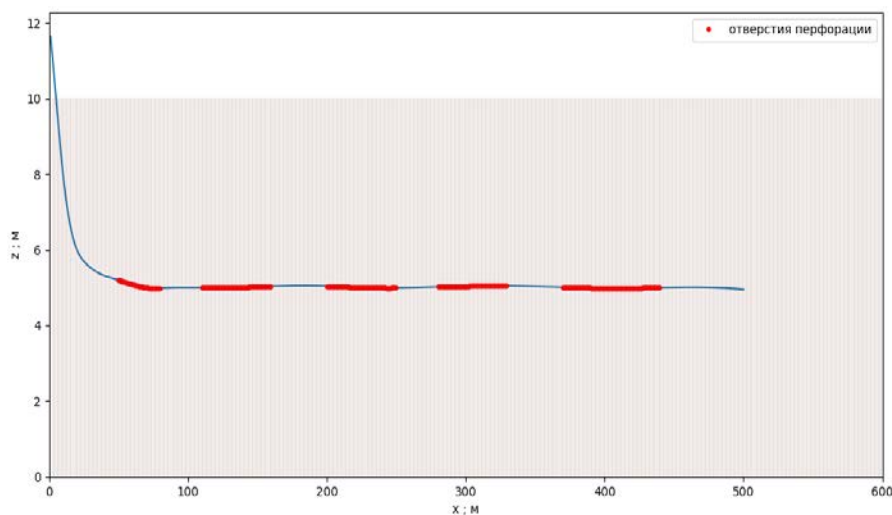


Рис. 4. Траектория исследуемого горизонтального ствола

Исходные данные для численного моделирования

Параметр	Значение
Пластовое давление	7 МПа
Пластовая температура	350 К
Проницаемость по горизонтали	$90 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Проницаемость по вертикали	$8 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$
Пористость	0,18
Толщина	10 м
Вязкость газа	$10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$
Внутренний диаметр	120 мм
Плотность перфорации	2 отв/м

В качестве эксперимента нужно моделировать сначала условия работы скважины перед установкой гибкой трубы, то есть рассчитать профиль скорости потока газа и критическую скорость, а также оценить возможность накопления воды в скважине. Во второй части эксперимента моделируется режим работы скважины после установки ГНКТ в нескольких положениях и для разных диаметров, чтобы определить необходимые положение и диаметр ГНКТ, обеспечивающий вынос воды из горизонтального ствола.

Моделирование распределения скорости потока газа до установки ГНКТ

Результаты расчета профилей скорости потока газа вдоль горизонтального ствола скважины, при различных депрессиях 0,5; 1, 2, 3 МПа, а также критической скорости для каждой депрессии, представлены на рисунке 5.

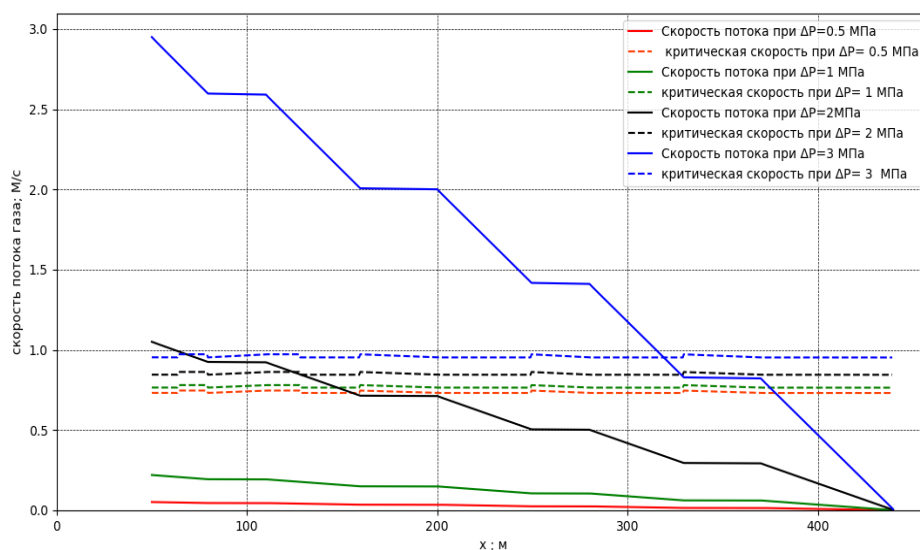


Рис. 5. Профиль скорости потока газа при различных депрессиях

Как видно из рисунка 5, профиль скорости в большинстве случаев ниже критической скорости, необходимой для обеспечения удаления жидкости, поэтому для повышения скорости выше критической требуется депрессия более 3 МПа, что не всегда допустимо, особенно если месторождение находится на завершающей стадии разработки. Поэтому необходимо увеличение скорости потока газа в горизонтальном стволе для удаления воды.

Моделирование режима работы скважины после установки ГНКТ

Используя представленный выше алгоритм, можно моделировать режим работы скважины независимо от положения гибкой трубы и ее диаметра. В данном случае были исследованы четыре разных диаметра и смоделировано перемещение ГНКТ по стволу скважины с фиксированной депрессией ($\Delta P = 1$ МПа). В этом случае удобно ввести коэффициент для оценки выноса жидкости из ствола при каждом положении гибкой трубы путем деления длины части ствола с профилем скорости ниже критической на общую длину ствола во время перемещения гибкой трубы. Результаты представлены на рисунке 6.

$$\text{Коэффициент оценки удаления жидкости} = \left(1 - \frac{\sum L_{кр_i}}{L_{об}}\right) \cdot 100 \%,$$

где $L_{кр_i}$ — длина участка ствола, на котором профиль скорости потока газа ниже критической скорости, необходимой для удаления жидкости, м; $L_{об}$ — общая длина ствола, м.

Результаты расчетов на рисунке 6 показывают, что установка гибкой трубы в начале ствола обеспечит получение профиля скорости на 73 % выше критической скорости, что является значительным улучшением по сравнению с результатами, представленными на рисунке 5, где профиль скорости полностью ниже критической скорости при депрессии 1 МПа до установки ГНКТ.

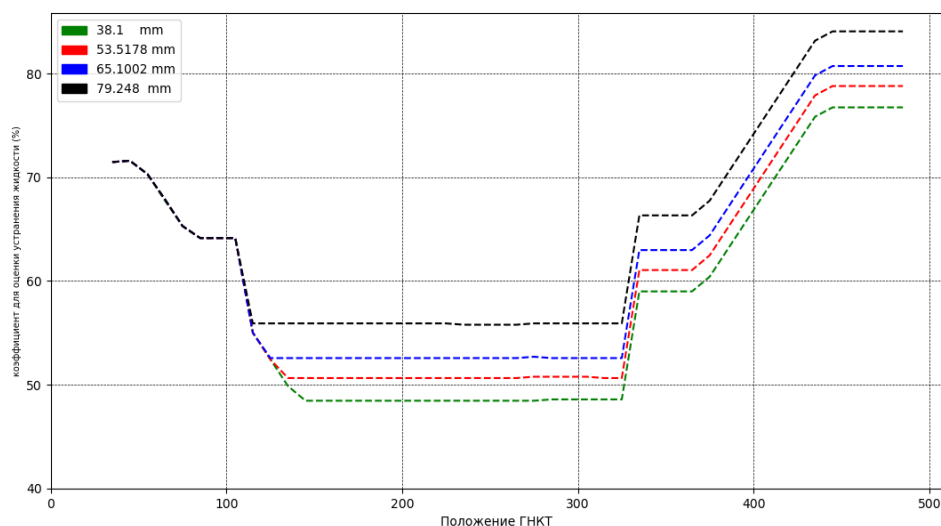


Рис. 6. Коэффициент для оценки удаления жидкости из ствола скважины при перемещении ГНКТ

Но оптимальное положение для установки гибкой трубы является в конце ствола, немного в стороне от перфорации, так как гибкая труба создаст кольцевое пространство и тем самым уменьшит диаметр потока, что увеличит скорость потока газа. С другой стороны, такое уменьшение диаметра потока приведет к дополнительным потерям давления, что повлияет на общий расход добычи. Таким образом, для определения влияния данной конфигурации колтюбинга в скважине на дебит на рисунке 7 представлены расчеты общего дебита скважины в зависимости от положения ГНКТ в скважине.

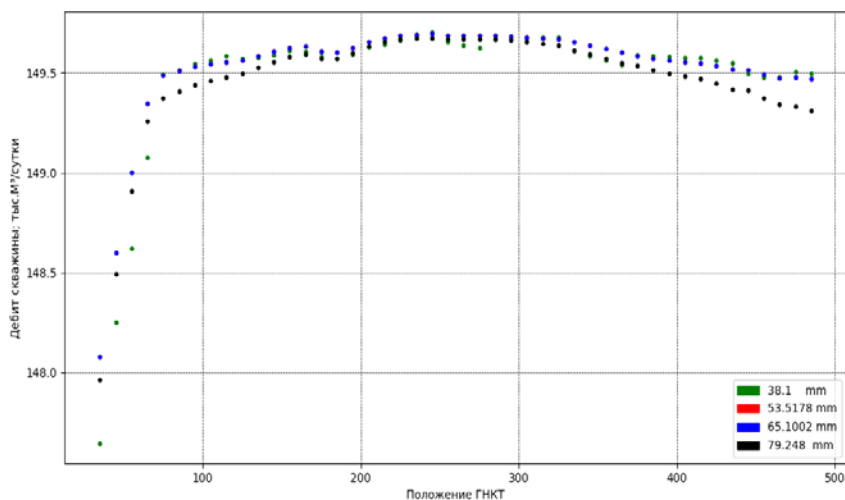


Рис. 7. Дебит скважины при движении гибкой трубы в горизонтальном стволе с депрессией 1 МПа

Итак, для достижения максимального дебита необходимо расположить гибкую трубу в центре перфорированной зоны, но это дает плохие результаты с точки зрения удаления воды.

Однако можно найти оптимальный баланс между максимальным расходом и максимальным удалением воды, установив в конце ствола гибкую трубу диаметром 53,51 или 65,1 мм, которая обеспечит удаление воды на 80 % и более высокий расход (кривые, представляющие два диаметра, почти совпадают друг с другом, см. рис. 7), чем гибкая труба диаметром 79,24 мм. И с целью сравнения профилей скорости потока газа до установки гибкой трубы (представлен на рисунке 5) и после ее установки на конце ствола результаты расчетов профилей скорости этих четырех диаметров ГНКТ (расположенных на положении $X_{\text{ГНКТ}} = 450$ м) представлены на рисунке 8.

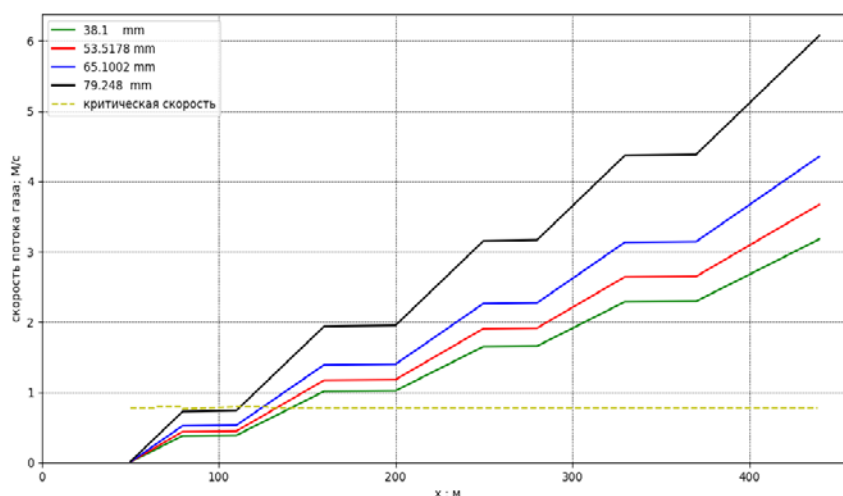


Рис. 8. Профиль скорость потока газа после установки гибкой трубы на конце, $\Delta P = 1$ МПа

Таким образом, на рисунке 8 показано, как установка гибкой трубы в этом положении улучшит удаление воды за счет увеличения скорости газа вдоль ствола скважины выше требуемой критической скорости, по сравнению с результатами без ГНКТ (см. рис. 5).

Выводы

- Разработан алгоритм расчета скорости потока газа при установке ГНКТ в горизонтальных газовых скважинах.
- Получено и исследовано решение для удаления жидкости из горизонтальных газовых скважин с помощью ГНКТ.
- Проведена оценка влияния использования разных диаметров ГНКТ и их перемещения по стволу на дебит скважины и степень удаления воды.
- Определены диаметр ГНКТ и ее положение для максимального дебита газа и максимального удаления воды.

Список источников

1. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин : технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс ; под редакцией С. Г. Вольпина, И. В. Шулятикова. – Москва : Премиум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – Перевод изд.: Gas well deliquification / James Lea, Henry Nickens, Michael Wells, 2003. – Текст : непосредственный.
2. Harms, L. K. K. Wellhead Compression on Tight Gas Wells in the Long Run : A Follow-Up Case History on Seven Years of Success in Lobo / L. K. K. Harms. – Text : electronic // Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, November, 02, 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/138488-MS>.
3. Pipe-Diameter Effect on Liquid Loading in Vertical Gas Wells / A. Skopich, E. Pereyra, C. Sarica, M. Kelkar. – DOI 10.2118/164477-PA. – Direct text // SPE Production & Operations. – 2015. – Vol. 30, Issue 02. – P. 164–176.
4. Yang, J. Foam for gas well deliquification / J. Yang, V. Jovancicevic, S. Ramachandran. – DOI 10.1016/j.colsurfa.2006.10.011. – Direct text // Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects. – 2007. – Vol. 309, Issues 1–3. – P. 177–181.
5. Transient Modeling of Plunger Lift for Gas Well Deliquification / Q. Zhao, J. Zhu., G. Cao [et al.]. – DOI 10.2118/205386-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2021. – Vol. 26, Issue 05. – P. 2928–2947.
6. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А. С. Епрынцева, П. С. Кротов, А. В. Нурмакин, А. Н. Киселев. – Текст : непосредственный // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2011. – № 16 (135). – С. 41–45.
7. Шестакова, А. В. Обоснование выбора режима эксплуатации обводняющихся скважин / А. В. Шестакова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2011. – № 3 (657). – С. 34–35.
8. Шестакова, А. В. Технологические параметры эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки месторождений / А. В. Шестакова. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2011. – № 2 (656). – С. 10–11.
9. Шестакова, А. В. Обоснование технологического режима эксплуатации обводняющихся газовых скважин : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Шестакова Алла Владимировна ; Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. – Москва, 2013. – 148 с. – Текст : непосредственный.
10. Технология удаления жидкости с забоев горизонтальных скважин Восточно-Таркосалинского месторождения / Е. В. Паникаровский, А. И. Мальцев, А. В. Кустышев [и др.]. – Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. – 2011. – № 7. – С. 54–57.
11. Проблемы разработки месторождений с малым этажом газоносности на начальной стадии обводнения / А. В. Кустышев, А. И. Мальцев, Е. В. Паникаровский [и др.]. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 2 (98). – С. 85–91.
12. Новое техническое решение для удаления жидкости из обводненных газовых и газоконденсатных скважин / А. Н. Дроздов, Ж. Б. Мугишо, Е. И. Горелкина [и др.]. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2021. – № 1–2. – С. 56–62.

13. An Innovative Integrated Methodology to Deliquify Gas Well Using In-Well Live Performance Coiled Tubing for Velocity String Selection and Deployment : A Case Study in Saudi Arabia / S. A. Asel, F. A. Gomez, D. Ahmed [et al.]. – Text : electronic // SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, March, 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/168258-MS>.
14. De Jonge, R. M. Liquid unloading of depleted gas wells in the North Sea and Continental Europe, using Coiled Tubing, Jointed Pipe Velocity / Insert Strings, and Microstrings / R. M. De Jonge, U. A. M. Tousis. – Text : electronic // SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, U.S.A., March, 2007. – URL: <https://doi.org/10.2118/107048-MS>.
15. Turner, R. G., Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells / R. G. Turner, M. G. Hubbard, A. E. Dukler. – DOI 10.2118/2198-PA. – Direct text // Journal of Petroleum technology. – 1969. – Vol. 21, Issue 11. – P. 1475–1482.
16. Guo, B. A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells / B. Guo, A. Ghalambor, C. Xu. – DOI 10.2118/94081-PA. – Direct text // SPE Production & Operations. – 2006. – Vol. 21, Issue 01. – P. 81–88.
17. A Simple Critical Gas Velocity Equation as Direct Functions of Diameter and Inclination for Horizontal Well Liquid Loading Prediction : Theory and Extensive Field Validation / A. S. Nagoo, P. M. Kulkarni, C. Arnold [et al.]. – Text : electronic // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas, The Woodlands, Texas, USA, August, 28–30, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190921-MS>.
18. Сохошко, С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Сохошко Сергей Константинович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008. – 211 с. – Текст : непосредственный.
19. Сохошко, С. К. Особенности притока газа к горизонтальному стволу скважины при различных его траекториях / С. К. Сохошко, С. Мадани. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-6-90-102. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 6. – С. 90–102.
20. Бобровский, С. А. Движение газа в газопроводах с путевым отбором / С. А. Бобровский, С. Г. Щербаков, М. А. Гусейн-Заде. – Москва : Наука, 1972. – 192 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Lee, J, Nickens, H., & Wells, M. (2003). Gas well deliquification. Netherlands, Elsevier Publ., 588 p. (In English).
2. Harms, L. K. K. (2010). Wellhead Compression on Tight Gas Wells in the Long Run: A Follow-Up Case History on Seven Years of Success in Lobo. Tight Gas Completions Conference, San Antonio, Texas, USA, November, 02, 2010. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/138488-MS>
3. Skopich, A., Pereyra, E., Sarica, C., & Kelkar, M. (2015). Pipe-Diameter Effect on Liquid Loading in Vertical Gas Wells. SPE Production & Operations, 30(02), pp. 164-176. (In English). DOI: 10.2118/164477-PA

4. Yang, J., Jovancicevic, V., & Ramachandran, S. (2007). Foam for gas well deliquification. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 309(1-3), pp. 177-181. (In English). DOI: 10.1016/j.colsurfa.2006.10.011
5. Zhao, Q., Zhu, J., Cao, G., Zhu, H., & Zhang, H. Q. (2021). Transient Modeling of Plunger Lift for Gas Well Deliquification. *SPE Journal*, 26(05), pp. 2928-2947. (In English). DOI: 10.2118/205386-PA
6. Epryntsev, A. S., Krotov, P. S., Nurmakin, A. V., & Kiselev, A. N. (2011). Exploitation problems of liquid loaded wells of gas fields on declining production. *Vestnik Orenburg State University*, (16 (135)), pp. 41-45. (In Russian).
7. Shestakova, A. V. (2011). Obosnovanie vybora rezhima ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya skvazhin. *Gas Industry*, (3(657)), pp. 34-35. (In Russian).
8. Shestakova, A. V. (2011). Tekhnologicheskie parametry ekspluatatsii skvazhin na zavershayushchey stadii razrabotki mestorozhdeniy. *Gas Industry*, (2(656)), pp. 10-11. (In Russian).
9. Shestakova, A. V. (2013). Obosnovanie tekhnologicheskogo rezhima ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 148 p. (In Russian).
10. Panikarovskiy, E. V., Maltsev, A. I., Kustyshev, A. V., Shepotko, N. V., Glushchenko, T. V., & Magomedova, M. K. (2011). Tekhnologiya udaleniya zhidkosti s zaboev gorizonta'nykh skvazhin Vostochno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya. *Nauka i TEK*, (7), pp. 54-57. (In Russian).
11. Kustyshev, A. V., Maltsev, A. I., Panikarovskiy, E. V., Yakimov, I. E., Magomedova, M. K., Shepotko, N. V., & Glushchenko, T. V. (2013). Problems of development of fields with a low gas column at an early stage of flooding. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gaz*, (2(98)), pp. 85-91. (In Russian).
12. Drozdov, A. N., Mugisho, J. B., Gorelkina, E. I., Gorbyleva, Ya. A., Ludupov, V. B., & Volkov, V. B. (2021). A New Technical Solution for Liquid Removal from Flooded Gas and Gas Condensate Wells. *Oil and Gas Territory*, (1-2), pp. 56-62. (In Russian).
13. Asel, S. A., Gomez, F. A., Ahmed, D., Baez, F., Elsherif, T., Kneina, M. A., & Kharrat, W. (2014). An Innovative Integrated Methodology to Deliquify Gas Well Using In-Well Live Performance Coiled Tubing for Velocity String Selection and Deployment: A Case Study in Saudi Arabia. *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, March, 2014*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/168258-MS>
14. De Jonge, R. M., & Tousis, U. A. M. (2007). Liquid Unloading of Depleted Gas Wells in the North Sea and Continental Europe, Using Coiled Tubing, Jointed Pipe Velocity/Insert Strings, and Microstrings. *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, U.S.A., March, 2007*. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/107048-MS>
15. Turner, R. G., Hubbard, M., & Dukler, A. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 21(11), pp. 1475-1482. (In English). DOI: 10.2118/2198-PA
16. Guo, B., Ghalambor, A., & Xu, C. (2006). A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells. *SPE Production & Operations*, 21(01), pp. 81-88. (In English). DOI: 10.2118/94081-PA

17. Nagoo, A. S., Kulkarni, P. M., Arnold, C., Dunham, M., Sosa, J., & Oyewole, P. O. (2018). A Simple Critical Gas Velocity Equation as Direct Functions of Diameter and Inclination for Horizontal Well Liquid Loading Prediction: Theory and Extensive Field Validation. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas, The Woodlands, Texas, USA, August, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190921-MS>
18. Sokhoshko, S. K. (2008). Razvitie teorii fil'tratsii k pologim i gorizont'al'nym gazovym i neftyanyam skvazhinam i ee primeneniye dlya resheniya prikladnykh zadach. Diss. ... dokt. techn. nauk. Tyumen, 211 p. (In Russian).
19. Sokhoshko, S. K., & Madani, S. (2021). Features of gas inflow to a horizontal wellbore at various trajectories. Oil and Gas Studies, (6), pp. 90-102. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-6-90-102
20. Bobrovskiy, S. A., Shcherbakov, S. G., & Guseyn-Zade, M. A. (1972). Dvizheniye gaza v gazoprovodakh s putevym otborom. Moscow, Nauka Publ., 192 p. (In Russian).

Информация об авторах

Information about the authors

Мадани Салах, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Salah Madani, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Сохошко Сергей Константинович, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, sohoshkosk@tyuiu.ru

Sergey K. Sokhoshko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, sohoshkosk@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 25.05.2022; одобрена после рецензирования 07.06.2022; принята к публикации 03.07.2022.

The article was submitted 25.05.2022; approved after reviewing 07.06.2022; accepted for publication 03.07.2022.

УДК 622.248.3(571.12)

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-119-127

Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области

**Д. М. Мухаметшин¹, Ю. В. Ваганов^{2*}, А. А. Билецкий³,
А. Д. Мухаметшин²**

¹ООО «Уфимский НТЦ», Уфа, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

³ГУП РК «Черноморнефтегаз», Симферополь, Россия

*vaganovjv@tyuiu.ru

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы качественного разобщения пластов, насыщенных водой или углеводородами. В результате проведенных научных исследований обоснован метод ранжирования скважин с межколонным давлением (МКД), где граничным значением является отношение МКД (Рмкд) к давлению опрессовки кондуктора (Ропр) как экранирующей колонны. В результате промысловых исследований было установлено, что снижение гидростатического столба закаченного раствора происходит в процессе загустевания по причине «зависания» столба на стенках скважины из-за появления в нем структурного каркаса, интенсифицируя разгерметизацию цементного кольца с образованием различного рода каналов, по которым в дальнейшем пластовый флюид движется по межколонному пространству. Авторами статьи предложен алгоритм подготовительных мероприятий, направленных на определение приоритетных действий в процессе ликвидации межколонных давлений.

Ключевые слова: межколонное давление, тампонажный раствор, скважина, затрубное пространство

Для цитирования: Анализ причин возникновения межколонных давлений в нефтяных скважинах на месторождениях Тюменской области / Д. М. Мухаметшин, Ю. В. Ваганов, А. А. Билецкий, А. Д. Мухаметшин. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-119-127 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 119–127.

An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen region

**Damir M. Mukhametshin¹, Yuriy V. Vaganov^{2*}, Anton A. Biletskiy³,
Albert D. Mukhametshin²**

¹Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol, Russia

*vaganovjv@tyuiu.ru

Abstract. The article deals with the issues of qualitative isolation of reservoirs, which are saturated with water or hydrocarbons. The conducted scientific research substantiated the method

of ranking wells with casing pressure, according to which wells are assigned to one or another hazard group depending on the ratio of the casing pressure to the pressure of surface pipe as a screening column. The studies have shown that the decrease in the hydrostatic column of cement slurry occurs in the process of thickening due to the "hanging" of the slurry on the walls of the well because of the appearance of a structural frame in it. At the same time, the intensity of depressurization of the cement ring increases, and various kinds of channels make appearance, in which the reservoir fluid subsequently moves through the annular space. We propose an algorithm of preparatory measures aimed at determining priority actions in the process of eliminating casing pressure.

Keywords: casing pressure, cement slurry, well, annular space

For citation: Mukhametshin, D. M., Vaganov, Yu. V. Biletskiy, A. A., & Mukhametshin, A. D. (2022). An analysis of casing pressure causes in oil wells at the fields of Tyumen region. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 119-127. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-119-127

Введение

Качественное разобщение пластов является основным условием в процессе строительства скважин, которое предусматривает исключение загрязнения пластовых вод, наличие заколонной циркуляции в процессе эксплуатации скважины, и при этом конструкция скважины должна обеспечивать устойчивый проектный дебит, что является наиболее сложной задачей¹. Анализ промысловых данных показывает, что в процессе крепления скважин отмечаются следующие осложнения:

- недоподъем тампонажного раствора;
- недоспуск колонн;
- межпластовые перетоки;
- флюидопроявления.

Такие осложнения, как недоподъем тампонажного раствора, затяжки или посадки колонны во время ее спуска (недоспуск колонны до проектной глубины) являются причинами нарушения технологических регламентов или просто технологии. Однако осложнения, вызванные наличием в скважине заколонной циркуляции с флюидопроявлением по затрубному пространству, в условиях соблюдения всех требований стандартов и регламентов обосновывают необходимость изменения технологий крепления скважин с применением новых тампонажных материалов [1]. Так, анализ осложнений при креплении скважин на месторождениях ООО «РН-Уватнефтегаз» показывает, что вследствие нарушения технологий подготовки ствола скважины к спуску колонны и ее цементирования порядка 30 % скважин работают в условиях высокой обводненности продукции по причине некачественного цементирования в интервале продуктивного пласта; в 30 % случаев присутствует недоподъем цементного раствора за колонной по причине поглощения тампонажного раствора в процессе цементирования колонны; в 25 % случаев — наличие межколонных перетоков;

¹ Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/499011004>.

в 5 % случаев — наличие межколонного давления (МКД) на устье и в 10 % случаев — недопуск колонн до проектного забоя.

Опыт эксплуатации месторождений показывает, что осложнения, вызванные наличием МКД, имеют низкий процент (5 %) по отношению к остальным видам осложнений, однако ликвидация данного типа осложнений требует значительных финансовых затрат, которые могут достигать до 15 % от стоимости всей скважины [2, 3].

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются нефтяные скважины, эксплуатация которых осложнена наличием межколонного давления.

Поступление пластового флюида в межколонное пространство возможно вследствие наличия каналов фильтрации в цементном камне и в ряде случаев характеризуется нерегулируемым выходом пластового флюида к устью скважины.

На балансе ООО «РН-Уватнефтегаз» находится 39 месторождений с общим фондом скважин более 1 200 ед., из которых МКД выявлено в 38 эксплуатационных и нагнетательных скважинах на 6 эксплуатируемых месторождениях (рисунок) и изменяется по отдельным месторождениям: от 7 % по Кальчинскому месторождению, до 55 % — по Радонежскому месторождению.

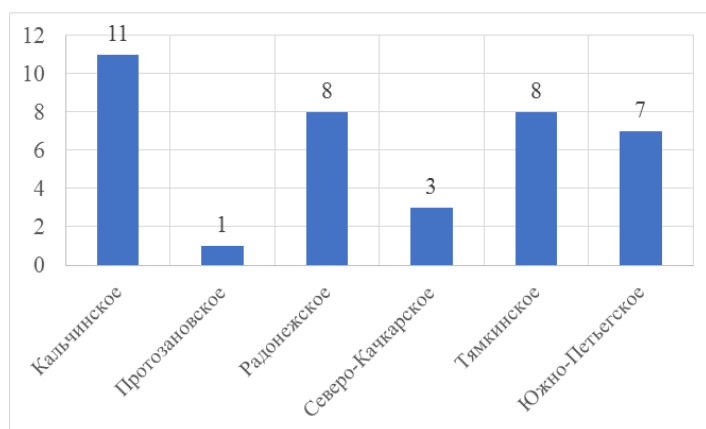


Рисунок. Распределение эксплуатационного фонда скважин с МКД по месторождениям ООО «РН-Уватнефтегаз»

Анализ проб эксплуатационного фонда скважин по межколонному пространству показывает, что в 30 % случаев наблюдается поступление газа (Кальчинское, Радонежское, Протозановское, Южно-Петьегское месторождения), в 17 % случаев поступает газ с водой (Тямкинское месторождение), в 6 % случаев — нефть или нефть с водой (Радонежское месторождение) и в 47 % случаев наблюдается поступление воды (Южно-Петьегское, Радонежское, Кальчинское месторождения). В 11 скважинах

эксплуатационного фонда скважин Южно-Петъегского, Радонежского, Кальчинского, Тямкинского месторождений наблюдается снижение МКД во времени, что обосновывается объективными причинами: как путем естественного закупоривания каналов движения флюида по межколонному пространству (МКП), так и по причине возможного стравливания давления в МКП к моменту замера. В 6 скважинах (Протозановское, Тямкинское, Южно-Петъегское, Радонежское месторождения) наблюдается увеличение МКД в два раза и более.

С целью разработки мероприятий² по ликвидации МКД необходимо проведение специальных исследований и их приоритетности для установки путей поступления флюида в МКП [4, 5]. Для этого необходимо первоначально ранжировать скважины по степени опасности и нарушению герметичности экранирующей колонны в процессе ее эксплуатации, а также по величине давления межколонного пространства (Рмкд):

- группа скважин № 1: безопасное МКД: ($P_{mk} \ll [P_{mk}]$);
- группа скважин № 2: допустимое МКД: ($P_{mk} < [P_{mk}]$);
- группа скважин № 3: опасное МКД: ($P_{mk} \geq [P_{mk}]$);

где $[P_{mk}]$ — допустимое давление в МКП на устье, кг/см².

При этом необходимо учитывать, что в процессе эксплуатации скважины могут переводиться из одной группы опасности в другую. После ранжирования разрабатывается план действий для каждого конкретного случая.

В результате проведенных наблюдений и промысловых исследований предложен метод ранжирования скважин с МКД, где граничным значением определяется отношение МКД (Рмкд) к давлению опрессовки кондуктора (Ропр) как экранирующей колонны: до 15, от 15 до 50, от 50 до 75 и более 75 % (таблица).

Предлагаемое ранжирование скважин с МКД и рекомендуемые мероприятия

Номер группы	Рмкд/Ропр, %	Увеличение Рмкд во времени	Рекомендуемые мероприятия
1	< 15	Не нормируется	Мониторинг, при необходимости перевод в группу 2а или 2б
2а	15–50	Нет	Исследование скважин. В случае если источником МКД являются утечки в устьевой арматуре — замена уплотнителей колонной головки и т. п. В случае если источником МКД является негерметичность эксплуатационной колонны или дефекты МКП — мониторинг, при необходимости перевод в группу 3

² РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах [Электронный ресурс]. – Введ. 2001-07-01. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200056065>.

Номер группы	Рмкд/Ропр, %	Увеличение Рмкд во времени	Рекомендуемые мероприятия
26	15–50	Да	Исследование скважин. Для скважин с ростом МКД во времени – разработка мероприятий по ликвидации МКД в плановом порядке
3	50–75	Не нормируется	Исследование скважин. Разработка мероприятий по ликвидации МКД в плановом порядке
4	> 75	Не нормируется	Исследование скважин. Разработка мероприятий по ликвидации МКД в срочном порядке

Мониторинг процесса эксплуатации скважин с наличием давления в МКП и анализ типов флюидов с привязкой к геологическому разрезу выявили, что по ряду скважин, где флюид представлен газом, в разрезе отсутствуют газопроявляющие пласты. Данный факт обосновывает поступление газа в МКП вследствие нарушения технологии свинчивания обсадных труб в процессе их спуска (негерметичность резьбового соединения). Так как при наличии проявляющих пластов и низком качестве крепления скважины перетоки жидкости или газа в МКП проявляются почти сразу после цементирования и освоения скважины [6, 7].

Основные причины движения флюида по заколонному пространству в условиях правильно подобранного тампонажного состава:

- некачественное вытеснение бурового раствора при цементировании обсадной колонны;
- наличие глинистой корки между породой и цементным камнем, разрушение которой происходит в процессе эксплуатации с последующим образованием каналов для движения флюида;
- выделение газа в процессе цементирования обсадной колонны и движение его вверх по стволу, что также провоцирует образование каналов;
- наличие избыточной воды в цементном растворе и явление контракции.

Анализ литературных источников показывает, что заколонные проявления, согласно обуславливающим факторам, подразделяются на пять групп: геологические, технические, технологические, физико-химические и механические [8]. Геологические факторы — это нарушения, связанные с залеганием геологических пород, такие как перемятость, изгибы, разрывы, а также высокое пластовое давление. Технические факторы, как правило, возникают в процессе освоения скважины по причине негерметичности резьбовых соединений или колонной головки, а также вследствие разрыва эксплуатационной колонны. Технологические факторы обусловлены

нарушением технологии проводки ствола скважины и связаны с ошибочным прогнозированием пластовых давлений в процессе бурения, нарушением технологии спуска обсадной колонны, нарушениями технологии промывки ствола скважины, некачественной очисткой бурового раствора и др. Физико-химические факторы — это факторы, связанные с процессами, происходящими в цементном растворе при его схватывании и затвердении, а также на границе стенки скважины — колонна, при этом наибольшее влияние оказывают контракция и седиментация цементного раствора.

Результаты

В процессе промысловых исследований датчики давления размещались в среде тампонажного раствора цементируемой полости скважины. Анализ проведенных исследований показал, что по мере загустевания и твердения тампонажного раствора создаваемое им гидростатическое давление снижалось и в некоторых случаях было ниже пластового давления. Данное снижение обусловлено «зависанием» гидростатического столба тампонажного раствора на стенках скважины за счет образования в нем структурного каркаса. Накладывающиеся на этот процесс явления контракции и седиментационной неустойчивости раствора интенсифицируют разгерметизацию цементного кольца с образованием различного рода каналов, по которым в дальнейшем происходит движение пластового флюида в межколонном пространстве. Соответственно, процесс «зависания» цементного раствора на стенках скважин является одной из основных причин проявления заколонных перетоков при освоении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Известно несколько способов предотвращения межколонных проявлений, направленных на создание в МКП противодействия. В большинстве случаев компенсирование снижения гидростатического давления столба цементного раствора в период структурообразования происходит за счет увеличения плотности бурового раствора в процессе цементирования скважины. Однако в этом случае по мере седиментации частиц глины и утяжелителя гидростатическое давление бурового раствора будет снижаться и по истечении определенного времени станет равным гидростатическому давлению столба дисперсионной среды, что нивелирует эффект противодействия, и в этом случае решается проблема создания противодействия на пласт только во время твердения цемента [8, 9].

В целом существующие технологии предупреждения межколонных перетоков направлены на повышение качества цементирования обсадных колонн, обеспечивают равномерное и полное замещение бурового раствора на цементный, удаление глинистой корки со стенки ствола скважины, разработку и внедрение новых тампонажных составов, а также использование заколонных пакеров. Однако, как показывает промысловый опыт, несмотря на совершенствование технологий крепления скважин, развитие техники и технологии производства работ вторичного вскрытия и вызова притока,

наличие межколонного давления в скважинах остается нерешенной задачей, которая требует учета всех факторов, оказывающих влияние на конечное качество цементирования. При этом ликвидация уже образовавшихся путей движения жидкости проводится методом исправительного цементирования под давлением, что является трудоемким и финансово затратным процессом и не всегда дает положительный и продолжительный результат. Исправительное цементирование проводится путем закачивания различных герметизирующих составов по затрубному пространству или путем закачивания раствора в интервал изоляции посредством специально спускаемой колонны труб, что требует трудоемкого подготовительного процесса и однозначно оказывает влияние на последующие дебиты ремонтируемой скважины. Выбор метода и способа восстановления герметичности заколонного пространства скважины зависит как от конструкции скважины, так и от изоляционных возможностей применяемых составов [9]. Соответственно, эффективная и безопасная эксплуатация скважин с позиции отсутствия МКД напрямую зависит от своевременных исправительных мероприятий, которые, в свою очередь, определяются ранжированием скважин.

Выводы

Наличие межколонного давления в эксплуатационной скважине обусловлено рядом факторов, которые, в свою очередь, являются результатом процессов, связанных с гидратацией, структурообразованием и твердением тампонажных растворов. В результате седиментационного расслоения и «зависания» тампонажных растворов на стенках обсадной колонны происходит снижение гидростатического давления на пласт. Процесс контракции приводит к последующей усадке цементного камня, обезвоживанию глинистой корки, и в последующем все это приводит к образованию микрозоров на контактных зонах цементного камня. Проведенные исследования позволили определить, что межколонные перетоки возникли в процессе эксплуатации скважин, что подтверждает наличие значительного промежутка времени между пуском скважины в эксплуатацию и обнаружением МКД. Однако наличие большого количества факторов, влияющих на рост МКД при планировании мероприятий по его ликвидации, требует проведения специальных исследований в скважине для установки путей поступления флюида в МКП, а также ранжирования скважин по группе опасности, что позволяет установить приоритетность этих исследований, что и было предложено в данной работе.

Список источников

1. Изменение давления и температуры в зацементированной части заколонного пространства / А. Л. Видовский, Р. А. Ахметов, А. И. Булатов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение. – 1974. – № 7. – С. 36–40.

2. Научно-технические основы и технология разобщения нефтеводоносных пластов / Р. М. Гилязов, Р. Ш. Рахимкулов, Н. З. Гибадуллин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 6. – С. 45–49.
3. Природа межколонных газопроявлений на Бованенковском НГКМ / В. В. Черепанов, С. Н. Меньшиков, С. А. Варягов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 9. – С. 48–54.
4. Калинин, В. В. Разработка математической модели скважин для определения причин и возможности возникновения межколонных давлений (МКД) / В. В. Калинин. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – № 11. – 2016. – С. 22–25.
5. Новиков, С. С. Геоакустика и волновые технологии — пути решения проблем межколонных давлений (МКД) / С. С. Новиков. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – № 2 (169). – 2013. – С. 91–97.
6. Мясищев, В. Е. Разработка технологии и изолирующих составов для восстановления герметичности газовых скважин : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Мясищев Владимир Евгеньевич. – Москва, 2011. – 27 с. – Место защиты : ОАО НПО «Буровая техника». – Текст : непосредственный.
7. Зунг, Ф. Т. Борьба с межколонными давлениями в нефтяных скважинах : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Зунг Фан Тиен. – Уфа, 2006. – 24 с. – Место защиты : Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Текст : непосредственный.
8. Ряховский, А. В. Мониторинг скважины (Технология предупреждения межколонных давлений в скважинах. Контроль герметичности устьевых уплотнителей обсадных колонн) / А. В. Ряховский. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2013. – № 5. – С. 44–50.
9. Уметбаев, В. Г. Разработка научных основ и технологий оздоровления осложненного фонда скважин : специальность 05.15.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Уметбаев Виль Гайсович ; Башкирский научно-исслед. и проектный ин-т нефти. – Уфа, 1997. – 50 с.

References

1. Vidovskiy, A. L., Akhmetov, R. A., Bulatov, A. I., Krylov, V. I., Perov, A. B., & Yusupov, I. G. (1974). *Izmenenie davleniya i temperatury v zatsementirovannoy chasti zakolonnogo prostranstva. Burenie*, (7), pp. 36-40. (In Russian).
2. Gilyazov, R. M., Rakhimkulov, R. Sh., Gibadullin, N. Z., Rakhmatullin, M. R., Nikitenko, Yu. N., & Fatkhutdinov, I. Kh. (2007). *Scientific and technical principles and technology of oil-water-bearing strata isolation. Oil Industry*, (6), pp. 45-49. (In Russian).
3. Cherepanov, V. V., Menshikov, S. N., Varyagov, S. N., Bondarev, V. L., & Mirotvorskyy, M. Yu. (2011). *Nature of inter-casing gas appearance in Bovanenkovsky oil, gas and condensate field. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (9), pp. 48-54. (In Russian).

4. Kalinin, V. V. (2016). Razrabotka matematicheskoy modeli skvazhin dlya opredeleniya prichin i vozmozhnosti vozniknoveniya mezhkolonnykh davleniy (MKD). Neft. Gas. Novacii, (11), pp. 22-25. (In Russian).
5. Novikov, S. S. (2013). Geo acoustics and wave procedures guidelines to resolve the problems with inter casing pressure (ICP). Neft. Gas. Novacii, (2(169)), pp. 91-97. (In Russian).
6. Myasishchev, V. E. (2011). Razrabotka tekhnologii i izoliruyushchikh sostavov dlya vosstanovleniya germetichnosti gazovykh skvazhin. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 27 p. (In Russian).
7. Zung, F. T. (2015). Bor'ba s mezhkolonnymi davleniyami v neftyanykh skvazhinakh. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Ufa, 24 p. (In Russian).
8. Ryakhovsky, A. V. (2013). Well monitoring (Technology of inter-string pressure prevention in wells. Control of sealing of wellhead seals of drill casing strings). Burenie i neft', (5), pp. 44-50. (In Russian).
9. Umetbaev, V. G. (1997). Razrabotka nauchnykh osnov i tekhnologiy ozdorovleniya oslozhnennogo fonda skvazhin. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Ufa, 50 p. (In Russian).

Информация об авторах

Мухаметишин Дамир Мусавинович, эксперт по текущему и капитальному ремонту скважин Департамента проектирования и мониторинга разработки, ООО «Уфимский НТЦ», г. Уфа

Ваганов Юрий Владимирович, кандидат технических наук, доцент, проректор по научной и инновационной деятельности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, vaganovjv@tyuiu.ru

Билецкий Антон Анатольевич, начальник отдела по бурению скважин ГУП РК «Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Мухаметишин Альберт Дамирович, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Damir M. Mukhametshin, Expert in Wellwork of the Development Design and Monitoring Department, Ufa Scientific and Technical Center LLC

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor, Prorector for Research and Innovation, Industrial University of Tyumen, vaganovjv@tyuiu.ru

Anton A. Biletskiy, Head of the Well Drilling Department of the State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol

Albert D. Mukhametshin, Student, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 01.04.2022; одобрена после рецензирования 17.05.2022; принята к публикации 25.05.2022.

The article was submitted 01.04.2022; approved after reviewing 17.05.2022; accepted for publication 25.05.2022.

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.

Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования. Состав источников должен быть актуальным.

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.

It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor. References must be relevant.

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!**

На научно-технический журнал

«Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»

(подписной индекс: 73837)

можно оформить **П О Д П И С К У** на сайте Объединенного каталога

«Пресса России»:

<https://www.pressa-rf.ru/cat/1/edition/t73837/>,

а также можно подписаться через интернет-магазин

«Пресса по подписке»:

https://www.akc.ru/itm/izvestiy_a-vy_iss_hih-uc_hebny_ih-zavedeniy-neft-i-gaz/

Редактор — А. С. Коленникова

Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Тираж 500 экз. Заказ № 2475.

Дата выхода в свет 09.09.22. Формат 70x108/16.

Уч.-изд. л. 8,0. Усл. печ. л. 12,0.

Распространяется по подписке. Цена свободная.

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.

Editor — Anastasia S. Kolennikova

Editor, designer — Natalya V. Shuvaeva

Number of copies 500. Order No 2475.

Date of publishing 09.09.22. Sheet size 70x108/16.

Published sheets 8,0. Conventional printed sheets 12,0.

Distributed by subscription. Free price.

Center for the development of publication activity. Industrial University of Tyumen.

625000, Tyumen, 38 Volodarskogo St.

Printing house of the library and publishing complex.

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.