

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

3 (135)
Май — июнь 2019

3 (135)
May — June 2019

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 314, телефон: 8(3452)283076

The Journal Founders

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

Editorial office

625027, Tyumen, 52 Kievskaya St.,
office 314, phone: 8(3452)283076

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

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет», 2019

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Новосёлов Владимир Васильевич, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень — главный редактор

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Цахадая Николай Денисович, д. т. н., профессор, ректор, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

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

EDITORIAL BOARD

Vladimir V. Novoselov, Doctor of Engineering, professor, Industrial University of Tyumen — Editor-in-Chief

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

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

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

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

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

Alexander A. Emekeev, Doctor of Sociology, Professor, Rector, Almetievsk State Petroleum Institute, Almetievsk

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Редактор — **А. С. Коленикова**
Редактор, дизайнер — **Н. В. Шуваева**

Editor — **Anastasia S. Kolennikova**
Editor, designer — **Natalya V. Shuvaeva**

Тираж 500 экз. Заказ № 1598. Подписано в печать 18.06.19. Формат 70x108/16. Уч.-изд. л. 9,06. Усл. печ. л. 13,13.
Центр развития публикационной активности федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет». 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса. 625027, Тюмень, ул. Киевская, 52.
Подписной индекс в каталоге агентства «Роспечать» — 73837.
Свободная цена.

Содержание

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

- Дмитриев А. Н.
Роль термоэлектрических элементов земной коры в изучении ее глубинных температурных процессов 7
- Кобылинский Д. А., Заватский М. Д., **Нестеров И. И.**, Науменко В. О., Пономарев А. А.
Выработка геохимических критериев для оценки продуктивности интервалов на основе исследований юрских отложений 16
- Панина Е. В., Лагутина С. В., Гришкевич В. Ф., Аржиловская Е. А.
Создание детальных геологических моделей продуктивных резервуаров месторождения им. В. Н. Виноградова 22

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Алиев Р. М., Курбанов Ш. М., Умариев Т. М.
Исследование влияния вращения бурильной колонны на процесс искривления вертикальной скважины 30
- Бочаров О. Б., Телегин И. Г.
Влияние изменения вязкости нефти в процессе эксплуатации месторождения на решения по модели Маскета — Леверетта 39
- Инякин В. В., Мулявин С. Ф., Усачев И. А.
Влияние нестационарного режима работы на продуктивность добывающих скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения 47
- Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Ваганов Ю. В.
Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин 54
- Первошиков С. И.
Определение коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей 64
- Хабибуллин М. Я.
К вопросу оптимизации применения герметизирующего оборудования в нагнетательной скважине при импульсной продолжительной закачке воды 77
- Юшков А. Ю., Огай В. А., Портнягин Н. Е.
Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков и потоков пены 86

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

- Грученкова А. А., Тарасенко А. А.
**Напряженно-деформированное состояние резервуара
на грунтовом основании с локальной неоднородностью** 96
- Разбойников А. А., Барсуков Н. С.
**Усовершенствование методики оценки технического состояния
линейной части магистральных газопроводов** 102
- Силина И. Г., Гильмияров Е. А., Иванов В. А.
**Анализ условий функционирования надземных переходов газопровода
Соболево — Петропавловск-Камчатский** 112
- Якупов А. У., Черенцов Д. А., Воронин К. С., Земенков Ю. Д.
**Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время
безопасной остановки нефтепровода** 120

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

- Сызранцева К. В., Ильиных В. Н., Колбасин Д. С.
**Оценка вероятности отказа редуктора системы верхнего привода буровой
установки с учетом режима его эксплуатации** 127

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Айтимова А. М., Кенжетаев Г. Ж., Пермяков В. Н.
Исследование состояния почв на месторождении мела Шетпе Южное 135

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

- Правила подготовки рукописи (на русском языке)** 147
- Правила подготовки рукописи (на английском языке)** 149

Contents

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Dmitriev A. N. The role of thermoelectrical elements of Earth's crust in the study of its thermal deep processes	7
Kobylnskiy D. A., Zavatsky M. D., <u>Nesterov I. I.</u> , Naumenko V. O., Ponomarev A. A. Developing geochemical criteria based on the research of Jurassic sediments to evaluate the productivity of intervals	16
Panina E. V., Lagutina S. V., Grishkevich V. F., Arzhilovskaya E. A. Detailed geological models of V. N. Vinogradov oil field productive reservoirs	22

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Aliyev R. M., Kurbanov Sh. M., Umariev T. M. Studying of speed on the process drill string flattening vertical wells	30
Bocharov O. B., Telegin I. G. A change in oil viscosity during field development influences the Muskat — Leverett model solutions	39
Inyakin V. V., Mulyavin S. F., Usachev I. A. Unsteady-state conditions of producing wells at of the Urengoy oil and gas condensate field influences their efficiency	47
Panikarovskii E. V., Panikarovskii V. V., Vaganov Yu. V. Improving efficiency of application foam sheets to remove liquid from gas wells	54
Perevoschikov S. I. Calculation of the compressibility factor of gas-saturated oils	64
Khabibullin M. Ya. To the issue of optimizing the application of the sealing equipment in the injection well at the long-term pulsed water injection into it	77
Yushkov A. Yu., Ogai V. A., Portniagin N. E. Experimental facility for the study gas-liquid flows and foams	86

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Gruchenkova A. A., Tarasenko A. A. The stress-strain state of the tank on soil foundation with local inhomogeneity	96
Razboynikov A. A., Barsukov N. S. Improving the methodology for technical assessment of the linear part of main gas pipelines	102
Silina I. G., Gilmiyarov E. A., Ivanov V. A. Analysis of Sobolevo — Petropavlovsk-Kamchatsky gas pipeline aboveground crossings operating conditions	112
Yakupov A. U., Cherentsov D. A., Voronin K. S., Zemenkov Yu. D. Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during a safe stop of the oil pipeline	120

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Syzrantseva K. V., Il'inykh V. N., Kolbasin D. S. Assessing the failure probability of gearhead of drilling rig top drive system taking into account the mode of its operation	127
--	------------

ORGANIZATION OF PRODUCTION AND ENSURING THE SAFETY AND ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS OF PRODUCTION PROCESSES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Aitimova A. M., Kenzhetaev G. Zh., Permyakov V. N. Studying the state of soils in the territory of the Shetpe South chalk deposit	135
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (in Russian)	147
Manuscripts presentation requirements (in English)	149

**Роль термоэлектрических элементов земной коры в изучении
ее глубинных температурных процессов**

А. Н. Дмитриев

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: dmitriev38@inbox.ru*

Аннотация. Разработана модель природного термоэлектрического элемента земной коры. Его основой являются долгоживущие глубинные разломы с графитистыми породами внутри, которые обеспечивают непрерывную электрическую связь между верхней частью земной коры и мантией. Разность температур между ними из-за геотемпературного градиента может достигать 1 000 °С и более. В результате в геотермоэлектрическом элементе, на основе явления Зеебека, возникают термо э.д.с. и направленно движущиеся снизу — вверх термоэлектрические токи. По этой причине над графитистыми породами могут фиксироваться электрохимические потенциалы с наложенными на них термopotенциалами любой интенсивности вплоть до –2...–10 В. Стационарные наблюдения за этими термopotенциалами могут способствовать изучению напряженных зон Земли и контролировать температурную динамику глубинных процессов, которые часто связываются с вулканической деятельностью и сейсмическими событиями.

Ключевые слова: термоэлектрический элемент земной коры; геотемпературный градиент; термоэлектрический потенциал

**The role of thermoelectrical elements of Earth's crust in the study
of its thermal deep processes**

Arkadiy N. Dmitriev

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: dmitriev38@inbox.ru*

Abstract. The article is devoted to the study of thermoelectrical element. The model of thermoelectrical element of Earth's crust was developed. Long-lived deep faults with graphite ores inside are the basis of the element, they provide continuous electrical connection between the upper part of Earth's crust and the mantle. Temperature difference between them can reach 1 000 °C and more because of

geotemperature gradient. That is why Seebeck effect causes thermopower and thermoelectrical currents moving directly upwards to arise. And that is the reason why natural electric potentials of high intensity up to $-2 \dots -10$ V are fixed over graphitized rocks because of presence of thermopower. There was found a mathematical solution to quantify them. Stationary observation of those thermopotentials can help study Earth's tense zones and control the dynamics of thermal deep processes, which are often connected with volcanic activity and seismic events.

Key words: thermoelectrical element of Earth's crust; geotemperature gradient; thermopotential

Введение

Ученые различных континентов не менее 100 лет занимаются изучением природы естественного электрического поля, регистрируемого над металлическими электронными проводниками [1–4]. В настоящее время имеются некоторые конкретные достижения в области ее понимания, однако до сих пор остается неразработанной модель природы этого поля для углисто-графитистых пород (УГП), также являющихся природными электронными проводниками [2]. Последние, как известно, широко распространены на планете [5, 6], и с ними пространственно связываются многочисленные месторождения различных металлов преимущественно гидротермального типа [7–9]. Проведенное физическое моделирование с лабораторными электрохимическими ячейками, имитирующими природные электрохимические ячейки с графитовыми электродами, подтвердило не только возможность формирования сульфидных минералов электрохимическим путем в природных условиях, но и позволило понять причины колломорфности, полосчатости и зональности руд [10].

Основным препятствием в создании электрохимической модели является несопоставимость измеряемых в лабораторных условиях величин электродного потенциала графитовых образцов с интенсивностью аномалий естественного электрического потенциала, наблюдаемых в природных условиях над УГП. Так, например, по экспериментальным данным графит и его аналоги относятся к химически инертным материалам и при концентрациях растворов ниже 0,1 % характеризуются электродным потенциалом преимущественно не более 0,04 В, хотя при высоких концентрациях растворов (5, 1 и 0,1 %) и $pH = 1,3-2$, почти не встречающихся в природе, величина потенциала отмечалась близкой электродному потенциалу платины +0,7 В [2]. В экспериментах с образцами графита, помещенными внутрь различных пород, насыщенных 0,1 % раствором NaCl, при их постепенном промерзании до -6 °С, наблюдались изменения величины потенциалов образцов в узком диапазоне $-0,02 \dots +0,04$ В. Эти величины почти в 50 раз меньше измеряемых потенциалов в условиях многолетне-мерзлых пород Полярного Урала [11, 12]

В то же время в природных условиях над электропроводящими породами, залегающими в границах зон глубинных разломов, почти на всех континентах нашей планеты регистрируются интенсивные аномалии естественного электрического потенциала в широком диапазоне — от $-1 \dots -3$ до -10 В (-3 В [13], -5 В [14], -10 В [15], $-6 \dots -10,2$ В [16]). Эти величины невозможно объяснить с позиции электрохимических процессов, способных лишь при электролитическом разложении воды достичь теоретически максимальной величины в 1,23 В. Подтверждением этому являются протекающие в реальном времени в границах кальдеры Узон на Камчатке контрастные и мощные при-

родные окислительно-восстановительные процессы зоны окисления, потенциалы которых достигают лишь -200 мВ [17]. В настоящее время вопрос о модели природы естественного электрического поля над сульфидными рудными телами почти решен. Установлено, что природа полей, наблюдаемых над ними (за исключением УГП), — геотермоэлектрохимическая [12, 18]. В то же время накопившиеся знания по экстремальным значениям естественных потенциалов над углисто-графитистыми толщами и графитизированными породами, которые тяготеют к зонам глубинных разломов и обладают непрерывной электрической проводимостью, приводят к мысли искать решение о природе этих полей с позиции не электрохимической, а более универсального природного физического процесса.

К настоящему времени эта проблема становится важной, так как все более подтверждается существующая связь динамики этих потенциалов с глубинными температурными процессами, периодически активизирующимися в местах взаимодействия земной коры и мантии [19].

В этой связи далее в статье на основе обобщения и анализа новых сведений по наблюдаемым естественным электрическим полям над УГП, включая наблюдения в районах вулканов и дополнительно выполненных лабораторных экспериментов, построена наиболее вероятная, с отсутствием явных и неявных противоречий, геотермоэлектрическая модель природы для УГП. В ее основе термоэлектрический элемент земной коры (глубинного разлома, заполненного графитистыми породами), к верхнему и нижнему концам которого приложена разность геотемператур. Последняя является причиной появления у термоэлектрического элемента термо э.д.с. и термоэлектрических токов, связанных с явлением Зеебека.

Модель геотермоэлектрического элемента земной коры

К настоящему времени известны многочисленные исследования углисто-графитистых пород на большие глубины, которые показали, что графит и графитистые породы широко распространены не только в земной коре, но и в мантии, где отмечается присутствие крупнейших пластовых зон высокой электропроводности, затрудняющих для электромагнитных методов дальнейшее изучение мантии на глубину [5, 6]. Кроме того, в последние десятилетия геологами и геофизиками активно изучаются глубинные разломы не только как тектонические структуры, играющие основную роль в формировании месторождений металлических руд, но и как главные элементы планеты, в границах которых происходят сейсмические события, причины зарождения которых находятся на больших глубинах.

Наряду с этим многочисленными исследователями электропроводности нашей планеты установлено, что глубинные и, в частности, коромантийные разломы континентальной коры трассируются линейно-прерывистыми по латерали вертикальными зонами высокой электропроводности, которым соответствуют широко развитые в границах разломов электропроводящие графитистые образования. Обобщенный разрез такого внутриразломного геотермоэлектрического элемента (ГТЭЭ), трассируемого на дневной поверхности линейными аномальными электрическими полями, приведен на рисунке.

Долговременность существования ГТЭЭ на большом отрезке геологического времени определяется периодически активизирующимися глубинными температурными процессами. Тектонические силы различной интенсивности и направления перемещают внутренние блоки пород разлома по многочисленным плоскостям скольжения, вдоль которых постепенно формируется непре-

рывная электрическая связь. Это объясняется, как правило, появлением вдоль плоскостей скольжения электропроводящих минералов: графита, шунгита, угля, графена, которые в зависимости от критических P , T трансформируются из карбонатных пород.

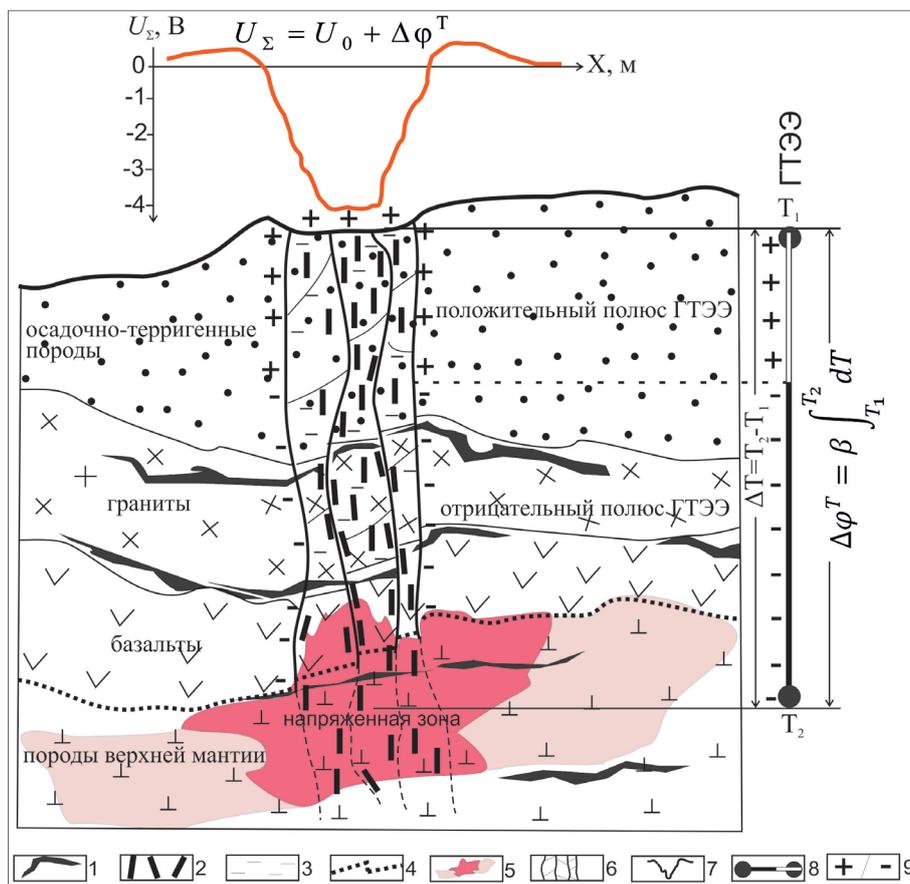


Рисунок. Обобщенный геотермоэлектрический элемент глубинного коромантийного разлома континентальной коры: 1 — графитовые залежи; 2 — углисто-графитистые породы внутри ГТЭЭ; 3 — водные растворы; 4 — граница Мохо; 5 — зона активного развития глубинного температурного процесса; 6 — блоки пород, поверхности скольжения, тектонические разрывные нарушения; 7 — график естественного электрического потенциала U_{Σ} , зафиксированного над ГТЭЭ; 8 — условное графическое обозначение ГТЭЭ; 9 — знаки зарядов полюсов ГТЭЭ

С другой стороны, если ГТЭЭ является электронным проводником и к его концам приложена разность температур ΔT , то исходя из теории термоэлектричества, между этими концами неизбежно возникает разность потенциалов $\Delta \phi$. Последняя связывается с направленным движением диффузионного потока возбужденных (нагретых) электронов от горячего конца к холодному и вычисляется по формуле [20, 21]

$$\Delta \phi = \Delta U^T = \int_{T_1}^{T_2} \beta dT, \quad (1)$$

где β — коэффициент термо э.д.с., для чистых металлов составляет $0,0001 \text{ В}\cdot\text{град}^{-1}$, а для ряда полупроводников — $0,0015 \text{ В}\cdot\text{град}^{-1}$ [21].

Зная ΔU^T , определим напряженность электрического поля E_T , приложенную к ГТЭЭ, из отношения

$$E_T = \Delta U^T / H, \text{ В}\cdot\text{м}^{-1}, \quad (2)$$

где H — вертикальная длина ГТЭЭ, м.

Приняв разность потенциалов ΔU^T равной $10,2 \text{ В}$, что соответствует на данный момент зарегистрированной на планете максимальной величине согласно [16], и H , равную толщине земной коры, например, $30\,000 \text{ м}$, получим напряженность поля E_T порядка $3,4 \cdot 10^{-4} \text{ В}\cdot\text{м}^{-1}$. Под воздействием последнего электроны в ГТЭЭ приобретают уже направленное движение от его нагретой нижней части к холодной верхней части, но это движение имеет место только при существовании динамических процессов нижней температуры (ее постепенного возрастания или убывания).

Опираясь на квантовую теорию электропроводности электронных проводников и полупроводников, выполним расчеты среднего пути пробега электронов и скорости дрейфа электронов [22–24].

• Средний путь пробега электронов, смещаемых в направлении действия поля E_T имеет вид

$$l = \frac{\sigma \hbar (3\pi^2)^{1/3}}{e^2 n^{2/3}}, \text{ м}, \quad (3)$$

где σ — электропроводность графитистых пород, графита, $\text{См}\cdot\text{м}^{-1}$; \hbar — постоянная Планка, $1,05 \cdot 10^{-34} \text{ Дж}\cdot\text{с}$; e — эффективный заряд электрона, Кл ($1,6 \cdot 10^{-19}$); n — концентрация (количество) электронов в ед. объема электронного проводника (графита), вычисляется для реальных условий состояния свободного электронного газа при давлении p , близком уровню подошвы земной коры по формуле [25]

$$n = (5 \frac{m_e}{\hbar^2} (3\pi^2)^{-2/3})^{3/5} p^{3/5}. \quad (4)$$

Подставляя в (4) известные величины: массу электрона $m_e = 9,11 \cdot 10^{-31} \text{ кг}$ и давление $p = 1,3 \cdot 10^4 \text{ атм}$ ($1,32 \cdot 10^9 \text{ Па}$), получаем концентрацию электронов порядка $n = 1,79 \cdot 10^{28} \text{ м}^{-3}$.

Тогда средний путь пробега электронов при подстановке в (3) средней величины n и известной средней электропроводности σ монокристалла графита при протекании тока вдоль его базисной плоскости $2,5 \text{ См}\cdot\text{м}^{-1}$ ($0,3\text{--}0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) [26] составляет $l = 4,24 \cdot 10^{-15} \text{ м}$. Как видно, путь пробега электронов крайне мал из-за столкновений с кристаллической решеткой и напрямую зависит от величины напряженности поля E_T .

• Скорость дрейфа электронов в направлении действия электрического поля E_T имеет вид

$$v_d = \frac{e E_T l}{2 m v}, \quad (5)$$

где v — средняя скорость теплового движения электронов. Для ее вычисления используем формулу

$$v = \sqrt{\frac{8kT}{\pi m_e}} \text{ м}\cdot\text{с}^{-1}, \quad (6)$$

где k — постоянная Больцмана, $1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж·К⁻¹; T — температура, К (принимается равной 1 273,15 К (или 1 000 °С) для нижней части ГТЭЭ).

Подставив приведенные значения в (6), получим $v = 2,22 \cdot 10^5$ м·с⁻¹. Как видно, хаотичное перемещение нагретых электронов происходит с очень высокой скоростью.

Подставив l и v в выражение (5), получим среднюю скорость пробега (дрейфа) электронов v_d внутри ГТЭЭ, равную $5,72 \cdot 10^{-13}$ м·с⁻¹.

Однако малая скорость дрейфа электронов не противоречит фактическим данным — постоянный ток во всей электрической цепи, независимо от ее длины, устанавливается почти мгновенно, если к концам этой цепи подключается источник тока неэлектрического происхождения [27]. В нашем случае таким источником является приложенная к ГТЭЭ разность геотемператур, а в качестве электрической цепи выступает непосредственно «тело» ГТЭЭ. Вдоль цепи электрическое поле распространяется со скоростью, близкой к скорости света $c = 3 \cdot 10^8$ м·с⁻¹. С этого момента фиксируется упорядоченное, хотя и крайне медленное движение электронов со скоростью v_d [22]. В результате можно заключить, что динамика естественного электрического потенциала ΔU^T , регистрируемая над ГТЭЭ, будет находиться практически в фазе с динамикой поля E_T , а, следовательно, и с протекающей в реальном времени температурной динамикой глубинных процессов (отставание по фазе не превышает $\tau = l/c = 10^{-4}$ с).

Следовательно, графитистые образования в зонах глубинных разломов можно рассматривать как природные термоэлектрические элементы Земли. Последние по ряду геолого-геофизических предпосылок имеют все основания существовать и быть прямыми индикаторами температуры внутренних земных оболочек. Для этого над ГТЭЭ необходимы мониторинговые измерения значений естественного электрического потенциала U_{Σ} , который всегда представляет собой сумму собственного электродного потенциала проводника U_0 и наложенного термopotенциала ΔU^T . В то же время температура этих оболочек, как известно, до сих пор оценивается косвенными способами [28–30].

Теперь важно, поскольку в ГТЭЭ имеет место долговременное движение потоков электронов, которые, по существу, являются термоэлектрическими токами, найти величину этих токов I и их плотность J .

В формуле (1) интегральное выражение справа в неявном виде представляет собой, согласно закону Ома, произведение постоянного тока I на омическое сопротивление проводящих пород ГТЭЭ R , то есть $\Delta\varphi = \beta\Delta T = IR$. Отсюда находим величину постоянного тока I в случае соблюдения условия, что ΔT имеет мгновенные значения, то есть находится в динамическом режиме

$$I = \frac{\beta\Delta TS}{\rho H} = \frac{\sigma\beta\Delta TS}{H}, \quad (7)$$

где ρ — удельное сопротивление пород ГТЭЭ, Ом·м; σ — его электропроводность, См·м⁻¹; S — величина поверхности ГТЭЭ (его сечение), м²; H — высота ГТЭЭ (его длина), м.

Из выражения (7), если переместить S в левую часть равенства, найдем плотность тока J :

$$J = \frac{\sigma \beta \Delta T}{H}, \text{ А/м}^2. \quad (8)$$

Расчеты показывают, что при приложенной к концам ГТЭЭ разности температур $\Delta T = 1\ 000\ ^\circ\text{C}$, электропроводности графитистых пород $\sigma = 2,5\ \text{См}\cdot\text{м}^{-1}$ и высоте ГТЭЭ $H = 30\ 000\ \text{м}$ плотность тока J на единицу площади термоэлектрического элемента составляет $8,3 \cdot 10^{-6}\ \text{А}\cdot\text{м}^2$. В то же время величина тока, проходящего через поверхность ГТЭЭ, например, размером $50 \times 4\ 000\ \text{м}^2$, не превышает $1,67\ \text{А}$. Этот электрический ток в виде потока электронов небольшой плотности, двигаясь в вертикальном направлении вдоль ГТЭЭ, не способен к диссипации во вмещающих породах, которые представляют собой в основном диэлектрики с высоким сопротивлением $10^4\text{--}10^8\ \text{Ом}\cdot\text{м}$ [31, 32].

Убедительным доказательством влияния динамики глубинной температуры на величину естественного электрического потенциала являются его систематические измерения над различными объектами на территории вулканов и fumarольных выходов Японии, Италии, Камчатки и др. [14, 33–37].

Кроме того, в подтверждение влияния температуры на амплитуду естественного потенциала проведены лабораторные исследования с электронными проводниками при изменяющихся температурах их верхней и нижней частей [38]. Эксперимент выполнен для наклонной медной пластины, размещенной в двух электролитических ваннах, что исключало влияние конвективного тепла электролита. Из измерений естественного потенциала установлено, что коэффициент термо э.д.с. составил $0,0075\ \text{мВ}\cdot\text{град}^{-1}$, несмотря на то что верхняя кромка пластины находилась на глубине $1\ \text{см}$.

Выводы

Показано, что глубинные разломы, в границах которых преобладают графитистые породы, могут представлять собой термоэлектрические элементы земной коры (ГТЭЭ), которым свойственно присутствие термо э.д.с. и термоэлектрических токов.

Разработана математическая модель ГТЭЭ, которая позволяет находить количественную связь между термоэлектрическими характеристиками ГТЭЭ и приложенной к нему разностью температур.

Мониторинговые наблюдения естественного электрического потенциала над термоэлектрическими элементами земной коры могут стать для науки непосредственным инструментом изучения как динамики глубинных температурных процессов в этой земной коре, так и ее областей, связанных с различного рода источниками напряжений экзогенного и эндогенного характера.

Библиографический список

1. Sato M., Mooney H. M. The electrochemical mechanism of sulphide self-potentials // Geophysics. – 1960. – Vol. 25, Issue 1. – P. 226–249. DOI: 10.1190/1.1438689
2. Семенов А. С. Электроразведка методом естественного электрического поля. – Л.: Недра, 1980. – 446 с.
3. Sivenas P., Beales F. W. Natural geobatteries associated with sulphide ore deposits, I. Theoretical studies // Journal of Geochemical Exploration. – 1982. – Vol. 17, Issue 2. – P. 123–143. DOI: 10.1016/0375-6742(82)90029-2

4. Bigalke J., Grabner E. W. The Geobattery model: a contribution to large scale electrochemistry // *Electrochimica Acta*. – 1997. – Vol. 42, Issues 23–24. – P. 3443–3452. DOI: 10.1016/S0013-4686(97)00053-4
5. Жамалетдинов А. А. Электропроводность земной коры территории России и сопредельных стран // *Вопросы геофизики*. – 2006. – Вып. 39. – С. 69–90.
6. Жамалетдинов А. А., Кулик С. Н. Крупнейшие аномалии электропроводности мира // *Геофизический журнал*. – 2012. – Т. 34, № 4. – С. 22–397.
7. Вольфсон Ф. И., Яковлев П. Д. Структуры рудных полей и месторождений. – М.: Недра, 1975. – 271 с.
8. Копылов М. И. Физико-геологические модели формирования рудоносных систем юга Дальнего Востока России: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Иркутск, 2010. – 295 с.
9. Экспериментальное исследование процессов концентрирования меди, цинка, кобальта, никеля и серебра в черных сланцах дуруджинской зоны южного склона большого Кавказа (Азербайджан) / Ч. М. Кашкай [и др.] // *Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология*. – 2017. – № 2. – С. 88–93.
10. Дмитриев А. Н. Об электрохимических явлениях в процессе минералообразования // *Советская геология*. – 1981. – № 6. – С. 106–113.
11. Дмитриев А. Н., Боркун Ф. Я. Экспериментальные исследования естественных ЭДС электронных проводников в мерзлых породах // *Труды ЗапСибНИГНИ*. – Вып. 74. – 1974. – С. 174–178.
12. Дмитриев А. Н. Геолого-геофизические основы поисков электрически поляризованных объектов — нефтяных и рудных залежей (на примере Западной Сибири). – Тюмень, 2007. – 226 с.
13. Lasfargues P. Prospection électrique par courants continus: Carte de potentiel, resistivité, polarisation induite. – Paris: Masson et Cie, 1957. – 290 p.
14. Aizawa K. A large self-potential anomaly and its changes on the quiet Mt. Fuji, Japan // *Geophysical Research Letters*. – 2004. – Vol. 31, L05612. – Available at: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1029/2004GL019462>.
15. Столов Б. Л. Об уникальных аномалиях геоэлектрических полей Приморья и их значении для геологического изучения недр (Дальний Восток России) // *Тихоокеанская геология*. – 2018. Т. 37, № 1. – С. 67–76. DOI: 10.30911/0207-4028-2018-37-1-67-76
16. Goldie M. Self-potentials associated with the Yanacocha high-sulfidation gold deposit in Peru // *Geophysics*. – 2002. – Vol. 67, Issue 3. – P. 684–689. DOI: 10.1190/1.1484511
17. Карпов Г. А., Федорченко И. А., Яроцкий Г. П. Результаты комплексных геофизических исследований в кальдере Узон (Камчатка) // *Материалы конф., посвященной Дню вулканолога (30–31 марта 2009 г.)*. – Петропавловск-Камчатский: ИВиС ДВО РАН, 2010. – С. 141–148.
18. Дмитриев А. Н. Постоянное естественное электрическое поле Земли – его природа, новые поисковые возможности // *Труды международного форума по проблемам науки, техники и образования / Под ред. В. А. Малинникова, В. В. Вишневого*. – М.: Академия наук о Земле, 2009. – Т. 2. – С. 56–64.
19. Столов Б. Л., Дмитриев В. И. Глубинные аномалии естественного электрического поля в Приморье, геологическая природа и методика их выделения // *Геофизика*. – 2006. – № 4. – С. 44–51.
20. Калашников С. Г. Электричество. – М.: Наука, 1977. – 592 с.
21. Савельев И. В. Курс общей физики: в 3 т. Т. 2. – М.: Наука, 1970. – 336 с.
22. Матвеев А. Н. Электричество и магнетизм. – М.: Высшая школа, 1980. – 464 с.
23. Тюшев А. Н. Курс лекций по физике. Часть 5. Квантовая физика: учеб. пособие. – 2-е изд., испр. и доп. – Новосибирск, СГГА, 2011. – 167 с.
24. Павлов П. В., Хохлов А. Ф. Физика твердого тела: учеб. – М.: Высшая школа, 2000. – 494 с.
25. Мартинсон Л. К., Смирнов Е. В. Квантовая физика. – М.: МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2004. – 496 с.
26. Справочник по электротехническим материалам / Под ред. Ю. В. Корицкого, В. В. Пасынкова, Б. М. Тареева. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – Т. 3. – 728 с.
27. Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники. – М.: Высшая школа, 1996, 638 с.
28. Tozer D. C. The electrical properties of the Earth's interior // *Physics and Chemistry of the Earth*. – 1959. – Volume 3. – P. 414–435. DOI: 10.1016/0079-1946(59)90010-2

29. Uffen R. J. A method of estimating the melting point gradient in the Earth's mantle // Transactions American Geophysical Union banner. – 1952. – Vol. 33, Issue 6 – P. 893–896. DOI: 10.1029/TR033i006p00893
30. Общая геофизика: учеб. пособие / Под ред. В. А. Магницкого. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – 317 с.
31. Хмелевской В. К. Геофизические исследования земной коры. Книга 2. Региональная, разведочная, инженерная и экологическая геофизика. – Дубна, 1999. – 182 с.
32. Хамидуллина Г. С. Петрофизика: учеб. пособие. – Казань: Казанский государственный университет, 2009. – 90 с.
33. Structural control of collapse events inferred by self-potential mapping on the Piton de la Fournaise volcano (La Reunion Island) / S. Barde-Cabusson [et al.] // Journal of Volcanology and Geothermal Research. – Vol. 209–210. – P. 9–18. DOI: 10.1016/j.jvolgeores.2011.09.014
34. Self-Potential Studies in Volcanic Areas (3) – Miyake-jima, Esan and Usu / Ya Nishida [et al.] // Journal of the Faculty of Science. Series 7: Geophysics. – 1996. – Vol. 10, Issue 1. – P. 63–77.
35. Self-potential anomalies in some Italian volcanic areas / R. D. Maio [et al.] // Annali di Geofisica. – 1996. – Vol. XXXIX, Issue 1. – P. 179–188.
36. Self-Potential Studies in Volcanic Areas(2): Usu, Hokkaido Koma Ga-take and Me-akan / N. Matsushima [et al.] // Journal of the Faculty of Science. Series 7: Geophysics. – 1990. – Vol. 8, Issue 5. – P. 465–477.
37. Общие закономерности естественных электрических полей и их связь с геотектоническими структурами (Камчатка) / Р. А. Лементуева [и др.] // Тектонофизика и актуальные вопросы о Земле. К 40-летию создания М. В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН: сб. докладов Всеросс. конф. В 2 т. – М.: ИФЗ, 2009. – Т. 2. – 451 с.
38. Дмитриев А. Н. Экспериментальная проверка природы естественного электрического поля Земли // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов междунар. науч.-практ. конф. (Тюмень, 18–19 мая 2017 г.) / Отв. ред. С. К. Туренко. – Тюмень: ТИУ, 2017. – С. 5–12.

Сведения об авторе

Дмитриев Аркадий Николаевич, д. г.-м. н., профессор кафедры прикладной геофизики, директор научно-технического центра «Геофизические поисковые технологии», Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: dmitriev38@inbox.ru

Information about the author

Arkadiy N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Director of Geophysical Exploration Technology Scientific and Technical Center, Industrial University of Tyumen, e-mail: dmitriev38@inbox.ru

УДК 550.849

**Выработка геохимических критериев для оценки продуктивности
интервалов на основе исследований юрских отложений**

Д. А. Кобылинский*, **М. Д. Заватский**, **И. И. Нестеров**, **В. О. Науменко**,
А. А. Пономарев

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
**e-mail: danilkob94@gmail.com*

Аннотация. Данная статья посвящена проблеме повышения обоснованности диагностики продуктивных интервалов разреза юрских и неокомских пластов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Для решения поставленной задачи был сформирован углубленный комплекс геохимических исследований ядерного материала: экстракция битумоида с определением его вещественного состава, а также термодесорбция и анализ глубокосорбированных углеводородов. На основе полученных данных проведен сравнительный анализ интервалов юрских отложений в двух скважинах в пределах одного месторождения. Были изучены количественные и качественные характеристики углеводородного флюида ядра, определены геохимические критерии его подвижности в пластовых условиях: отношение нафтеновой составляющей к н-алканам. На основе хроматограмм глубокосорбированных газов определены критерии продуктивности интервала, такие как бензол/н-гексан и толуол/н-гептан. Выводы о характере насыщения изучаемых интервалов подтвердились актами испытаний. Результаты работ показали, что комплексные геохимические исследования ядра могут значительно увеличить надежность диагностики насыщения разбурываемых отложений.

Ключевые слова: продуктивные интервалы; геохимические критерии нефтегазоносности; экстракция; битумоид; глубокосорбированные углеводороды; термодесорбция

**Developing geochemical criteria based on the research of Jurassic sediments
to evaluate the productivity of intervals**

Danil A. Kobylinskiy*, **Mikhail D. Zavatsky**, **Ivan I. Nesterov**,
Vitaliya O. Naumenko, **Andrey A. Ponomarev**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
**e-mail: danilkob94@gmail.com*

Abstract. The article is devoted to the problem of improving the substantiation of the diagnostics of production Jurassic and Neocomian reservoirs in the West Siberian basin. We have formed the complex of geochemical investigations of core material to solve this problem. It includes extraction of bitumen with its material composition detection, thermal desorption and analysis of retained hydrocarbons. Using the obtained data, we have carried out a comparative analysis of Jurassic sediment intervals in two wells within one field. We studied the quantitative and qualitative characteristics of the hydrocarbon core fluid, determined the geochemical criteria of its mobility in reservoir conditions, namely the ratio of the naphthenic

component to n-alkanes. Also, we carried out inter-well correlation of the relations of n-alkanes and isoprenoids, established the facies conditions of sedimentogenesis and oxidation-reduction conditions of the initial stage of organic matter fossilization. Based on the chromatograms of retained gases we determined the efficiency criteria of the interval such as benzene/n-hexane and toluene/n-heptane. Conclusions about the saturation of the studied intervals were confirmed by inspection test record. The results of the work showed that complex geochemical studies of the core can significantly increase the reliability of the diagnosis of the drilled sediments saturation.

Key words: production intervals; geochemical criteria of petroleum potential; extraction; bitumen; retained hydrocarbons; thermal desorption

Введение

Одна из актуальных проблем современного нефтегазопромышленного процесса — надежность диагностики продуктивности пластов при поисковом бурении. Нередкие случаи пропуска продуктивных интервалов разреза при испытаниях скважин обусловлены в первую очередь технологией бурения и недостаточной информативностью традиционного каротажного комплекса. Следовательно, возникает необходимость в поиске дополнительных критериев нефтегазоносности при каротажных и керновых исследованиях. В этой связи применение геохимических методов для выявления продуктивных интервалов разреза является в высшей степени целесообразным, так как геохимические методы напрямую работают непосредственно с веществом, содержащимся в породе, в отличие от других, опосредованных методик.

Объекты и методы исследования

Объектом изучения в данной работе являются образцы керна юрских пластов одного из месторождений Надым-Пур-Газовского региона, скважин 1 и 2. Породы представлены песчаником мелко- и среднезернистым, алевролитом, некоторые из них имеют характерный запах углеводородов.

Исследовательский комплекс включал в себя экстракционно-весовой анализ битумоида и выделение глубокосорбированных газов методом термосорбции. Состав битумоида и выделенного газа определялся газохроматографическим методом.

Результаты

С целью определения количества нефтяных углеводородов в керне был проведен экстракционно-весовой анализ 56 образцов скважин 1 и 2. Экстракция проводилась на аппарате Сокслета хлороформом. Содержание битумоида в представленных образцах варьирует от 1,9081 до 9,5413 г на 1 кг породы.

Хроматографическому анализу подвергался раствор битумоида в гексане, то есть деасфальтизированная его часть. В результате анализа были получены хроматограммы, которые показали, что все образцы битумоида в основном состоят из углеводородов нефтяного ряда — нормальных и разветвленных алканов, а также имеют так называемый нефтяной горб — повышение базовой линии за счет неразделяющихся полициклических нафтенных [1–4]. В ходе интерпретации хроматограмм битумоида были выделены значительные отличия их от типичных нефтяных хроматограмм.

Во-первых, для всех образцов битумоида характерна потеря бензиновой фракции (до C₁₃), что обусловлено испарением низкокипящих компонентов за

время хранения керна. Кроме того, отмечается значительное увеличение нафтеновой составляющей в битумоиде по сравнению с сырой нефтью.

Во-вторых, в образцах скв. 1 наблюдается преобладание изопреноидов, а именно пристана и фитана над нормальными алканами C_{17} , C_{18} , что может указывать либо на биodeградацию нефти, либо на наличие зоны, промытой водой. В результате биоредукции в первую очередь падает содержание нормальных алканов относительно разветвленных и полициклических насыщенных углеводородов (УВ) [5]. Моноциклические арены (бензол, толуол, ксилол) устойчивы к биodeградации, но при промывке водой они редуцируются в первую очередь из-за большей растворимости [6].

По отсутствию аренов на хроматограмме можно диагностировать промытую зону. Даже если предположить, что они испарились с низкокипящими компонентами нефти, невозможно предположить процессы биodeградации на глубинах 4 000 метров. За основной критерий, по которому можно отличить битумоидную компоненту рассеянного органического вещества от пластовой нефти, была взята степень подвижности флюида в поровом пространстве вмещающих пород.

Для определения подвижности углеводородного флюида в коллекторе выработаны закономерности на основе отношений суммы n-алканов к нафтеновой составляющей. На диаграмме (рис. 1) видно четкую дифференциацию значений в зависимости от типа УВ: подвижные нефти будут иметь отношение суммы n-алканов к нафтенам больше 0,5; а диапазон значений для битумоида (микронефти) варьирует от 0 до 0,5 (см. рис. 1).

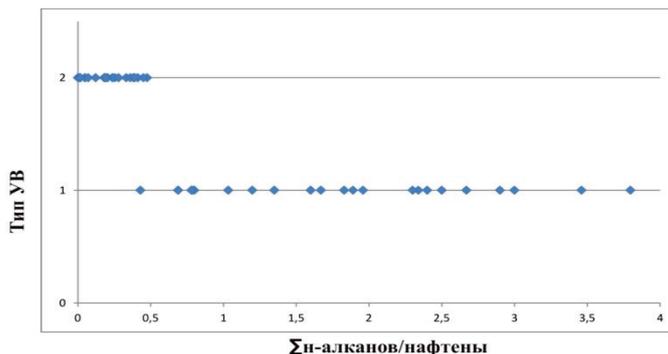


Рис. 1. Диаграмма распределения отношения n-алканов к нафтенам по типу УВ: 1 — нефть, 2 — битумоид

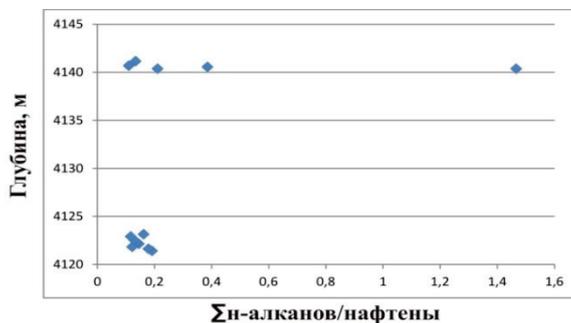


Рис. 2. Распределение отношения суммы n-алканов к нафтенам по глубине (скв. 1)

Для скв. 1 и 2 построено распределение отношения суммы n-алканов к нафтенам по глубине (рис. 2, 3).

Распределение, изображенное на рисунке юрских пластов ($Ю_2^1$), в обеих скважинах соответствует битумоиду (микронефти).

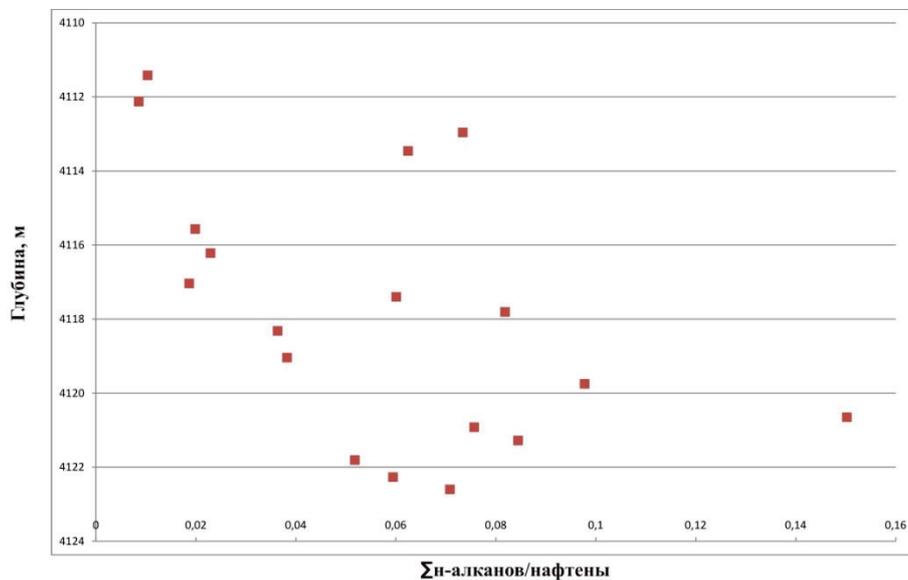


Рис. 3. Распределение отношения суммы n-алканов к нафтенам по глубине (скв. 2)

В ходе работы выявлены генетические связи микронефти по отношениям n-алканов и изопреноидов (рис. 4). На звездчатой диаграмме представлена межскважинная корреляция пластов.

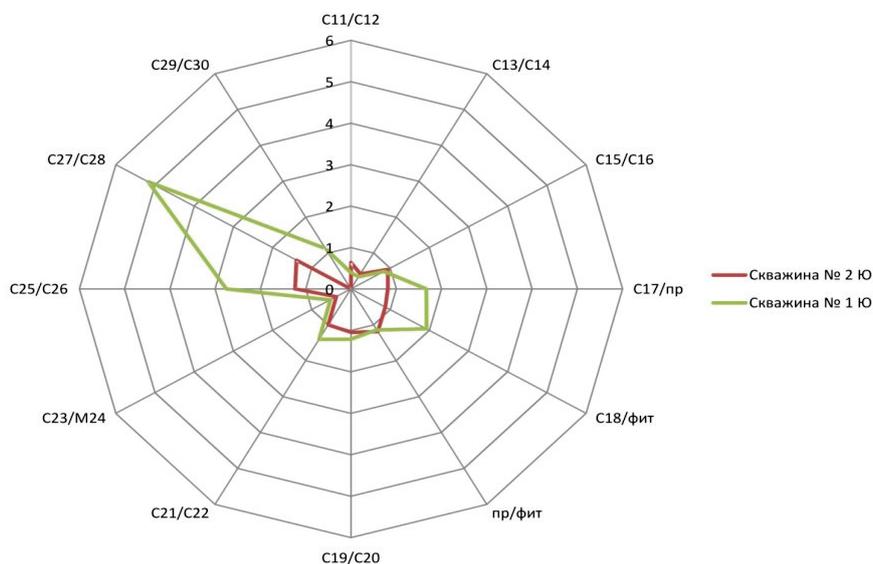


Рис. 4. Диаграмма соотношений n-алканов и изопреноидов по результатам стандартной хроматографии микронефти скв. 1 и 2

Исходя из диаграммы, делаем вывод, что микроневть из скв. 1 и 2, не сингенетична, так как расхождение между отношениями n-алканов и изопреноидов составляет более 10–15 %. Это свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи между исследованными скважинами, что может быть обусловлено наличием экрана, либо о неподвижности исследуемого флюида.

Большинство значений отношений Фитан/н-С₁₈ к Пристан/н-С₁₇ лежит в области мелководно-морского водорослевого типа, которому соответствует исходное сапропелевое органическое вещество. Это соответствует современным представлениям об условиях седиментогенеза юрских отложений на севере Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Для того чтобы восстановить бензиновую фракцию и определить фазовое состояние углеводородной системы в залежах, был проделан анализ глубокосорбированных газов с определением нормальных алканов, изо-, циклоалканов и ароматических углеводородов. На основе работ В. А. Чахмахчева [7], который выделил геохимические критерии по определению типов углеводородных флюидов, были проанализированы результаты исследований глубокосорбированных газов, и построены графики определения типов УВ залежей на основе отношений бензол/н-гексан и толуол/н-гептан (рис. 5).

Полученные закономерности по скв. 1 свидетельствуют о том, что исследуемый интервал не является продуктивным на нефть, газ, газоконденсат. Скорее всего, высокое содержание микроневти указывает на следы миграции углеводородов.

Соотношения, отраженные на рисунке 5, а также диагностические показатели указывают на то, что характер насыщения исследуемого интервала в скв. 2 относится к газоконденсатной системе.

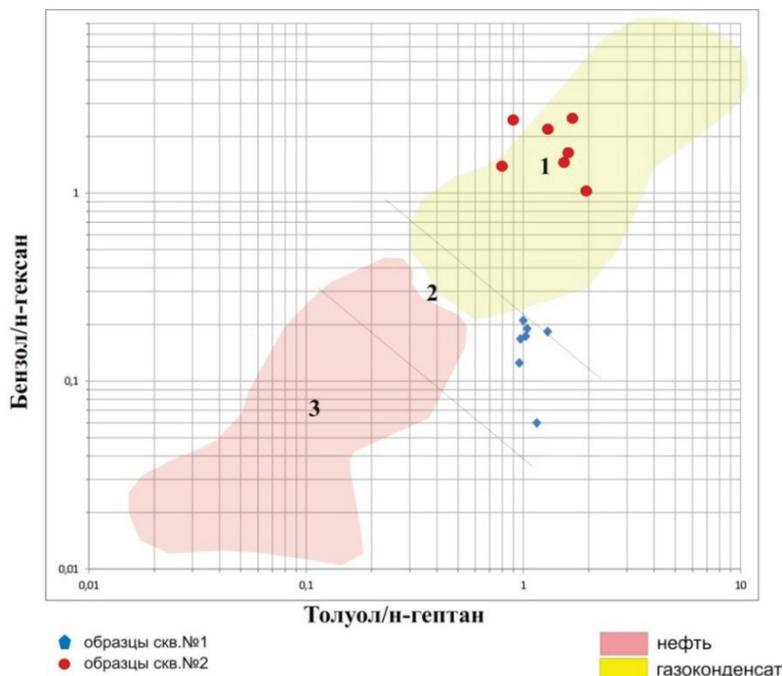


Рис. 5. График определения типов углеводородных залежей:
 1 — газоконденсатные залежи; 2 — переходная область;
 3 — газоконденсатнонефтяные и нефтяные залежи

Выводы

На основе изучения количественных и качественных характеристик микро-нефти а также изучения глубокосорбированных газов определено, что характер насыщения исследуемого интервала скв. 2 относится к газоконденсатной системе. Полученные результаты подтверждаются испытаниями пласта Ю₂¹ в интервале 4 111–4 136 м, где получен фонтанирующий приток газоконденсатной смеси с дебитом $Q_{\text{ГКС}} = 27,96$ тыс. м³/сут.

Исследуемый интервал скв. 1 не является продуктивным, присутствие микро-нефти указывает на следы миграции УВ. По результатам испытания был получен приток воды $Q = 12,3$ м³/сут.

По результатам проведенных исследований можно сказать, что комплексный геохимический подход позволит объективно оценить продуктивность перспективных интервалов.

Библиографический список

1. Барабанов В. Ф. Геохимия. – Л.: Недра, 1985. – 407 с.
2. Браунлоу А. Х. Геохимия. – М.: Недра, 1984. – 451 с.
3. Войткевич Г. В., Закруткин В. В. Основы геохимии. – М.: Высшая школа, 1976. – 354 с.
4. Родыгина В. Г. Курс геохимии: учеб. для вузов. – Томск: Изд-во НТЛ, 2006. – 288 с.
5. Ермолкин В. И., Керимов В. Ю. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 2012. – 460 с.
6. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The Biomarkers Guide: Biomarker and Isotope in petroleum systems and Earth History. – 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 451 p.
7. Чахмахчев В. А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.

Сведения об авторах

Кобылинский Данил Александрович, инженер учебно-научной геохимической лаборатории, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: danilkob94@gmail.com

Заватский Михаил Дмитриевич, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, заведующий учебно-научной геохимической лабораторией, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нестеров Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, директор научно-образовательного центра, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Науменко Виталия Олеговна, лаборант учебно-научной геохимической лаборатории, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Пonomarev Андрей Александрович, ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, генеральный директор ООО «НефтеПАК», г. Тюмень

Information about the authors

Danil A. Kobylinskiy, Engineer of the Educational-Research Laboratory for Geochemistry, Industrial University of Tyumen, e-mail: danilkob94@gmail.ru

Mikhail D. Zavatsky, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Ivan I. Nesterov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Director of Research and Education Center, Industrial University of Tyumen

Vitaliya O. Naumenko, Laboratory Assistant of the Educational-Research Laboratory for Geochemistry, Industrial University of Tyumen

Andrey A. Ponomarev, Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, General Director of NeftePAK LLC, Tyumen

**Создание детальных геологических моделей продуктивных
резервуаров месторождения им. В. Н. Виноградова**

Е. В. Панина*, С. В. Лагутина, В. Ф. Гришкевич, Е. А. Аржиловская

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, Россия
*e-mail: PaninaEV@tmn.lukoil.com

Аннотация. На основе анализа региональных исследований и комплекса сейсмических и скважинных данных рассмотрены условия формирования продуктивных отложений тюменской и фроловской свит. Проведен фациальный анализ в пределах пластов группы ЮК и АС₃. Выполнены построение единого структурного каркаса по разрезу продуктивных пластов, геометризация залежей, анализ и обоснование уровней водонефтяных контактов, картирование параметров коллекторов и уточнение начальных геологических запасов.

Ключевые слова: пласт; горизонт; тектоника; сейсмика; геологическое моделирование

Detailed geological models of V. N. Vinogradov oil field productive reservoirs

**Elena V. Panina*, Svetlana V. Lagutina, Vladimir F. Grishkevich,
Evgenia A. Arzhilovskaya**

KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia
*e-mail: PaninaEV@tmn.lukoil.com

Abstract. The article is devoted to the issue of geological modelling. The sedimentational environment of Tyumen and Frolov suites productive deposits is reconstructed using complex regional analysis of seismic and well data. Detailed facial models are built for UK and AS₃ reservoir group. Concordant structural model, reservoir properties mapping, saturation recognition, oil-water contacts estimation, and pool contouring are made for oil initial resources evaluation.

Key words: reservoir; horizon; tectonics; seismic; geological modelling

Введение

При построении геологических моделей по месторождениям и отдельным залежам важным является изучение концептуальных подходов формирования продуктивных резервуаров и учета результатов региональных геологических построений.

Характеристика района исследований

В административном отношении месторождение им. В. Н. Виноградова находится в Белоярском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры, в пределах Большого и Ольховского лицензионных участков (ЛУ). Сейсмическая изученность включает одну 3D, которая расположена в цен-

тральной части месторождения на стыке Ольховского и Большого ЛУ, остальная часть покрыта серией 2D-профилей (рис. 1).

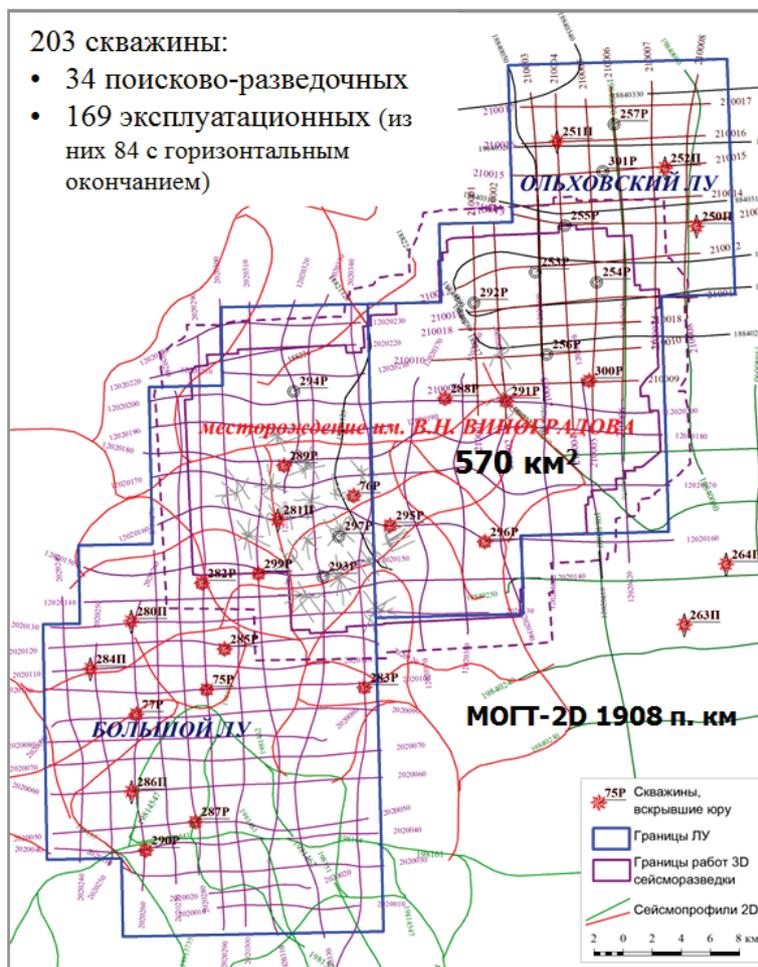


Рис. 1. Схема геолого-геофизической изученности месторождения

Согласно схеме нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, нефтяное месторождение им. В. Н. Виноградова находится в Сергинском нефтегазоносном районе Краснотуркменской нефтегазоносной области [1, 2]. На территории района работ выделяются пять нефтегазоносных комплексов: доюрский, нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и неокомский.

Исходные данные и методика исследований

Анализ палеогеографических схем [3] на время формирования нижнеюрских отложений показал, что Западная Сибирь в раннеюрскую эпоху имела сложную историю осадконакопления и характеризуется последовательным и закономерным, но достаточно резким изменением палеогеографических обстановок, которое обусловлено прогибанием плиты и эвстатическими колебаниями уровня Мирового океана. На каждом последующем этапе раннеюрского осадконакопления отмечаются сокращение областей денудации и увеличение

площадей аккумуляции. При этом наблюдаются закономерное расширение площадей морского седиментогенеза к югу и широкое развитие переходных областей с неустойчивым режимом осадконакопления.

На основе результатов региональных исследований и с использованием комплекса сейсмических и скважинных данных построены литолого-фациальные карты по продуктивным горизонтам ЮК₂, ЮК₃₋₄, ЮК₅₋₆, ЮК₇₋₉ и ЮК₁₀. Выделенные генетические особенности среды осадконакопления — важная составляющая для кластеризации типов пород резервуаров и поиска перспективных участков. Отложения пластов ЮК₁₀ и ЮК₇₋₉ формировались в пределах денудационно-аккумулятивной и низменно-аккумулятивной равнин. Осадконакопление пласта ЮК₅₋₆ происходило в условиях озерно-аллювиальной равнины с богато развитой растительностью. Отложения пласта ЮК₃₋₄ формировались в переходный период от континентальных условий к прибрежно-морским. Формирование коллекторов пласта ЮК₂ происходило в условиях постепенного опускания территории, выравнивания, превращения в озерно-болотную низменность, а на последних этапах — в прибрежно-морской бассейн.

Во время накопления пласта АС₃ палеоморе было очень мелководным, но при этом имело надежную связь с водными массами северного палеоокеана Борея. За счет этого на динамику осадконакопления влияли не только энергия волн, но и приливных течений. Палеогеографически Ольховская площадь находилась в прибрежной мелководной зоне, поэтому распределение песчаных осадков контролировалось не только возвышенностями палеорельефа, но и приливными течениями, имевшими преимущественно направление перпендикулярно береговой линии. Сочетание структурного и динамического факторов среды осадконакопления предопределило мозаичное распределение песчаных тел: повсеместно развиты мелколинзовидные текстуры и тонкослоистые переслаивания, обуславливающие слабую связность отдельных линзочек и линз, что хорошо видно в керне при дневном и ультрафиолетовом освещении (рис. 2).

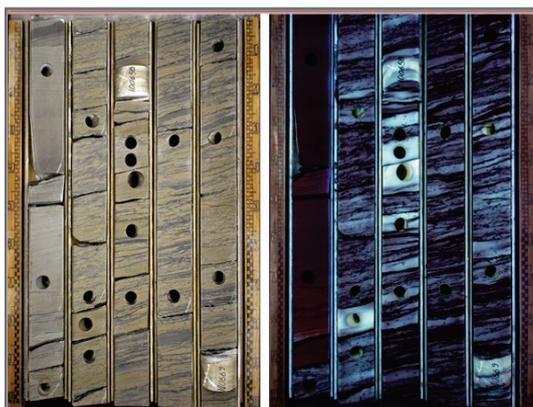


Рис. 2. Пример фотографии распиленного керна в дневном и ультрафиолетовом освещении (скв. 2199, пласт АС₃)

Принципиальной особенностью фациального районирования пласта АС₃ является отсутствие зоны глин седиментационного склона восточнее предполагаемой бровки палеошельфа. К востоку от предполагаемой кромки палеошельфа прогнозируется возможность обнаружения обычных отложений пласта АС₃. Для обоснования отсутствия зоны глин седиментационного склона привлечены материалы 2D-профилей, которые позволяют утверждать, что горизонт АС₃ в районе месторождения им. В. Н. Виноградова параллелен отра-

жающему горизонту *M* и не имеет резкого клиноформного падения и глинистых отложений на востоке. Пласт принципиально отличается от привычных пластов Среднего Приобья тем, что источник сноса его терригенного материала находится с запада, на Урале.

При геологическом моделировании неотъемлемой частью является проведение детальной корреляции продуктивных пластов по разрезам скважин с привязкой к сейсмическим разрезам 2D- и 3D-съемок. На месторождении им. В. Н. Виноградова выделены 12 объектов: АС₁, АС₂, АС₃, ЮК₀, ЮК₁, ЮК₂, ЮК₃₋₄, ЮК₅₋₆, ЮК₇₋₉, ЮК₁₀, КВ, ДЮК, из них 6 с доказанной продуктивностью: АС₃, ЮК₂, ЮК₃₋₄, ЮК₅₋₆, ЮК₇₋₉ и ЮК₁₀.

При создании детальных геологических моделей месторождения выполнен пересмотр петрофизических моделей всех продуктивных пластов с учетом результатов новых керновых исследований, не вошедших в утвержденный подсчет запасов, и тщательной выбраковки лабораторных исследований. Добавлены данные по месторождениям-аналогам для юрских отложений и ДЮК. Для пласта АС₃ получено уравнение критической водонасыщенности $K_v = f(K_p)$, и построена модель переходной зоны. Проанализированы разные методики интерпретации отложений баженовской свиты. Выполнена непрерывная послойная и поточечная интерпретация всего фонда скважин в интервале пластов АС₁-ДЮК (забой).

На основе новой интерпретации и межскважинном прогнозе свойств резервуаров, который основывается на традиционном атрибутом анализе и выполнен в пределах 3D куба, специалистами Центра сейсмических исследований в 2017 г. построены карты эффективных толщин по всем продуктивным пластам месторождения.

Основным промышленным объектом на месторождении им. В. Н. Виноградова является пласт АС₃. При геологическом моделировании уточнена конфигурация контура залежи, тектонических нарушений, зоны глинизации, и учтен межскважинный прогноз эффективных толщин. Изменение контура залежи в районе скв. 250П и 285Р связано с переинтерпретацией этих скважин и выделением в них коллекторов, на северо-западе уточнена граница глинизации по материалам 3D-сейсморазведки. Главное отличие модели — отсутствие зоны глин седиментационного склона восточнее предполагаемой ранее бровки палеошельфа, залежь пластово-сводовая с принятым наклонным уровнем водо-нефтяного контакта (ВНК) на а.о. –1 973,8–1 986 м (рис. 3).

Пласт ЮК₂ представлен четырьмя нефтяными залежами, изменения их конфигурации связаны с уточнением границы глинизации по материалам 3D-сейсморазведки и бурением новых скважин 77Р и 75Р. ВНК для каждой залежи принят условно по нижнему нефтенасыщенному пропластку в соответствующей скважине, исключением является район скв. 299Р, где ВНК —2 454 м (средняя а.о. между вскрытой водой в пласте ЮК₂ в скв. 75Р на а.о. —2 512,3 и нижним пропластком нефти в скв. 299Р).

Пласт ЮК₃₋₄ представлен одной нефтяной залежью. Контур ее существенно изменился по сравнению с контуром залежи, числящейся на Государственном балансе, из-за корректировки структурных поверхностей, выделения линии глинизации по материалам 3D-сейсморазведки. ВНК для залежи принят условно по нижнему нефтенасыщенному пропластку в скв. 289Р.

По пласту ЮК₅₋₆ выделяется одна нефтяная залежь, изменения контура которой связаны с уточнением глинизации и структурной поверхности. ВНК для залежи принят условно по нижнему нефтенасыщенному пропластку в скв. 295Р.

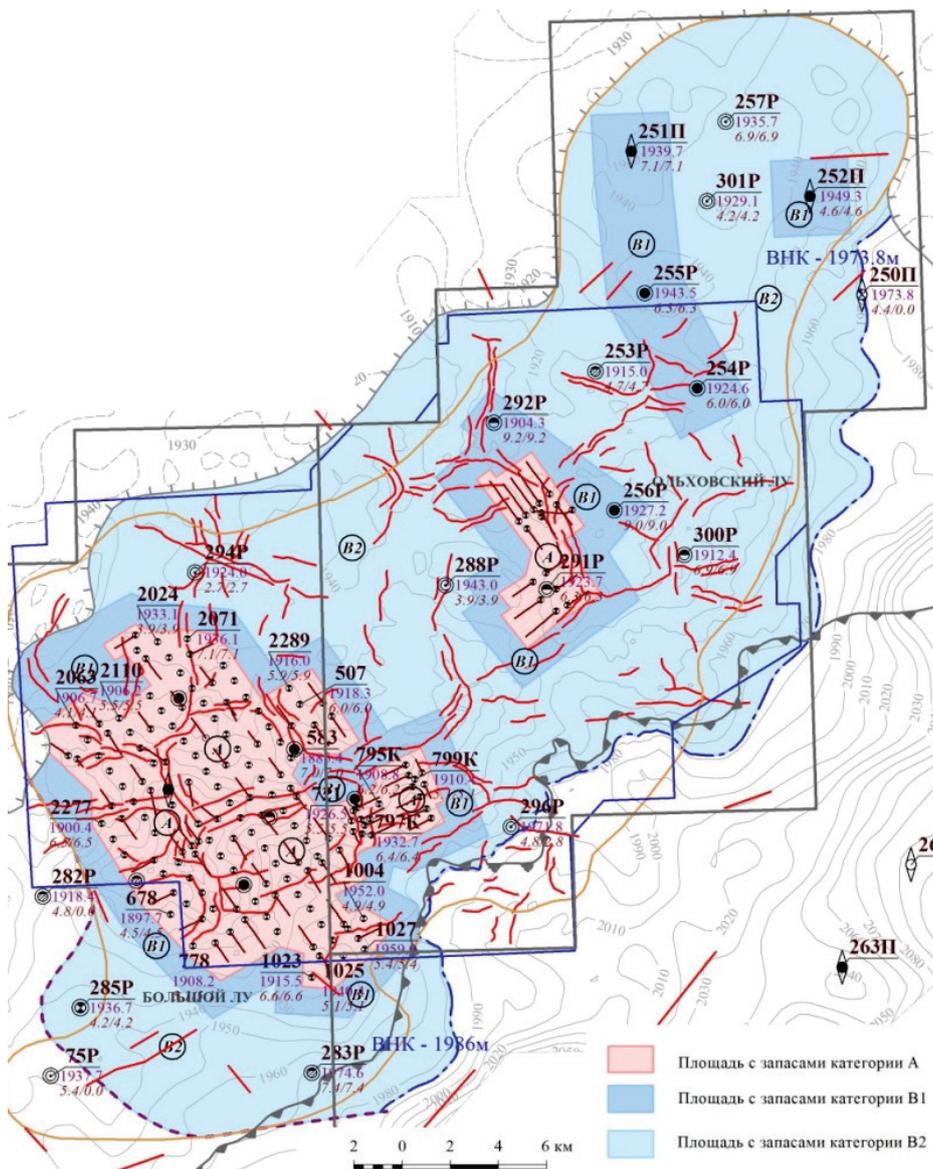


Рис. 3. Подсчетный план продуктивного пласта АС₃

Пласт ЮК_{7,9} представлен тремя нефтяными залежами. Залежи р-на скв. 284П и 283P почти не изменили конфигурацию, а в р-не скв. 285P из-за бурения новой скв. 75P был уточнен уровень ВНК. По пласту ЮК₁₀ выделяется одна нефтяная залежь, которая имеет сложное строение в связи с примыканием к фундаменту и глинизацией центральной части залежи.

На месторождении им. В. Н. Виноградова был детально изучен доюрский комплекс, в котором выделяется предполагаемая залежь в районе скважин 281П и 299P. В скв. 281П по интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) возможно наличие нефтенасыщенных коллекторов, в скв. 299P возможно выделение коллекторов с неясным насыщением в связи с неполным комплексом ГИС (рис. 4).

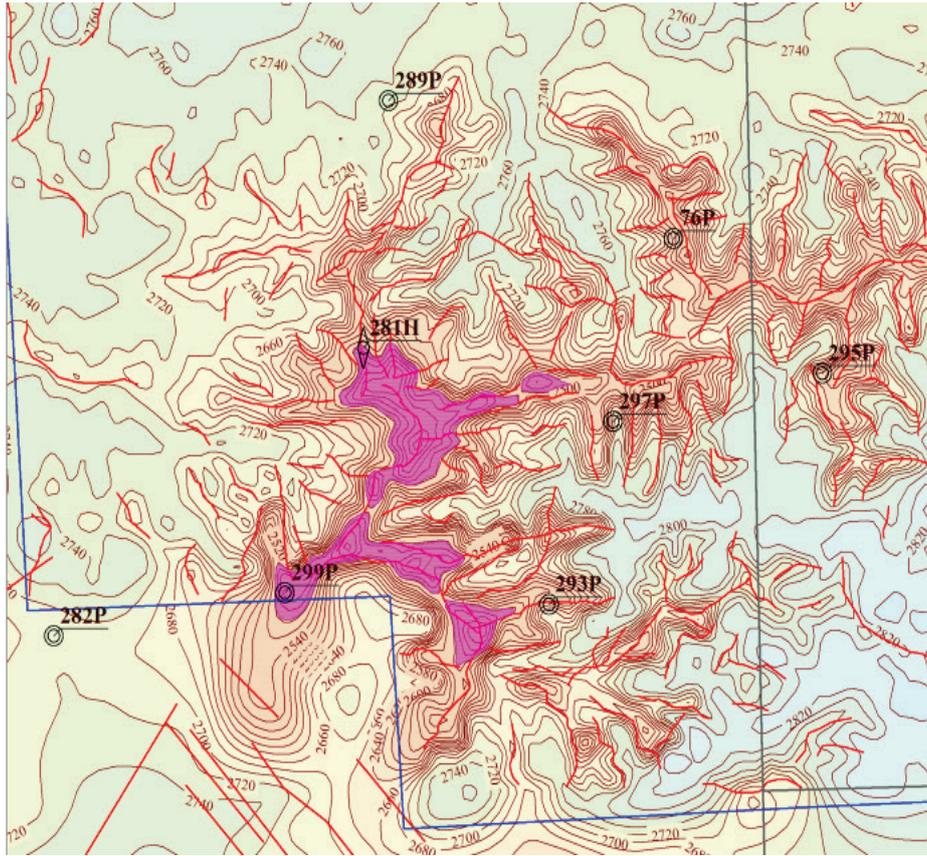
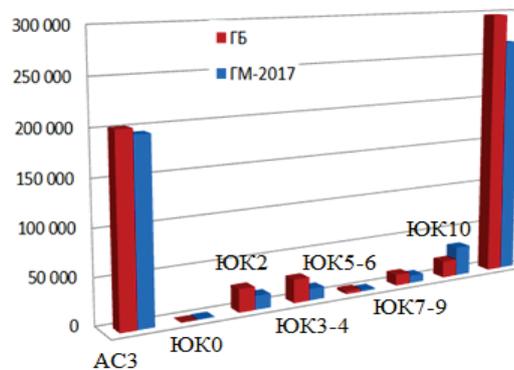


Рис. 4. Фрагмент структурной карты доюрского основания

При геологическом моделировании проведен дифференцированный подсчет запасов по продуктивным горизонтам месторождения, начальные геологические запасы нефти по месторождению составляют 265 млн т, основным промышленным объектом по запасам является пласт АС₃, доля которого от общих запасов составляет 74 %.

Ниже приведен график распределения запасов нефти продуктивных пластов месторождения им. В. Н. Виноградова, произошло незначительное списание запасов (около 11 %) в связи с уменьшением выделяемых толщин и уточнением границ глинизации по материалам 3D-сейсморазведки по всем продуктивным пластам (рис. 5).

Рис. 5. График распределения запасов нефти



Результаты

Для подтверждения нефтеносности залежей рекомендовано следующее:

- пробурить 12 разведочных скважин (1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12) со вскрытием доюрского комплекса в пределах нескольких локальных поднятий, местоположение этих скважин приведено на рисунке 6;
- осуществить испытание скв. 285Р в интервале пласта АС₃, скв. 289Р в интервале пласта ЮК_{3,4}, скв. 76Р в интервале пласта ЮК_{5,6}, скв. 299Р и 281П в доюрском комплексе на Большом ЛУ и скв. 250П в интервале пласта АС₃ на Ольховском ЛУ.

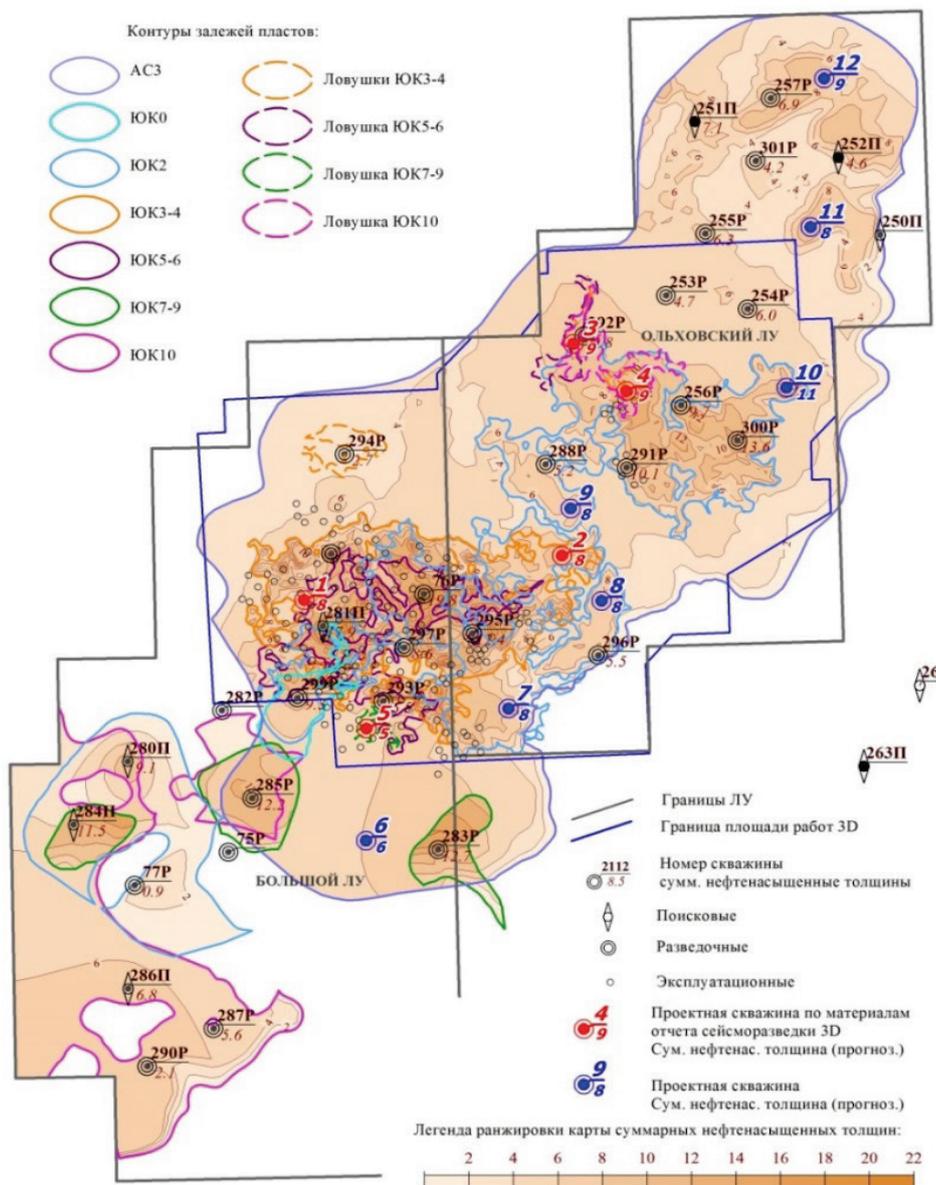


Рис. 6. Суммарные нефтенасыщенные толщины месторождения им. В. Н. Виноградова

Выводы

При геологическом моделировании месторождения им. В. Н. Виноградова рассмотрены генезис и особенности геологического строения резервуаров, учтены региональные концептуальные модели строения нефтегазоносных комплексов региона. Выполнены детальная корреляция продуктивных и перспективных пластов по разрезам скважин с привязкой к сейсмическим разрезам 2D- и 3D-съемок и литолого-фациальный анализ на основе данных керна, электрофациальных и сейсмических материалов. Пересмотрены петрофизические модели продуктивных пластов месторождения им. В. Н. Виноградова, учтены результаты новых керновых исследований, не вошедших в утвержденный подсчет запасов, добавлены данные по месторождениям-аналогам для юрских отложений и ДЮК. Выполнены построение структурного каркаса, геометризация залежей, анализ и обоснование уровней ВНК, картирование параметров коллекторов с учетом прогнозных распределений в межскважинном пространстве. Проведена дифференцированная оценка запасов нефти и растворенного газа по всем продуктивным резервуарам [4].

Рекомендуется последовательно выполнять все этапы построения геологических моделей от рассмотрения генезиса резервуаров до оценки запасов, так как каждый из них является неотъемлемой частью геологического моделирования.

Библиографический список

1. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. Атлас ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана». – Ханты-Мансийск, 2004.
2. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа — Югры / Правительство Ханты-Мансийского автономного округа – Югры; Научно-Аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана. – Тюмень — Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2013.
3. Мухер А. Г., Тугарева А. В., Глушко Н. К. Особенности палеогеографии и климата центральных частей Западной Сибири (территория ХМАО) в ранней и средней юре // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: материалы первого Всероссийского совещания. – М.: ГИН РАН, 2005. – С. 164–168.
4. Панина Е. В. Создание детальных геологических моделей продуктивных резервуаров месторождения им. В. Н. Виноградова // XVIII конф. молодых ученых и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2018. – С. 114–126.

Сведения об авторах

Панина Елена Владимировна, ведущий специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, e-mail: PaninaEV@tmn.lukoil.com

Лагутина Светлана Владимировна, главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Гришкевич Владимир Филиппович, д. г.-м. н., главный специалист, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Аржиловская Евгения Андреевна, инженер 2 категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень

Information about the authors

Elena V. Panina, Leading Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, e-mail: PaninaEV@tmn.lukoil.com

Svetlana V. Lagutina, Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Vladimir F. Grishkevich, Doctor of Geology and Mineralogy, Chief Specialist, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Evgenia A. Arzhilovskaya, Engineer of the 2nd category, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

25.00.15 Технология бурения и освоения скважин (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-30-38

УДК 622.243.23.054.3

Исследование влияния вращения бурильной колонны на процесс искривления вертикальной скважины

Р. М. Алиев, Ш. М. Курбанов*, Т. М. Умариев

Дагестанский государственный технический университет, г. Махачкала, Россия
**e-mail: shalym04@mail.ru*

Аннотация. В связи с ростом глубины скважин и соответствующим удорожанием их бурения проблема искривления вертикальных скважин приобретает все большую актуальность, особенно при проводке скважин в сложных горно-геологических условиях бурения. Данное обстоятельство вызвано тем, что при выполаживании искривленных скважин затрачивается много времени и финансовых затрат, причем при последующем бурении искривленной скважины возрастает риск желобообразования и соответствующих ему осложнений. Поэтому решению задачи предотвращения искривления вертикальных скважин уделяют все большее внимание в крупных нефтесервисных компаниях и буровых предприятиях.

Авторами для бурения вертикальных скважин в сложных геологических условиях предлагается использование эксцентричных утяжеленных бурильных труб (УБТ). В работе исследовано влияние вращения бурильной колонны на отклоняющую силу на долоте при бурении вертикальной скважины роторным способом. Выведено выражение для динамической фрезерующей силы на долоте с учетом использования эксцентричной УБТ в составе компоновок низа бурильной колонны.

Ключевые слова: фрезерующая сила; эксцентричная утяжеленная бурильная труба; «маятниковая» компоновка низа бурильной колонны; управляемая система роторного бурения; динамика вращения бурильной колонны

Studying of speed on the process drill string flattening vertical wells

Rasul M. Aliyev, Shamil M. Kurbanov*, Temirlan M. Umariev

Dagestan State Technical University, Makhachkala, Russia
**e-mail: shalym04@mail.ru*

Abstract. The issue of vertical wells curvature is important, especially when conducting wells in complex geological conditions of drilling, due to the increasing depth of the wells and the corresponding rise in the cost of drilling. The cause

of this circumstance lies in the large time and financial costs while flattening of the bent wells. Moreover, it should be noted that during the subsequent drilling of a curved well the risk of key-seating and the corresponding complications increases. That is why large oil field service companies and drilling enterprises are paying more and more attention to solving the problem of vertical wells curvature.

This article is devoted to investigation the effect of rotation of the drill string on the deflecting force on the bit while drilling a vertical well in a rotary way. We suggest using of eccentric drill collars for drilling vertical wells in difficult geological conditions. Also, we create an expression for the dynamic milling force on the bit, taking into account the usage of an eccentric drill collar in the composition of bottom-hole assembly.

Key words: milling force; eccentric drill collar; "pendulum" bottom-hole assembly; steerable rotary drilling system; the rotational dynamics of the drill string

Введение

В связи с растущей стоимостью проводки глубоких вертикальных нефтегазовых скважин становится актуальной проблема искривления вертикальных скважин при бурении в сложных хгорно-геологических условиях. При принудительном выполаживании искривленных скважин затрачивается много времени и материальных ресурсов, причем исправленный ствол зачастую не соответствует предъявляемым ему требованиям качества.

Для того чтобы не обесценить результаты бурения и избежать всех неприятных последствий искривления скважин, нужно знать причины и закономерности искривления, а также уметь провести мероприятия по проведению скважин в заданном направлении. Знание закономерностей искривления важно и для осуществления искусственного отклонения скважин.

Объект и методы исследования

В теории бурения вертикальных и наклонно направленных скважин для выбора расчетной схемы огромное значение имеет анализ характера вращения низа буровой колонны. Как указывают Г. Вудс и А. Лубинский [1], при вращении буровой колонны возможны два вида движения:

- колонна может вести себя как жесткое тело и вращаться вокруг оси скважины;
- колонна может вести себя как гибкий вал и вращаться вокруг собственной оси.

При этом реальной является та форма движения, при которой затрачивается меньшая энергия. Как отмечается далее, во время продольного изгиба буровая колонна опускается вниз, и работа, затраченная гравитационными силами, запасается в форме потенциальной энергии упругого изгиба буровых труб. Если после этого начнется движение второго вида, энергия изгиба расходоваться не будет. Энергия будет затрачиваться лишь на преодоление сил трения колонны о стенки скважины и сил вязкости промысловой жидкости.

Если происходит движение первого вида, энергия, затрачиваемая на преодоление сил трения труб о стенки скважины, увеличивается пропорционально отношению диаметра скважины к диаметру буровых труб. При этом сопротивление промысловой жидкости быстрому вращению буровых труб вокруг оси скважины должно быть очень большим. Поэтому продольно изогнутая буровая колонна, как считают Г. Вудс и А. Лубинский, обычно вращается вокруг собственной оси. Вследствие этого равнодействующая центробежная

сила равна нулю, и на продольный изгиб она влияния не оказывает. Бурильная колонна вращается вокруг собственной оси до тех пор, пока осевая нагрузка не возрастает настолько, что образуется новая полуволна.

В результате проведенных Г. Вудсом и А. Лубинским исследований специалистами по бурению скважин негласно была выбрана парадигма вращения низа бурильной колонны вокруг собственной оси, что привело в дальнейшем к игнорированию динамических эффектов при вращении бурильной колонны.

Практика бурения скважин показывает, что основными мероприятиями по предупреждению и борьбе с искривлением скважин являются уменьшение нагрузки на долото и применение специальных КНБК (компоновки низа бурильной колонны). Уменьшение нагрузки на долото в большинстве случаев себя не оправдывает вследствие уменьшения механической скорости бурения, что приводит к заметному удорожанию затрат на строительство скважины.

Учитывая это обстоятельство, буровые компании отдают предпочтение использованию специальных КНБК, которые по принципу действия подразделяются на «маятниковые» (или «отвесные») и «жесткие». Принцип действия «маятниковых» КНБК основан на эффекте «плеча» или «отвеса» и предполагает их использование после факта фиксирования искривления скважины в процессе бурения. Разумеется, смена КНБК подразумевает проведение незапланированной спускоподъемной операции, что влечет за собой потерю времени, а следовательно, вновь приводит к росту затрат на бурение скважины.

Принцип действия «жестких» КНБК основан на эффекте «центрации» инструмента в стволе скважины и может быть рекомендован в качестве предупредительного мероприятия, предотвращающего искривление скважин. Однако использование подобных КНБК ведет к дополнительным проблемам при бурении в сложных горно-геологических условиях, а именно:

- к росту риска прихвата инструмента вследствие наличия опорно-центрирующих элементов в скважине (риск прихвата бурильной колонны резко возрастает при наличии в разрезе скважины проницаемых пластов с аномально низким пластовым давлением);
- ухудшению условий выноса шлама из скважины;
- увеличению времени на сборку — разборку КНБК;
- осыпям и обвалам стенки скважины в случае наличия в разрезе скважины несцементированных горных пород (аргиллитов, глинистых сланцев);
- повышенному риску сальникообразования на опорно-центрирующих элементах КНБК, особенно в случае наличия в геологическом разрезе реактивных глинистых пропластков.

В этой связи использование «маятниковых» компоновок низа бурильной колонны является более предпочтительным, учитывая, что наличие опорно-центрирующих элементов в составе компоновки сведено к минимуму. Но использование «маятниковых» компоновок приводит к необходимости уменьшения нагрузки на долото, так как повышенные осевые нагрузки на долото могут привести к изгибу нижней части КНБК и последующему вращению низа бурильной колонны вокруг собственной оси. Если скважина уже набрала определенный угол, то данное обстоятельство приводит к дальнейшему росту угла искривления скважины.

Буровые компании заинтересованы в разработке специальной КНБК для бурения вертикальных скважин в сложных геологических условиях, которая обладала бы свойствами автоматического уменьшения угла искривления скважины. Причем затраты на производство и обслуживание данной компо-

новки являются едва ли не основным критерием, влияющим на решение буровой компании об использовании такой КНБК.

В этой связи авторами данной работы предлагается использование так называемых эксцентричных утяжеленных буровых труб (УБТ), которые могут быть включены в КНБК при бурении вертикальной скважины. Поперечное сечение эксцентричных УБТ представляет собой кольцо с удаленным сегментом. Таким образом, центр тяжести сечения эксцентричных УБТ не совпадает с геометрическим центром круга (рис. 1).

Принцип действия эксцентричных УБТ заключается в следующем: при отклонении скважины от вертикали вращение эксцентричного УБТ приводит к фрезерованию долотом нижней стенки скважины вследствие своего дисбаланса и, как следствие этого, к автоматическому выпрямлению скважины. Таким образом, данная КНБК выступает в качестве автоматической саморегулируемой системы, что исключает затраты времени и средств на правку ствола скважины специальными ориентируемыми компоновками.

Наличие эксцентриситета у нижней части буровой колонны неизбежно приводит к учету фактора динамики при расчете КНБК и требует принятия другой парадигмы, основанной на вращении низа буровой колонны вокруг оси скважины.

Анализ обзора литературы по вопросу влияния динамики вращения низа буровой колонны на процесс искривления скважин показал отсутствие исследований, посвященных определению боковых динамических сил, действующих на долото в случае принятия парадигмы вращения низа буровой колонны вокруг оси скважины [2–8].

Путь решения задачи нахождения отклоняющего усилия на долоте представляется таковым: сначала определяется боковая динамическая сила, действующая на долото за счет влияния только центробежных сил инерции, затем система исследуется в статике, и определяется статическая боковая реакция на долоте. В дальнейшем искомые найденные значения сопоставляются, и решается вопрос: какое влияние на искривление скважины имеют центробежные силы инерции.

Вследствие математических трудностей, возникающих при решении дифференциальных уравнений с учетом одновременного влияния факторов продольно-поперечного изгиба и инерционных сил вращения на отклоняющую силу, было решено ограничиться принципом суперпозиции, рассмотрев в отдельности влияние перечисленных факторов на отклоняющую силу на долоте. Принцип суперпозиции, примененный при решении данной задачи, позволил дать приближенное ее решение, достаточное для практических целей бурения.

Дифференциальные уравнения вращения вала постоянного сечения с равномерно распределенной массой в неподвижной системе координат можно получить на основании известного соотношения, существующего между прогибом и распределенной нагрузкой [9],

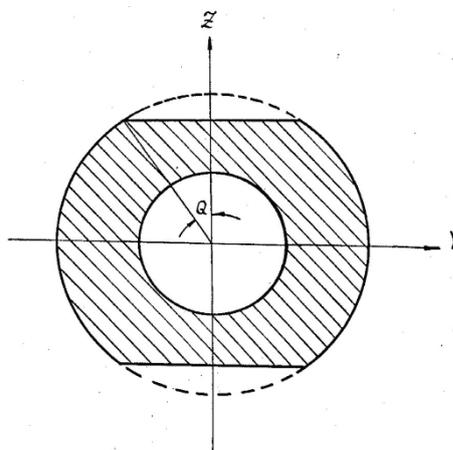


Рис. 1. Схема сечения эксцентричной УБТ

$$EJx^{IV} = q_x; EJy^{IV} = q_y, \quad (1)$$

где EJ — жесткость вала на изгиб; x и y — координаты упругой оси вала; q_x и q_y — распределенная нагрузка сил инерции в направлении координатных осей x и y .

В случае вращения с угловой скоростью ω распределенная нагрузка представляет собой силы инерции элементарных масс вала.

$$\begin{aligned} q_x &= -m\ddot{x} + m\omega^2 a(s) \cos(\omega t + \gamma) \\ q_y &= -m\ddot{y} + m\omega^2 a(s) \sin(\omega t + \gamma), \end{aligned} \quad (2)$$

где m — масса единицы длины бурильной трубы; $a(s)$ — величина эксцентриситета рассматриваемого участка низа бурильной колонны (в дальнейшем будем называть его направляющим участком), получившего название статического. Статический эксцентриситет представляет собой прогиб направляющего участка и является функцией координаты длины вала s и силовых факторов M , P и q (рис. 2 в); γ — угол между вектором дисбаланса A и осью x , вращающейся вместе с бурильной колонной (рис. 2 б).

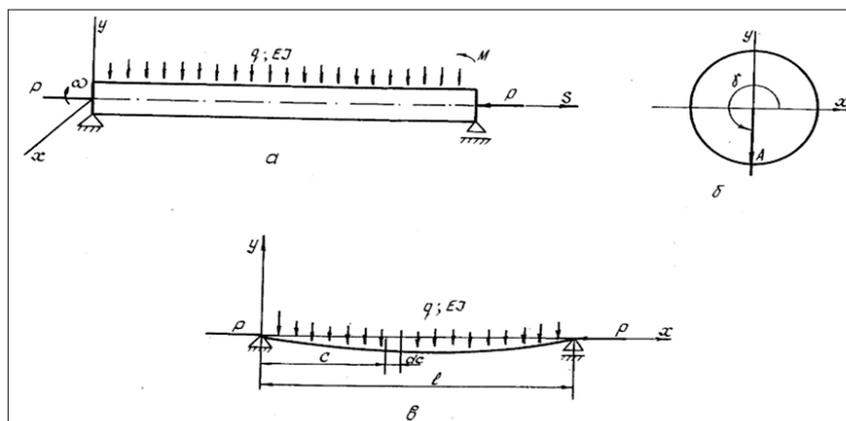


Рис. 2. Схема расчета направляющего участка

Подставив (2) в (1), получим

$$\begin{aligned} EJx^{IV} + m\ddot{x} &= m\omega^2 a(x) \cos(\omega t + \gamma); \\ EJy^{IV} + m\ddot{y} &= m\omega^2 a(s) \sin(\omega t + \gamma). \end{aligned} \quad (3)$$

Умножив второе уравнение (3) на $i = \sqrt{-1}$ и сложив с первым (3), получим после замены $z = x + iy$ и деления на m

$$\frac{EJ}{m} z^{IV} + z = \omega^2 a(s) e^{i\omega t} (\cos \gamma + i \sin \gamma). \quad (4)$$

Функция $a(s)(\cos \gamma + i \sin \gamma)$ является плоской кривой дисбалансов в отличие от пространственной кривой дисбалансов, полученной в работе [10] для исследования вращения вала с равномерно распределенными по длине вала

дисками, центры тяжести которых описывают пространственную кривую. Разложим $a(s) \cos \gamma$ и $a(s) \sin \gamma$ в ряды по формулам колебаний направляющего участка, соответствующих следующим граничным условиям:

$$x'(0) = y'(0) = 0; \quad x'(l) = y'(l) = 0; \quad x(0) = y(0) = 0; \quad x(l) = y(l) = 0.$$

При схеме, показанной на рисунке 2, свободные опоры вала (направляющего участка) на концах формы колебаний выразятся функциями синуса различной кратности

$$\begin{aligned} u &= a(s) \cos \gamma = \left(A_1 \sin \frac{\pi s}{l} + A_2 \sin \frac{2\pi s}{l} + A_3 \sin \frac{3\pi s}{l} + \dots \right) \cos \gamma \\ u &= a(s) \sin \gamma = \left(A_1 \sin \frac{\pi s}{l} + A_2 \sin \frac{2\pi s}{l} + A_3 \sin \frac{3\pi s}{l} + \dots \right) \sin \gamma, \end{aligned} \quad (5)$$

где l — длина вала; $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n, \dots$ — коэффициенты тригонометрического ряда. Имеем

$$u + iV = (\cos \gamma + i \sin \gamma) \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin \frac{n\pi s}{l}. \quad (6)$$

Подставляя (6) в (4), получим

$$\frac{EJ}{m} z^{IV} + \ddot{z} = \omega^2 e^{i\omega t} (\cos \gamma + i \sin \gamma) \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin \frac{n\pi x}{l}. \quad (7)$$

Это уравнение решается подстановкой

$$z = e^{i\omega t} \sum_{n=1}^{\infty} z_n \sin \frac{n\pi x}{l}, \quad (8)$$

которая приводит к

$$\sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{EJ n^4 \pi^4}{m l^4} - \omega^2 \right) z_n \sin \frac{n\pi x}{l} = \omega^2 (\cos \gamma + i \sin \gamma) \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin \frac{n\pi x}{l}. \quad (9)$$

Из уравнения (9) определим

$$\begin{aligned} z &= \omega^2 e^{i\omega t} (\cos \gamma + i \sin \gamma) \left(\frac{A_1}{\frac{EJ \pi^4}{m l^4} - \omega^2} \sin \frac{\pi s}{l} + \frac{A_2}{\frac{EJ 2^4 \pi^4}{m l^4} - \omega^2} \sin \frac{2\pi s}{l} + \dots + \right. \\ &\quad \left. \frac{A_n}{\frac{EJ n^4 \pi^4}{m l^4} - \omega^2} \sin \frac{n\pi s}{l} + \dots \right). \end{aligned} \quad (10)$$

Числа $\frac{n^2 \pi^2}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}$ являются значениями критических скоростей вала с равномерно распределенной массой. Тогда

$$z = e^{i(\omega t + \gamma)} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{A_n}{1 - \frac{\omega^2}{\omega_{kp_n}^2}} \sin \frac{n\pi s}{l} \frac{\omega^2}{\omega_{kp_n}^2}. \quad (11)$$

Величина динамических реакций на каждой опоре определяется суммой сходящегося ряда

$$R = - \int_0^{l/2} mzd\ddot{s} = - e^{i(\omega t + \gamma)} \omega^4 m \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\omega_{kp_n}^2 - \omega^2} \int_0^{l/2} A_n \sin \frac{n\pi s}{l} ds.$$

Знак «минус» свидетельствует о различных направлениях действия инерционных сил и динамической реакции. Первый член ряда (11), как показали расчеты, уже определяет порядок величины динамической реакции

$$R_1 = - \frac{\omega^4 m}{\omega_{kp_1}^2 - \omega^2} \frac{Ml^3 \pi^2 - 4ql^3 \sin \alpha}{\pi^6 EJ - P\pi^4 l^2}. \quad (12)$$

Определим первую составляющую динамической реакции при следующих данных:

$l = 12$ м; $\alpha = 30^\circ$; $M = 2,43$ кН·м; $q = 0,257$ кН/м; $P = 19,6$ кН; $EJ = 1\,200$ кН·м².

1. $\omega = 52,33$ с⁻¹ ($n = 500$ об/мин); $\omega_{kp_1} = 54,88$ с⁻¹; $R_1 = -72,854$ кН
2. $\omega = 62,80$ с⁻¹ ($n = 600$ об/мин); $\omega_{kp_2} = 123,48$ с⁻¹; $R_1 = -3,647$ кН
3. $\omega = 73,27$ с⁻¹ ($n = 700$ об/мин); $\omega_{kp_2} = 123,48$ с⁻¹; $R_1 = -7,733$ кН
4. $\omega = 83,73$ с⁻¹ ($n = 800$ об/мин); $\omega_{kp_2} = 123,48$ с⁻¹; $R_1 = -15,812$ кН
5. $\omega = 94,20$ с⁻¹ ($n = 900$ об/мин); $\omega_{kp_2} = 123,48$ с⁻¹; $R_1 = -32,737$ кН

Численное значение момента M взято из статического расчета КНБК.

При анализе данного расчета были сделаны следующие выводы:

- величина динамического бокового усилия на долоте пропорциональна квадрату угловой скорости вращения направляющего участка и при увеличении числа оборотов резко возрастает;
- при приближении числа оборотов вращения направляющего участка к критической угловой скорости, зависящей от параметров вращающегося с большими скоростями направляющего участка, величина бокового динамического усилия на долоте скачкообразно возрастает.

Таким образом, выведенное нами выражение для динамической боковой реакции на долоте имеет следующий вид (динамическая реакция на долоте принята равной первой составляющей динамической реакции на долоте):

$$R_D = - \frac{\omega^4 m}{\omega_{kp_1}^2 - \omega^2} \frac{M\pi^2 l^3 - 4ql^5 \sin \alpha}{\pi^6 EJ - P l^2 \pi^4}, \quad (13)$$

где ω — текущее значение угловой скорости вращения динамического участка; ω_{kp_1} — первая критическая скорость вращения направляющего участка; m — масса одного погонного метра направляющего участка; l — длина направляющего участка; q — вес одного погонного метра направляющего участка; α — зенитный угол скважины; EJ — жесткость направляющего участка; P — осевая сила, действующая на долото; M — изгибающий момент, действующий на опорно-центрирующем элементе.

Изгибающий момент M является единственной неизвестной величиной в выражении (13). Для определения данного момента был рассмотрен участок КНБК от долота до точки касания низа бурильной колонны со стенкой скважины. Влиянием осевой нагрузки пренебрегаем, так как многочисленными исследованиями установлено, что она мало влияет на положение точки касания

ния компоновки со стенкой скважины [4, 5]. Для определения изгибающего момента M было получено следующее выражение:

$$M = \frac{l_2 + l_3}{l_1/2(l_2 + l_3) + l_2 l_3 / l_1} \left\{ \frac{J_2 q_1 l_1^3}{8} + 3J_1 \left(\frac{EJ_2 f_1}{l_2} + \frac{q_2 l_2^3}{24} \right) + \frac{6J_1 l_2}{l_2 + l_3} \left[\frac{EJ_2 f_1}{l_2} - \frac{q_2 (l_2^3 + l_3^4)}{24} - EJ_2 (f_2 - f_1) \frac{1}{l_3} \right] \right\}. \quad (14)$$

Очевидно, что существует некая максимальная величина зенитного угла, при которой начинает работать эффект динамического дисбаланса, и скважина начинает выполаживаться. Проще всего определить эту величину экспериментальным путем при использовании предлагаемой УБТ при бурении вертикальных скважин.

По всей видимости величина максимального зенитного угла зависит от осевой нагрузки на долото, величины дисбаланса эксцентричной УБТ, скорости вращения бурильной колонны (в работе [5] указано, что при проводке сильно искривленных скважин большое значение имеет не только КНБК, но и частота вращения ротора), фрезерующей способности долота и анизотропии пород по буримости.

В настоящее время наиболее популярным способом интенсификации добычи на истощенных месторождениях углеводородов является бурение горизонтальных скважин. При этом все большее распространение получают управляемые роторные компоновки, при бурении которыми полностью исключено ориентируемое бурение, так как бурильная колонна постоянно вращается. Несмотря на свою высокую стоимость, управляемые роторные системы постепенно вытесняют традиционные КНБК для бурения горизонтальных скважин, в состав которых включен забойный гидравлический двигатель. На практике бурение горизонтальных скважин становится полностью роторным, как и бурение вертикальных скважин, причем количество опорно-центрирующих элементов при этом сведено к минимуму.

Среди буровиков распространено мнение, что бурение вертикальных скважин проще и не требует таких затрат, как бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин. В какой-то мере это является правдой, но при увеличении глубины вертикальных скважин стоимость проводки скважин начинает резко возрастать, и ошибки в траектории ствола могут поставить под сомнение саму возможность проводки скважины до проектной глубины. В 20–30 % случаев бурения вертикальных скважин требуется хотя бы одна правка ствола скважины по данным компании «Шлюмберже». При бурении же твердых пород при углах падения пластов свыше 20° правки ствола почти неизбежны. В соответствии с требованиями рынка компанией «Шлюмберже» разработана управляемая роторная система вертикального бурения PowerV, которая при бурении автоматически настраивается на вертикальное бурение [10]. Программирование компоновки производится на поверхности, и бурение скважины не требует телеметрического оборудования. Казалось бы, проблема бурения вертикальных скважин решена раз и навсегда, но у управляемой роторной системы один значительный недостаток — очень большая стоимость. Данное обстоятельство не позволяет повсеместно внедрить управляемые роторные системы, альтернативой же подобным высокотехнологичным компоновкам может послужить КНБК, в состав которой входит эксцентричная УБТ. Предлагаемую эксцентричную утяжеленную бурильную трубу можно изготовить в условиях трубных баз буровых компаний из обычных сбалансированных УБТ. Компоновка, в состав которой входит эксцентричная УБТ, также является саморегулируемой и не требует управления с поверхно-

сти, но стоимость ее использования неизмеримо меньше, чем у управляемых роторных систем.

Выводы

Впервые аналитически исследован процесс вращения эксцентричной УБТ, определена величина динамической составляющей отклоняющей силы на долоте. Показана эффективность применения эксцентричной УБТ для борьбы с искривлением вертикальных скважин в сложных геологических условиях.

Библиографический список

1. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 161 с.
2. Вибрационное и ударно-вращательное бурение / Т. Ф. Воскресенский [и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 244 с.
3. Нескоромных В. В. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Изд-во Инфра-М, 2018. – 348 с.
4. Ежов И. В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. – М.: Изд-во Феникс, 2017. – 288 с.
5. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М.: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с.
6. Тагиров К. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Академия, 2012. – 336 с.
7. Ребрик Б. М. Вибрационное бурение скважин: моногр. – М.: Недра, 1974. – 193 с.
8. Динник А. Н. Продольный изгиб. Кручение. – М.: Изд-во АН СССР, 1955. – 392 с.
9. Диментберг Ф. М. Изгибные колебания вращающихся валов. – М.: Изд-во АН СССР, 1959. – 247 с.
10. Гибридная роторная управляемая система бурения — сочетание лучшего / Э. Фельцак [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2011–2012. – Т. 23, № 4. – С. 50–62.

Сведения об авторах

Алиев Расул Магомедович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Дагестанский государственный технический университет, г. Махачкала

Курбанов Шамиль Магомедрасулович, к. т. н., старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Дагестанский государственный технический университет, г. Махачкала, e-mail: shalym04@mail.ru

Умариев Темирлан Магомедович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Дагестанский государственный технический университет, г. Махачкала

Information about the authors

Rasul M. Aliyev, Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Dagestan State Technical University, Makhachkala

Shamil M. Kurbanov, Candidate of Engineering, Senior Lecturer at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Dagestan State Technical University, Makhachkala, e-mail: shalym04@mail.ru

Temirlan M. Umariev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Dagestan State Technical University, Makhachkala

Влияние изменения вязкости нефти в процессе эксплуатации месторождения на решения по модели Маскета — Леверетта

О. Б. Бочаров¹, И. Г. Телегин^{2*}

¹Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: igtelegin@yandex.ru

Аннотация. В литературе неоднократно отмечалось, что физико-химические свойства нефти, добываемой на разных этапах эксплуатации нефтяных месторождений, могут серьезно варьироваться. Для изучения влияния вариации вязкости нефти на решения задач двухфазной фильтрации в предыдущих работах авторов данной статьи численно исследовалась модификация модели Баклея — Леверетта (БЛ модель), в которой изменение вязкости нефти моделировалось с помощью зависимости отношения вязкостей от динамической водонасыщенности. Анализировались решения задачи линейного вытеснения при заданной суммарной скорости фильтрации.

В данной работе рассматривается модификация двухфазной изотермической модели Маскета — Леверетта (МЛ модель), учитывающей капиллярные силы. Численно изучается влияние изменения вязкости нефти в процессе нефтедобычи на структуру решения на примере задачи о радиальном вытеснении с заданным перепадом давления.

Ключевые слова: модель Маскета — Леверетта; вязкость нефти; водонасыщенность; капиллярное давление

A change in oil viscosity during field development influences the Muskat — Leverett model solutions

Oleg B. Bocharov¹, Igor G. Telegin^{2*}

¹Novosibirsk Technology Center Baker Hughes JSC, Novosibirsk, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: igtelegin@yandex.ru

Abstract. It has been repeatedly noted in the literature that the physic-chemical properties of oil extracted at different stages of exploitation can vary significantly. We have investigated a modification of the Buckley — Leverett model (BL model) in our previous works to study the influence of oil viscosity change on the solutions of two-phase filtration problems. In this model the change in oil viscosity was modeled using the dependence of the viscosity ratio on dynamic water saturation. The solutions to the linear displacement problem at a given total filtration rate were analyzed.

This article considers a modification of the two-phase isothermal Muskat — Leverett model (ML model), which takes into account capillary forces. The influence of oil viscosity change in the process of oil production on the structure of the solution is studied numerically a case study of the problem of radial displacement with a given pressure drop.

Key words: Muskat — Leverett model; oil viscosity; water saturation; capillary pressure

Введение

В ряде работ С. А. Жданова, В. И. Титова, А. В. Сорокина, В. Д. Сорокина и др. [1–3] показано, что физико-химические свойства нефти, добываемой на разных этапах эксплуатации нефтяных месторождений, могут серьезно варьироваться. Одним из важнейших свойств жидкости является вязкость. Для изучения влияния вариации вязкости нефти на решения задач двухфазной фильтрации в работах [4, 5] численно исследовалась модификация модели Баклея — Леверетта (БЛ модель), в которой изменение вязкости нефти моделировалось с помощью зависимости отношения вязкостей от динамической водонасыщенности. Проанализированы решения задачи линейного вытеснения при заданной суммарной скорости фильтрации. В данной работе рассматривается модификация двухфазной изотермической модели Маскета — Леверетта (МЛ модель), учитывающей капиллярные силы. Изучается влияние вариации вязкости нефти на структуру решения на примере задачи о радиальном вытеснении с заданным перепадом давления.

Уравнения модели и постановка задачи

Систему уравнений плоской радиальной изотермической фильтрации двухфазной несжимаемой жидкости в однородной пористой среде можно записать в виде [6, 7]

$$rm \frac{\partial s_i}{\partial t} = -\frac{\partial r v_i}{\partial r}, \quad v_i = -\frac{K_0 k_i(s)}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial r}, \quad i = 1, 2; \quad (1)$$

$$p_2 - p_1 = p_c(s) = (m_0 / K_0)^{1/2} \sigma j(s), \quad s_1 + s_2 = 1,$$

где r — пространственная переменная, $0 \leq r \leq R$, R — радиус контура питания; t — время; s — динамическая водонасыщенность порового пространства, определяемая по формуле $s = (s_1 - S_1^0) / (1 - S_1^0 - S_2^0)$, s_i — истинная насыщенность флюидом порового пространства (индекс $i = 1$ соответствует вытесняющей фазе — «воде», а $i = 2$ — нефти), S_i^0 — остаточная насыщенность i -й фазы; p_i — давление в i -й фазе; $m = m_0(1 - S_1^0 - S_2^0)$, m_0 — пористость; K_0 — тензор абсолютной проницаемости; $k_i(s)$ — относительные фазовые проницаемости, $a(s) = k_2(s)b(s)/\mu_2$, $b(s) = k_1(s)/(k_1(s) + \mu k_2(s))$ — доля водной фазы в потоке; $\mu = \mu_1/\mu_2$, μ_i — вязкость i -й фазы; $p_c(s)$ — капиллярное давление; v_i — скорости фильтрации i -ой фазы, $v = v_1 + v_2$; $j(s)$ — функция Леверетта; σ — коэффициент поверхностного натяжения. Свойства функциональных параметров МЛ модели, а также качественные свойства ее решений описаны в работе [6]. Отметим, что $k_1(0) = k_2(1) = j(1) = 0$; $j(s) > 0$, $dj/ds \leq 0$, $s \in [0, 1]$. В данной работе изучаются решения в условиях несжимаемости жидкостей, в горизонтальном, несжимаемом, однородном нефтяном пласте ($m_0 = const$, $K_0 = const$).

Введем новое давление [7], имеющее вид $p = p_2 - \int_0^s b(z) \frac{\partial p_c(z)}{\partial z} dz$. Систему уравнений (1), следуя [6], можно привести к виду

$$rm \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} r (K_0 a \frac{\partial (-p_c)}{\partial r} - vb), \quad (2)$$
$$\frac{\partial}{\partial r} (r K_0 d(s) \frac{\partial p}{\partial r}) = 0,$$

$$v \equiv -K_0 d(s) \frac{\partial p}{\partial r},$$

где $d(s) = k_1 / \mu_1 + k_2 / \mu_2$ — относительная проницаемость смеси. Из второго уравнения системы (2) следует первый интеграл:

$$\frac{K_0 k_1}{\mu_1} \frac{\partial p}{\partial r} r + \frac{K_0 k_2}{\mu_2} \frac{\partial p}{\partial r} r \equiv -rv = q(t).$$

Основная расчетная характеристика при разработке нефтяных месторождений — водонасыщенность (нефтенасыщенность). Поэтому для моделирования эффекта увеличения вязкости нефти в процессе эксплуатации месторождения можно использовать следующую зависимость μ_2 от степени обводненности $s(r, t)$:

$$\mu_2(s) = \mu_2^0 + (\mu_2^1 - \mu_2^0) \cdot s^\alpha, \quad \alpha > 0, \quad (3)$$

где μ_2^0 — значение вязкости нефти на начальной стадии разработки при $s = 0$; μ_2^1 — значение вязкости нефти на конечной стадии разработки месторождения при $s = 1$. При $\mu_2^1 = \mu_2^0$ получаем классическую МЛ модель. Параметр α — константа, определяющая особенности зависимости $\mu_2(s)$, на конкретных месторождениях данный параметр подбирается с учетом изменения вязкости от обводненности продукции.

Рассмотрим задачу динамики месторождения при заданной депрессии, то есть на нагнетательной внешней галереи скважин при $r = R$ поддерживается давление P_n , а на эксплуатационной $P_3 < P_n$, $\Delta P = P_n - P_3 \geq 0$. Введем безразмерные переменные: $\tilde{r} = r/R$, $\tilde{v}(t) = v(t)R/Q$, $Q = K_0 \Delta P / \mu_2^0$, $\tilde{t} = tQ / (R^2 m)$, $\tilde{p} = (p - \min(P_n, P_3)) / \Delta P$, $\tilde{\mu}_2 = \mu_2 / \mu_2^0$, $\tilde{\mu}_1 = \mu_1 / \mu_2^0$, $\tilde{\mu}_2^1 = \mu_2^1 / \mu_2^0$. Волна над безразмерными переменными далее опускается, и уравнение (2) запишется в виде

$$\begin{cases} \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} (\varepsilon a(s) \frac{\partial(-j(s))}{\partial r}) + q(t) \frac{\partial b(s)}{\partial r} \right] \equiv -\text{div}(v_1), \\ \frac{\partial}{\partial r} (rd(s) \frac{\partial p}{\partial r}) = 0, \quad q \equiv rd(s) \frac{\partial p}{\partial r}, \end{cases} \quad (4)$$

где $\varepsilon = \sigma(m_0 K_0)^{1/2} / (Q \mu_2^0)$. При $\varepsilon = 0$ будем иметь модель Баклея — Леверетта. Отметим, что после обезразмеривания μ_2^1 выражает, во сколько раз вязкость $\mu_2(1)$ больше вязкости $\mu_2(0)$, а формула (3) приводится к виду

$$\mu_2(s) = 1 + (\mu_2^1 - 1) \cdot s^\alpha.$$

Для системы (4) начально-краевая задача с нагнетанием «воды», то есть $v_2(r = 1, t) = 0$ при заданном давлении на контуре заводнения $r = 1$ приводит к условиям [8]: $s(r, 0) = 0$ — начальные данные;

$$v_1|_{r=1} = -(\varepsilon a(s) \frac{\partial(-j(s))}{\partial r} + \frac{q(t)}{r} b(s))|_{r=1} = -q(t), p|_{r=1} = 1. \quad (5 \text{ а})$$

На левом конце $r = 0$ для добывающей скважины зададим классическое условие оттока пропорционально подвижностям фаз и условие на давление, обеспечивающее отток,

$$\frac{\partial s}{\partial r}|_{r=0} = 0; \quad p|_{r=0} = 0. \quad (5 \text{ б})$$

Исследуем влияние параметров задачи $\alpha, \varepsilon, \mu_2^1$ на структуру решения и характеристики заводнения.

Особенности вычислительного алгоритма

Введем сетку с распределенными узлами

$$E = \{r_i = ih, t^n = n\tau, n = 0, 1, 2, \dots, i = 0, \dots, N\},$$

$h = 1/N$ — шаг по пространственной координате, $\tau = Kh^2$ — шаг по временной переменной, $K = \tau/h^2$. Шаг h был взят равным 0,005 ($N = 200$), $\tau = 0,00005$. В дальнейшем при записи разностных схем используются обозначения, принятые в работе [9]. Уравнение для $p(r, t)$ аппроксимировалось разностной схемой

$$\frac{1}{h} (r_{i+1/2} d_{i+1/2}^n p_{x,ij}^{n+1/2} - r_{i-1/2} d_{i-1/2}^n p_{x,ij}^{n+1/2}) = 0; p_0 = 0; p_N = 1.$$

Уравнение для $s(r, t)$ аппроксимировалось неявной разностной схемой первого порядка

$$\frac{s_i^{n+1} - s_i^n}{\tau} = \frac{\varepsilon}{h} \left(\frac{r_{i+1/2}}{r_i} a_{i+1/2}^n (-j)_{r,i}^{n+1} - \frac{r_{i-1/2}}{r_i} a_{i-1/2}^n (-j)_{r,i}^{n+1} \right) + v_i \frac{b_{r,i}^{n+1}}{r_i}, i = \overline{1, N-1}, n = 0, 1, \dots; \\ s_{r,0}^{n+1} = 0; s_i^0 = 0, i = \overline{0, N}. \quad (6)$$

Краевое условие на правом конце аппроксимировалось с использованием аппроксимации уравнения (6) в последнем блоке следующим образом:

$$\frac{h}{2} \frac{s_N^{n+1} - s_N^n}{\tau} = -\varepsilon \frac{r_{N-1}}{r_N} a_{N-1/2}^n (-j)_{r,N-1}^{n+1} + v_N - v_N \frac{b_{N-1/2}^{n+1}}{r_N}.$$

Для нелинейных функций $b(s)$ и $j(s)$ применялась линеаризация по Ньютону: $b(s_i^{n+1}) = b(s_i^n) + \frac{db_s(s_i^n)}{ds} (s_i^{n+1} - s_i^n)$, $j(s_i^{n+1}) = j(s_i^n) + \frac{dj_s(s_i^n)}{ds} (s_i^{n+1} - s_i^n)$,

функции $a(s)$ и $d(s)$ линеаризовывались с помощью метода простой итерации. Полученная система линейных уравнений решалась методом правой прогонки. Для контроля и анализа полученных решений на каждом временном шаге мы вычисляли $r_f(t)$ — предельную точку распространения фронта водонасыщенности и $\eta(t) = 2 \int_0^1 r \cdot s(r, t) dr \cdot 100\%$ — обводненность нефтяного пласта, которую находили численным интегрированием по формуле трапеций.

В работе использовались следующие параметры: $k_1 = s^2$, $k_2 = (1 - s)^2$, $\mu_1 = 0,1$. Функция Леверетта $j(s)$ была взята в обобщенном виде

$$j(s) = C_1 - C_1 s^\xi + (1 - C_1)(1 - s)^\omega, \quad \xi \geq 1, \quad \omega \geq 1, \quad C_1 \in (0,1).$$

В работе полагались $C_1 = 0,5$, $\xi = \omega = 5$.

Результаты расчетов и обсуждение

Влияние темпов изменения вязкости на заводнение пласта. Представим результаты расчетов при разных α , μ_2^1 и фиксированном $\varepsilon = 0,1$. Увеличение вязкости нефти с ростом водонасыщенности реализуется условием $\mu_2^1 > 1$. На рисунке 1 приведен пример расчета при $\varepsilon = 0,1$, $\alpha = 1$ и разных μ_2^1 . Из графиков видно, что увеличение μ_2^1 изменяет профиль решения:

- увеличивается скорость движения фронта $r_f(t)$;
- снижается темп роста водонасыщенности вблизи линии нагнетания $r = 1$;
- заводнение пласта замедляется.

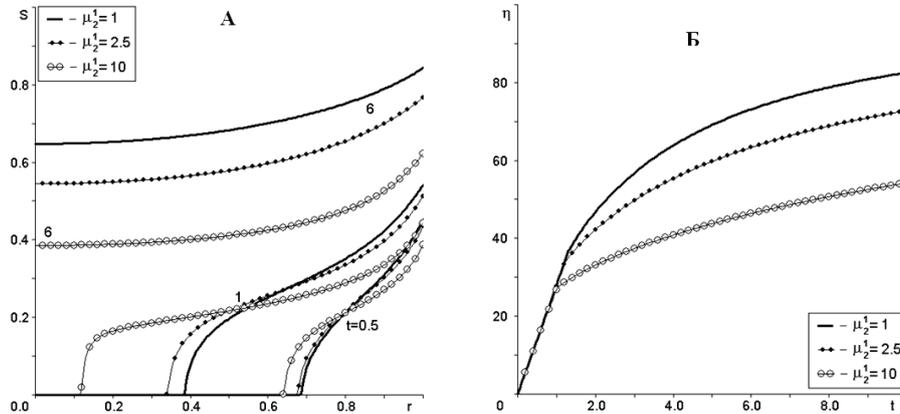


Рис. 1. Решения при $\alpha = 1$, $\mu_2^1 > 1$, капиллярном параметре $\varepsilon = 0,1$:

А) водонасыщенности $s(r, t)$; Б) обводненности $\eta(t)$

На рисунке 2 приведен пример при $\alpha = 5$ (остальные параметры те же, что и на рисунке 1). Сравнение с рисунком 1 показывает, что увеличение α уменьшает разницу с классической МЛ моделью. До прихода воды (вытеснителя) на забой добывающей скважины разница между решениями с графической точностью неразличима.

Из литературных источников [3] известны случаи, когда вязкость нефти в процессе разработки снижается. Снижение вязкости нефти моделируется заданием параметра μ_2^1 в диапазоне $(0,1)$. Для разных $\mu_2^1 < 1$ и $\alpha = 1$ на рисунке 3 представлены полученные решения. Из рисунка 3 видно, что результаты расчетов прямо противоположны варианту с $\mu_2^1 > 1$ (см. рис. 1). Можно выделить следующие особенности решений с $\mu_2^1 < 1$:

- а) снижение скорости движения фронта $r_f(t)$;
- б) ускоренный рост водонасыщенности вблизи правого края $r = 1$;
- в) увеличение темпа заводнения пласта.

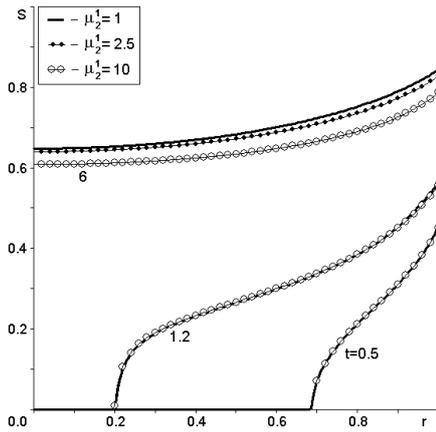


Рис. 2. Насыщенности $s(r, t)$ при $\alpha = 5$, $\mu_2^1 > 1$ и капиллярном параметре $\varepsilon = 0,1$

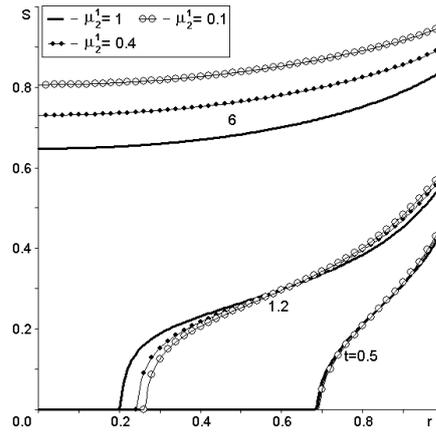


Рис. 3. Насыщенности $s(r, t)$ при $\alpha = 1$, $\mu_2^1 < 1$ и капиллярном параметре $\varepsilon = 0,1$

Влияние переменной вязкости на фоне капиллярных сил. Параметр ε определяет величину капиллярных сил в задаче (4)–(5), при $\varepsilon = 0$ будем иметь модель конвективного переноса Баклея — Леверетта с вязкостью нефти, зависящей от $s(r, t)$ [3]. Представим расчеты при разных ε и фиксированном $\alpha = 1$. Решение по БЛ модели приведено на рисунке 4 при $\mu_2^1 > 1$. Увеличение ε приводит к решениям МЛ модели, которые похожи на решения капиллярной пропитки [10].

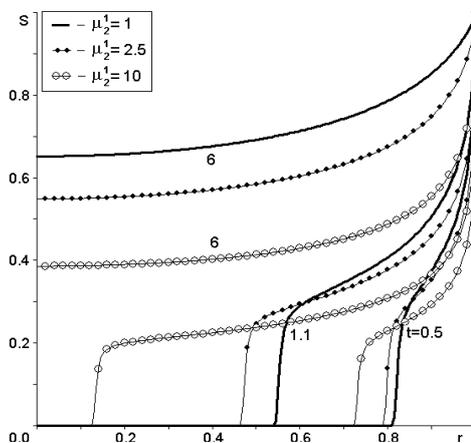


Рис. 4. Насыщенности $s(r, t)$ при $\alpha = 1$ и капиллярном параметре $\varepsilon = 0$

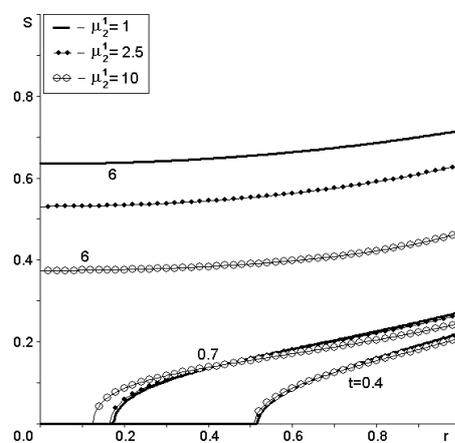


Рис. 5. Насыщенности $s(r, t)$ при $\alpha = 1$ и капиллярном параметре $\varepsilon = 1$

На рисунке 5 приведены такие решения при $\varepsilon = 1$. Сравнивая рисунки 1, 4, 5, можно прийти к выводу, что зависимость вязкости нефти от s действует на капиллярное и конвективное слагаемые по-разному. Увеличение $\mu_2(s)$ в случае пропитки в начальные моменты времени несколько ускоряет $r_f(t)$. В то же время в случае БЛ модели рост параметра $\mu_2^1 > 1$ уменьшает фронтовую

насыщенность и ускоряет движение фронта $r_f(t)$, опуская насыщенность. Таким образом, наибольшее проявление переменной вязкости на решения будет при малых значениях параметра ε (незначительные капиллярные силы).

Динамика давления и расхода при фиксированных $\varepsilon = 0,1, \alpha = 1$. На рисунке 6 кроме водонасыщенности представлено также и давление. При $\mu_2^1 = 10$ видно формирование излома у функции $p(r)$ в районе r_f , что вызвано скачком вязкости на фронте вытеснения.

Вымывание легких фракций нефти приводит к повышению вязкости водонефтяной смеси. При заданном перепаде давления это должно вызывать уменьшение скорости фильтрации. На рисунке 7 представлен график функции $q(t) = |r v|$, который показывает, как происходит падение суммарной скорости фильтрации v при увеличении вязкости. Это приводит к уменьшению приемистости пласта и снижению дебитов по жидкости. При использовании для анализа заводнения краевой задачи с заданной скоростью фильтрации этот эффект не улавливается. Излом на рисунке 7 соответствует моменту прорыва «воды» в добывающую скважину.

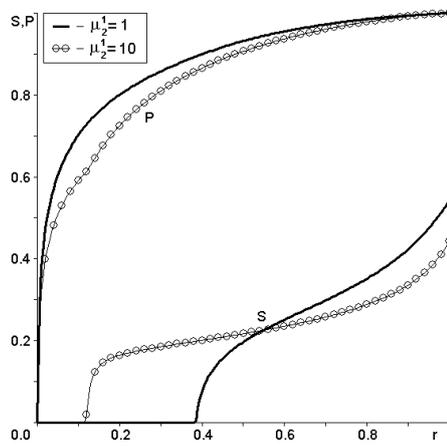


Рис. 6. Насыщенности $s(r, 1)$ и давления $p(r, 1)$ при $\alpha = 1$ и капиллярном параметре $\varepsilon = 0,1$

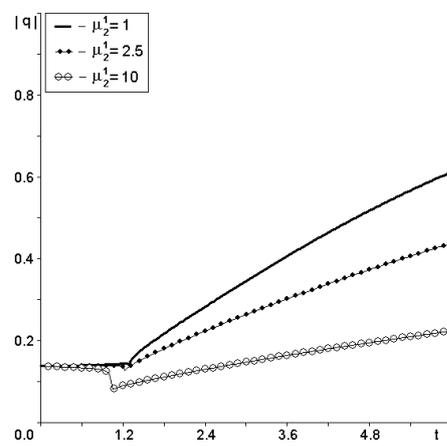


Рис. 7. Графики модуля расхода жидкости $|q(t)|$ при $\alpha = 1$ и капиллярном параметре $\varepsilon = 0,1$

Выводы

Расчеты с использованием модифицированной модели Маскета — Леверетта качественно соответствуют наблюдаемым на нефтяных месторождениях изменениям в процессе разработки. Из анализа режимов с увеличением вязкости (наиболее встречающаяся ситуация) можно сделать вывод, что при использовании данной модели для анализа режимов эксплуатации мы будем наблюдать следующие эффекты:

- добывающие скважины обводняются раньше, чем ожидается по классической модели;
- суммарная скорость фильтрации v уменьшается, и дебиты скважин падают;
- после прорыва воды имеет место существенное снижение темпов отбора нефти;

- разработка месторождения растягивается на более длительный срок;
- достижение заданного коэффициента извлечения нефти из-за увеличения вязкости нефти серьезно осложняется.

Настройку данной модели на конкретное месторождение с определенным составом нефти необходимо проводить, используя натурные данные или эксперименты с реальными образцами.

Библиографический список

1. Титов В. И., Жданов С. А. Изменение состава пластовых нефтей при разработке месторождений (обзор) // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 8. – С. 26–28.
2. Сорокин А. В., Сорокин В. Д. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири. – Тюмень: Вектор Бук. – 2004. – 237 с.
3. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев [и др.]. – М.: Недра. – 1991. – 348 с.
4. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Один из подходов к учету влияния изменения свойств нефти на процесс нефтедобычи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 1. – С. 37–41.
5. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Численный анализ изменения свойств нефти на структуру решения задач двухфазной фильтрации // Нефть и газ Западной Сибири: материалы Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового ун-та. Т. 1 / Отв. ред. О. Ф. Данилов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – С. 158–162.
6. Бочаров О. Б. Пеньковский В. И. Введение в теорию фильтрации жидкостей и газов в пористых средах: учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2005. – 132 с.
7. Антонцев С. Н., Кажихов А. В., Монахов В. Н. Краевые задачи механики неоднородных жидкостей. – Новосибирск: СО АН СССР, Наука. – 1983. – 316 с.
8. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Анализ влияния гравитационных сил на распределение водонасыщенности вблизи нефтяных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 30–35.
9. Самарский А. А. Введение в теорию разностных схем. – М.: Наука, 1971. – 552 с.
10. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки // Теплофизика и аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.

Сведения об авторах

Бочаров Олег Борисович, к. ф.-м. н., доцент, Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск

Телегин Игорь Григорьевич, к. ф.-м. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Information about the authors

Oleg B. Bocharov, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Novosibirsk Technology Center Baker Hughes JSC, Novosibirsk

Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: igtelegin@yandex.ru

**Влияние нестационарного режима работы
на продуктивность добывающих скважин
Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения**

В. В. Инякин^{1*}, С. Ф. Мулявин¹, И. А. Усачев²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Аннотация. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений сопровождается фазовыми превращениями пластовых углеводородных смесей, то есть переходом конденсата из газового состояния при пластовом давлении ниже давления начала конденсации. Ретроградная конденсация приводит к снижению фазовой проницаемости в призабойной зоне, что влечет за собой снижение уровней добычи газа и газового конденсата. В работе рассматриваются данная проблематика и возможные направления ее решения методом нестационарной работы скважин, на которых проведен гидроразрыв пласта. Представленная проблема актуальна в условиях низкопроницаемых коллекторов с аномально высоким пластовым давлением и значительным потенциальным содержанием конденсата.

Ключевые слова: газоконденсатная система; увеличение продуктивности; потенциальное содержание конденсата; дебит газоконденсатной смеси

Unsteady-state conditions of producing wells at of the Urengoy oil and gas condensate field influences their efficiency

Vladislav V. Inyakin^{1*}, Semen F. Mulyavin¹, Igor A. Usachev²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Siberian scientific-analytical centre NJSC, Tyumen, Russia

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Abstract. The development of oil and gas condensate fields is accompanied by phase transformations of reservoir mixtures, i.e. the when the bottomhole pressure drops below the dew point pressure, the liquid condensate becomes versatile and enters the gas phase. Retrograde condensate leads to a decrease in phase permeability in the bottomhole. As a result, it also leads to a decrease in production levels is reduced both by gas and natural gas liquids. The article considers this challenge and its possible solutions by the method of unsteady-state conditions well efficiency, on which the hydraulic fracturing was carried out. The issue of well efficiency is urgent in conditions abnormally high reservoir pressure and considerable condensate yield.

Key words: gas-condensate system; production gain; condensate yield; gas-condensate mixture production rate

Введение

Снижение продуктивности скважин в процессе разработки газоконденсатных месторождений связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов. Основными из них являются следующие:

- осложнение в эксплуатации скважины из-за ухудшения технического состояния ствола скважины;
- изменение состояния призабойной зоны скважины (ПЗС) за счет ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллектора;
- накопление жидкости в стволе скважины вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или прорыва воды [1].

В настоящее время имеется значительное количество научных работ [1–15] в области воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) газоконденсатных скважин с целью увеличения их продуктивности, либо ее поддержания на определенном уровне. В столь сложных геолого-географических и термобарических условиях наибольшее распространение получила технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) в наклонно направленных и горизонтальных скважинах. Использование иных методов, таких как тепловая обработка, изменение смачиваемости коллектора, кислотная обработка, акустическое воздействие, обработка углеводородными и неуглеводородными агентами, не получило широкого распространения за счет ограниченности применения, значительных затрат и быстрого исчезновения эффекта.

Описание различных моделей течения газоконденсатных смесей приводится в работах [16–19]. Рассмотрим типовую модель фильтрации (рис. 1), чтобы детально представить динамические фазовые процессы в пластовой системе (описание производится справа налево).

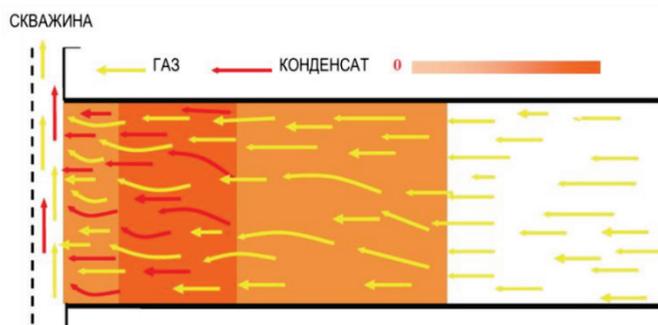


Рис. 1. Типовая модель распределения конденсата с учетом движения флюида в пласте

В зоне № 1 происходит однофазная фильтрация, так как пластовое давление в этой зоне выше давления начала конденсации. В зоне № 2 также происходит однофазная фильтрация, однако давление в этой зоне ниже давления начала конденсации, и выпавший конденсат находится в капельном виде. В зоне № 3 происходит двухфазная фильтрация газа и конденсата. Это обусловлено тем, что конденсат в этой зоне находится в пленочном состоянии и не удерживается за счет капиллярных сил. Зона № 4 обычно расположена в ПЗП, здесь, так же как и в зоне № 3, происходит двухфазная фильтрация, однако насыщенность ретроградным конденсатом ниже за счет высокоскоростного движения пластового флюида.

Объект и предмет исследования

Уренгойское месторождение входит в число крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений мира, а также занимает первое место в Западной Сибири по запасам. Геологический разрез месторождения представлен залежами сеномана, неокома, ачимовскими и юры (рис. 2).

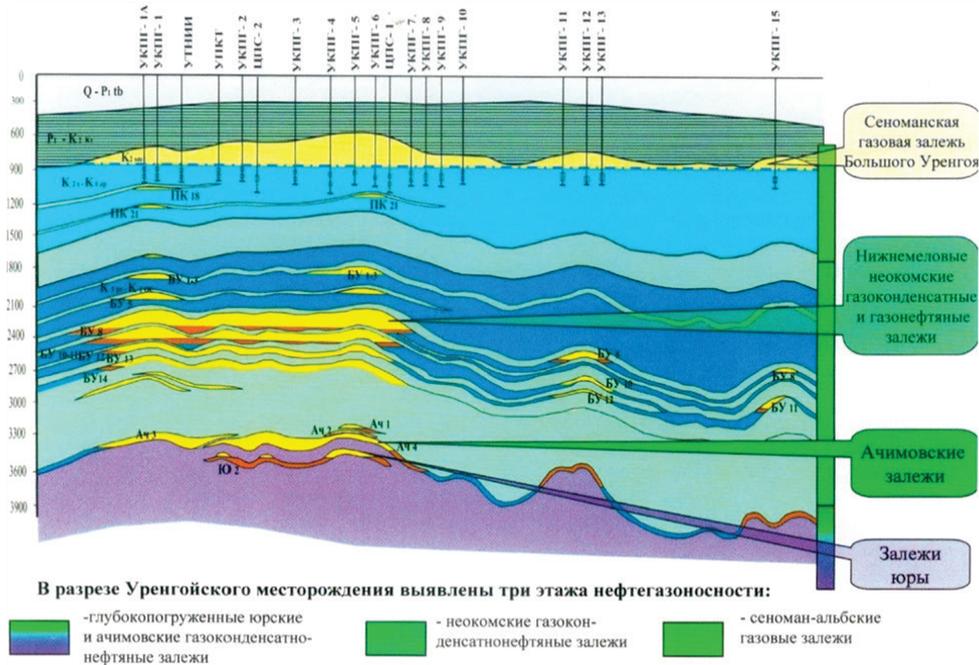


Рис. 2. Геологический разрез Уренгойского месторождения

Пластовые углеводородные системы ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения представлены шестью линзами Ач₁-Ач₆. Основные запасы сосредоточены в пластах Ач₃₋₄ и Ач₅²⁻³. Данные залежи характеризуются следующими параметрами: глубина залегания — 3 500–4 100 м, проницаемость — 0,1–1,0 мД, пористость — 13 %, пластовое давление — 57,0–62,5 МПа, пластовая температура — 370–385 °К [20]. Жесткие термобарические условия залегания способствовали растворимости в газовой фазе тяжелых жидких компонентов. Потенциальное содержание конденсата классифицируется как высокое, и среднее значение составляет 360 г/м³ на газ сепарации [21].

Предметом исследования являются параметры работы скважины, а именно — дебиты газа и газового конденсата, конденсатогазовый фактор (КГФ), потенциальное содержание конденсата в пластовом газе.

Результаты

Остановка эксплуатационной скважины по какой-либо причине и дальнейшее возобновление ее эксплуатации сказываются на потенциальном содержании конденсата в пластовом газе. Как итог, полученные значения потенциального содержания конденсата во время проведения комплексных исследований значительно возрастают по сравнению с истинными значениями, определенными на установках фазовых равновесий. При высоком содержании конденса-

та в пластовом газе аналогичное поведение скважины возможно, даже если она работала с незначительными депрессиями (менее 10 %).

Рассмотрим пример добывающей скв. 105 месторождения Карачаганак (рис. 3).

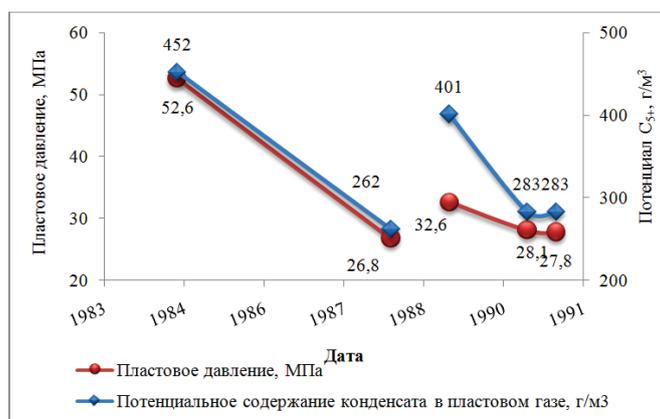


Рис. 3. Динамика пластового давления и потенциального содержания конденсата в пластовом газе

Начальное пластовое давление составляло 52,6 МПа, давление начала конденсации — 46,5 МПа, а потенциальное содержание конденсата — 425 г/м³. Скважина введена в эксплуатацию в октябре 1984 г., спустя 4 года, в августе 1988 г., осуществлены ее остановка и перевод в резервный фонд. Перед остановкой в июне 1988 г. при текущем пластовом давлении 26,8 МПа были проведены исследования скважины на газоконденсатность. В результате исследований установлено, что содержание конденсата снизилось до 262 г/м³. В июне 1989 г. при пластовом давлении 32,6 МПа скв. 105 была пущена на несколько дней для проведения газоконденсатных исследований. При исследованиях получены следующие результаты: содержание конденсата — 401 г/м³ пластового газа.

В ноябре 1989 г. скважина пущена в эксплуатацию. За год эксплуатации давление в скважине упало до 28,1 МПа, все характеристики конденсата сравнялись со значениями, которые были перед остановкой скважины. Через 5 месяцев (апрель 1991 г.) скважина вновь исследовалась, и были получены следующие параметры: пластовое давление — 27,8 МПа, потенциальное содержание конденсата — 283 г/м³. Наиболее подробно с результатами можно ознакомиться в работе [22].

Далее рассмотрим пример остановки и его результаты на примере одной из скважин, ведущей добычу газоконденсатной смеси из пласта Ач₅²⁻³ (рис. 4, 5). Скважина запущена в эксплуатацию в мае 1997 г., дебит газа сепарации не превышал 300 тыс. м³/сут.

В августе 1998 г. был проведен ГРП — дебит газа сепарации возрос до 800 тыс. м³/сут во второй месяц эксплуатации и резко снизился до 500 тыс. м³/сут уже в следующем месяце. Это говорит о том, что даже ГРП не всегда приводит к увеличению продуктивности скважины и в данных условиях наблюдается дальнейшее снижение дебитов газа и конденсата более чем в 2 раза.

Повторный ГРП проведен в июне 2003 г., его результат очевиден, так как не произошло резкого снижения дебитов газа и конденсата. Зависимость снижения дебитов газа и конденсата описывается экспоненциальным уравнением

и в дальнейшем используется для прогноза определения эффекта от отключения скважины. В ноябре 2006 г. скважина остановлена на 12 месяцев. После запуска скважины в эксплуатацию отмечается рост дебитов газа и конденсата.

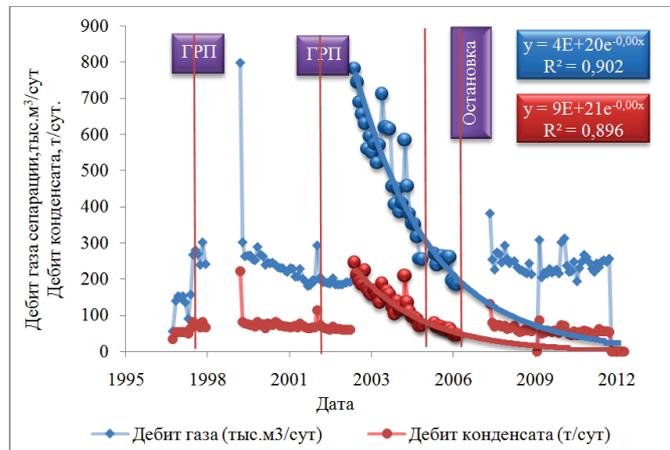


Рис. 4. Динамика дебитов газа и конденсата

Обсуждение

Переход газоконденсатной системы из однофазного в двухфазное состояние сопровождается зарождением новой — жидкой фазы во всем объеме углеводородной системы. Такие фазовые превращения характеризуются как равновесные. Переход из двухфазного состояния в однофазное (неравновесный процесс), ввиду различия составов паровой и жидкой фаз, сопровождается диффузией компонентов через межфазную границу. Ввиду малой площади межфазной границы, обусловленной поровым пространством, без дополнительного перемешивания углеводородной системы, процесс установления фазового равновесия занимает много времени. В результате имеет место гистерезис фазового перехода [23].

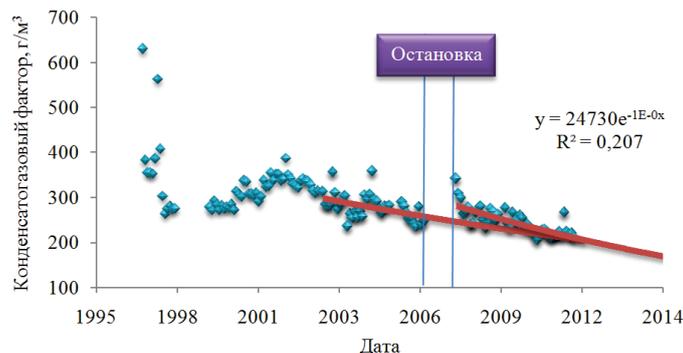


Рис. 5. Динамика изменения конденсатогазового фактора

Анализ динамики изменения конденсатогазового фактора по данной скважине был произведен следующим образом. База для прогноза — значение КГФ после повторного гидравлического разрыва пласта. Создание при ГРП высокопроводящих каналов привело к более быстрому изменению фазового

состояния углеводородной системы, чем в поровом пространстве. КГФ на момент запуска скважины составлял 350 г/м^3 и характеризовался последующей плавной регрессией. К моменту остановки скважины КГФ составил 250 г/м^3 . После длительной остановки скважины КГФ вернулся на прежний уровень — 350 г/м^3 , что свидетельствует об эффективности нестационарной работы скважины.

Выводы

- В низкопроницаемых коллекторах после проведения ГРП происходит снижение содержания конденсата в продукции скважин за счет интенсивного выпадения высококипящих фракций конденсата в околоскважинном пространстве.
- Предложен способ повышения содержания конденсата в продукции эксплуатационной скважины за счет ее нестационарной работы, предусматривающей остановку.
- В процессе остановки скважины происходят перераспределение, выравнивание давления в зоне дренирования и испарение выпавшего конденсата. При запуске скважины за счет проведенных мероприятий в ее продукции увеличивается содержание конденсата.

Библиографический список

1. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А. И. Гриценко [и др.]. – М.: Недра, 1997. – 364 с.
2. Граф Т. Вертикальная и горизонтальная интеграция для преодоления крайне сложных проблем при эксплуатации низкопроницаемых газоконденсатных пластов Ачимовской свиты [Электронный ресурс] // 171169-RU SPE Conference Paper – 2014. – Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171169>.
3. Математическое и физическое моделирование теплового воздействия на газоконденсатные системы / В. М. Зайченко [и др.] // Вести газовой науки. – 2013. – № 1 (12). – С. 66–72.
4. Шандрыгин А. Н. Воздействие на газоконденсатные пласты закачкой рабочих агентов // Недропользование XXI век. – 2008. – № 3. – С. 74–77.
5. Шандрыгин А. Н. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин, направленные на уменьшение или предотвращение накопления конденсата в призабойных зонах // Недропользование XXI век. – 2008. – № 6. – С. 67–71.
6. Корчажкина И. Ю. Математическое моделирование мероприятий по обработке призабойных зон газоконденсатных скважин различными агентами // Вести газовой науки. – 2010. – № 1. – С. 82–91.
7. Назаров А. В. Развитие математического моделирования для проектирования и анализа разработки нефтегазоконденсатных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук. – Ухта, 2012. – 427 с.
8. Киреев С. В. Изучение механизма накопления конденсата в призабойной зоне пласта и методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2000. – 143 с.
9. Умяев В. Г. Развитие методов акустического воздействия из скважин с целью повышения конденсатоотдачи пласта: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Ухта, 2013. – 23 с.
10. Проблемы повышения производительности газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений / М. Т. Абасов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 48–52.
11. Булейко В. М. Обоснование методов активного воздействия на углеводородные залежи плотных низкопроницаемых коллекторов на основе экспериментальных исследований поведения флюидов в пористых средах // Вести газовой науки. – 2011. – № 2 (7). – С. 110–123.
12. Моделирование и исследование влияния «конденсатной банки» на продуктивность газоконденсатных скважин с ГРП / А. Э. Игнатъев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 9. – С. 19–24.

13. Технологии для заканчивания и многостадийного ГПП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских залежей Уренгойского месторождения [Электронный ресурс] / А. Абалев [и др.] // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (14–16 October, 2014). – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171277-RU>. DOI: 10.2118/171277-RU
14. Практический опыт увеличения продуктивности газоконденсатных скважин в низкопроницаемых коллекторах более чем на 30 % благодаря комплексному подходу при строительстве и заканчивании скважин [Электронный ресурс] / М. Г. Жариков [и др.]. // SPE Russian Petroleum Technology Conference (26–28 October, 2015). – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176535-RU>. DOI: 10.2118/176535-RU
15. Размер ГПП имеет значение: опыт разработки мощных ачимовских отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения / А. Юдин [и др.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference (16–18 October, 2017). – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-187852-RU>. DOI: 10.2118/187852-RU
16. A New Deliverability Testing Method for Gas Condensate Wells / Shi Juntai [et al.] // 131443-MS SPE Conference Paper – 2010. – Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-1314432>.
17. Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем / Б. А. Григорьев [и др.] // Вести газовой науки. – 2017. – № 2. – С. 182–202.
18. Гужов Н. А. Термогидродинамические основы добычи углеводородов при разработке газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт: дис. ... д-ра техн. наук. – М., 2000. – 474 с.
19. Шабаров А. Б., Заночуев С. А. Метод расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1, № 1. – С. 7–21.
20. Лапшин В. И., Волков А. Н., Константинов А. А. Газоконденсатные характеристики углеводородных флюидов нефтегазоконденсатных залежей (начальное определение и корректировки в процессе разработки) // Вести газовой науки. – 2014. – № 4. – С. 119–126.
21. Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А. Е. Рыжов [и др.] // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 91–98.
22. Исследование природных газоконденсатных систем / Н. В. Долгушин [и др.]. – Ухта, 1997. – 178 с.
23. Лобанова О. А. Моделирование неравновесного фазового поведения при разработке нефтяных и газоконденсатных залежей: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2016. – 129 с.

Сведения об авторах

Инякин Владислав Витальевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

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

Усачев Игорь Анатольевич, заместитель начальника отдела испытания скважин департамента проектирования разработки месторождений нефти и газа, НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav V. Inyakin, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

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

Igor A. Usachev, Assistant Head of Department Wellbore Testing, Design of an Oil and Gas Field Development, Siberian scientific-analytical centre NJSC, Tyumen

УДК 622.276

**Повышение эффективности применения пенообразователей
для удаления жидкости с забоев газовых скважин**

Е. В. Паникаровский*, В. В. Паникаровский, Ю. В. Ваганов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Аннотация. В период поздней стадии разработки газовых месторождений требуется решение специфических вопросов для увеличения дебитов скважин и снижения их обводненности. Накопленный опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений свидетельствует, что наиболее эффективным способом удаления скапливающейся в скважинах воды является ввод на забой скважин пенообразующих составов на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ). Наиболее технологичным в применении стало использование твердых и жидких ПАВ. Установка в скважинах лифтовых колонн меньшего диаметра обеспечила вынос жидкости с забоев скважин, однако через несколько месяцев эксплуатации условия удаления жидкости с забоев скважин ухудшились. Технологии использования концентрических лифтовых систем и плунжерных лифтов применяются на единичном числе скважин. Основной технологией для удаления жидкости с забоев газовых скважин в настоящее время является технология обработки забоев скважин твердыми ПАВ.

Ключевые слова: твердые поверхностно-активные вещества; жидкие поверхностно-активные вещества; самозадавливающиеся скважины; скорость газового потока; гидратообразование; газожидкостный поток; лифтовая колонна

**Improving efficiency of application foam sheets
to remove liquid from gas wells**

Evgeny V. Panikarovskii*, Valentin V. Panikarovskii, Yuriy V. Vaganov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Abstract. During the late stage of gas field development, the solution of specific issues is required to increase the flow rates of wells and reduce their water cut. The accumulated experience in the development of gas and gas condensate fields indicates that the most effective way to remove water accumulating in wells is to introduce foaming compositions based on surfactants to the bottom of the wells. The most technologically advanced application was the use of solid and liquid surfactants. The installation of smaller diameter tubing in the wells ensured the removal of fluid from the bottom of the well, but after several months of operation the conditions for removing the liquid from the bottom of the well deteriorate. Technologies for using concentric elevator systems and plunger elevators are used on a single number of wells. The main technology for removal of liquid from the bottom of gas wells is currently the technology for processing bottom holes with solid surfactants.

Key words: solid surfactants; liquid surfactants; self-killing wells; gas flow rate; hydrate formation; gas-liquid flow; tubing

Введение

Период падающей добычи газа на газовых месторождениях характеризуется истощением пластовой энергии, что приводит к снижению скоростей движения флюидов и газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и не обеспечивает вынос скопившейся на забоях скважин жидкости. В результате чего на забое скважин происходит увеличение столба жидкости, и скважины начинают самозадавливаться до полной остановки.

Объект и методы исследования

Приток пластовой воды или вынос из призабойной зоны пласта (ПЗП) остатков техногенной жидкости ускоряет процесс самозадавливания скважин. Наличие на забое скважин жидкости с низкой минерализацией способствует разрушению скелета породы и росту пескопроявлений. Следствием работы скважин в режиме самозадавливания и роста количества пескопроявлений являются нарушение равномерности дренирования залежи, создание условий для эрозионного износа скважинного оборудования и снижение добычи газа [1].

Основными геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) для поддержки работы самозадавливающихся газовых скважин на месторождениях являются проведение водоизоляционных работ, продувка ствола скважин с выпуском газа в атмосферу, использование технологий плунжерного и концентрического лифтов, циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство, ввод на забой скважин жидких и твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение циклической закачки сухого газа в затрубное пространство скважины, технологий плунжерного и концентрического лифтов требует больших капитальных вложений и имеет значительный ряд технических ограничений. Наиболее простой и быстрый способ удаления жидкости с забоя скважин — продувка с выпуском газа в атмосферу — имеет существенные недостатки, так как оказывает отрицательное влияние на окружающую среду, приводит к разрушению ПЗП в результате резкого повышения депрессии на пласт, потерям газа и не имеет продолжительного эффекта.

Наиболее доступной и эффективной технологией для удаления жидкости с забоя газовых скважин является ввод на забой скважины ПАВ, приводящих к вспениванию жидкости или газожидкостной смеси в стволе скважины и ее выносу на дневную поверхность [2].

Суть данного метода состоит в том, что при вводе пенообразующих ПАВ на забой скважины происходит их растворение в жидкости, накопленной на забое, а при прохождении газа через столб жидкости с растворенными ПАВ образуется пена, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой жидкости [3].

Перечень ПАВ, применяемых для удаления скважинной жидкости, достаточно обширен, но наибольшее применение получили анионогенные (АПАВ) и неионогенные (НПАВ) поверхностно-активные вещества. АПАВ относятся к классу ПАВ, которые при растворении в воде диссоциируют на положительно заряженный катион и отрицательно заряженный анион.

Наиболее характерные представители данных ПАВ — водорастворимые мыла высших карбоновых кислот, которые представляют собой продукты взаимодействия этих кислот с гидроокисями щелочных металлов. Пенообразующая способность данных ПАВ зависит от длины углеводородного радикала: она максимальная при длине от 13 до 14 атомов углерода, а затем она снижается. В зависимости от длины алкильной цепи исходных органических веществ, способов синтеза сульфатов и сульфоноватов выпускаются различные марки ПАВ этого класса: децилсульфат натрия, сульфанол НП-1,

сульфанол НП-3, ДС-РАС и т. д. Основными недостатками данных ПАВ являются значительное влияние солевого состава вод на растворимость, диссоциацию и поверхностное натяжение образующихся систем, изменение характеристик ПАВ в присутствии органических растворителей.

НПАВ не диссоциируют в водных растворах на ионы, их типичными представителями являются оксиэтилированные химические соединения: алкилфенолы, спирты, жирные кислоты, амиды и др. В состав данных НПАВ входят также имидазолины, высокомолекулярные маслорастворимые амины, оксазолины, карбоновые кислоты и их сложные эфиры, металлические мыла этих кислот с многовалентными металлами [4].

К НПАВ относятся неонол АФ 9-12, оксиэтилированные жирные спирты и алкилфенолы, оксиэтилированные жирные кислоты, блок-сополимеры на основе диамина, блок-сополимеры окиси этилена и окиси пропилена, оксиэтилированные алкилфенолы ОП-7, ОП-10 и др. Вследствие высокой молекулярной массы и малой растворимости данных ПАВ они не могут образовывать большое количество пены, поэтому возникает необходимость совместного использования с ними АПАВ.

НПАВ экономически более эффективны, так как технологический процесс их получения более прост по сравнению с ПАВ других групп. Наибольшее развитие получило производство оксиэтилированных жирных кислот, алкилфенолов, спиртов, аминов, меркаптанов и др.

К недостаткам НПАВ следует отнести их высокую стоимость, особенно блок-сополимеров, малую растворимость в водных растворах, необходимость очистки скважины от остатков НПАВ. Достоинство использования НПАВ заключается в образовании пен с углеводородными флюидами (газовым конденсатом) [5].

Основными показателями, характеризующими свойства пен, являются их устойчивость, реологические характеристики, плотность и упругость. Продолжительность существования пены зависит от концентрации и вида ПАВ, кратности пены, ее температуры, дисперсности и наличия стабилизаторов [6].

Ввод пенообразующих ПАВ в скважину можно осуществлять как в виде растворов, так и в виде твердых стержней или шаров. Из этих двух методов наиболее технологичным является метод закачивания раствора жидких ПАВ в скважину вместе с метанолом — ингибитором гидратообразования. В то же время представляет интерес технология выборочной обработки скважин путем сброса твердых стержней на забой в низкодебитные самозадавливающиеся скважины. В промышленной практике данные скважины вводят в работу путем периодической продувки на факел, что связано с безвозвратными потерями газа и загрязнением атмосферного воздуха.

При выборе ПАВ для удаления воды с забоя скважин следует провести геофизические исследования (ГИС) и уточнить информацию о состоянии скважины.

При проведении ГИС определяются следующие параметры:

- глубина скважины;
- зумпф;
- высота интервала перфорации;
- диаметры обсадной колонны и труб НКТ;
- наличие пакера и глубина его установки;
- забойная температура скважины;
- содержание соли в воде (РРМ);
- забойное давление;

- устьевое давление;
- на сколько произошло падение устьевого давления;
- тип добываемого флюида (нефть, газ, газовый конденсат);
- текущая добыча скважины (нефть, газ, газовый конденсат);
- высота водяного столба в НКТ или обсадной колонне (необходимо рассчитать объем жидкости, которая будет удалена пеной).

Фирма J&J Solutions предлагает для ввода твердых ПАВ (ТПАВ) автоматическую установку «SoapStick». Данная установка относительно простой конструкции, в ее состав входят лубрикатеры, соединенные клапанами, время открытия клапанов для подачи ТПАВ настраивается с помощью таймера с электронным управлением. Монтаж установки «SoapStick» на устье скважины проводится в течение одного часа [7] (рис. 1).

Анализ эффективности обработки газовых скважин показал, что обработку самозадавливающихся скважин спуском ТПАВ необходимо проводить до полной их остановки после продувки на факел, что обеспечивает снижение забойного давления, вынос жидкой фазы в виде пены и продление периода работы между обработками.

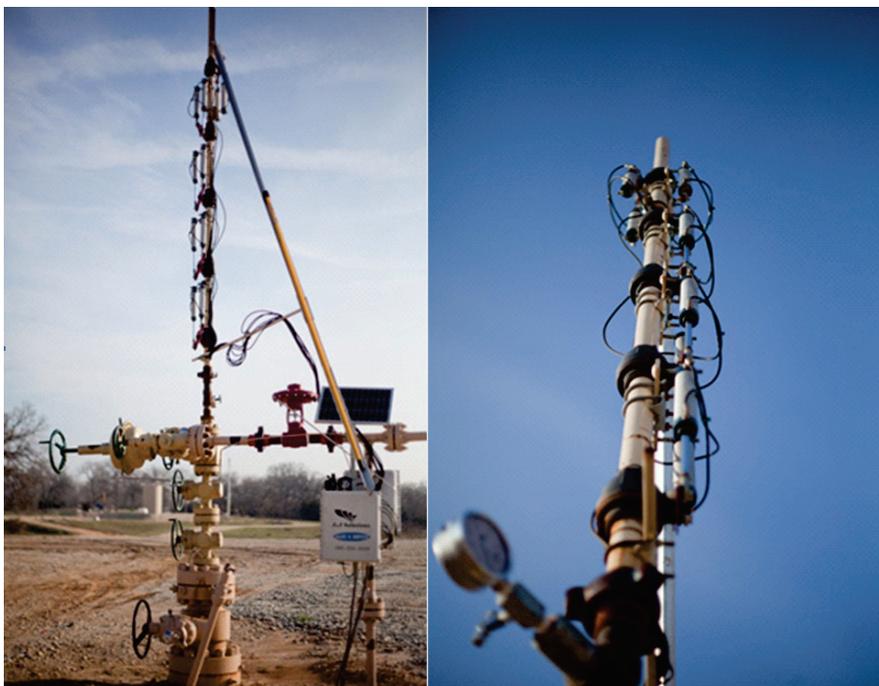


Рис. 1. Автоматическая установка «SoapStick» для ввода ТПАВ

Для результативной работы ТПАВ их следует использовать на скважинах, имеющих небольшие зумпфы глубиной до 10 м, так как работоспособность ТПАВ ограничивается глубиной зумпфа. При глубоких зумпфах более 10 м режим «барботажа» невозможен, так как стержни ТПАВ опускаются на забой скважины, а плотность состава стержней значительно выше плотности воды, что не способствует образованию пены [8].

По данным зарубежных исследований, использование ТПАВ — это наименее дорогой метод удаления жидкости с забоев скважин, требующий мини-

мальных расходов. Недостатком данного метода является то, что общий объем жидкости, извлекаемой с забоев скважин, достигает от 7,94 до 15,89 м³ в день.



Рис. 2. Гель ПАВ в полимерной водорастворимой оболочке

Для удаления жидкости с забоев эксплуатационных скважин на месторождениях США используют жидкие, твердые ПАВ. ТПАВ на забой скважин вводят в различных водорастворимых оболочках на основе полимеров или бумаги, в которых содержатся ПАВ в виде геля (рис. 2), суспензии (рис. 3) или твердого вещества (рис. 4).



Рис. 3. Суспензия ПАВ в полимерной водорастворимой оболочке

Фирма J&J Solutions предлагает использовать ТПАВ типа «UltraMax» (JJ-FC-2225), «BlueMax» (JJ-FSC-2125), «WhiteMax» (JJ-FSC-2125), «EMax» (JJ-FF-2030). После ввода данных ТПАВ на забой скважины происходит их полное растворение в течение от 40 до 120 минут в зависимости от температуры, содержания соли и относительного движения воды. Оптимальная температура для растворения — 54,4 °С, при низких температурах на забое скважины растворение будет происходить медленнее.



Рис. 4. Стержень ТПАВ без бумажной оболочки

ТПАВ типа «UltraMax», «BlueMax» и «WhiteMax» представляют собой гель в водорастворимой оболочке, и их можно сразу применять для обработки, а для применения «EMax» его следует извлечь из картонной оболочки и после этого загрузить в лубрикатор.

Для скважин с содержанием конденсата более 75 % рекомендуется использовать ТПАВ типа «OilMax» [9].

Фирма «Fisher-Stevens» предлагает использовать ТПАВ марки «FS-16 SoapStick». После ввода данных ТПАВ на забой скважины происходит их полное растворение в течение от 4 до 6 ч, что обеспечивает полный вынос жидкости из ствола скважины. Данной фирмой разработан также жидкий ПАВ марки

«FS-15», который растворяется значительно быстрее, чем ТПАВ, что позволяет получать хорошие результаты по удалению жидкости с забоев скважин [10].

Для обработки скважин фирма «Foamtech» предлагает использовать следующие ТПАВ:

- RedHots™ — для смеси воды и углеводородов (до 30 %);
- BlackMagic™ — для смеси воды и углеводородов (до 70 %);
- WhiteLightning™ — для смеси воды и углеводородов (до 15 %) и высокотемпературных скважин [11] (рис. 5).

Компания «Haliburton» предлагает применять для удаления жидкости с различной минерализацией ТПАВ марки «Howco-Suds», которое является пенообразователем анионного типа и совместимо с различными типами воды, включая рассолы и кислоты.

На морских месторождениях в Северном море компания «British Petroleum» проводит обработку забоев скважин с использованием технологии непрерывного ввода на забой скважин жидких ПАВ, что приводит к увеличению времени работы скважин и наращиванию добычи углеводородов. Показатель успешности применения данной технологии в газовых скважинах превышает 85 %.



Рис. 5. Стержни ТПАВ, выпускаемые фирмой «Foamtech»

На Медвежьем месторождении было проведено испытание пенной присадки марки «FA-4275» компании «Haliburton» для удаления жидкости с забоев газовых скважин. По результатам проведенных работ использование этой продемонстрировало хорошие технологические свойства для удаления жидкости с забоев скважин. На всех скважинах отмечены значительный вынос механических примесей совместно с жидкостью и увеличение объема добычи газа. При длительном постоянном применении этой присадки можно ожидать снижения объемов жидкости на забоях скважин, снижения пескопроявлений, улучшения продуктивных характеристик скважин, дебит которых ограничен из-за выноса песка.

На одной скважине Медвежьего месторождения проведены испытания ТПАВ марки «БТ-Фомер» для увеличения выноса жидкости и механических примесей при эксплуатации газовых скважин.

В результате проведенных испытаний было установлено, что при дебитах газа выше 72 тыс. м³/сут вынос жидкости сопровождается выносом механических примесей с удельным содержанием от 1,6 до 1,9 мм³/м³.

На Ямбургском месторождении для удаления жидкости с забоев газовых

скважин использовали ТПАВ марки «Цель-III». После ввода данного ПАВ на забой газовых скважин уровень жидкости в скважинах значительно снижается, устьевое давление увеличивается на 0,19 МПа, давление в районе нижних отверстий перфорации снижается на 0,023 МПа.

На Восточно-Таркосалинском месторождении проведены испытания ТПАВ, разработанных в ОАО «СевКавНИПИгаз», в состав которых входят НПАВ, пластификатор и отвердитель. В результате проведения промысловых работ на газоконденсатных скважинах проводилось удаление жидкости с примесью газоконденсата из ствола скважины. Отрицательным моментом проведенных работ является невозможность доставки ТПАВ к забою скважин, имеющих горизонтальное окончание [12].

Технология обработки забоев газовых скважин жидкими ПАВ проводится в следующем порядке: скважину обрабатывают на факельном устройстве и останавливают; затем проводят закачивание ПАВ, и продавливают его на забой скважины с помощью компрессора; на следующем этапе скважину обрабатывают на факельном устройстве и пускают в работу.

Технология обработок забоев газовых скважин жидкими ПАВ на водном растворе CaCl_2 с последующей продавкой их метанолом имеет существенный недостаток из-за присутствия в составе жидкого ПАВ воды, которая приводит к образованию газовых гидратов в промышленном оборудовании при низких температурах.

С целью увеличения объемов применения жидких ПАВ на Медвежьем месторождении, снижения риска гидратообразования в промышленном оборудовании предлагается в качестве растворителя использовать метиловый спирт 70 %-й концентрации, который одновременно является ингибитором гидратообразования [13].

Технологический процесс обработки с применением ТПАВ заключается в следующем: скважину обрабатывают на факельном устройстве и останавливают; далее проводят загрузку необходимого количества стержней или шаров ТПАВ в лубрикатор и сбрасывают на забой скважины; после определенного времени технологической выдержки скважину запускают на факельное устройство и проводят обработку для полного выноса из скважины пены и механических примесей; далее обработанную скважину пускают в шлейф.

Основные условия эффективного применения ТПАВ в скважинах: отсутствие интенсивного притока пластовых вод, наличие столба жидкости в стволе скважины, скорость газожидкостного потока в лифтовой колонне — не менее 2 м/с.

Главная проблема, которая возникает при массовом использовании ТПАВ, — образование устойчивых пенных систем, что приводит к снижению качества промышленной подготовки газа.

Для решения проблем удаления воды с забоев газовых скважин Восточно-Таркосалинского месторождения был проведен геолого-промысловый анализ данных с целью удаления воды с забоев скважин и увеличения их продуктивности.

На данном периоде разработки месторождения в скважинах с горизонтальным окончанием предлагается удалять жидкость с забоев скважин, используя ТПАВ, которые в виде шаров через лубрикатор вводятся в скважину и скатываются в горизонтальную часть ствола. Далее скважина останавливается на технологической отстой на 2 часа и запускается в работу, но при обработке скважины в шлейф давление на устье постоянно падает, и скважина не выходит на установившийся режим, при котором скорость газового потока обеспечивала вынос жидкости с забоя.

Главная причина скопления жидкости на забоях газовых скважин — низкая разница рабочего давления и давления в шлейфе в пределах одного куста

скважин, что приводит к накоплению жидкости на забоях скважин. При работе газовых скважин в шлейф необходимо, чтобы рабочее давление у скважины было значительно больше, чем давление в шлейфе.

Результаты и обсуждение

Одним из наиболее широко используемых методов выноса жидкости с забоев газовых скважин является замена лифтовых колонн диаметром 168 мм на колонны диаметром 114 мм, что обеспечивает увеличение скорости потока газа для выноса жидкости с забоев скважин [14, 15]. Лифтовые колонны меньшего диаметра были установлены в скважинах Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего месторождений, что обеспечило вынос жидкости с забоев скважин, однако примерно через восемь месяцев после замены лифтовых колонн условия выноса жидкости ухудшились.

Другой технологией эксплуатации обводнившихся газовых скважин является использование концентрических и плунжерных лифтовых систем.

Технология использования концентрического лифта позволяет выбрать такой режим эксплуатации обводнившихся скважин, при котором в центральной лифтовой колонне поддерживается дебит газа, превышающий на 50 % минимальный дебит газа, необходимый для удаления жидкости с забоя скважины. При выборе технологического режима эксплуатации скважины с концентрическими лифтовыми колоннами требуется поддерживать давление на забое скважины, при котором не происходит разрушения призабойной зоны.

Технологии эксплуатации скважин с применением плунжерного лифта пока не получили массового распространения из-за постоянных сбоев оборудования по технологическим причинам. Одной из основных проблем использования плунжерного лифта является несоответствие размеров фонтанных арматур, овальность и несоосность их элементов.

В качестве альтернативной технологии для удаления жидкости из низкодебитных скважин предлагается использовать закачку газа в затрубное пространство от соседних газовых скважин, в результате возрастает скорость газожидкостного потока в лифтовых трубах, и обеспечивается вынос жидкости с забоев скважин [16].

Основными причинами обводнения эксплуатационных скважин на Медвежьем, Уренгойском, Ямбургском месторождениях являются падение пластового давления в продуктивных пластах, активное продвижение подошвенных вод, что приводит к обводнению перфорированных интервалов продуктивного пласта.

Наличие межколонных давлений при эксплуатации скважин также является одним из осложнений. Одна из причин наличия межколонных давлений — плохое качество цементирования и недоподъем тампонажного раствора за обсадной колонной до устья при выходе скважины из бурения. Плохое качество цементирования скважин также способствует образованию межпластовых перетоков и преждевременному их обводнению.

По данным геолого-промыслового анализа эксплуатации скважин Медвежьего месторождения было установлено, что при работе скважин вынос пластовой воды составляет более 30 % от объема выносимой жидкости, а при проведении анализов было установлено наличие пластовой воды более 80 % в продукции двенадцати скважин.

При определении генезиса воды, скапливающейся на забое газовых скважин, было установлено, что минерализация сеноманской воды варьируется в пределах от 17 до 22 г/дм³. Минерализация конденсационной воды не превышает 1 г/дм³, а минерализация технической воды составляет более 40 г/дм³.

В пределах минерализации от 1 до 17 г/дм³ генезис жидкости определяется как конденсационная с примесью пластовой или пластовая с примесью конденсационной. При минерализации воды от 17 до 40 г/дм³ генезис жидкости определяется как пластовая с примесью технической или техническая с примесью пластовой. Таким образом, разрабатываемые составы ПАВ должны обеспечить вспенивание жидкости с минерализацией от 1 до 13 г/дм³ и с минерализацией более 40 г/дм³ [17].

Основными факторами, обуславливающими обводнение скважин, являются их низкая продуктивность, притоки пластовой воды и плохое техническое состояние (рис. 6).

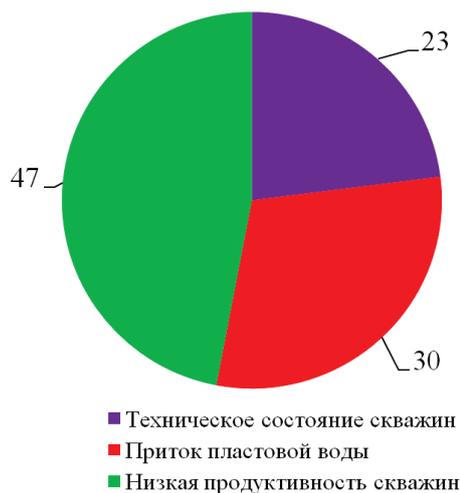


Рис. 6. Основные факторы, обуславливающие обводнение скважин Медвежьего месторождения, %

Выводы

Для решения проблем обводнения газовых скважин в поздней стадии разработки месторождений необходим комплексный анализ режимов работы скважин, включающий изучение технического состояния скважин и геолого-промысловые условия добычи газа. Основными ГТМ для поддержания режима работы самозадавливающихся скважин на газовых месторождениях являются проведение капитального ремонта скважин с целью ликвидации водопритокков; периодическая продувка скважин с выпуском газа в атмосферу; технологии концентрического и плунжерного лифтов; циклическая закачка сухого газа в затрубное пространство скважины; обработка забоев скважин твердыми и жидкими ПАВ.

Библиографический список

1. Рассохин Г. В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1977. – 190 с.
2. Токунов В. И., Саушин А. З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.
3. Мамедов Ю. Г. Мировой опыт изучения и внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов // Российский химический журнал. – 1995. – Т. 39, № 5. – С. 13–16.
4. Бабалян Г. А. К вопросу теории действия поверхностно-активных веществ (ПАВ) на процесс освоения скважин // Вопросы технологии добычи нефти и бурения нефтяных скважин: сб. тр. Вып. 6. – Уфа: УГНТУ, 1996. – С.12–21.

5. Одишария Г. Э., Точигин А. А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. – М.: Всеросс. науч.-исслед. ин-т природных газов и газовых технологий, Ивановский государственный энергетический университет, 1998. – 400 с.
6. Поздышев Г. М. Применение поверхностно-активных веществ и других химических реагентов в нефтедобывающей промышленности // Сб. БашНИПИнефть. Вып. IV. – М.: Недра, 1970. – 312 с.
7. Maximize production by continuously dropping soap sticks throughout the day and night. – Available at: <https://jandjsolutionsllc.com/products/automatic-soap-stick-launcher/>.
8. Кондрат Р. М., Билецкий М. М. Совершенствование методов эксплуатации обводнившихся газовых скважин // Обзор, информ. сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – № 9. – М.: ВНИИЭГазпром, 1980. – 56 с.
9. Soap Sticks. – Available at: <https://jandjsolutionsllc.com/products/soap-sticks/>.
10. Soft Soap Sticks. – Available at: <http://fisher-stevens.com/index.html>.
11. Soapsticks. – Available at: <https://foamtechinc.com/products/soapsticks/>.
12. Выбор конструкции забоя сеноманских горизонтальных скважин / Н. Н. Закиров [и др.] // Бурение и нефть. – 2007. – № 5. – С. 30–31.
13. Совершенствование технологий освоения туронских залежей севера Западной Сибири: обзорная информация / И. Е. Якимов [и др.]. – М.: Газпром, 2008. – 82 с.
14. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5 – С. 85–89. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-85-89
15. Новое в процессе реконструкции самозадавливающихся газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений Западной Сибири / Д. С. Леонтьев [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 22–24.
16. Ваганов Ю. В. Методология капитального ремонта скважин в современных условиях эксплуатации сеноманской залежи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 34–38. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-1-34-38
17. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В. Основные причины остановки газовых скважин на заключительной стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 85–89. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-3-85-89

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ваганов Юрий Владимирович к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Valentin V. Panikarovskii, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Yuriy V. Vaganov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

УДК 622.692.621.6.001.5

Определение коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей

С. И. Перевощиков

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru*

Аннотация. Излагается гипотетическая модель молекулярной структуры дегазированных и газонасыщенных нефтей, разработанная на базе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля. С опорой на данную модель получены полуэмпирические зависимости для определения коэффициентов сжимаемости дегазированных и газонасыщенных нефтей. Базирование их на отмеченной модели придает им необходимую физическую обоснованность, а содержащимся в них эмпирическим параметрам конкретное физическое содержание. В результате чего полуэмпирические зависимости приобретают теоретический характер. Это существенно расширяет их область применения как по видам нефтей, так и по условиям их нахождения, что подтверждено соответствующими расчетами.

Ключевые слова: дырочная теория; гипотетическая модель; газонасыщенная нефть; коэффициент сжимаемости

Calculation of the compressibility factor of gas-saturated oils

Sergey I. Perevoschikov

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Abstract. The article deals with a hypothetical model of the molecular structure of degassed and gas-saturated oils developed on the basis of the J. I. Frankel's hole theory of liquid. Based on this model, the author of the article obtained semi-empirical dependences for calculating compressibility factors of degassed and gas-saturated oils. The fact that the obtained dependences are based on the noted model gives the necessary physical validity to them and the specific physical content to the empirical parameters contained in them. As a result, semi-empirical dependences become theoretical. Corresponding calculations confirm that their scope broadens as the types of oils and conditions for their finding.

Key words: hole theory; hypothetical model; gas-saturated oil; compressibility factor

Введение

Капельные жидкости, к которым относятся и газонасыщенные нефть, считаются практически несжимаемыми. Такой взгляд в определенной мере правомерен по отношению к небольшим объемам данных веществ.

В тех случаях, когда объемы подобных жидкостей значительны, пренебрежение их фактической сжимаемостью в небольших размерах способно приводить к существенным искажениям в восприятии тех физических процессов, в которых капельные жидкости участвуют, что может негативно сказываться на результатах соответствующих работ. В частности работ, связанных с оценкой объемов разведенных запасов нефти, добычей, подготовкой и трубопроводным транспортом добытой нефти, находящейся, как правило, в газонасыщенном состоянии.

Поэтому сжимаемость газонасыщенных нефтей, оцениваемая посредством коэффициента сжимаемости β_p , является значимым параметром, подлежащим обязательному определению и определению с учетом всех влияющих на него факторов.

В настоящее время для расчета β_p предложен ряд зависимостей, которые позволяют находить данный параметр либо через плотность нефти при различных давлениях по (1) [1], что требует проведения специальных лабораторных исследований, не всегда возможно и, по существу, не является расчетным методом, либо — по эмпирическим зависимостям, подобным выражению (2) [2].

$$\beta_p = \frac{\rho - \rho_p}{\rho_p \cdot \Delta P}, \quad (1)$$

где β_p — коэффициент сжимаемости газонасыщенной нефти, м²/Н; ρ и ρ_p — плотность нефти соответственно при давлениях P и $(P + \Delta P)$.

$$\beta_p = \left(\frac{\rho_d}{1,483 \cdot \rho_d - 1,0691} + \frac{1}{0,3482 - 0,00342 \cdot (V/\rho_d)} \right) \cdot 10^{-10}, \quad (2)$$

где ρ_d — плотность дегазированной нефти, кг/м³; V — газосодержание нефти, м³/м³.

Выражение (1) является видоизмененной записью зависимости (3), на основе которой находят β_p в лабораторных условиях.

$$\beta_{Pж} = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (3)$$

где $\beta_{Pж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости, м²/Н; V — исходный объем жидкости, м³; ΔV — изменение исходного объема жидкости (м³) при изменении давления, действующего на жидкость на величину ΔP (Н/м²).

Значения коэффициента сжимаемости, получаемые на основе (1) и (3), имеют существенный недостаток, состоящий в том, что они соответствуют только определенным условиям — условиям, при которых их получают. Вместе с тем коэффициент β_p (в соответствии с физической природой капельных жидкостей) зависим от температуры и давления — непостоянных по своим значениям параметров, а применительно к газонасыщенным нефтям — еще и от количества растворенного в нефти газа, а также от физических свойств газа и дегазированной нефти, которые в ходе оперирования с газонасыщенными нефтями также претерпевают изменения. Это не позволяет использовать значения β_p , получаемые по (1) и на основе (3), при решении многих инженерных задач, в которых востребованы аналитические зависимости, связывающие искомый параметр с определяющими его факторами.

Расчетные способы определения β_p , представленные эмпирическими зависимостями, аналогичными (2), отличаются суженной областью применения,

ограниченной той эмпирической базой, на которой они получены. Так, зависимость (2) ТатНИИ, согласно [2], пригодна «для многих нефтей Татарии и Башкирии с газовым фактором от 2 до 31 м³/т». Что означает — только для *некоторых* нефтей *определенных* нефтеносных провинций; нефтей с низким газосодержанием; нефтей, находящихся в определенных условиях, характерных преимущественно для систем сбора и подготовки нефти и газа на нефтепромыслах. То есть имеют место ограничения как по географической и «технологической» локализации нефтей, так и по условиям их нахождения, а также по физическим свойствам нефтей (их газосодержанию).

Кроме этого, эмпирические зависимости рассматриваемого вида отражают не все факторы, влияющие на коэффициент β_p . В частности, в (2) не учитывается влияние на β_p давления P .

По мере повышения действующего на нефть давления компенсационные возможности нефти все более исчерпываются (как у подвергающейся сжатию пружины), в результате чего коэффициент β_p , характеризующий эти возможности, неизбежно подвергается изменению. Поэтому зависимость параметра β_p от давления объективно существует, и она обязательно должна приниматься во внимание в соответствующих расчетных зависимостях.

Отмеченные недостатки существующих способов определения β_p в значительной мере можно минимизировать, если получение искомой зависимости проводить на основе соответствующих физических моделей.

Объект и методы исследования

Современные взгляды на капельные жидкости, к которым относятся и газонасыщенные нефти, базируются на молекулярно-кинетической теории, развитой Я. И. Френкелем и другими исследователями [3]. По данной теории капельные жидкости (даже однородные по составу) не являются сплошными гомогенными средами, а представляются веществами, в объеме которых существуют мельчайшие свободные пространства, называемые дырками. Вследствие теплового движения молекул дырки хаотично меняют свое местоположение, что обеспечивает жидкостям текучесть.

Исходя из дырочной теории [3], можно предположить, что дырки образуются в результате объединения молекул жидкости (под действием сил межмолекулярного притяжения) в отдельные мельчайшие конгломерации (из нескольких молекул), находящиеся в относительно устойчивом состоянии при динамическом обмене молекулами с окружающим их пространством. В результате «стягивания» молекул в относительно обособленные образования однородность молекулярной среды нарушается, и между конгломерациями возникают свободные пространства или дырки, как схематично показано на рисунке 1 а.

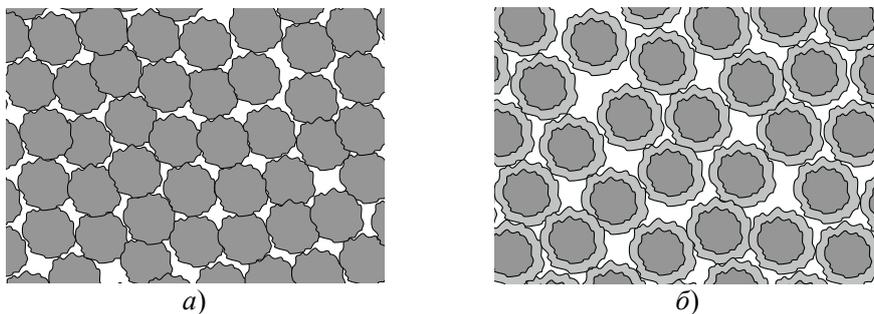


Рис. 1. Предположительная схема молекулярной структуры дегазированной (а) и газонасыщенной (б) нефти, образованной из относительно устойчивых конгломераций молекул

Изображенную на рисунке 1 *a* ситуацию можно отнести к дегазированным нефтям. Молекулы таких нефтей имеют ощутимый молекулярный вес и тяготеют друг к другу под действием сравнительно больших межмолекулярных сил взаимного притяжения, образуя некоторое подобие молекулярных конгломераций, сравнительно устойчивых и относительно плотных.

Дегазированные нефти являются неотъемлемой частью нефтей газонасыщенных; их представляют наиболее тяжелые компоненты нефти. Поэтому можно предположить, что конгломерации, характерные для дегазированных нефтей, присутствуют и в нефтях газонасыщенных.

Наряду с тяжелыми составляющими в газонасыщенных нефтях содержатся и более легкие компоненты, которые при определенных условиях переходят в газовую фазу и поэтому считаются насыщающим нефть газом. Молекулы этих компонентов имеют существенно меньший молекулярный вес и меньшие межмолекулярные силы взаимного притяжения, отличаются повышенной подвижностью. Эти качества не позволяют им образовывать с молекулами базовых конгломераций (дегазированной нефти) достаточно устойчивые межмолекулярные связи и входить в состав конгломераций. Однако не препятствуют связываться с находящимися на периферии конгломераций молекулами и создавать вокруг конгломераций некоторое подобие оболочек, также сравнительно устойчивых и находящихся в динамическом обмене молекулами с подобными им образованиями, как и служащие им базой конгломерации тяжелых молекул. Таким образом, предполагаемая молекулярная структура газонасыщенных нефтей схематично представляется так, как это показано на рисунке 1 *б*.

Оболочки (вследствие слабой выраженности межмолекулярных сил взаимного притяжения их молекул и повышенной подвижности молекул) предполагаются структурно более рыхлыми и неустойчивыми, чем конгломерации тяжелых молекул, и поэтому более подверженными частичному или полному разрушению при изменении внешних условий, характеризующихся температурой и давлением. Например, при увеличении температуры подвижность молекул-оболочек повышается, в результате чего слабые межмолекулярные связи между молекулами разрываются — оболочки полностью или частично разрушаются. При этом некоторое количество молекул, составляющих оболочки, первоначально отрывается от базовых конгломераций, оставаясь в жидкой фазе; затем (при дальнейшем росте температуры) — переходит в газовую фазу. При уменьшении давления ниже некоторого уровня происходит аналогичный процесс, так как молекулы, находящиеся до этого на некотором расстоянии друг от друга, обусловленном давлением, взаимно отдаляются, и это приводит к ослаблению и разрыву межмолекулярных связей между ними.

Из изложенного гипотетического взгляда на молекулярную структуру дегазированной и газонасыщенной нефти следует, что в газонасыщенной нефти молекулы имеют менее плотную упаковку с увеличенным объемом дырочного пространства. Поэтому у газонасыщенных нефтей следует ожидать более высокую сжимаемость. Последняя усиливается структурной рыхлостью и неустойчивостью к внешним воздействиям молекулярных оболочек конгломераций.

Таким образом, сжимаемость газонасыщенной нефти, вероятно, определяется двумя факторами. Первым и основным из них является фактор дегазированной нефти. Его представляют конгломерации молекул тяжелых компонентов (дегазированной нефти) и их упаковка в объеме жидкости. Этому фактору, исходя из его физического содержания, можно придать название «дырочная пористость» дегазированной нефти. Он определяет структуру газонасыщенной нефти. Так как конгломерации дегазированной нефти служат основой для

формирования подобных образований нефти газонасыщенной, являющихся «модификацией» первых, дополненных молекулярными оболочками из наиболее легких компонентов.

Вторым, также значимым является фактор насыщающего нефть газа. Его представляют оболочки конгломераций тяжелых компонентов (дегазированной нефти).

Оба приведенных фактора определяют структуру и «дырочную пористость» газонасыщенной нефти, а значит — сжимаемость последней.

Коэффициент сжимаемости сложных систем, включающих несколько составляющих, к которым относятся газонасыщенные нефти, имеющие в своем составе конгломерации и их оболочки, должен находиться по коэффициентам сжимаемости каждой составляющей с учетом ее доли в системе. Исходя из этого, коэффициент сжимаемости газонасыщенной нефти β_p определяется следующим образом:

$$\beta_p = \beta_{po} \cdot V_o + \beta_{pg} \cdot V_g, \quad (4)$$

где V_o — доля в газонасыщенной нефти базовых конгломераций из молекул дегазированной нефти; V_g — доля в газонасыщенной нефти оболочек конгломераций из молекул растворенного в нефти газа, приведенная к условиям нахождения газа в нефти; β_{po} — коэффициент сжимаемости совокупности базовых конгломераций (дегазированной нефти), $\text{м}^2/\text{Н}$; β_{pg} — коэффициент сжимаемости оболочек базовых конгломераций (растворенного в нефти газа, находящегося в условно сжиженном состоянии), $\text{м}^2/\text{Н}$.

При определении долей V_o и V_g в (4) предлагается оперировать не относительными, а абсолютными величинами. И в качестве V_o (следуя использованному в [5] подходу при получении зависимости для объемного коэффициента газонасыщенных нефтей, давшему положительные результаты) рассматривать 1 м^3 дегазированной нефти. Тогда под V_g необходимо понимать объем растворенного в одном кубометре дегазированной нефти газа в пересчете его на условия нахождения газа в нефти (то есть с учетом нахождения газа в нефти в условно сжиженном состоянии).

Использование по отношению насыщающего нефть газа понятия «в условно сжиженном состоянии» означает, что газ в газонасыщенной нефти не находится в сжиженном состоянии, а переходит в состояние только подобное сжиженному. Это отмечается во многих работах и подтверждается эмпирическими исследованиями [5]. Такое неопределенное состояние газа, только сходное с сжиженным, но таковым не являющееся, можно объяснить, базируясь на представленной выше гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенной нефти. Согласно ей, молекулы насыщающего нефть газа не образуют в нефти обособленного объема жидкости, а приобщаются к структурам (конгломерациям) из более тяжелых молекул, покрывая их некоторой оболочкой. При этом молекулы газа переходят в жидкую фазу в составе этих структур, что придает им формальные признаки газа в сжиженном состоянии. Таковым фактически оно и является, но только с той разницей, что физические свойства такого газа отличаются от аналогичных свойств газа сжижаемого без присутствия тяжелых молекул.

Тяжелые молекулы, образующие конгломерации, воздействуют на присоединяемые к ним легкие молекулы газа своими более мощными межмолекулярными силами притяжения, уплотняя их упаковку в оболочках. Уплотнению

подвергаются в основном ближайшим к высокомолекулярным конгломерациям группы молекул оболочек, так как радиус действия межмолекулярных сил у молекул тяжелых компонентов ограничен. Отмеченное частичное уплотнение молекул оболочек сказывается на физических свойствах образующего оболочки «сжиженного» газа. В частности, плотность такого газа оказывается больше плотности обычного сжиженного газа, но меньше плотности дегазированной нефти. Это подтверждается эмпирическими исследованиями [5].

Таким образом, представленная гипотетическая модель молекулярной структуры газонасыщенной нефти объясняет особенности физических свойств находящегося в нефти газа, что косвенно подтверждает ее правоту и дает основание базироваться на ней в дальнейших действиях.

Условия нахождения газа в нефти определяются температурой нефти, давлением насыщения нефти газом, а также фактом «вхождения» газа в нефть в виде оболочек соответствующих молекулярных конгломераций; фактом, который придает физическим свойствам газа вышеотмеченные специфические качества. Объем V_r в (4) при таких условиях определяется формулой (5), полученной [5].

$$V_r = \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (5)$$

где ρ_r — плотность растворенного в нефти газа в газообразном состоянии при температуре 20 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; $\rho_{ж}$ — плотность растворенного в нефти газа при нахождении его в условно сжиженном состоянии при давлении насыщения и при рассматриваемой температуре, кг/м³; V — газосодержание нефти, м³/м³.

Таким образом, из (4) и (5) следует:

$$\beta_p = \beta_{p0} + \beta_{pr} \cdot \frac{\rho_r}{\rho_{ж}} \cdot V, \quad (6)$$

где, согласно [5],

$$\rho_{ж} = \rho_{ж0} - \beta_{тн} \cdot (t - 20); \quad (7)$$

$\rho_{ж0}$ — плотность растворенного в нефти и перешедшего в сжиженное состояние попутного газа (при давлении насыщения нефти газом и 20 °С), кг/м³; $\beta_{тн}$ — коэффициент термического расширения условно сжиженного газа в газонасыщенной нефти, 1/°С; t — температура газонасыщенной нефти, °С;

$$\rho_{ж0} = 408 \cdot \rho_r^{0,5}; \quad \beta_{тн} = 2,008 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{ж0}.$$

Или

$$\rho_{ж} = 408 \cdot \rho_r^{0,5} - (2,008 - 0,5365 \cdot \rho_r^{0,5}) \cdot (t - 20).$$

Справедливость приведенных рассуждений и соответствие действительности полученной на их основе зависимости (6) проверены на данных [4] по коэффициентам сжимаемости ряда газонасыщенных нефтей России и ближнего зарубежья. Проверка состояла в рассмотрении отмеченных данных в координатах $\beta_p - V_r$ (рис. 2).

Наблюдаемая на рисунке 2 зависимость с достаточно высокой достоверностью $R^2 = 0,8427$ (достоверность несколько меньше единицы объясняется рас-

смотрением на одном координатном поле данных, соответствующих различным значениям температуры и давления) подтверждает справедливость представленных выше рассуждений и полученного на их основе выражения (6). Поскольку и аппроксимирующее выражение, и формула (6) являются линейными функциями одного и того же комплексного аргумента $(\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V$. При этом получаемое по аппроксимирующей зависимости значение β_P при $(\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V = 0$, соответствующее коэффициенту сжимаемости дегазированной нефти, отвечает приводимым в [2] данным по коэффициентам сжимаемости дегазированных нефтей. Последние по [2] находятся в интервале $0,4 \div 0,7 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$, а значение β_P при $(\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V = 0$ по аппроксимирующей зависимости равно $0,6381 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$, что находится в приводимом [2] интервале.

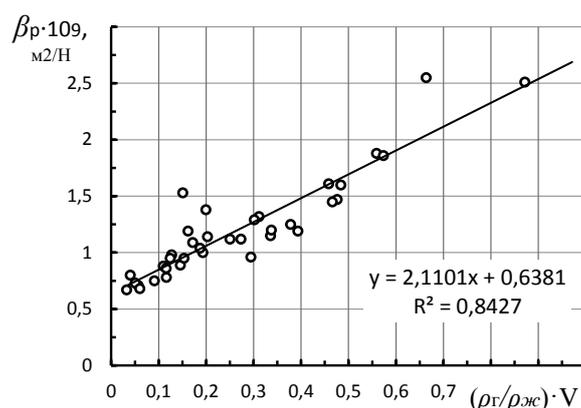


Рис. 2. Зависимость коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей β_P от параметра $V_{\Gamma} = (\rho_{\Gamma} / \rho_{\text{ж}}) \cdot V$

Использование (6) в практических расчетах затрудняет неизвестность содержащихся в этом выражении коэффициентов сжимаемости β_{P_0} и $\beta_{P_{\Gamma}}$.

Для определения этих величин использовались ранее упоминаемые данные [4] по широкому кругу нефтей с достаточно разнообразными физическими характеристиками.

В частности, выражение для расчета коэффициента сжимаемости дегазированных нефтей β_{P_0} находилось на основе сведений о нефтях плотностью $\rho_0 = 815 \div 928 \text{ кг}/\text{м}^3$, содержащихся при различных температурах ($t = 18 \div 148 \text{ }^{\circ}\text{C}$) и давлениях ($P = 6,67 \div 34,63 \text{ МПа}$). Данные по этим нефтям подвергались обработке с опорой на представленную выше гипотетическую модель молекулярной структуры дегазированной нефти, согласно которой коэффициент сжимаемости определяет «дырочная пористость» нефти — чем больше дырочное пространство, тем коэффициент сжимаемости должен быть выше. Поскольку объем дырочного пространства в первом приближении обратно пропорционален плотности жидкости, то коэффициент сжимаемости дегазированной нефти должен быть обратно пропорционален плотности этой нефти; то есть в наиболее простом представлении:

$$\beta_{P_0} = \frac{a}{\rho^n}, \quad (8)$$

где a и n — некоторые коэффициенты, характеризующие рассматриваемую зависимость; ρ — плотность дегазированной нефти, кг/м^3 .

Содержащаяся в (8) плотность ρ , как и плотность любой капельной жидкости, зависима от температуры и давления. Температурная зависимость плотности капельных жидкостей раскрывается общеизвестным выражением (9)

$$\rho = \rho_{20} - \beta_t \cdot (t - 20), \quad (9)$$

где ρ и ρ_{20} — плотность жидкости при рассчитываемой температуре t и при 20°C , кг/м^3 ; β_t — коэффициент термического расширения, $1/^\circ\text{C}$.

Для углеводородных жидкостей коэффициент термического расширения принято рассчитывать по формуле (10)

$$\beta_t = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{20}. \quad (10)$$

В соответствии с (9) плотность ρ в (8) представляется следующим образом:

$$\rho_{ot} = \rho_o - \beta_t \cdot (t - 20), \quad (11)$$

где ρ_o и ρ_{ot} — плотность дегазированной нефти при 20°C и при температуре t , кг/м^3 ; β_t — коэффициент термического расширения дегазированной нефти, рассчитываемый по формуле (10), с заменой в ней ρ_{20} на ρ_o , $1/^\circ\text{C}$.

Зависимость плотности от давления можно найти на основе (3), если под соответствующими объемами понимать удельные объемы. В этом случае из (3) следует, что плотность ρ в (8) раскрывается следующим образом:

$$\rho = \frac{\rho_{ot}}{(1 - \beta_{p_o} \cdot P)} = \frac{\rho_o - \beta_t \cdot (t - 20)}{(1 - \beta_{p_o} \cdot P)}, \quad (12)$$

где P — избыточное давление, Н/м^2 .

Выражение (8) при подстановке в него ρ из (12) приобретает следующий вид:

$$\beta_{p_o} = \frac{a \cdot (1 - \beta_v \cdot P)^n}{[\rho_o - \beta_t \cdot (t - 20)]^n} = \frac{a \cdot (1 - \beta_v \cdot P)^n}{\rho_{ot}^n}, \quad (13)$$

При подстановке (12) в (8) изменена индексация коэффициента β — вместо β_{p_o} используется β_v . Такая замена произведена в связи с тем, что содержащийся в (13) параметр β_v схож с β_{p_o} только в физическом отношении, количественно они различны. Различие возникает вследствие того, что (8) отражает связь между β_{p_o} и ρ главным образом в качественном плане — с повышением плотности коэффициент сжимаемости снижается, и наоборот; количественно эту связь (8) характеризует только в первом приближении.

Поскольку параметр β_v аналогичен β_p , но количественно не в полной мере соответствует ему, β_v следует называть *обобщенным коэффициентом квазисжимаемости дегазированной нефти*. Акцент на *обобщенность* β_v делается в связи с тем, что приводимое ниже значение этого параметра не дифференцируется в зависимости от индивидуальных свойств нефти (что объективно предполагается), а дается одним для всех нефтей.

Таким образом, в (13) содержится три неизвестных — a , n и β_v . Анализ и соответствующая обработка данных [4] по различным нефтям позволили установить их значения, которые приводятся ниже в итоговой формуле для расчета β_{p_0} :

$$\beta_{p_0} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2} = 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{\rho_{от}^2}, \quad (14)$$

где β_v — обобщенный коэффициент квазисжимаемости дегазированной нефти, равный $9,18 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$; β_t — коэффициент термического расширения дегазированной нефти, рассчитываемый по (10) с заменой в этом выражении плотности ρ_{20} на плотность ρ_0 .

Зависимость коэффициента $\beta_{p_г}$ от определяющих его факторов не столь однозначна, как для коэффициента β_{p_0} , в связи с тем что характеризуемое $\beta_{p_г}$ вещество (согласно гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенной нефти) «не самостоятельное», а является оболочкой конгломераций молекул дегазированной нефти, которые влияют на физические свойства оболочек отмеченным выше способом. Исходя из этого, поиск выражения для $\beta_{p_г}$ проводился несколько иным образом, чем для β_{p_0} — по результатам комплексного анализа зависимости параметра $\beta_{p_г}$ от его потенциальных аргументов.

В ходе анализа выяснилось, что коэффициент сжимаемости оболочек зависит от количества растворенного в нефти газа и состава газа, характеризуемого плотностью последнего в газообразном состоянии. Последний вывод ожидаем, так как следует из характера рассматриваемого явления. Первый, если придерживаться предлагаемой гипотетической модели газонасыщенной нефти, также объясним. Объяснение состоит в том, что при изменении количества растворенного в нефти газа объем оболочки каждой конгломерации также изменится. При этом изменяется и доля оболочки, подвергающаяся уплотнению со стороны молекул конгломерации. Эта доля по мере насыщения нефти газом уменьшается, так как объем молекул газа в оболочке возрастает, а радиус действия молекул конгломерации, уплотняющих прилегающие к конгломерации скопления газовых молекул, остается прежним. Это сказывается на способности оболочки сопротивляться действию внешней силы, то есть давления, что влечет за собой изменение коэффициента сжимаемости $\beta_{p_г}$ в зависимости от газосодержания нефти.

Менее ожидаемым оказался третий результат анализа, заключающийся в независимости $\beta_{p_г}$ от давления, что, на первый взгляд, противоречит физической природе жидких тел, каким рассматривается содержащийся в нефти газ. Этот вывод, как и первый, объясняет гипотетическая модель газонасыщенной нефти. Согласно ей, газ в нефти локализуется на конгломерациях нефтяных молекул в виде достаточно тонких (по сравнению с конгломерациями) оболочек. При воздействии давления в первую очередь смещаются конгломерации, «окруженные» дырочными пространствами. Оболочки также сжимаются, но в значительно меньших размерах из-за их существенно меньших масштабов и вследствие их «предварительного» уплотнения со стороны тяжелых молекул конгломераций. Такое сжатие оболочек оказывается соизмеримым с погрешностью измерения коэффициента сжимаемости и по этой причине трудно фиксируется.

В результате проведенного анализа для расчета $\beta_{pг}$ было получено следующее выражение:

$$\beta_{pг} = 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_{г} \cdot V}{\rho_{ж}})}{(1 - \rho_{г}/\rho_{г0}) \cdot \rho_{г}^2}, \quad (15)$$

где $\rho_{г0} = 2,353 \text{ кг/м}^3$ — граничное значение плотности газа, выше которого зависимость (15) не применима.

Результаты

В ходе проведенных исследований удалось получить зависимости (14) и (15) для расчета коэффициентов сжимаемости дегазированных нефтей и содержащихся в газонасыщенных нефтях газов, считаемых условно сжиженными. Данные зависимости при подстановке их в (6) дают искомое выражение (16) для расчета коэффициента сжимаемости газонасыщенных нефтей β_p .

$$\begin{aligned} \beta_p = & 56,07 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{(1 - \beta_v \cdot P)^2}{[\rho_0 - \beta_t \cdot (t - 20)]^2} + \\ & + 0,7933 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{(1 + \frac{\rho_{г} \cdot V}{\rho_{ж}})}{(1 - \rho_{г}/\rho_{г0}) \cdot \rho_{г}^2} \cdot (\frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}} \cdot V), \end{aligned} \quad (16)$$

где $\rho_{ж}$ и β_t рассчитываются по (7) и (10) с заменой в (10) ρ_{20} на ρ_0 .

Анализ полученных результатов

Для оценки приемлемости полученной зависимости (16) для практических расчетов она была подвергнута количественному и качественному анализу.

Целью *качественного анализа* являлось определение соответствия (16) физической природе описываемого данным выражением явления. На такое соответствие указывает следующее:

1. Рассматриваемое выражение не является эмпирическим. То есть результатом аппроксимирования зависимости исследуемого параметра от некоторых других параметров, имеющих с данным параметром некоторую корреляционную связь. Выражение (16) получено исходя из *физической модели исследуемого явления* (гипотетической модели молекулярной структуры газонасыщенной нефти), основанной на современном взгляде на капельные жидкости (дырочной теории жидкости), и в результате ряда последовательных действий, диктуемых базовой физической моделью.

2. Отмеченный в п. 1 характер получения (16) придал данному выражению четкую *математическую структуру, соответствующую физической сути* коэффициента сжимаемости и его *физической* зависимости от определяющих данный параметр факторов.

3. Отмеченный в п. 1 характер получения (16) придал содержащимся в данном выражении параметрам не только количественную определенность, но и *конкретное физическое содержание*.

4. Выражение (16) отвечает граничным условиям, что также является следствием получения его на базе физически обоснованной модели и свидетельствует о физическом соответствии его описываемому им явлению.

5. Выражение (16) учитывает все факторы, определяющие величину коэффициента сжимаемости β_p , исходя из его *физических свойств*. К таковым относятся:

- плотность составляющих газонасыщенные нефти веществ ($\rho_{от}$ и $\rho_{ж}$), которая определяет «дырочную пористость» нефти — основной фактор, от которого β_p непосредственно зависит;
- температура t , которая в (16) оказывает влияние на коэффициент β_p опосредованно через $\rho_{от}$ и $\rho_{ж}$, что физически более обоснованно, чем прямая зависимость β_p от t ;
- давление P , от которого коэффициент β_p зависим по определению и зависим на тех же физических основах, как и от температуры;
- газосодержание нефти V , влияние которого на коэффициент β_p обуславливается увеличением в нефти (при возрастании V) доли наиболее сжимаемого компонента.

Результаты качественного анализа (16) позволяют заключить, что данной полуэмпирической зависимости присущи черты теоретического выражения, физически адекватно отражающего описываемое им явление.

Количественный анализ имел целью определение погрешности (16) и приемлемости данной зависимости для газонасыщенных нефтей с различными физическими свойствами и условиями нахождения. Анализ предшествовали расчеты коэффициента сжимаемости по (16) для нефтей 35 месторождений 8 регионов Евразийского континента. Результаты расчетов приведены в таблице.

Сравнение результатов расчетов коэффициента сжимаемости по (16) с фактическими данными [4]

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти				
	$t, ^\circ\text{C}$	$P, \text{МПа}$	$\rho_o, \text{кг/м}^3$	$\rho_g, \text{кг/м}^3$	$V, \text{м}^3/\text{м}^3$
Пермский край (7)	20...42	12,85...22,37	815...896	1,14...1,383	11,2...173,9
Башкортостан (8)	18...39	8,63...16,97	830...895	1,325...1,53	19,3...100
Коми республика (4)	62...69	18,44...27,66	853...845	1,142...1,48	73,7...111,0
Татарстан (1)	40,5	10,49	885	1,5	36,9
Ставропольский край (2)	135...148	29,43	828...848	1,154...1,281	78,8...101,3
Краснодарский край (10)	44...107	12,75...34,63	817...928	0,874...1,192	44,4...235,7
Сибирь (2)	67...85	17,76...22,66	856...881	0,783...0,967	43,6...57,3
Сахалин (1)	23...50	6,67...16,78	821...874	0,737...0,815	64,8...81,9
Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Результаты расчета $\beta_p \times 10^{-9}, \text{м}^2/\text{Н}$				
	β_p факт.		Погрешность, %		
Пермский край (7)	0,683÷1,478		-7,38÷12,89 (21,43)		
Башкортостан (8)	0,693÷1,315		-7,98÷8,84		
Коми республика (4)	1,142÷1,346		-10,78÷9,14		
Татарстан (1)	0,968		-14,11		
Ставропольский край (2)	1,172÷1,641		7,69÷(17,69)		
Краснодарский край (10)	0,795÷2,599		-13,11÷13,05		
Сибирь (2)	0,98÷1,19		-5,04÷10,68		
Сахалин (1)	1,19		-6,33		

Из таблицы следует, что анализ охватил широкий круг нефтей, различающихся по географическому расположению, пластовым условиям и физическим

свойствам. Это придает анализируемому материалу достаточную представительность, а полученным на его основе результатам анализа необходимую степень обобщенности и достоверности.

Согласно таблице, погрешность (16) составляет порядка 15 %, так как за исключением двух приведенных в таблице погрешностей (17,69 и 21,43) остальные не выходят за данный предел. Повышенная погрешность в отмеченных случаях может быть вызвана некачественностью используемого для расчетов исходного материала. На возможность этого указывает сопоставительный анализ физических характеристик рассмотренных нефтей. Причиной также может быть непринятие во внимание при получении (16) некоторых факторов, также оказывающих влияние на коэффициент сжимаемости. Учет этих (еще не установленных) факторов связан с расширением исходной информационной базы для расчетов β_p со всеми вытекающими из этого последствиями. В виде дополнительных лабораторных определений принимаемых во внимание параметров и усложнения расчетной зависимости с повышением погрешности последней в результате усложнения ее математической структуры.

Эпизоды повышенной погрешности рациональнее устранять соответствующей коррекцией содержащихся в (16) параметров β_v и β_t (а также связанных с ними $\rho_{г0}$ и коэффициентов $56,07 \cdot 10^{-5}$ и $0,7933 \cdot 10^{-9}$) сообразно с физико-химическими особенностями рассматриваемых нефтей. А в случае особой необходимости — дополнительной коррекцией параметров $\rho_{ж0}$ и $\beta_{тн}$, входящих в выражение (7) для определения плотности $\rho_{ж}$. Успешность коррекции обеспечивается теоретической и физической обоснованностью (16), а также конкретностью физического содержания корректируемых параметров — качествами, позволяющими выбрать нужное направление и требуемую степень коррекции.

Установленную сравнительным анализом погрешность (16) можно считать приемлемой, так как коэффициенты сжимаемости используются преимущественно в расчетах, связанных с определением объемного коэффициента газонасыщенных нефтей B — параметра, величина которого (при прочих равных условиях) в значительной степени зависит от газосодержания нефти. Влияние сжимаемости на величину B при таких обстоятельствах ограничивается несколькими процентами. Поэтому погрешность определения коэффициентов сжимаемости на уровне 15 % способна привести в итоговую погрешность объемных коэффициентов не более 1,0 %.

Количественный анализ (16) показывает, что данная зависимость приемлема для широкого круга нефтей и позволяет производить расчеты с допустимой для практических расчетов погрешностью.

Выводы

На основе разработанной на базе дырочной теории жидкости Я. И. Френкеля гипотетической модели молекулярной структуры дегазированных и газонасыщенных нефтей получены полуэмпирические зависимости для определения коэффициентов сжимаемости данных нефтей. Теоретическая и физическая обоснованность полученных полуэмпирических выражений придает им и содержащимся в них эмпирическим параметрам конкретное физическое содержание, в результате чего данные зависимости приобретают теоретический характер. Это существенно расширяет их область применения как по видам нефтей (их физическим свойствам), так и по условиям нахождения нефтей, что подтверждено соответствующими расчетами.

Библиографический список

1. Антипов В. Н. Утилизация нефтяного газа. – М.: Недра, 1983. – 156 с.
2. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
3. Курс физики. Т. 1. / Б. М. Яворский [и др.]. – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 1965. – 376 с.
4. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1974. – 424 с.
5. Перовщиков С. И. К определению объемного коэффициента газонасыщенных нефтей // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 86–96. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-86-96

Сведения об авторе

Перовщиков Сергей Иванович, д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Information about the author

Sergey I. Perevoschikov, Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

УДК 622.24.053

**К вопросу оптимизации применения герметизирующего оборудования
в нагнетательной скважине при импульсной
продолжительной закачке воды**

М. Я. Хабибуллин

*Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский, Россия
e-mail: m-hab@mail.ru*

Аннотация. При определении работоспособности уплотнительных элементов необходимо учитывать общее перемещение пакера в процессе эксплуатации до повреждения уплотнительных элементов при фиксации нарушения герметичности в затрубном пространстве. Следует отметить, что с увеличением частоты и амплитуды давления закачиваемых импульсов жидкости прямо пропорционально увеличивается пройденный путь. По предварительным подсчетам средние значения объемов утечки закачиваемых жидкостей находятся в диапазоне $0,005 \dots 0,1 \text{ см}^3/\text{м}^2$ с преобладанием вероятных утечек на уровне $0,05 \text{ см}^3/\text{м}^2$. В результате предварительных подсчетов было получено, что средняя работоспособность механических пакеров при нестационарном импульсе заводнения до выявления значительных утечек составила $30\,000 \dots 50\,000 \text{ км}$. Необходимо учитывать, что с увеличением частоты и амплитуды давления импульсов в закачиваемой жидкости уменьшаются работоспособность и долговечность уплотнения пакера. В данной работе предлагаются рекомендации по повышению надежности работы пакеров для длительной импульсной закачке воды в нагнетательные скважины.

Ключевые слова: импульсная закачка; импульсное забойное устройство; смазка полужидкостная; смазка жидкостная; температура; гаситель

**To the issue of optimizing the application of the sealing equipment
in the injection well at the long-term pulsed water injection into it**

Marat Ya. Khabibullin

*Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia
e-mail: m-hab@mail.ru*

Abstract. When determining the operability of the sealing elements, it is necessary to take into account the overall movement of the packer during operation, which it passes before the damage of the sealing elements when fixing the leakage failure in the annulus. It should be noted that as the frequency and the amplitude of the pressure of injected liquid pulses increase, the distance travelled increases proportionately. According to preliminary calculations, the average leakage volumes of injected fluids are in the range $0,005 \dots 0,1 \text{ cm}^3/\text{m}^2$ with the prevalence of possible leakages at the level of $0,05 \text{ cm}^3/\text{m}^2$. As a result of preliminary calculations, it was found that the average performance of mechanical packers in the case of non-stationary waterflooding impulse before identifying significant leaks was $30,000 \dots 50,000 \text{ km}$. It should be taken into account that with increasing frequency and amplitude of the pressure of pulses in the injected fluid, the operability and lon-

gevity of the packer seal reduce. The article suggests recommendations for improving the reliability of packers for long-term pulsed water injection into injection wells.

Key words: impulse injection; pulsed downhole device; semi-fluid lubrication; fluid lubrication; temperature; absorber

Введение

Основным узлом пакеров считается уплотнительный элемент, важность которого характеризуется герметизирующей возможностью. Для обеспечения данного фактора определяют тип уплотнительного элемента и конструкцию пакера, которые составляют подземную часть скважинного оборудования, включая и устройства, создающие импульсную закачку жидкости в пласт.

При применении импульсных забойных устройств в результате перекрытия основного отверстия рабочими органами в колонне труб столб жидкости колеблется. Колебания в закачиваемой жидкости передаются колонне труб и герметизирующему устройству [1–8]. Перемещение пакера нарушает изоляцию затрубного пространства в нагнетательной скважине.

Объект и методы исследования

При выборе уплотнительного элемента и конструкции пакера необходимо учитывать, что при импульсной закачке жидкости в скважину давление на уплотнительные элементы распределяется неравномерно. Вследствие этого изменяются смазочные возможности контактирующих элементов пакера и эксплуатационной колонны. Данные процессы, происходящие в уплотнительных элементах, при жидкой смазке описываются эластогидродинамической теорией [9, 10]. Данную теорию возможно распространить и на другие режимы работы уплотнителей пакера с учетом некоторых допущений. Для этого необходимо ввести специальные функции Ψ_1 и Ψ_2 , учитывающие режим трения при перемещении уплотнительных элементов вверх и вниз. Принятые функции являются безразмерными и характеризуют форму уплотнительных элементов. При высоком давлении закачиваемой жидкости $p > 5$ МПа уплотнения работают в условиях полужидкостной смазки. В этом случае герметичность обеспечивают за счет большого коэффициента нагруженности ($b > 0,7$), а ресурс — за счет лучших антифрикционных материалов уплотнения. При перемещении пакера между эксплуатационной колонной и уплотнительными элементами выносятся тонкая гидрофобная пленка смазывающейся жидкости. Для определения объема утечки за один двойной ход пакера вверх и вниз в первом приближении, учитывая специальные функции, можно использовать выражение [11, 12]

$$V = 0,5\pi DS (\Psi_1\delta_1 - \Psi_2\delta_2) = 0,5\pi DS\Delta h, \quad (1)$$

где D — наружный диаметр уплотнения пакера, мм; S — длина хода уплотнения, мм; Ψ_1, Ψ_2 — безразмерные коэффициенты; δ_1, δ_2 — толщина жидкостной пленки при движении уплотнительных элементов вверх и вниз, мм; Δh — эквивалентная толщина пленки, мм.

Толщину пленки можно представить как функцию критерия режима: $\delta_1 = F(G_1)$ и $\delta_2 = F(G_2)$. При работе уплотнений пакеров возможны сочетания различных режимов смазки при движении колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) вверх и вниз. Соответствие значений функций Ψ_1 и Ψ_2 режимам

смазки показано на рисунке 1 [13, 14]: при граничной смазке и смазке при трении без смазочного материала $\Psi \approx 0$ (I, II, III); при полужидкостной смазке $0 < \Psi < 1$ (IV); при жидкостной смазке $\Psi = 1$ (V). В режиме жидкостной смазки при определенном сочетании параметров v (скорость движения пакера вниз и вверх), μ (динамическая вязкость скважинной жидкости), p_k (контактное давление в уплотнении пакера) уплотнения могут работать без утечек. Скорости v_1 и v_2 при движении пакера вниз и вверх могут быть различными, поэтому при $v_2 > v_1$ может быть $\delta_1 < \delta_2$ и $V = 0$. Для обеспечения равенства $V = 0$ за счет равенства $\delta_1 = \delta_2$ необходимо назначить профиль сечения уплотнения пакера, обеспечивающий оптимальное распределение контактного давления вдоль уплотняющей поверхности.

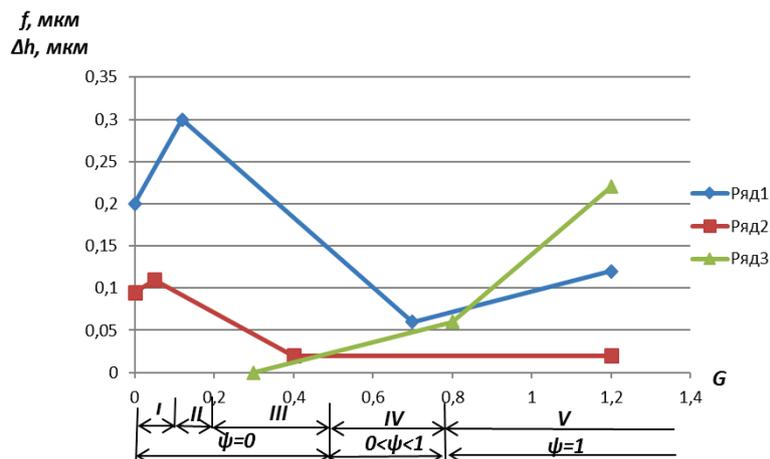


Рис. 1. Соответствие значений функций Ψ_1 и Ψ_2 режимам смазки для уплотнения пакера ПД-118: ряд 1 — коэффициент трения f при $p = 0$ МПа; ряд 2 — коэффициент трения f при $p = 4$ МПа; ряд 3 — значение эквивалентной толщины смазывающей пленки Δh

В процессе эксплуатации скважинного оборудования при соответствующей нагрузке на пакер, когда коэффициент нагруженности b выбирается исходя из условия герметизации затрубного пространства, соответствует полужидкостной смазке, когда $0 < \Psi < 1$ (IV) (интервал соответствует полужидкостной смазке). Значения специальных функций для данного случая будут составлять $\Psi \approx 0,3 \dots 1$.

Если уплотнение совершает ω двойных ходов в 1 с, то при $v_1 = v_2 = v$ (где v_1 — скорость движения уплотнения вниз; v_2 — то же вверх) удельный объем утечек численно равен эквивалентной толщине пленки:

$$\bar{V} = \frac{2V}{\pi DL} = \Delta h m, \quad (2)$$

где V — объем утечек, мм³/с; D — наружный диаметр уплотнителя, мм; L — длина уплотнительного элемента, мм.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

Для движения пакера в одном направлении необходимо ввести в рассмотрение критерий \bar{h} (соответственно, $\bar{h}_1 = \delta_1/R_z$, $\bar{h}_2 = \delta_2/R_z$, где R_z — шерохова-

тость внутренней поверхности эксплуатационной колонны). Последний будет определять режим смазки в уплотнении и значение функции Ψ . Здесь могут быть различные сочетания этих значений в процессе работы пакера. Наиболее распространенный случай: при движении вниз $\delta_1 = F(p, v, \mu \dots)$ — сильная функция p ; при движении вверх $\delta_2 = F(E, k_\epsilon, \mu, v \dots)$ — слабая функция p (где E — модуль упругости материала уплотнения, МПа; k_ϵ — коэффициент, определяющий контактное давление p_k). Режим жидкостной смазки (V) возникает, когда критерий $\bar{h} \geq 0,8 \dots 1$; полужидкостной (IV) — $0,5 < h < 0,8$ (см. рис. 1). Влияние параметров режима трения на удельный объем утечек наглядно выявляется, если уравнение (1) представить в следующем виде:

$$\bar{V} = \sqrt{\frac{\mu v d}{E k_\epsilon}} \left(\Psi_1 A \sqrt{e^{ap}} - \frac{\Psi_2 B}{\sqrt{E k_\epsilon + c p^\gamma}} \right), \quad (3)$$

где μ — динамическая вязкость жидкости, МПа·с; v — скорость движения уплотнения, мм²/с; d — определяющий размер уплотнения, мм; E — модуль упругости материала уплотнения, МПа; a — пьезокоэффициент вязкости; p — давление рабочей среды, МПа; $A, B, c, \gamma, k_\epsilon$ — коэффициенты.

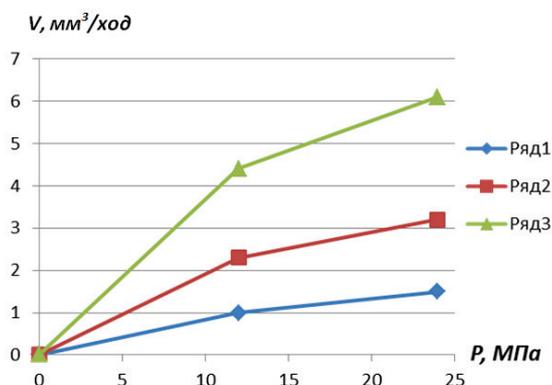


Рис. 2. Зависимость объема утечек от давления на выходе из импульсного устройства:
 ряд 1 — при $v = 0,05$ м/с;
 ряд 2 — при $v = 0,1$ м/с;
 ряд 3 — при $v = 0,2$ м/с

На рисунках 2–5 приведены графические зависимости толщины пленки Δh , объема утечек \bar{V} и силы трения P_f от параметров p и v .

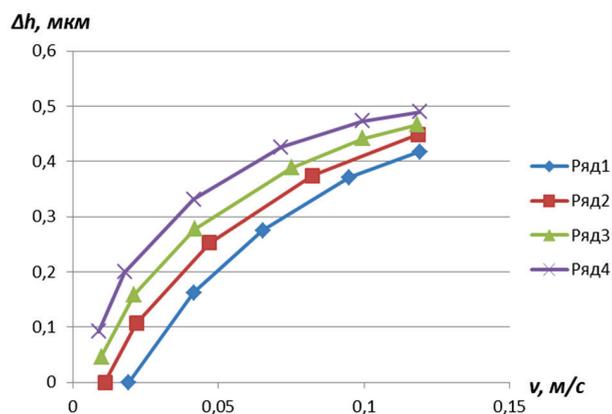
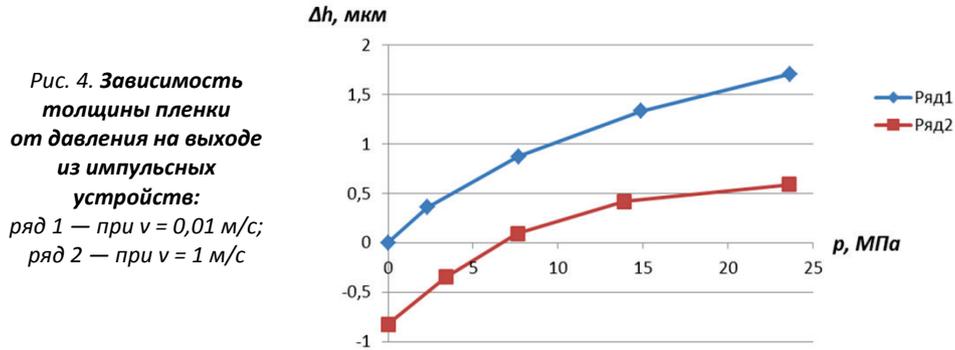
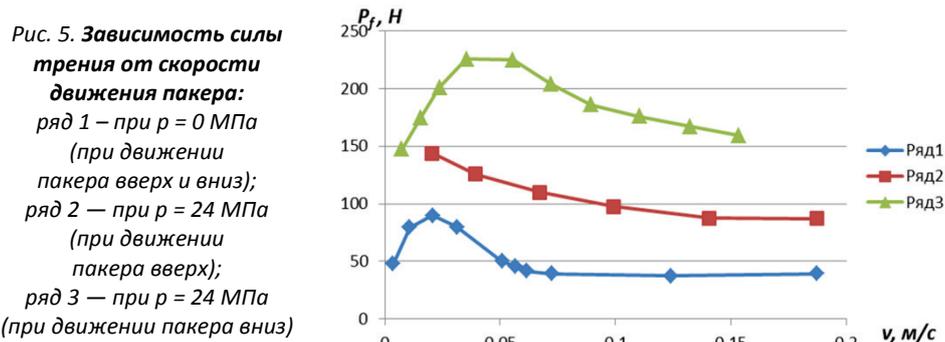


Рис. 3. Зависимость толщины пленки от скорости движения пакера:
 ряд 1 — при $p = 10$ МПа;
 ряд 2 — при $p = 20$ МПа;
 ряд 3 — при $p = 30$ МПа;
 ряд 4 — при $p = 40$ МПа

На основе предварительных выводов необходимо объем удельных утечек в затрубном пространстве определять как отношение совокупных утечек к наружной образующей поверхности контактирования уплотнительных элементов пакера с эксплуатационной колонной при его движении.



При определении работоспособности уплотнительных элементов необходимо учитывать общее перемещение пакера в процессе эксплуатации до повреждения уплотнительных элементов при фиксации нарушения герметичности в затрубном пространстве.



Следует отметить, что с увеличением частоты и амплитуды давления закачиваемых импульсов жидкости прямо пропорционально увеличивается пройденный путь. По предварительным подсчетам средние значения объемов утечки закачиваемых жидкостей находятся в диапазоне $0,005 \dots 0,1$ см³/м² с преобладанием вероятных утечек на уровне $0,05$ см³/м². В результате предварительных подсчетов было получено, что средняя работоспособность механических пакеров при нестационарном импульсе заводнения до выявления значительных утечек составила $30\ 000 \dots 50\ 000$ км. Необходимо учитывать, что с увеличением частоты и амплитуды давления импульсов в закачиваемой жидкости уменьшаются работоспособность и долговечность уплотнения пакера.

Результаты

При определении необходимых размеров уплотнительных элементов пакеров и рабочих параметров μ , v , p следует учитывать практические данные в результате применения пакеров при импульсной закачке.

С учетом этой утечки в уплотнении пакера ориентировочно можно определить значение специальных функций Ψ , соответствующих полужидкостной смазке (0,3...1,0) по упрощенному выражению, полученному из уравнения (3) (при интерполяции зависимостей $\bar{V}(p)$ на $\bar{V} \sim \sqrt{p}$ при сопоставлении графиков на рисунках 2 и 4),

$$V = V_0 \sqrt{\frac{\mu v p d}{\mu_0 v_0 p_0 d_0}}, \quad (4)$$

где V_0, μ_0, p_0, d_0 — установленные на практике значения.

Приведенное выражение позволит сопоставлять данные разовых исследований со средними промысловыми значениями. Для уплотнительных элементов пакеров базовыми условиями целесообразно считать $p = 10,0 \dots 11,0$ МПа; $\mu = 9,5 \dots 11,5$ МПа·с; $v = 0,5 \dots 0,25$ м/с.

Механизм трения между уплотнительными элементами пакера и поверхностью эксплуатационной колонны характеризуется составом закачиваемой жидкости, процессами физико-механических и физико-химических явлений при нестационарном импульсном заводнении. Когда происходит изменение значений p, v, μ, δ до фиксированных границ режимы трения могут переходить от одного состояния к другому. При режимах граничного и полужидкостного трения (особенно характерно для пакеров с учетом значительных давлений закачки жидкости в скважину) с учетом лабораторных данных используется выражение для определения значений коэффициентов при трении (при инженерных исследованиях)

$$f_{\text{тр}} = A \cdot p^{-2/3} \cdot v^{-0,4} \cdot \mu^{-1/6}, \quad (5)$$

где A — комплексный коэффициент, характеризующий составы материалов эксплуатационной, закачиваемой жидкости, шероховатостей поверхностей и материалов уплотнительных элементов (выбирается по экспериментальным таблицам).

Полученное выражение в первом приближении позволит сопоставить зависимости коэффициентов трений конкретной конструкции пакера от давлений закачки, скоростей скольжений (учитываются частота и амплитуда импульсов закачиваемых жидкостей), составов материалов и конструктивных особенностей уплотнительных элементов. При сопоставлении известных материалов считается, что уплотнительные элементы, изготовленные из комбинированного материала (резинотканевые — это основной материал уплотнительных элементов пакеров), обладают повышенной прочностью и работоспособностью при высоких давлениях по сравнению с простыми (резиновыми) [15].

Комбинированные материалы уплотнений, которые имеют структурно-слоистую форму, обладают анизотропностью и улучшенными фрикционными свойствами. Данные материалы в составе имеют армирующие ткани, которые смачиваются закачиваемой жидкостью, и смазочные материалы. Они принимают участие в процессах трений и влияют на снижение коэффициентов трений f . Из анализа данных, взятых в работе [15], получены следующие закономерности:

- резиновые материалы имеют больший коэффициент трения;
- при возрастании значений p и v уменьшается величина силы трения P_f ; с увеличением в уплотнительных элементах количества манжет n возрастает значение силы трения P_f , а величина коэффициента трения уменьшается;

- с увеличением осевого давления на манжеты $P_{к0}$ пропорционально возрастают коэффициенты трения всех конструкций уплотнительных материалов.

Обсуждение

Для того чтобы оценить все эксплуатационные преимущества существующих групп уплотнительных элементов, необходимо придерживаться критериев. Предлагается использовать следующие виды: герметичность (\bar{V}), наработка ($W = 2Sn$), диапазон температуры работы уплотнительных элементов ($\Delta t = t_1 - t_2$). Если сравнивать уплотнительные элементы пакеров с подвижными соединениями, то можно применить следующие критерии [16]:

- условная удельная мощность на уплотнения пакера, Вт/м²

$$\bar{N} = p \cdot v, \quad (6)$$

- относительная работа уплотнения до выхода из строя, Дж/м²

$$\bar{A} = p \cdot L, \quad (7)$$

- удельные потери мощности, Вт/м², и работы, Дж/м²

$$Nf = f \cdot \bar{N}, \quad Af = f \cdot \bar{A}. \quad (8)$$

Высокогерметичные уплотнения имеют меньший ресурс наработки за счет значительного трения трущихся поверхностей и изнашивания. Для оценки основных качественных показателей с учетом выводов, представленных в выражениях (3, 4, 7), предлагается использовать универсальный критерий — время наработки на удельный объем утечек в уплотнении, который будет объективно отражать совершенство движущихся уплотнительных элементов:

$$C = \frac{\Delta t}{100} \sum_i \frac{\bar{A}(m)}{\bar{V}(m)},$$

где $\frac{\Delta t}{100}$ — относительный диапазон рабочих температур уплотнительных элементов; $\bar{A}(m)$, $\bar{V}(m)$ — фиксированные показатели работы уплотнения и объема утечек; $m = S/W_{max}$ (S — пройденный путь уплотнения; W_{max} — предельная наработка).

Изменение утечки от первоначального \bar{V}_0 до максимального значений \bar{V}_{max} по мере относительной наработки m для уплотнительных элементов подчиняется степенной зависимости

$$\bar{V} = \bar{V}_{0+\Delta} \bar{V}_m^n. \quad (9)$$

На основании выражения (9) были получены графические зависимости удельных утечек через уплотнения пакеров при различных количествах манжет в уплотнении. С учетом различных условий эксплуатации пакеров в уравнении (9) необходимо принимать: $n \approx 3$ и $m \approx 0,5$ — для нарушения режима

смазки (неблагоприятные условия); $n \geq 6$ и $m \approx 0,7...0,8$ — при жидкой смазке (благоприятные условия).

После упрощения выражения (9) оно, соответственно, принимает вид

$$C = k \frac{\Delta t}{100} \frac{\bar{A}}{\bar{V}_{\max}}, \quad (10)$$

где k — коэффициент интенсивности увеличения утечек за время предельной наработки; для приближенной оценки универсального критерия его можно определить $k = m \frac{\bar{A}}{\bar{V}_0} + (1 - m) \frac{\bar{A}}{\bar{V}_{\max}}$ (где для работы уплотнительных элементов пакера на участке I $m = 0,5...0,8$).

Выводы

Прогнозировать время работы уплотнений пакеров необходимо с учетом результата испытаний при увеличении рабочих температур. Результаты, полученные при ускоренных испытаниях, необходимо интерполировать на условия эксплуатации пакеров в скважинах с применением уравнений, характеризующих химические реакции и диффузию. Негерметичность уплотнения пакера будет зависеть от контактного давления, которое за счет релаксации напряжения в материале уплотнений уменьшается после установки пакера в скважину (порядка 3...5 часов) и в дальнейшем по мере эксплуатации в результате старения и износа материала. Данный процесс необходимо учитывать при изменении рабочих температур эксплуатации и длительном нестационарном заводнении пластов (движение пакера с уплотнением при продолжительной импульсной закачке жидкостей в скважину). Это необходимо для установления длительности нормальной работоспособности пакера.

В результате приведенных условий эксплуатации пакеров возникает необходимость установки над забойным импульсным устройством гасителя колебаний жидкости. При продолжительной импульсной закачке воды в нагнетательные скважины применение данных устройств позволит повысить надежность герметизации затрубного пространства и эффективность заводнения углеводородных пластов.

Библиографический список

1. Khabibullin M. Ya., Suleimanov R. I. Selection of optimal design of a universal device for nonstationary pulse pumping of liquid in a reservoir pressure maintenance system // Chemical and Petroleum Engineering. – 2018. – Vol. 54, Issue 3–4. – P. 225–232. – Available at: <https://doi.org/10.1007/s10556-018-0467-2>.
2. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г., Абдюкова Р. Я. Оптимизация процесса вытеснения нефти при стационарной импульсной закачке воды // Нефтепромышленное дело. – 2014. – № 3. – С. 24–28.
3. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Сидоркин Д. И. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 109–113. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-5-109-113
4. Parameters of Damping of Vibrations of Tubing String in the Operation of Bottomhole Pulse Devices / M. Ya. Khabibullin [et al.] // Chemical and Petroleum Engineering. – 2017. – Vol. 53, Issue 5–6. – P. 378–384. – Available at: <https://doi.org/10.1007/s10556-017-0350-6>.

5. Хабибуллин М. Я., Сидоркин Д. И. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 3. – № 3. – С. 27–32.
6. Коннов Ю. Д., Сидоркин Д. И., Хабибуллин М. Я. Механизация технологического процесса спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2018. – № 2. – С. 15–24.
7. Исследование напряженного состояния колонны насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств / М. Я. Хабибуллин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 94–99. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-94-99
8. Параметры гашения колебаний колонны насосно-компрессорных труб при работе забойных импульсных устройств / М. Я. Хабибуллин [и др.] // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2017. – № 6. – С. 19–23.
9. Мур Д. Трение и смазка эластомеров / Пер. с англ. Г. И. Бродского. – М.: Химия. – 1977. – 262 с.
10. Крагельский И. В. Трение и износ: справочник в 2 т. / Под ред. И. В. Крагельского, В. В. Алисина. – М.: Машиностроение, 1978. – 480 с.
11. Крагельский И. В., Добыгин М. Н., Комбалов В. С. Основы расчетов на трение и износ. – М.: Машиностроение, 1977. – 526 с.
12. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Расчеты в теоретической и прикладной механике. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 94 с.
13. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Филимонов О. В. Повышение эффективности разовых гидроимпульсных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 113–117. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-6-113-117
14. Варианты импульсного нестационарного заводнения в блоковых системах разработки / М. Я. Хабибуллин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 99–103. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-99-103
15. Орлов З. Д., Орлов Г. С., Чайская Л. П. Резинотканевые уплотнения. – М.: ЦНИИ-Тэнефтехим, 1979. – 80 с.
16. Кондаков Л. А. Рабочие жидкости и уплотнения гидравлических систем. – М.: Машиностроение, 1982. – 216 с.

Сведения об авторе

Хабибуллин Марат Яхиевич, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, e-mail: m-hab@mail.ru

Information about the author

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Otktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: m-hab@mail.ru

**Экспериментальный стенд для исследования
газожидкостных потоков и потоков пены**

А. Ю. Юшков, В. А. Огай*, Н. Е. Портнягин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ogayvlad@mail.ru*

Аннотация. В настоящее время большое количество сеноманских газовых залежей Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки. Добыча газа из таких залежей сопровождается накоплением жидкости различного типа на забоях скважин. Одним из методов решения данной проблемы является ввод в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ. На сегодняшний день отсутствуют расчетные модели, которые позволяют с высоким уровнем точности прогнозировать потери давления в стволе газовой скважины, работающей с пенообразователями в потоке. Существующие немногочисленные расчетные модели были созданы на основе стендовых исследований при атмосферных условиях, а полученные с помощью них результаты имеют значительные погрешности. Для исследования и последующего моделирования газожидкостных потоков с пенообразователями с учетом влияния давления, температуры, водогазового соотношения и других ключевых параметров была разработана и реализована «Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины».

Ключевые слова: завершающая стадия разработки; газовые скважины; поверхностно-активные вещества; экспериментальные исследования

Experimental facility for the study gas-liquid flows and foams

Anton Yu. Yushkov, Vladislav A. Ogai*, Nikita E. Portniagin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ogayvlad@mail.ru*

Abstract. Currently, a large number of Cenomanian gas storages in Western Siberia are at the final stage of development. Gas production from such storage is accompanied by the accumulation of different types of liquid at the bottomhole. One of the methods of solving this problem is the introduction of a foaming agent into the well. To date, there are no computational models that allow us to predict with a high level of accuracy the pressure loss in the tubing of a gas well working with surfactant in the flow. The existing few computational models were created on the basis of bench studies under atmospheric conditions, and the results obtained by them have significant errors. For the study and modelling of gas-liquid flows with surfactant taking into account the influence of pressure, temperature, water-gas ratio and other key parameters, an "Experimental facility to simulate gas-liquid flow and dynamic processes in the tubing of a gas well" was developed and implemented.

Key words: later phase of development; gas wells; surfactants; experimental researches

Введение

На сегодняшний день существенная часть отечественных сеноманских газовых залежей находится в завершающей стадии разработки, что обуславливает проявление острых проблем, сопутствующих процессу добычи газа. Одной из таких проблем является скопление жидкости на забоях скважин, что приводит к снижению их дебитов или полной остановке [1].

В качестве накапливающейся на забое скважины жидкости могут выступать конденсационная вода, перешедшая в жидкую фазу в верхних участках ствола скважины, стекающая вниз по колонне насосно-компрессорных труб, поступающая из пласта минерализованная вода природного происхождения или техническая вода. Перечисленные жидкости могут поступать на забой скважины одновременно в различных количествах.

Накопление жидкости происходит из-за недостаточной скорости потока газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне и лифтовых трубах, в том числе в интервале перфорации или фильтра. Описанная проблема может возникать при повышении доли жидкости в извлекаемом из пласта флюиде. Большие объемы поступающей на забой скважины жидкости не успевают выноситься на поверхность при прежних скоростях потока газа в стволе. Возникающее гидравлическое сопротивление приводит к уменьшению дебита скважины по газу и накоплению жидкости на забое с постепенным полным глушением скважины гидростатическим давлением. Кроме этого, из-за обводнения пласта дебит газа и скорость потока газа падают вследствие уменьшения газонасыщенной толщины пласта и снижения фазовой проницаемости пласта по газу при росте доли жидкости в породе-коллекторе. Другой распространенной причиной самозадавливания скважин является постепенное снижение дебитов (скоростей) газа из-за невозможности дальнейшего снижения забойных давлений вслед за естественным понижением давления в пласте. Продолжать снижать устьевое и далее забойное давление в основном не позволяет компрессорное оборудование. В результате даже при низком содержании жидкости в газе (например, только конденсационная вода) она не выносится из скважины и постепенно накапливается, что приводит к падению дебита газа и остановке скважины.

Также известно, что если своевременно не удалять скопившуюся жидкость, то возникают негативные последствия: обратная фильтрация скважинной жидкости в продуктивный пласт приводит к ухудшению его коллекторских свойств; вымывание пласта-коллектора приводит к повышенному выносу песка, образованию песчано-глинистых пробок [2]. Вынос механических примесей на устья скважин приводит к абразивному износу элементов фонтанной арматуры.

Также следует отметить, что до сих пор не выявлена качественная зависимость между депрессией на пласт и количеством выносимых механических примесей. Усугубляется этот факт тем, что разрушение призабойных зон скважин сеноманских залежей возникает даже при относительно малых депрессиях на пласт [1].

В подтверждение того, что проблема самозадавливания сеноманских газовых скважин у нас в стране является актуальной и имеет массовый характер, отметим следующее: на 2015 год у крупнейшего газового оператора РФ ПАО «Газпром» на месторождениях, которые обеспечивают 50 % добычи газа компании, более 20 % фонда составляют проблемные скважины, с каждым годом их число увеличивается [3]. Так, например, по прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» к 2030 году на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении будет около 500 скважин, работающих в режиме самозадавливания [4].

В качестве борьбы с накоплением жидкости в газовых скважинах используют различные геолого-технические мероприятия (ГТМ), выбор которых обусловлен как технологическими особенностями процесса добычи на конкретном месторождении, так и экономической эффективностью от их применения. Среди таких ГТМ в нашей стране широкое распространение получила технология ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), она отличается относительно низким уровнем капитальных вложений и высоким уровнем эффективности, в том числе экономической. ПАВ могут вводиться в скважину в виде твердых стержней или закачиваться в виде жидких растворов. Накоплен значительный опыт применения ПАВ в различных регионах: на месторождениях Северного Кавказа, Краснодарского края, Оренбургской области, Крайнего Севера (Ямбургском, Уренгойском, Медвежьем и др.) [4].

При взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходят снижение плотности газожидкостной смеси, снижение поверхностного натяжения между жидкостью и газом, что в итоге приводит к снижению критической скорости газа, необходимой для удаления жидкости и очистки скважины. У нас в стране последнее время набирает распространение технология закачки жидких пенообразователей в скважину, которая в сравнении с вводом твердых стержней ПАВ позволяет обеспечить стабильную концентрацию реагента в скапливаемом флюиде и автоматизацию технологического процесса. Технология также рекомендуется к применению в случае, если значение минимального дебита скважины по газу для выноса жидкости превышает максимально допустимые значения дебитов, исключая абразивный износ оборудования и разрушение призабойной зоны пласта [1]. В таком случае закачка пенообразователя исключит скопление жидкости и дополнительно будет способствовать очистке забоя скважины от песка с помощью пены, исключит образование песчаноглинистых пробок.

Так как технология эксплуатации сеноманских газовых скважин с пенообразователями становится все более распространенной, становится актуальным и вопрос учета перепада давления в стволе скважины, работающей с ПАВ. На сегодняшний день при гидродинамическом моделировании разработки газовых месторождений проблемой является отсутствие многопараметрических моделей (функций), описывающих многофазный вспененный поток при работе скважины с ПАВ, которые представляют собой многомерные массивы (VFP-таблицы) и характеризуют перепад давления между забоем и устьем скважины.

Объект и методы исследования

Колоссальный опыт моделирования двухфазных газожидкостных потоков в условиях сеноманских газовых скважин месторождений с относительно низким пластовым давлением накоплен в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Специально для этого был создан экспериментальный стенд с высотой лифтовых колонн 30 м и рабочим давлением до 4 МПа [5]. Особенностью стенда является возможность поддержания на постоянном уровне расходов газа и жидкости в течение длительного периода времени, что позволяет исследовать газожидкостные потоки как в переходных, так и в установившихся режимах. Результаты, полученные на стенде, повлияли на представление о гидродинамике вертикальных газожидкостных потоков и показали существенные отличия от результатов, полученных ранее международными научными коллективами в ходе стендовых исследований и теоретических обоснований [6]. Противоречия обусловлены тем, что физические параметры, характерные для сеноманских

газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений, имеют специфические особенности, такие как относительно низкое содержание жидкости в потоке (водогазовый фактор (ВГФ) $< 10^{-5}$), низкое пластовое давление (до 4 МПа), большие диаметры лифтовых колонн (114 и 168 мм) и др. Прежде экспериментальные исследования с учетом этих физических особенностей почти не проводились. На основе теоретического обоснования, подкрепленного большим количеством экспериментальных работ, было выявлено, что для условий сенманских газовых скважин безразмерные потери давления i в устойчивом вертикальном газожидкостном потоке можно представить в виде суммы двух независимых слагаемых, одно из которых определяется расходом газа и не зависит от расхода жидкости, а другое определяется расходом жидкости и не зависит от расхода газа [5]:

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + kVu \quad (1)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления трубы для однофазного газа; k — безразмерный эмпирический коэффициент; модифицированный параметр Фруда Fr^* и параметр С. Н. Бузинова Vu определяются формулами

$$Fr^* = \frac{\rho_g}{\rho_{жс}} \cdot \frac{u^2}{gd} \quad (2)$$

$$Vu = \left(\frac{\sigma}{\rho_{жс}gd^2} \right)^{1/2} \cdot \left(\frac{w^2}{gd} \right)^{1/3}, \quad (3)$$

где ρ_g — плотность газа при рабочих условиях; $\rho_{жс}$ — плотность жидкости; u — расход газа в рабочих условиях, приведенный к единице площади поперечного сечения трубы; g — ускорение свободного падения; d — диаметр трубы; w — средняя по сечению потока скорость жидкой фазы; σ — поверхностное натяжение на границе «газ — жидкость».

Для примера, подтверждающего автомодельность параметров, на рисунке 1 продемонстрирована экспериментальная зависимость безразмерных потерь давления от параметра Vu при $Fr^* = 1,5$ при различных диаметрах труб, расходах жидкости от 2 до 500 л/ч и давлении от 0,3 до 3 МПа; из полученных результатов $k = 9,6$.

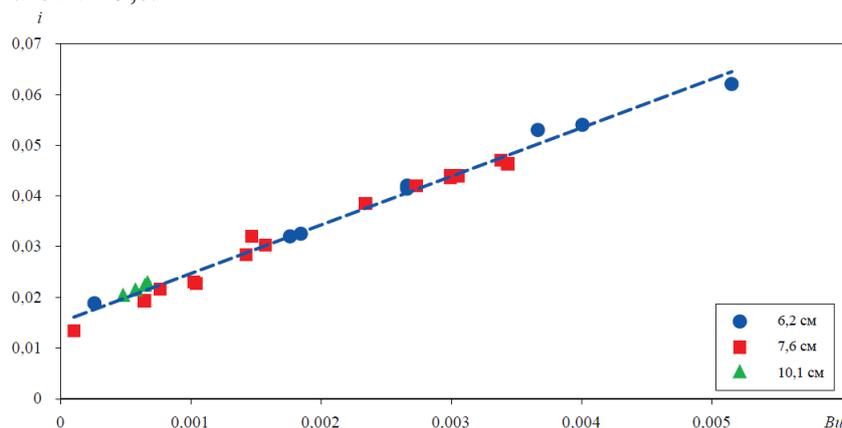


Рис. 1. Зависимость потерь давления от параметра Vu для труб разного диаметра

Следует отметить, что проведенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» эксперименты с пенообразователями в вертикальном водогазовом потоке показали, что при добавлении ПАВ наблюдается смещение характеристики лифта влево (рис. 2). При относительно малых скоростях газа потери давления уменьшаются, а при относительно больших скоростях газа — возрастают. По мнению авторов статьи [6], не существует приемлемой теории, позволяющей проводить соответствующие технологические расчеты с учетом влияния ПАВ на характеристику газожидкостного подъемника, этот вопрос имеет высокий уровень актуальности и подлежит дальнейшему изучению.

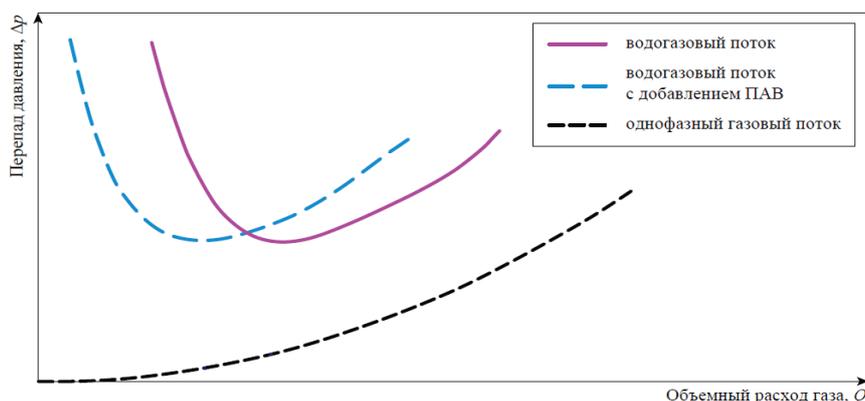


Рис. 2. Влияние ПАВ на характеристику лифта



Рис. 3. Лифтовая колонна экспериментальной установки (Делфтский технический университет, г. Делфт, Нидерланды)

Среди актуального международного опыта исследований газожидкостных потоков, в том числе с пенообразователями, следует отметить экспериментальные работы, проводимые в Делфтском техническом университете (г. Делфт, Нидерланды) при поддержке крупных компаний, таких как «Роял Датч Шелл» (Royal Dutch Shell) и «Эксон Мобил» (Exxon Mobil) [7]. Эксперименты проводились при атмосферных условиях на сегменте, включающем колонну труб с внутренними диаметрами 34, 50 и 80 мм (диаметры изменялись), длиной 12 м (рис. 3), расход воды составлял до 5 л/мин, приведенный расход воздуха — до 50 м/с. В качестве пенообразователя были использованы коммерческий ПАВ Trifoam 820 Block (Н/Д), SDS (Sodium Dodecyl Sulphate, анионоактивное ПАВ), СТАВ (катионоактивное ПАВ), Trij30 (неионогенное ПАВ), концентрация ПАВ варьировалась от 0 до 3 г/л. Основной измеряемой величиной в ходе экспериментов был перепад давления в колонне труб.

Также следует отметить, что исследования проводились как в вертикальном сегменте, так и в наклонно направленном (до 20° относительно горизонтали), для визуального определения структуры многофазного потока и режима тече-

ния использовались видео- и фотофиксация потока (камера была установлена внутри трубы). Наряду с экспериментальными работами на установке большого масштаба проводились эксперименты на установке малого масштаба (метод барботирования — spargertest): через трубку высотой 840 мм и внутренним диаметром 21 мм и флюид пропускали азот, измеряли динамическое поверхностное натяжение на границе «газ — жидкость», плотность пены, динамику очистки и др.

Главным результатом работы, по мнению авторов статьи, является качественное объяснение влияния ПАВ на очистку газовых скважин от жидкости (большой акцент сделан на смещение значения скорости газа, соответствующей переходу к кольцевому режиму потока при вводе ПАВ в поток) и формирование концептуальной идеи разработки механистической модели газожидкостного потока с поверхностно-активными веществами, которую планируют реализовать в ближайшее время. Отмечается, что до сих пор нет метода количественного перевода результатов экспериментов на масштаб реальной скважины, а механистическая модель, объединив результаты исследований на установках малого и большого масштаба, позволит это сделать.

Схожие экспериментальные работы на установках малого и большого масштаба были проведены в Университете Талсы (г. Талса, США) [8]. Экспериментальный стенд (большого масштаба) включал колонну труб высотой 12 м (рис. 4), диаметрами 0,05 и 0,1 м (трубы сменялись), исследования проводились при атмосферных условиях, приведенной скорости газа до 60 м/с и приведенных скоростях воды 0,01 и 0,03 м/с. В качестве пенообразователей были использованы 5 различных типов ПАВ: анионоактивное, катионоактивное, сульфатосодержащее, 2 типа амфотерных. Концентрации ПАВ составляли до 5 г/л, в качестве флюида использовалась дистиллированная и минерализованная вода. С помощью видео- и фотофиксации потока была определена критическая скорость потока газа (определения направления движения пленки пены на стенке трубы при кольцевом режиме потока). Проводились также «отсекания» потока с помощью быстро реагирующих клапанов, что позволило определять соотношение газовой и жидкостной фаз в газожидкостном потоке и потоке пены.

В рамках работы авторам удалось теоретически обосновать модель расчета перепада давления газожидкостного подъемника с ПАВ, по их утверждениям, это первая модель, которая была представлена в открытых литературных источниках. Результаты расчетов по выведенной модели сопоставлялись с результатами экспериментов на установке большого масштаба, погрешность результатов сравнения составила 30 % при надежности в 90 %. Аналогичные по точности результаты были получены при сопоставлении результатов расчетов с промышленными данными (по примечаниям авторов, в работе результаты не представлены).



Рис. 4. Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков (Университет Талсы, г. Талса, США)

Проведенное исследование, безусловно, вносит важнейший вклад в развитие затронутой тематики, но в то же время авторы обозначили, что не было изучено влияние давления и температуры, газоконденсата на вспененный газожидкостный поток. Также отмечается, что полученная корреляция падения давления имеет значительную погрешность и может быть улучшена путем надлежащего учета различных свойств пенообразователей и полученной пены.

Результаты

Проведенный анализ результатов передового опыта исследований газожидкостных подъемников, в том числе с пенообразователями в потоке, показал, что для получения возможности более точного моделирования потерь давления в стволе газовой скважины, работающей с ПАВ, необходимо проводить экспериментальные стендовые исследования с учетом особенностей физических параметров конкретных условий (давление, температура, газожидкостное соотношение и др.).

На основе проведенного анализа, с учетом специфических особенностей разработки сеноманских газовых скважин в РФ, а также актуальности проблемы их «самозадавливания» авторами статьи была спроектирована и реализована «Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины» (рис. 5).

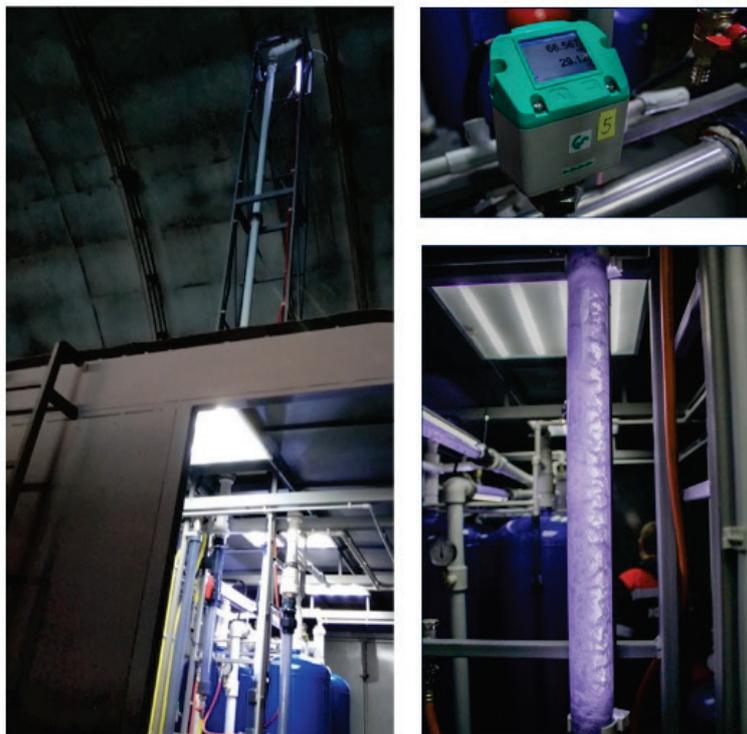


Рис. 5. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины

При помощи установки возможны проведение экспериментов, связанных с имитацией динамических процессов, происходящих в газовой скважине, работающей с жидкостями, в том числе находящимися во взаимодействии с ПАВ и

другими неагрессивными химическими веществами, и получение цифровых данных. Типы возможных экспериментальных исследований: а) исследование процессов «самозадавливания» скважины жидкостью; б) исследование процессов очистки скважины от жидкости потоком газа; в) исследование процессов удаления жидкости с использованием жидких ПАВ различного типа и концентрации.

Следует отметить, что с помощью стенда возможно воспроизводить физические условия схожие с условиями сеноманских газовых скважин месторождений падающей добычи: автоматическое поддержание давления до 1,5 МПа, температуры в диапазоне от 15–50 °С, водогазового соотношения (в том числе и низкого ВГФ < 10⁻⁵). Основные технические характеристики стенда представлены в таблице.

Технические характеристики установки

Наименование	Единица измерения	Фактические параметры
Длина колонны лифтовых труб (базовая)*	м	6
Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб (базовый)*	мм	50/42
Рабочее давление в системе (не более)	МПа	1,5
Рабочий диапазон температуры	°С	15...50
Максимальная приведенная скорость газа при давлении 1,5 МПа**	м/с	10
Объемный расход воды	л/ч	3...1 200
Объемный расход раствора ПАВ	л/ч	3...1 200
Абсолютная погрешность датчиков давления	кПа	0,08
Абсолютная погрешность расходомеров воды и растворов	л/ч	0,01
Абсолютная погрешность расходомера газа	м ³ /час	0,1
Рабочие среды	Вода, воздух (дистиллированная, минерализованная)	

Примечание. *Имеется возможность изменения диаметра лифтовых труб и длины колонны; **для базового диаметра лифтовых труб.

Процесс проведения экспериментов полностью автоматизирован, при моделировании процессов возможно поддержание фиксированных значений газожидкостных соотношений, давления, температуры, расхода ПАВ и др. Управление осуществляется с помощью программируемого логического контроллера и специально разработанного программного обеспечения (ПО).

Поддержание необходимой температуры циркулирующего потока воздуха в ходе эксперимента осуществляется с помощью системы термостабилизации, которая состоит из теплообменника, датчика температуры, сигнализатора уровня и термоконтакта, соленоидного клапана, трубчатого электронагревателя.

Кроме снятия физических параметров контрольно-измерительными приборами исследовательская установка оборудована видеокамерами для фиксации структуры и морфологии потока в трех точках: нижняя часть имитационной колонны, верхняя часть имитационной колонны, труба обратного потока. Камеры способны отображать высококачественное изображение в режиме реального времени (рис. 6).

Также на стенде реализован узел наблюдения за отобранной пеной (как при давлении эксперимента, так и при снижении давления до атмосферного), который представляет собой сообщающиеся сосуды, предназначенные для визуализации процесса распада пены при определенных термобарических условиях и расчета характеристик и свойств пены (качество пены и др.) (рис. 7).



Рис. 6. Видеофиксация верхней части имитационной колонны в процессе проведения эксперимента



Рис. 7. Узел наблюдения за отобранной пеной

«Панель оператора» является рабочим местом лица, проводящего эксперимент, и базируется на специально разработанном ПО, позволяющем:

- а) задавать параметры эксперимента;
- б) фиксировать данные телеметрии расхода газа, жидкости, раствора ПАВ;
- в) фиксировать данные телеметрии с показаниями давлений, температуры в различных точках потока (рис. 8);
- г) выводить результаты наблюдения за количеством сепарируемой жидкости во времени;
- д) выводить XLS-файлы с обработкой данных, графиками и диаграммами;
- е) выводить видеоролики для каждого режима в трех точках съемки.

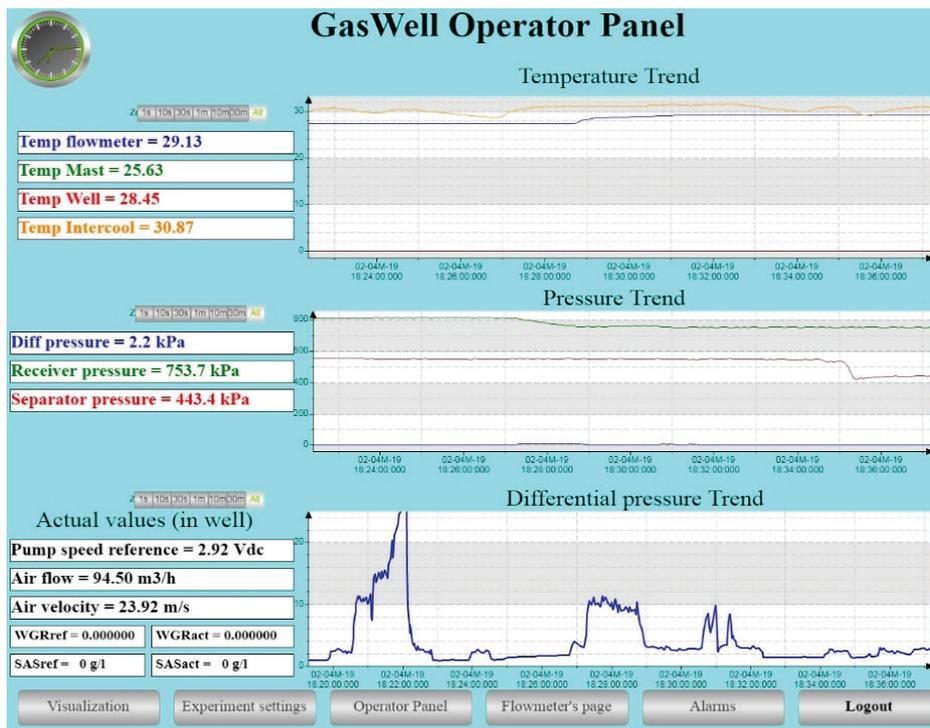


Рис. 8. Вкладка «Панель оператора» с выводом графиков давления и температуры

Выводы

Подводя итог, следует отметить, что в настоящее время осуществляются финальная отработка алгоритмов управления стендом и подготовка к проведению длительной серии экспериментов в автоматическом режиме. Исследования на экспериментальной установке будут отличаться от проанализированных в статье работ тем, что будут учитывать влияние давления (до 1,5 МПа) и температуры (до 50 °С) на характеристики газожидкостного потока, в том числе с пенообразователями. Планируются последующий анализ результатов и создание расчетной модели потерь давления в сегменте газовой скважины с переформатированием в VFP-таблицы, отражающие характер стационарных и нестационарных процессов, протекающих в стволе скважины. Реализованная система видеофиксации потока позволит определять режимы течения и направление потока жидкости, пены, также на ее основе разрабатывается интеллектуальная система определения скорости движения пены.

Библиографический список

1. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко [и др.] // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–241.
2. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2008. – 384 с. – (Промышленный инжиниринг).
3. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 гг. / В. З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 1 (747). – С. 30–34.
4. Корякин А. Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса. – М., 2016. – 272 с.
5. Николаев О. В., Бородин С. А., Шулепин С. А. Экспериментальное изучение подобию вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин // Вести газовой науки. – 2013. – № 4 (15). – С. 76–83.
6. Изюмченко Д. В., Николаев О. В., Шулепин С. А. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики // Вести газовой науки. – 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.
7. Van Nimwegen A. T. The Effect of Surfactants on Gas–Liquid Pipe Flows. – 2015. – 253 p.
8. Kelkar M., Sarica C. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions / RPSEA 09122-01 Final Report. – 2015. – 192 с.

Сведения об авторах

Юшков Антон Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Огай Владислав Александрович, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Портнягин Никита Евгеньевич, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Anton Yu. Yushkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Vladislav A. Ogai, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Nikita E. Portniagin, Student, Industrial University of Tyumen

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

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

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-96-101

УДК 621.642.39.03

Напряженно-деформированное состояние резервуара на грунтовом основании с локальной неоднородностью

А. А. Грученкова*, А. А. Тарасенко

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: alesya2010-11@yandex.ru*

Аннотация. В работе численно исследовано напряженно-деформированное состояние резервуара при появлении локальной области неоднородности в грунтовом основании. Установлены размеры зоны влияния области неоднородности основания на работу стенки резервуара. Сформулированы предложения по корректировке требований российской нормативно-технической документации.

Ключевые слова: вертикальный стальной резервуар; напряженно-деформированное состояние; область неоднородности; грунтовое основание; метод конечных элементов

The stress-strain state of the tank on soil foundation with local inhomogeneity

Alesya A. Gruchenkova*, Aleksandr A. Tarasenko

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: alesya2010-11@yandex.ru*

Abstract. This article aims to numerically investigate the stress-strain state of the tank at the appearance a local area of inhomogeneity in the soil foundation. We have established the size of the zone of influence of the inhomogeneity area of the base on the work of the tank wall. Also, we have formulated proposals to adjust the requirements of the Russian regulatory and technical documentation.

Key words: vertical steel tank; stress-strain state; area of inhomogeneity; soil foundation; finite element method

Введение

Вертикальные цилиндрические стальные резервуары (РВС) являются одним из наиболее ответственных объектов магистрального транспорта нефти. Мировой опыт эксплуатации РВС, исследования отечественных [1–4] и зарубежных ученых [5–8] доказывают, что одной из главных причин аварий резервуаров является неравномерная осадка их оснований. В последние годы районы строительства и эксплуатации РВС перемещаются в регионы с преобладанием слабонесущих, переувлажненных и многолетнемерзлых грунтов. При этом участились случаи возникновения аварийных ситуаций, вызванных деформациями металлоконструкций резервуара из-за наличия или возникновения локальных неоднородностей грунтового основания [9].

При наличии области неоднородности в основании резервуара отмечается развитие неравномерной осадки, в свою очередь, приводящей к увеличению уровня напряженно-деформированного состояния (НДС) конструктивных частей РВС. Исследованию НДС резервуара при неравномерных осадках основания посвящены труды [4, 10–13]. Однако существующие аналитические зависимости не позволяют оценить НДС резервуара при неравномерной осадке основания с достаточной точностью. Отличия в конструкции и применяемых материалах препятствуют использованию результатов исследований зарубежных ученых и требований западных стандартов для оценки НДС резервуаров отечественных типоразмеров. Требования действующих российских^{1, 2} и зарубежных нормативных документов^{3, 4, 5} к назначению предельной величины локальной осадки днища представлены в таблице.

Так, авторами была поставлена задача исследовать напряженно-деформированное состояние резервуара РВС-20000 при наличии области неоднородности в грунтовом основании.

Требования нормативно-технической документации в части определения допустимых величин локальных осадок днища РВС

Источник	Критерий оценки	
РБ Серия 03-69 ГОСТ 31385-2016	$f \leq 0,0308R$, мм	
API 653	Центральная часть днища	Вблизи краевой зоны
	$B_B = 0,37R$	$B_\alpha = B_e - (B_e - B_{ew}) \cdot \sin \alpha$
BS 2654 (Великобритания) Eurocode EN 14015-2004	Величина осадки назначается проектной организацией	

¹ ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 96 с.

² РБ Серия 03. Выпуск 69. Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: ЗАО «НТИЦ исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 240 с.

³ API 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. Fourth Edition. – Washington, 2009. – 166 p.

⁴ BS 2654. Manufacture of vertical steel welded non-refrigerated storage tanks with butt-welded shells for the petroleum industry. – 1989. – 103 p.

⁵ EN 14015-2004. Specification for the design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed, above ground, welded, steel tanks for the storage of liquids at ambient temperature and above. – 2004. – 236 p.

Объект и методы исследования

Для решения поставленной задачи численным методом в программном комплексе (ПК) ANSYS [14] была разработана конечно-элементная модель резервуара РВС-20000 в соответствии с реальными геометрическими размерами. Предлагаемая модель учитывает крайку, полотнище днища, стенку, кольцо жесткости и стационарную крышу. В разработанной конечно-элементной модели одновременно были приложены эксплуатационные нагрузки согласно действующим нормативным документам: вес хранимой жидкости (плотность 865 кг/м^3) при максимальном уровне налива (10,92 м), избыточное давление (2 кПа), вес стационарного оборудования крыши (49 кН). Расчеты были выполнены для марки резервуарной стали 09Г2С.

Для проверки достоверности предлагаемой численной модели была решена верификационная задача: произведен расчет задачи изгиба днища в осесимметричной постановке численным методом, реализуемым в ПК ANSYS, и с использованием широко известного аналитического решения (1), затем было произведено сравнение полученных результатов.

Аналитическое решение задачи изгиба днища РВС С. П. Тимошенко приводит в работе [15]. Дифференциальное уравнение изгиба днища имеет вид

$$D_2 \frac{d^4 w_2}{dx^4} + kw(x) = p_0, \quad (1)$$

где D — цилиндрическая изгибная жесткость днища; p_0 — давление столба жидкости; k — коэффициент постели грунтового основания; w — прогиб днища.

Экспериментальная часть

Для моделирования осадки днища, вызванной областью неоднородности основания, предлагается использовать модель грунтового основания Пастернака с двумя коэффициентами постели.

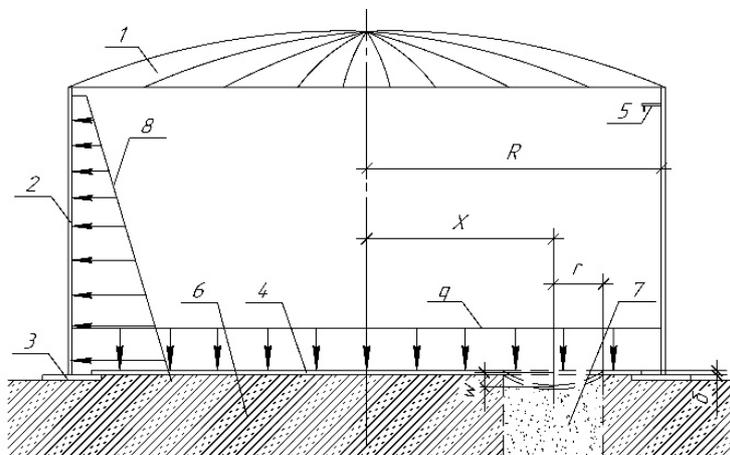


Рисунок. **Расчетная схема:** 1 — стационарная крыша; 2 — стенка; 3 — крайка; 4 — центральная часть днища; 5 — кольцо жесткости; 6 — грунтовое основание с коэффициентом постели k_2 ; 7 — область неоднородности с коэффициентом постели k_1 ; 8 — гидростатическая нагрузка на стенку; q — равномерно распределенная гидростатическая нагрузка; R — радиус резервуара; r — радиус области неоднородности; X — расстояние от центра днища до центра области неоднородности; w — прогиб днища; δ — толщина днища

При моделировании локальной осадки дна толщиной δ для области неоднородности основания радиусом r задавался переменный коэффициент постели k_1 , для основания РВС за пределами области неоднородности был задан коэффициент постели k_2 , равный $2 \cdot 10^8 \text{ Н/м}^3$. Для расчетов принимались следующие радиальные размеры зоны неоднородности в основании $r = 1, 2, 4, 6, 8, 10 \text{ м}$. Расчеты выполнялись при различных вариантах расположения области неоднородности относительно стенки резервуара (координата X). Предлагаемая расчетная схема представлена на рисунке.

Результаты

Различие результатов аналитического и численного расчетов для задачи верификации модели составило не более 3 %, что подтвердило достоверность разработанной конечно-элементной модели резервуара РВС-20000.

По результатам численного эксперимента были получены эпюры распределения напряжений в днище при различных величинах локальной осадки. На основании полученных результатов были установлены зависимости действующих эквивалентных напряжений в днище РВС от величины осадки, вызванной областью неоднородности грунтового основания, для днищ толщиной 6 (рис. 2) и 9 мм.

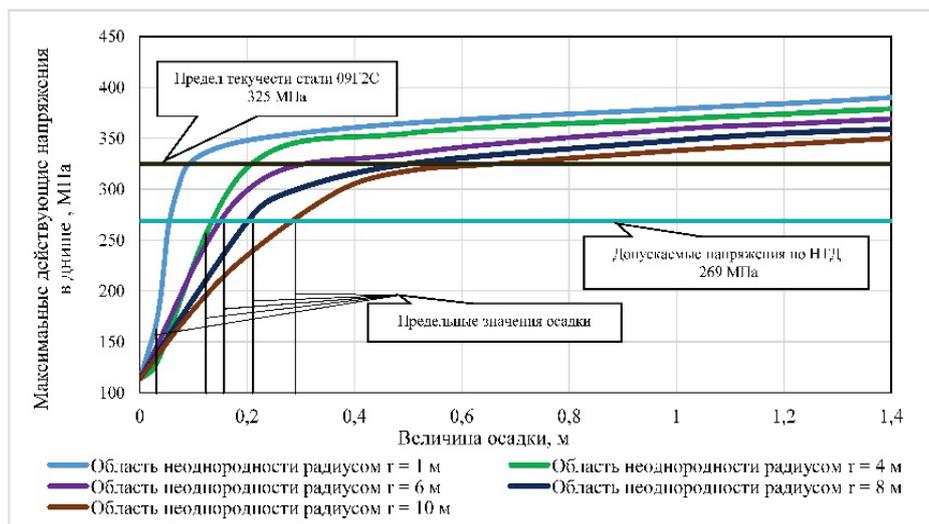


Рис. 2. Зависимости максимальных действующих эквивалентных напряжений в днище толщиной 6 мм от величины осадки для заданных радиусов области неоднородности

При варьировании расстояния от центра днища резервуара до центра области неоднородности (координата X) для всех значений r были определены величины напряжений, возникающих в стенке резервуара, при предельных значениях осадок, установленных из рисунка 2.

По результатам обработки вычислений, полученных на основе разработанной конечно-элементной модели резервуара, были установлены зависимости максимальных действующих напряжений в стенке резервуара от координаты X (рис. 3).

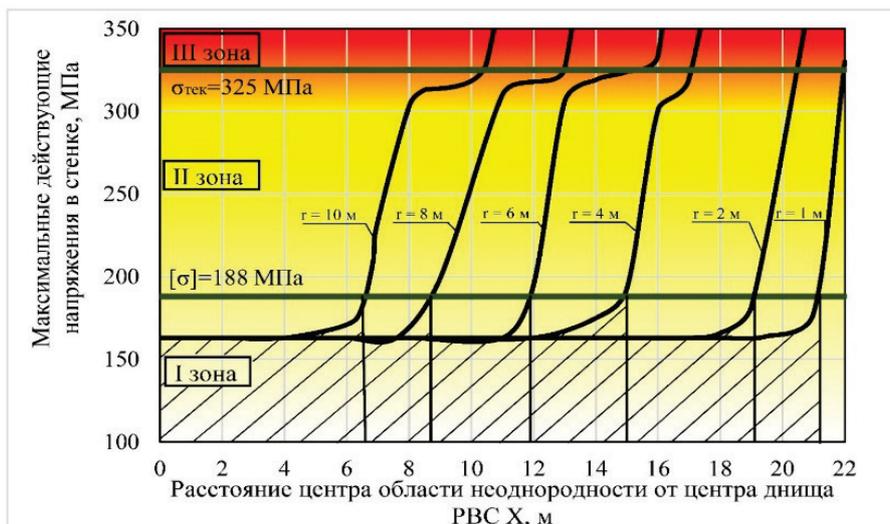


Рис. 3. Зависимости максимальных действующих эквивалентных напряжений в стенке резервуара от положения области неоднородности относительно стенки РВС (для дна толщиной 6 мм)

Обсуждение

Анализ зависимостей на рисунке 2 показал, что предельные величины локальных осадок центральной части дна ограничены по допустимым напряжениям $[\sigma] = 269$ МПа и соответствуют значениям осадки, регламентированной действующей нормативно-технической документацией^{6,7}. По результатам анализа полученных графических зависимостей (см. рис. 3) установлены области наступления предельного состояния в стенке резервуара. Так зона I соответствует уровню НДС резервуара, при котором действующие напряжения не превышают допустимые по нормативно-технической документации и составляют 188 МПа. В пределах этой зоны предельное состояние наступить не может. Зона II ограничена пределом текучести стали 09Г2С (325 МПа). При попадании точки пересечения прямой X и кривой r в данную область возможно возникновение предельного состояния в конструкции РВС при определенных условиях. Если точка пересечения находится в зоне III, требуется выводить резервуар из эксплуатации для проведения ремонта, так как может произойти разрушение конструкции РВС.

Требования стандарта Американского института нефти API 653⁸ к назначению предельной величины локальной осадки дна учитывают ее положение относительно стенки резервуара. В требованиях действующей отечественной нормативно-технической документации положение локальной осадки в пределах дна не учитывается. Полученные результаты численного расчета позволили установить, что при возникновении локальной области неоднородности в грунтовом основании напряженно-деформированное состояние металлоконструкций РВС зависит от расположения области неоднородности относительно стенки резервуара. Следовательно, требования отечественной нормативной базы к предельной величине локальной осадки дна требуют корректирования.

⁶ ГОСТ 31385-2016. – С. 6.

⁷ РБ Серия 03. Выпуск 69. – С. 177–179.

⁸ API 653. – Р. 24–26.

Выводы

Разработана и верифицирована численная модель резервуара РВС-20000 в программном комплексе ANSYS, реализующем метод конечных элементов. Определены пределы деформирования полотнища днища резервуара. Установлены размеры и положения области неоднородности основания, вызывающие недопустимые напряжения в стенке резервуара РВС-20000 (см. рис. 3). Установлено, что положение локальной области неоднородности грунтового основания относительно центра резервуара существенно влияет на формирование уровня НДС стенки сооружения. Сформулированы предложения по корректировке требований российской научно-технической документации в части назначения предельных величин локальных осадок днища.

Библиографический список

1. Галеев В. Б. Напряженно-деформированное состояние резервуаров, построенных на слабых переувлажненных грунтах: дис. ... д-ра. техн. наук. – Тюмень, 1987. – 668 с.
2. Розенштейн И. М. Аварии и надежность стальных резервуаров. – М.: Недра, 1995. – 253 с.
3. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований / П. А. Коновалов [и др.]. – М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.
4. Тарасенко А. А. Разработка научных основ методов ремонта вертикальных стальных резервуаров: дис. ... д-ра. техн. наук. Тюмень, 1999. – 299 с.
5. Bell R. A., Iwakiri J. Settlement comparison used in tank-failure study // Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering. – 1980. – Vol. 106. – P. 153–169.
6. Clarke J. S. Recent tank bottom and foundation problems // Proceedings of American Petroleum Institute. 36th. Midyear Meeting, Division of Refuting. – May 1971. – P. 1.
7. Penman A. D. M. Soil-structure interaction and deformation problems with large oil tanks // Proceedings of the International Symposium on Soil-Structure Interaction, University of Roorkee, India. – 1977. – Vol. 1. – P. 521–526.
8. Ямамото С., Кавано К. Расследование причины аварии нефтехранилища. – Сан-Диего, 1976.
9. Горелов А. С. Неоднородные грунтовые основания и их влияние на работу вертикальных стальных резервуаров: моногр. – СПб.: Недра, 2009. – 220 с.
10. Сафарян М. К. Металлические резервуары и газгольдеры. – М.: Недра, 1987. – 200 с.
11. Слепнев И. В. Напряженно-деформированное упруго-пластическое состояние стальных вертикальных цилиндрических резервуаров при неравномерных осадках оснований: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1988. – 225 с.
12. Буренин В. А. Исследование влияния неравномерных осадок на напряженно-деформированное состояние стального вертикального цилиндрического резервуара: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1980. – 157 с.
13. Напряженно-деформированное состояние стенки резервуара при неравномерных осадках основания / А. А. Тарасенко [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1997. – № 3. – С. 75–79.
14. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: учеб. пособ. / В. А. Брюяка [и др.]. – Самара: СамГТУ, 2010. – 271 с.
15. Тимошенко С. П., Войновский-Кригер С. Пластинки и оболочки. – М.: Наука, 1966. – 636 с.

Сведения об авторах

Грученкова Аlesia Анатольевна, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: alesya2010-11@yandex.ru

Тарасенко Александр Алексеевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Alesya A. Gruchenkova, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: alesya2010-11@yandex.ru

Aleksandr A. Tarasenko, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

**Усовершенствование методики оценки технического состояния
линейной части магистральных газопроводов**

А. А. Разбойников^{1*}, Н. С. Барсуков²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²АО «СибурТюменьГаз», г. Нижневартовск, Россия

* e-mail: razbojnikovaa@tyuiu.ru

Аннотация. Оценка технического состояния линейной части магистрального газопровода сегодня является одной из важнейших задач эксплуатации трубопроводов. Однако многие методики оценки дают лишь частичное представление о техническом состоянии и не учитывают условия прокладки трубопровода. В данной работе рассматривается усовершенствование методики оценки технического состояния магистральных газопроводов.

Ключевые слова: оценка технического состояния; ремонт магистральных газопроводов; категории прокладки газопроводов

**Improving the methodology for technical assessment
of the linear part of main gas pipelines**

Aleksandr A. Razboynikov^{1*}, Nikolay S. Barsukov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²SiburTyumenGaz JSC, Nizhnevartovsk, Russia

* e-mail: razbojnikovaa@tyuiu.ru

Abstract. Today evaluation of the technical assessment of the linear part of main gas pipeline is one of the most important tasks of pipeline operation. However, many assessment methodologies provide only a partial picture of the technical condition and don't take into account the conditions for pipeline laying. This article discusses the improvement of methods for technical assessment of main gas pipelines.

Key words: technical assessment; repair of main gas pipelines; categories of gas pipelines

Введение

Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ) является одной из наиболее важных задач обеспечения эксплуатационной надежности Единой системы газоснабжения (ЕСГ) [1]. За последнее десятилетие его ежегодные объемы увеличились в 5 раз. В настоящее время доля газопроводов, работающих на давлениях ниже проектных, достигает 14 %. Основные методы ремонта ЛЧМГ: масштабная переизоляция газопроводов; ремонт участков газопроводов, подверженных коррозии и стресс-коррозии; ремонт газопроводов, потерявших устойчивость и изменивших проектное положение.

Протяженность магистральных газопроводов и отводов газотранспортной сети ПАО «Газпром» [2] по состоянию на конец 2016 года на территории России составила 171,4 тыс. км. На рисунке 1 представлена информация в процентах о структуре магистральных газопроводов группы ПАО «Газпром» по возрасту на территории России.

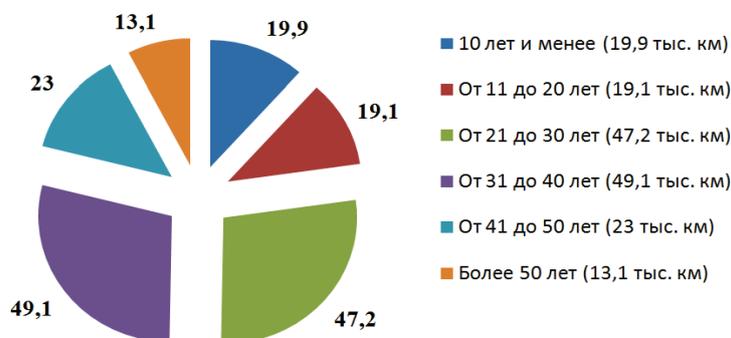


Рис. 1. Возрастной состав магистральных газопроводов газотранспортной системы ПАО «Газпром»

Увеличение объемов ремонтных работ, рост количества труб с дефектами, не подлежащими ремонту в трассовых условиях, требуют решения вопроса о необходимости усовершенствования методики оценки технического состояния линейной части магистральных трубопроводов. Данная необходимость обусловлена также и техническим состоянием газотранспортной системы России.

Объект исследования

Таким образом, из представленных выше положений сформулирован вывод о том, что объектом исследования в данной работе выступает методика оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов.

Существующая система оценки опасности дефектов и приоритетности вывода газопровода в ремонт (ВРД 39-1.10-001-99¹), применяемая ПАО «Газпром», не учитывает категорий участка газопроводов. Предлагаемая в данной статье методика математического моделирования оценки технического состояния магистральных газопроводов позволит производить анализ технического состояния магистральных газопроводов и принимать решение о выводе в ремонт газопровода с учетом категории прокладки и состава оборудования, применяемого на данном участке.

Основные методы исследования

Первым этапом предлагаемой методики является оценка степени влияния предлагаемых параметров на принятие решения. Данная оценка будет осуществляться с помощью метода попарных сравнений (например, параметров, функций, элементов и т. д.) — это наиболее точный и надежный метод выявления предпочтений. Идея метода состоит в том, что попарно сравниваются каждые два объекта, и определяется первенство одного из них. Принцип действия метода парных сравнений рассмотрим на примере.

¹ВРД 39-1.10-001-99. Руководство по анализу результатов внутритрубной инспекции и оценке опасности дефектов. – Введ. 1999-05-01. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 24 с.

Принятие решения на основе алгоритма Саати [3] выполняется в следующем порядке. Экспертом заполняется матрица парных сравнений размером $N \times N$, где N — количество альтернатив. Матрица заполняется по правилам, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Правила заполнения матрицы парных сравнений

X_{ij}	Значение
1	i -я и j -я альтернативы примерно равноценны
3	i -я альтернатива немного предпочтительнее j -й
5	i -я альтернатива предпочтительнее j -й
7	i -я альтернатива значительно предпочтительнее j -й
9	i -я альтернатива явно предпочтительнее j -й

Если i -я альтернатива менее предпочтительна, чем j -я, то указываются обратные оценки (1/3, 1/5, 1/7, 1/9). Могут использоваться промежуточные оценки (2, 4, 6, 8 и 1/2, 1/4, 1/6, 1/8); например, если i -я альтернатива совсем немного лучше j -й, то можно использовать оценку $X_{ij} = 2$ (тогда $X_{ji} = 1/2$). На главной диагонали ставятся единицы. Пример заполнения матрицы представлен в таблице 2.

Таблица 2

Пример заполнения матрицы

Критерии	Сравнение			Нормированные оценки			сумма	вес	%
	A1	A2	A3	A1	A2	A3			
A1	1	5	9	1	5	9	15	0,70	69,57
A2	1/5	1	4	0,2	1	4	5,2	0,24	24,12
A3	1/9	1/4	1	0,11	0,25	1	1,36	0,06	6,31
Общая сумма матрицы							21,56		100

После оценки способов расставляются числовые значения приведенных сравнений. Затем по каждому способу рассчитывается общая сумма, и находится общая сумма матрицы. После чего определяется вес каждого способа посредством деления суммы каждого элемента на общую сумму матрицы. Математически формулы будут выглядеть следующим образом:

$$\frac{\sum A_i}{\sum A_{общ}}, \quad (1)$$

$$\sum A_i = A_{ij_1} + A_{ij_2} + A_{ij_3} \dots + A_{ij_n}, \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^n A_{общ} = \sum A_1 + \sum A_2 \dots + \sum A_n. \quad (3)$$

Для определения важности каждого элемента формулы (1) необходимо их умножить на 100 %, так будет видно, насколько один параметр значительнее другого в процентном соотношении.

$$\frac{\sum A_i}{\sum A_{общ}} \times 100 \%. \quad (4)$$

Вторым этапом предлагаемой методики будет нанесение границ предлагаемых параметров на ось координат. По оси ординат откладываются порядковые номера предлагаемых параметров, то есть от 1 до 9. Ось абсцисс представляет собой процентное выполнение параметров, то есть вся методика берется

за 100 процентов. На оси абсцисс откладываются параметры сравнения с учетом степени влияния данных параметров на общее состояние системы.

Третьим этапом методики является расставление баллов в соответствии с результатами внутритрубной диагностики используемого оборудования на данном газопроводе и диспетчерской задачи.

Четвертым этапом методики является построение графиков по данным параметрам с учетом технического состояния магистрального газопровода.

С помощью программы Microsoft Excel строим графики зависимостей выполнения критериев от весового значения критериев. Для нахождения функциональной зависимости необходимо аппроксимировать получившиеся графики с помощью построения полиномиальных линий тренда для каждого газопровода.

Для построения линий тренда воспользуемся функцией автоматического поиска линий тренда Microsoft Excel по типу полинома. После нахождения линий тренда с помощью Microsoft Excel находим функциональные зависимости процентного выполнения критериев, с указанием величины достоверности аппроксимации (R^2).

Для определения наилучшего из имеющихся способов построим две дополнительные кривые. Первая кривая — это идеальное выполнение всех заданных условий, вторая кривая — это абсолютное невыполнение заданных условий предложенных критериев. Полученные кривые задают диапазон возможного изменения критериев.

Полученные кривые необходимо сравнить. Наиболее удобным методом сравнения будет нахождение площадей описанных кривых. Следовательно, задача сравнения будет сведена к нахождению и сравнению площадей найденных функций с помощью нахождения определенного интеграла. Поскольку необходимо произвести оценку только площади полученных кривых, то пределы интегрирования будут от 0 до 100, то есть на всей прямой. Таким образом, в общем виде интеграл будет находиться по формуле (5)

$$S = \int_0^{100} y(x)dx, \quad (5)$$

где S — площадь подынтегральной функции; от 0 до 100 — диапазон интегрирования; $y(x)$ — функция линий тренда по каждому способу.

Для нахождения интеграла подынтегральную функцию необходимо разбить на отрезки с малым шагом равным Δ . После этого найти площади каждого отрезка по всей длине подынтегральной функции. Нахождение площади на каждом отрезке будет находиться по формуле (6).

$$S = \frac{(a+b)}{2} \cdot h, \quad (6)$$

где S — площадь; b — основания трапеции; h — высота трапеции.

В данном случае значения основания a — это значения y при значении x , а значения b — значения y при значении $x + \Delta$. После замены формула нахождения площади на каждом заданном отрезке с шагом Δ примет вид

$$S = s_i + \Delta \frac{(y(x)+y(x+\Delta))}{2}, \quad (7)$$

где S — общая площадь фигуры; s_i — площадь предыдущего отрезка; $y(x)$ — величина 1-го основания трапеции; $y(x+\Delta)$ — величина 2-го основания трапеции; Δ — величина шага и высота трапеции = 0,001.

Экспериментальная часть

Для эффективной и комплексной оценки технического состояния магистральных газопроводов необходимо разработать систему, учитывающую несколько критериев. За основу возьмем ВРД 39-1.10-001-99².

Для оценки технического состояния линейной части газопровода необходимо выбрать ряд параметров, по которым будет проводиться анализ газопровода [4]. Выбранные параметры для оценки технического состояния газопроводов представлены в таблице 3. Количественные показатели параметров представлены в таблице 4.

Таблица 3

Параметры оценки технического состояния линейной части магистрального газопровода³

Обозначение	Описание параметра
П1	Количество опасных дефектов на единицу длины участка
П2	Отношение давлений, фактического к разрешенному
П3	Количество отказов на единицу длины трубопровода
П4	Вид перекачиваемого продукта
П5	Диаметр газопровода/ продуктопровода
П6	Состояние наружной изоляции
П7	Агрессивность грунтов
П8	Количество узлов, деталей единицу длины участка
П9	Наличие электрохимзащиты

Таблица 4

Количественные показатели исследуемых параметров для оценки линейной части магистральных газопроводов

Параметр	Количественный показатель оценки				
	0	Менее 1,0	1,0–3,0	3,0–5,0	Более 5,0
П2	Менее 0,50	0,50–0,70	0,70–0,85	0,85–0,95	0,95–1,00
П3	0	Менее 0,03	0,03–0,06	0,06–0,09	Более 0,09
П4	Газ (без КАД*)	Газ, продукт с КАД*	Конденсат без КАД*	Жидкий этан без КАД*	ШФЛУ** без КАД*
П5 (газ.)	Менее 219	219–377	530–720	1 020–1 220	1 420
(продукт.)	Менее 219	219–273	325–377	530	720
П6	Хорошее	–	Удовлетв.	–	Плохое
П7	Отсутст.	Низкая	Средняя	–	Высокая
П8	Менее 0,1	0,1–0,4	0,4–0,7	0,7–1,0	Более 1,0
П9	Есть	–	–	–	Нет

Примечание. *КАД – коррозионно-активная добавка; ** ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов; газ. – газопровод; продукт. – продуктопровод.

Параметры П1–П3, П8 определяются по формулам (8)–(11).

Формула для определения параметра П1

$$П1 = \frac{L}{k}, \quad (8)$$

²ВРД 39-1.10-001-99. – С.14–22.

³СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. – Введ. 2007-08-28. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 91 с.

где L — длина участка газопровода, км; k — количество опасных дефектов на данном участке, шт.

Формула для определения параметра П2

$$П2 = \frac{P_{факт}}{P_{разр.}}, \quad (9)$$

где $P_{факт}$ — фактическое давление в газопроводе, МПа; $P_{разр.}$ — разрешенное давление в газопроводе, МПа.

Формула для определения параметра П3

$$П3 = \frac{x}{L}, \quad (10)$$

где x — количество отказов на данном участке газопровода, шт; L — длина участка газопровода, км.

Формула для определения параметра П8

$$П8 = \frac{n}{L}, \quad (11)$$

где n — количество крановых узлов, тройников, колен и пр., шт; L — длина участка газопровода, км.

Недостатком методики, представленной в ВРД 39-1.10-001-99⁴, является то, что в данной методике отсутствует комплексная оценка дефектов трубопровода совместно с оценкой категорий участка трубопровода.

Существует пять различных категорий участков трубопроводов. Данные категории участков учитывают условия прокладки газопровода, геологические условия местности и назначение магистрального газопровода. Для упрощения расчетов и наглядности разрабатываемую методику представим на трех наиболее распространенных категориях участков: категория I, категория II, категория III. Чем выше категория участка, тем более сложные условия строительства и эксплуатации газопровода, тем выше должен быть осуществляемый контроль полученных дефектов.

Оценку технического состояния линейной части магистрального газопровода предлагается осуществлять с помощью начисления баллов по каждому параметру (см. табл. 3), с учетом состояния исследуемого участка (см. табл. 4), с учетом категории участка трубопровода (табл. 5).

Таблица 5

Начисление баллов по параметрам с учетом категорий

№	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
П1	Нет дефектов			Менее 1,0			1,0–3,0			3,0–5,0			Более 5,0		
	0	0	0	11	6	1	12	7	2	13	8	3	14	9	4
П2	Менее 0,50			0,50–0,70			0,70–0,85			0,85–0,95			0,95–1,00		
	10	5	0	11	6	1	12	7	2	13	8	3	14	9	4
П3	Нет отказов			Менее 0,03			0,03 – 0,06			0,06-0,09			Более 0,09		
	0	0	0	11	6	1	12	7	2	13	8	3	14	9	4
П4	Газ (без КАД)			Газ, продукт с КАД			Конденсат без КАД			Жидкий этан без КАД			ШФЛУ без КАД		
	10	5	0	11	6	1	12	7	2	13	8	3	14	9	4
П5	Менее 219			219–377			530–720			1 020–1 220			1 420		
	Менее 219			219–273			325–377			530			720		
	10	5	0	11	6	1	12	7	2	13	8	3	14	9	4

⁴ВРД 39-1.10-001-99. – С.14–22.

Продолжение табл. 5

№	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
	П6	Хорошее			–			Удовлетв.			–			Плохое	
0		0	0				12	7	2				14	9	4
П7	Отсутствует			Низкая			Средняя			–			Высокая		
	0	0	0	11	6	1	12	7	2				14	9	4
П8	Менее 0,1			0,1–0,4			0,4–0,7			0,7–1,0			Более 1,0		
	10	5	0	11	6	1	12	7	2	13	8	3	14	9	4
П9	Есть			–			–			–			Нет		
	0	0	0										14	9	4

Проверку данной методики проведем на сравнительном анализе трех магистральных газопроводов. Для полноты оценки каждый из представленных газопроводом рассмотрим в трех категориях, исследуемых в предлагаемой методике. Данные представлены в таблице 6.

Таблица 6

Газопроводы, используемые для апробации методики

Магистральный трубопровод	Описание исследуемого газопровода										Обозначение	Категория	
	Диаметр, мм	Протяженность, км	Давление, МПА		Перекачиваемый продукт	Количество узлов	Опасные дефекты	Отказы оборудования	Состояние наружной изоляции	Агрессивность грунтов			Электрохимзащита
			фактическое	разрешенное									
Оренбург — Самара	1 020	119	4,6	4,7	Природный газ (без КАД)	19	316	11	Хорошее	Низкая	+	МГ 1.1	III
												МГ 1.2	II
												МГ 1.3	I
Оренбург — Зайнск	1 020	117	3,2	6,4	Природный газ (без КАД)	15	61	5	Удовлетв.	Высокая	–	МГ 2.1	III
												МГ 2.2	II
												МГ 2.3	I
Оренбург — Шкапово	377	176	5,0	5,5	ШФЛУ (без КАД)	173	109	5	Плохое	Средняя	+	МГ 3.1	III
												МГ 3.2	II
												МГ 3.3	I

Исходя из алгоритма, представленного ранее, для определения степени влияния различных параметров на решение вывода газопровода в ремонт не-

обходимо определить степень важности исследуемых критериев. Определение степени важности исследуемых критериев представлено в таблице 7.

Таблица 7

Количественная оценка критериев

	П1	П2	П3	П4	П5	П6	П7	П8	П9	Σ	%
П1	1	3	4	7	4	8	3	6	9	45,0	19,2
П2	0,33	1	4	7	4	8	5	7	9	45,3	19,3
П3	0,25	0,25	1	6	4	6	3	5	9	34,5	14,7
П4	0,14	0,14	0,17	1	4	4	7	5	9	30,5	13,0
П5	0,25	0,25	0,25	0,25	1	8	6	4	9	29,0	12,4
П6	0,13	0,13	0,17	0,25	0,14	1	5	5	9	20,8	8,9
П7	0,33	0,20	0,33	0,14	0,17	0,20	1	5	9	16,4	7,0
П8	0,17	0,14	0,11	0,20	0,25	0,20	0,20	1	9	11,3	4,8
П9	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	1	1,9	0,8
Сумма										234,63	100

Из данной таблицы видно, какие критерии сравнения оказывают наибольшее влияние на линейную часть магистрального газопровода, а какие — меньшее. Следовательно, при построении общего графика критерии, имеющие большее влияние, займут большую площадь.

Начислим баллы исследуемым газопроводам, по данным таблицы 6. Начисленные баллы представлены в таблице 8

Таблица 8

Баллы газопроводов с учетом категорий участков

Обозначение	П1	П2	П3	П4	П5	П6	П7	П8	П9
МГ 1.1	3	4	4	0	3	0	0	3	0
МГ 1.2	8	9	9	5	8	0	0	8	0
МГ 1.3	13	14	14	10	13	0	0	13	0
МГ 2.1	1	1	2	1	2	2	4	1	0
МГ 2.2	6	6	7	6	7	7	9	6	0
МГ 2.3	11	11	12	11	12	12	14	11	0
МГ 3.1	2	0	3	4	2	4	2	4	4
МГ 3.2	7	5	8	9	7	9	7	9	9
МГ 3.3	12	10	13	14	12	14	12	14	14

Результаты эксперимента

После начисления баллов строим графики для определения функций и нахождения интегралов. Графики «идеального» газопровода, не требующего капитального ремонта — «Min». График газопровода, требующего срочного ремонта — «Max». Полученные функциональные зависимости и величина достоверной аппроксимации представлены в таблице 9.

Функциональные зависимости исследуемых газопроводов

Обозначение	Функции линий тренда	R ²
МГ 1.1	$y = 2 \cdot 10^7 x^4 - 3 \cdot 10^5 x^3 + 0,0022x^2 + 0,002x + 0,9671$	0,998
МГ 1.2	$y = 1 \cdot 10^7 x^4 - 2 \cdot 10^5 x^3 + 0,0019x^2 - 0,0067x + 0,8769$	0,994
МГ 1.3	$y = -7 \cdot 10^8 x^4 + 2 \cdot 10^8 x^3 - 0,0008x^2 + 0,0558x + 0,153$	0,985
МГ 2.1	$y = 9 \cdot 10^6 x^3 - 0,0008x^2 + 0,0724x + 0,8579$	0,997
МГ 3.1	$y = 1 \cdot 10^7 x^4 - 1 \cdot 10^5 x^3 + 0,0005x^2 + 0,0468x + 0,8973$	0,997
Max	$y = 2 \cdot 10^8 x^5 - 7 \cdot 10^6 x^4 + 0,0007x^3 - 0,0365x^2 + 0,8826x - 6,8304$	0,995
Min	$y = 5 \cdot 10^9 x^5 - 1 \cdot 10^6 x^4 + 9 \cdot 10^5 x^3 - 0,0029x^2 + 0,0818x + 0,9998$	1

После нахождения функциональных зависимостей проведем математический анализ полученных результатов, вычислив интегралы заданных функций. Результаты вычисления занесем в таблицу 10.

Таблица 10

Значения полученных интегралов

Обозначение	Значение полученных интегралов
МГ 1.1	490,030
МГ 1.2	387,514
МГ 1.3	387,623
МГ 2.1	406,032
МГ 3.1	440,291
Max	305,749
Min	595,627

Обсуждение

Проведем сравнительный анализ полученных данных. Начнем с анализа газопроводов МГ 1.1, 1.2, 1.3. Данные газопроводы идентичны по составу оборудования и состоянию вспомогательных систем, главным отличием является категория прохождения газопровода. Газопровод МГ 1.1 относится к третьей категории сложности газопроводов, МГ 1.2 — ко второй категории, МГ 1.3 — к первой категории. Исходя из граничных условий максимума и минимума изменений, делаем вывод о том, что газопровод с минимальным значением интеграла функции можно отнести к газопроводу, требующему срочного ремонта, то есть газопровод МГ 1.2 является первоочередным к проведению ремонта.

Следующим этапом анализа является сравнительный анализ различных газопроводов, относящихся к одной категории прокладки трубопровода (это трубопроводы МГ 1.1, 2.1, 3.1). Исходя из граничных условий максимума и минимума изменений, делаем вывод о том, что газопровод с минимальным значением интеграла функции можно отнести к газопроводу, требующему срочного ремонта, то есть газопровод МГ 2.1 является первоочередным к проведению ремонта.

Выводы

- Учет условий прокладки важен для оценки технического состояния линейной части магистрального газопровода.
- Предлагаемая методика позволяет производить анализ газопроводов в одинаковых и в различных категориях прокладки.
- Предлагаемый в методике алгоритм расчета является динамическим, то есть данный алгоритм позволяет добавлять, убирать, заменять параметры сравнения и изменять численные показатели в зависимости от поставленной задачи.
- Из таблицы 9 видно, что погрешность расчетов составляет до 1,5 %.

Библиографический список

1. Сбор и подготовка нефти и газа: учеб. / Ю. Д. Земенков [и др.]. – М.: Академия, 2009. – 159 с.
2. Внутренняя сила. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2016 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http // www.gazprom.ru](http://www.gazprom.ru).
3. Саати Т. Принятие решение. Метод анализа иерархий. – М.: Радио и связь, 1993. – 278 с.
4. Методологические основы научных исследований: учеб. пособие для студентов нефтегазового профиля / Под ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень: Вектор Бук, 2011. – 289 с.

Сведения об авторах

Разбойников Александр Адольфович, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: razbojnikovaa@tyuiu.ru

Барсуков Николай Сергеевич, машинист технологических компрессоров, АО «СибурТюменьГаз», г. Нижневартовск

Information about the authors

Aleksandr A. Razboynikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: razbojnikovaa@tyuiu.ru

Nikolay S. Barsukov, Compressor Operator, SiburTyumenGaz JSC, Nizhnevartovsk

**Анализ условий функционирования надземных переходов
газопровода Соболево — Петропавловск-Камчатский**

И. Г. Силина¹, Е. А. Гильмияров^{2*}, В. А. Иванов¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «НГСН-Р», г. Тюмень, Россия

*e-mail: egilmiyarov@list.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрены особенности функционирования магистрального газопровода Соболево — Петропавловск-Камчатский и, в частности, надземных переходов через реки. Приведены основные природно-климатические условия и прочие факторы, оказывающие влияние на эксплуатацию газопровода. Представлены результаты частичного мониторинга надземных переходов, а также выявлены причины значительного ухудшения их технического состояния.

Ключевые слова: магистральный трубопровод; надземные переходы; русловые переформирования; аллювиальные отложения

**Analysis of Sobolevo — Petropavlovsk-Kamchatsky gas pipeline
aboveground crossings operating conditions**

Irina G. Silina¹, Evgeny A. Gilmiyarov^{2*}, Vadim A. Ivanov¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²NGSN-R LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: egilmiyarov@list.ru

Abstract. The article deals with the operating conditions of Sobolevo — Petropavlovsk-Kamchatsky gas pipeline. Much attention is given to technical assessment of aboveground crossings of this gas pipeline. We report key climatic conditions and other factors affecting gas pipeline operation. Also, we present the results of aboveground crossings partial monitoring and detect the matters of their condition significant degradation.

Key words: gas pipeline; aboveground crossings; channel changes; alluvial sediments

Введение

В целях формирования в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке эффективной газовой промышленности и создания на этой основе условий для динамичного социально-экономического развития региона в 2007 году была принята Восточная газовая программа. Согласно данному документу, темпы развития Дальнего Востока, значительные запасы газа и перспективность рынка газа Азиатско-Тихоокеанского региона являются предпосылками для фор-

мирования новых центров газовой промышленности, позволяющих удовлетворять как внутренний, так и внешний спрос.

Одним из таких центров является территория полуострова Камчатка. В рамках программы газификации Дальнего Востока был построен магистральный газопровод Соболево — Петропавловск-Камчатский протяженностью 392 км. Несмотря на то что при проектной производительности трубопровода (750 млн м³/год) запасов газа на материковых месторождениях (16 млрд м³) будет достаточно для обеспечения потребностей региона на срок чуть более 20 лет, данный проект имеет для региона особое значение, так как наличие собственных энергоресурсов существенно снизит зависимость предприятий полуострова (ТЭЦ, котельных) от завоза угля и мазута в краткий период навигации. Более того, к 2030 году планируется прирост запасов на 300 млрд м³ за счет проведения геолого-разведочных работ в Западно-Камчатском районе нефтегазоносного бассейна Охотского моря.

Сооружение магистрального газопровода Соболево — Петропавловск-Камчатский было связано со значительными трудностями из-за малой заселенности и, как следствие, слабого развития инфраструктуры, а также из-за сложных природно-климатических условий региона. Исходя из вышеизложенного, цель данной работы — исследование условий эксплуатации газопровода, особенно ответственных участков (таких как переходы через реки и временные водотоки), и разработка комплекса мероприятий по повышению их надежности.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются надземные переходы магистрального газопровода Соболево — Петропавловск-Камчатский через реки и временные водотоки. Для выполнения целей исследования были интерпретированы результаты инженерно-метеорологических и гидроморфологических изысканий, а также проведен выборочный частичный мониторинг состояния надземных переходов.

Анализ природно-климатических условий трассы газопровода

Трассу магистрального газопровода, проходящего на юге полуострова Камчатка, можно условно поделить на восточную и западную часть. Западная часть (0–230 км трассы трубопровода) располагается на территории Камчатской низменности — болотистой местности, пересекаемой большим количеством несудоходных рек. Восточный участок трассы газопровода приурочен к Срединному и Восточному хребтам — территориям, для которых характерны наибольшее среднегодовое количество осадков (около 1 200 мм) и также значительное число горных рек.

Газопровод Соболево — Петропавловск-Камчатский пересекает 386 природных и искусственных водотоков. В связи с этим суммарная протяженность переходов через водные преграды составляет более 14 км или 3,5 % от общей протяженности газопровода; при этом 91,5 % переходов являются надземными, подверженными влиянию большего числа факторов, чем подземные переходы.

На полуострове преобладают как крупные, так и малые реки (горные, полугорные и равнинные) с развитыми и неразвитыми аллювиальными отложениями. На горных реках неразвитые аллювиальные отложения встречаются несколько реже и появляются преимущественно на малых и редко на средних реках.

Восточный участок трассы магистрального газопровода представлен валунно-галечниковыми аллювиальными отложениями (как с окатанными, так и с неокатанными гранями) с включением гравия с песчаным, реже супесчаным наполнителем, слагающими русла и поймы рек. Мощность аллювиальных отложений может достигать 100–120 м. На территории Камчатской низменности речной аллювий представлен валунными и гравийно-галечниковыми отложениями с преобладанием песков и пылеватых супесей. Мощность речного аллювия, как правило, не превышает 10–15 м или находится в диапазоне 2–6 м.

Состав и распределение аллювиальных отложений в различных формах рельефа создают благоприятные условия для накопления и циркуляции в них значительных масс подземных вод. Такие причины, как гранулометрический состав грунтов, обуславливающих достаточно высокие фильтрационные свойства большинства почв [1], а также присутствие в некоторых областях в небольшом удалении от Восточного Вулканического района рыхлых пирокластических отложений, дополнительно способствующих пропуску и удерживанию водных масс, обуславливают обширное развитие водоносных горизонтов напорных и безнапорных поровых вод.

Большинство рек, пересекаемых трассой газопровода, являются горными и характеризуются повышенной скоростью течения (до 4–6 м/с во время половодий) и небольшой глубиной. Данные скорости течения превышают размывающие скорости течения для грунтов, слагающих русло и берега большинства рек полуострова Камчатка, что при отсутствии дно- и берегоукрепительных сооружений приводит к размыву опор надземных переходов.

Для рек полуострова Камчатка характерно резкое сезонное увеличение стока реки, вызванное смешанным типом питания, при котором до 45 % воды поступает в реки при таянии снега и горных ледников по достижению положительной температуры окружающего воздуха, что приводит к сильным половодьям. Весенне-летнее половодье, начало которого приходится на май и достигает своего максимум в июне, является основной фазой водного режима рек полуострова, за время которого проходит 50–80 % всего годового стока. По причине тесного соседства горных и равнинных районов таяние ледников и снега происходит неравномерно, что при повышенных температурах воздуха вызывает вторую, менее выраженную волну половодья, обычно приходящуюся на октябрь. Внутригодовое распределение стока рек характеризуется четко выраженным максимумом, приходящимся на период весеннего половодья, постепенным спадом и вторым, менее выраженным возможным максимумом.

Существенным фактором, оказывающим влияние на условия эксплуатации переходов через водные преграды, является наличие карчехода. Карчеход — движение по реке деревьев с кроной и корневой системой, попадающих в русла при подмыве берегов. Особенно интенсивно карчеход проявляется в периоды половодий и паводков. Поскольку основным типом растительности в районе пролегания магистрального газопровода является каменная береза (береза Эрмана), обладающая достаточно большой средней высотой (около 12 м) и раскидистой кроной, то карчеход представляет особую опасность как для надземных, так и для подземных незаглубленных участков трубопровода. Наибольших значений частота заломов (нескольких деревьев или их частей, движущихся единым телом) карчи (до 10 заломов на 100 м) достигает в руслах полугорных рек.

Значительный водный сток и бурный характер течения рек способствуют переформированию их русел: размыву береговых частей и углублению отметок дна, изменению морфологии русел и т. п.

Предрасположенность рек к плановым русловым деформациям, к возникновению донной эрозии или накоплению наносов на дне определяют показатели их устойчивости [2]. Устойчивость речных русел зависит от множества факторов, среди которых параметры реки, скорость течения потока, морфометрия (присутствие разветвлений, излучин) русла и морфология реки, вид слагающих дно и берега пород и т. д.

Частое чередование горных районов с равнинными сопровождается развитием полугорного типа русловых процессов на реках. Значительные уклоны территорий дополнительно способствуют тому, что многие реки характеризуются полугорным характером течения даже в пределах низменностей. На долю равнинных русел приходится примерно 10 % длины всех рек полуострова. Равнинный тип русловых процессов преобладает на малых реках или же в нижнем течении крупных рек.

В целом на полуострове горные реки составляют примерно 48,8 % всех рек, полугорные — 39,3 %, равнинные — 11,9 %. Распространенность типов русел на реках с различными русловыми процессами приведена в таблице [3].

Распространенность типов речных русел

Тип русла	Распространенность типа русла при русловых процессах, %		
	Горные	Полугорные	Равнинные
Прямолинейные русла и русла с излучинами и одиночными русловыми разветвлениями	18,3	2,16	0,27
Меандрирующие русла	23,1	24,9	10,8
Русла с пойменными и русловыми разветвлениями	5,11	12,2	0,8
Блуждающие русла (с осередковыми разветвлениями)	2,28	0,07	–

На горные реки приходится почти половина общего числа рек Камчатского региона. Узкие долины рек преобладают в горной местности, также там наблюдаются ограниченные условия развития русловых деформаций в связи с повышенной устойчивостью самих русел. Повышенная устойчивость русел обеспечивается благодаря слагающим их крупнообломочным грунтам [4]. По этой причине русловые деформации могут происходить только при значительных расходах воды (максимум половодья). В основном ограничено меандрирующие русла соответствуют малым рекам, разветвленные русла значительно чаще встречаются на равнинных или более крупных реках. На равнинных участках русла преимущественно широкопойменные, характеризующие свободными условиями развития русловых переформирований.

В горных районах водотоки без или с малым числом притоков характеризуются преобладанием донной эрозии, что выражается в формировании узких, невыработанных речных долин. При выходе на равнинные участки донная эрозия плавно уравнивается с береговой эрозией, и по мере продвижения реки по территории низменности береговая эрозия начинает усиливаться.

Регрессивная эрозия верховьев рек приводит к поступлению значительного количества обломочного материала вниз по течению [5]. Таким образом, процессы эрозии (в том числе донной) и аккумуляция наносов частично уравниваются друг друга.

Географическое положение полуострова Камчатка определяет следующий ветровой режим: на западном участке трассы газопровода средняя скорость

ветра составляет 5 м/с, на восточном — 8 м/с. Максимальная скорость ветра наблюдается в зимний период до 35 м/с на западном побережье, до 40 м/с — на восточном. Возникающие ветровые нагрузки оказывают существенное влияние на напряженно-деформированное состояние надземных переходов. Провисы трубопровода и размывы опоры надводных переходов усиливают воздействие на трубопровод, оказываемое ветровыми нагрузками [6].

Все вышеперечисленные факторы совместно с высокой сейсмической активностью в данном регионе приводят к необходимости соблюдения повышенных требований надежности при проектировании и сооружении трубопроводов и, в частности, переходов через естественные и искусственные водные преграды. В противном случае возможно возникновение аварий на линейной части трубопроводов, вызванных непредусмотренными проектом нагрузками, дополнительными провисами и потерей устойчивости переходов.

Анализ результатов мониторинга надземных переходов газопровода

В 2012 году (через 2 года после ввода газопровода в эксплуатацию) был проведен частичный мониторинг состояния 25 надземных переходов через крупные реки. В результате обследования были установлено, что на 19 переходах необходимо провести капитальный ремонт. Кроме того, было выявлено следующее:

- конструкции всех вантовых переходов (16 % от общего количества) не обеспечивают компенсирование провисов трубопровода;
- размыв опор наблюдается на 72 % переходов;
- значительный размыв береговой линии наблюдается на 28 % переходов;
- нарушение изоляционного покрытия трубопроводов произошло на 8 % переходов;
- коррозии подверглись опоры на 16 % переходов;
- на 20 % переходов произошло скопление карчи.

Такое состояние надземных переходов обусловлено рядом причин.

- Отсутствие средств защиты русла и берегов водотоков в створе перехода от размыва. В данном случае подразумевается использование пассивных средств защиты — берегоукрепительных сооружений; применение активных средств защиты, влияющих на направление и структуру потока или накапливающих и удерживающих донные отложения, нецелесообразно в связи с резкими изменениями происходящих русловых процессов, что делает более сложным прогноз переформирования русла при установке сооружений подобного типа и, как следствие, уменьшает срок службы данных конструкций [7].

Несмотря на то что в ряде случаев для укрепления берегов была произведена наброска камня, необходимая степень защиты от размыва не была обеспечена последующим причинам: во-первых, камни для наброски были подобраны без учета скорости водного потока; во-вторых, толщина каменного покрытия не достигает необходимой величины $3D_k$, где D_k — средний диаметр использованных камней [8]. Вследствие вышеуказанного каменные покрытия, как и укрепляемые поверхности, подверглись интенсивному размыву, что привело к оголению опор надводных переходов в русловой и береговой части переходов, которое усугубляется частичным разрушением бетонных ростверков. Так, наибольшее значение размыва составляло 0,8 м (рис. 1). Оголение опор приводит к уменьшению устойчивости надводных переходов и возникновению дополнительных напряжений в стенке трубопровода [9].



Рис. 1. Размыв опор перехода через реку Правый Кихчик

- Незащищенность надводных переходов от удара объектами, переносимыми течением. В частности, сильное влияние на состояние трубопровода может оказывать карчеход. Двигаясь единым жестким телом, залом из карчей создает большую ударную нагрузку на незащищенный трубопровод, особенно на участках с большими скоростями водных потоков. Кроме того, плотная и прочная древесина, имеющая отрицательную плавучесть, может оказывать разрушающее воздействие не только на изоляцию и непосредственно трубу (рис. 2), но и на опоры надземного перехода, чему также способствует формирующийся до дна реки залом.



Рис. 2. Скопление карчи на переходе через реку Правый Кихчик

- Ошибки при проектировании конструкций надводных переходов. В частности, неучет таких факторов, как значительная ветровая нагрузка, привел к тому, что во всех случаях вантового исполнения надземных переходов при-

меняемые талрепы не обеспечивают необходимого компенсирования провисов трубопровода и снижения нагрузок от внешних сил.

- Несоответствие требованиям нормативно-технической документации. Так, почти на всех надводных переходах отсутствуют постоянные ограждения из металлической сетки при переходе из подземного в надземное исполнение трубопровода. Кроме того, согласно требованиям нормативно-технической документации, расстояние от низа трубы или пролетного строения должно быть не менее 1 м над горизонтом высоких вод по году 1 % обеспеченности при наличии карчехода. Нарушение данного требования наблюдается на 12 % надземных переходов и вызывает дополнительную опасность повреждения трубопровода.

В связи с этим могут быть проведены следующие мероприятия:

- возведение русло- и берегоукрепительных сооружений, в частности, с применением габионно-сетчатых изделий;
- установка карчезадерживающих сооружений выше по течению тех переходов, где по результатам мониторинга установлена наибольшая вероятность образования крупных заломов;
- реконструкция переходов.

Данные меры позволят снизить вероятность отказов на переходах с оставлением их надземного исполнения. В то же время значимым фактором, оказывающим влияние на надежность надземных переходов, является техническое состояние опор конструкций. Опоры трубопровода Соболево — Петропавловск-Камчатский функционируют в достаточно неблагоприятных условиях, в число которых входят интенсивные русловые процессы и высокая сейсмичность региона. Таким образом, в целях снижения степени влияния условий окружающей среды на переходы через водные преграды и, как следствие, повышения их надежности рекомендуется перевести переходы, наиболее подвергшиеся негативному воздействию, в подземное исполнение [10].

Выводы

В данной работе рассмотрены основные особенности функционирования магистрального газопровода Соболево — Петропавловск-Камчатский, к которым относятся ветровой режим, высокая сейсмическая активность, наличие двух волн половодья и интенсивного корчехода, характер грунтов, типы русел и их склонность к меандрированию. На основании проведенного анализа изложенных факторов и результатов мониторинга трассы газопровода были выявлены причины значительного ухудшения технического состояния переходов и даны рекомендации по выбору конструктивных решений для их ремонта и реконструкции.

Библиографический список

1. Чаповский Е. Г. Лабораторные работы по грунтоведению и механике грунтов. — М.: Недра, 1975. — 304 с.
2. Барышников Н. Б. Русловые процессы: учеб. — СПб.: РГГМУ, 2008. — 439 с.
3. Ермакова А. С. Русловые процессы на реках Камчатки: дис. ... канд. геогр. наук. — М., 2009.
4. Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. — М.: Недра, 1976. — 224 с.
5. Русловые процессы и путевые работы на свободных реках / Н. А. Доманевский [и др.] — М.: Речной транспорт, 1956. — 458 с.

6. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград / К. А. Забела [и др.] – М.: Недра, 2001. – 195 с.
7. Шаммазов А. М., Мугаллимов Ф. М., Нефедова Н. Ф. Подводные переходы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 2000. – 237 с.
8. Сооружение и ремонт подводных переходов магистральных трубопроводов / В. А. Иванов [и др.]; под ред. В. А. Иванова. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2016. – 256 с.
9. Иванов В. А. Лысяный К. К. Надежность и работоспособность конструкции магистральных нефтепроводов. – СПб.: Наука, 2003. – 319 с.
10. Томарева И. А. Конструктивные и технологические особенности строительства подводных трубопроводов. – Волгоград: ВолГАСУ, 2014. – 113 с.

Сведения об авторах

Силина Ирина Георгиевна, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гильмияров Евгений Адикович, специалист ООО «НГСН-Р», г. Тюмень, e-mail: egilmiyarov@list.ru

Иванов Вадим Андреевич, д. т. н., профессор кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Irina G. Silina, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Evgeny A. Gilmiyarov, Engineer at NGSN-R LLC, Tyumen, e-mail: egilmiyarov@list.ru

Vadim A. Ivanov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

УДК 622.691.4

Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода

А. У. Якупов*, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Аннотация. При транспорте высоковязких и высокозастывающих нефтей по нефтепроводам тепловой расчет является одним из основных. Определение скорости остывания нефти в остановленном нефтепроводе имеет важное практическое значение. По скорости остывания вычисляют время безопасной остановки «горячего» нефтепровода: время, при котором не произойдет заморозка «горячего» нефтепровода, и давления станции хватит для преодоления сдвиговых напряжений, возникающих при остывании высоковязких и высокозастывающих нефтей. Охлаждение нефти в подземных остановленных трубопроводах зависит от температуры грунта вокруг него. Установленные термостабилизаторы, предназначенные для охлаждения грунта, могут повлиять на скорость остывания «горячего» нефтепровода.

В работе проведен численный эксперимент с применением современных средств математического моделирования. Проведенный эксперимент показал, что установленные термостабилизаторы рядом с подземным «горячим» нефтепроводом оказывают влияние на процесс остывания нефти. Термостабилизаторы грунта сократили время безопасной остановки нефтепровода.

Ключевые слова: высоковязкая нефть; «горячий» нефтепровод; термостабилизатор грунта

Estimating the effect of seasonally-operating cooling devices during a safe stop of the oil pipeline

Azamat U. Yakupov*, Dmitry A. Cherentsov, Konstantin S. Voronin,
Yuri D. Zemenkov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Abstract. Conducting thermal calculations of "hot" oil pipelines through which high-viscosity and high-sticking oils are transported is one of the main ones. Determining the rate of cooling of oil in a stopped pipeline is of practical importance. According to the cooling rate, the time to safely stop the "hot" pipeline is calculated. This is the time at which the "hot" oil pipeline doesn't freeze and the station's pressure is enough to overcome the shear stresses arising during the cooling of high-viscosity and high-sticking oil. Oil cooling in underground stopped pipelines depends on the temperature of the soil around it. Installed heat stabilizers designed to cool the soil can affect the cooling rate of the "hot" pipeline.

We have carried out a numerical experiment using modern tools of mathematical modelling. The experiment showed that the installed soil heat stabilizers near the underground "hot" pipeline have an impact on the process of cooling oil. These stabilizers have reduced the time to safely stop the pipeline.

Key words: high-viscosity oil; "hot" oil pipeline; soil heat stabilizer

Введение

При строительстве магистральных нефтепроводов на территории распространения многолетнемерзлых грунтов используют средства термостабилизации грунтов для предотвращения растепления [1] и возникновения аварийных ситуаций. На протяженных объектах наиболее часто используют индивидуальные сезонно-действующие охлаждающие устройства — термостабилизаторы, которые поддерживают отрицательную температуру грунтов¹. Однако установленные термостабилизаторы, охлаждая грунт вокруг подземного нефтепровода, могут значительно сократить время его безопасной остановки.

Определение времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода является важным вопросом, так как длительная остановка трубопровода может привести к его полному «замораживанию». А для ответственной операции по запуску «горячего» нефтепровода с заполненной нефтью может не хватить давления станции для преодоления сил трения, которые зависят от вязкости нефти. При остывании и достижении температур, близких к температуре застывания, тяжелые и битуминозные виды нефти не подчиняются закону Ньютона. При температурах, близких к застыванию и ниже, нефти могут быть отнесены к пластичным и псевдопластичным жидкостям, а при высоких температурах — к ньютоновским жидкостям. Напряжение сдвига зависит от прочности парафиновой структуры, которая образуется за время остановки нефтепровода. Реологическое уравнение для нахождения напряжения сдвига пластической жидкости имеет вид

$$\tau = \tau_0 + \eta_{nl} \frac{du}{dr}, \quad (1)$$

где τ_0 — предел текучести; η_{nl} — пластическая вязкость; $\frac{du}{dr}$ — скорость сдвига.

Нужно учитывать, что напряжение сдвига может возрастать в процессе остановки и остывания нефтепровода и достигнуть такой величины, при которой давления станции может не хватить. Из-за большого количества факторов, влияющих на значение начального напряжения сдвига тяжелой и высоковязкой нефти, не существует точной формулы для его определения [2]. Начальное напряжение сдвига определяется экспериментальным путем. Из-за этого возникают сложности в определении времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода.

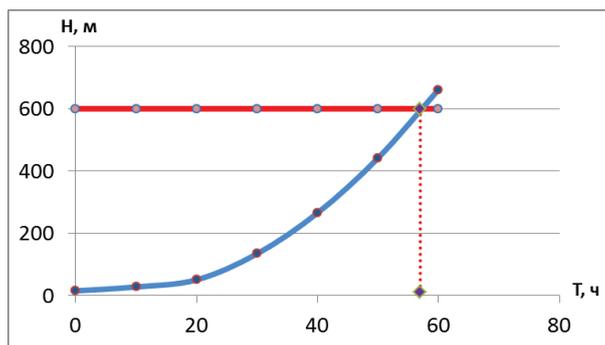


Рис. 1. Время безопасной остановки нефтепровода

¹CAN/CSA-S500-14 Thermosyphon foundations for buildings in permafrost regions. National Standard of Canada. – 2014. – 44 p.

В соответствии с предложенной в РД 39-30-139-79² методикой по расчету времени безопасной остановки нефтепровода необходимо построить график изменения потерь напора на трение в трубопроводе в зависимости от времени простоя нефтепровода (рис. 1, красная линия на графике). Также на графике откладывается линия максимально возможного напора, развиваемого на станции, либо максимально допустимого напора, если максимально возможный напор станции превышает допустимый напор нефтепровода, который ограничен механической прочностью трубопровода (см. рис. 1, синяя линия на графике). Точка пересечения линии максимально возможного напора, либо максимально допустимого напора с линией потерь напора на трение в трубопроводе от времени остановки будет соответствовать времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода.

Определение потерь напора на трение при запуске остановленного нефтепровода производится по формулам стационарного режима с учетом изменения температуры нефти и ее свойств в результате остывания.

$$H = \beta_* \frac{Q^{2-2e+en}}{D_1^{5-4e+3en}} \left(\frac{K_\phi}{p} \right)^e \cdot L \cdot \Delta e \cdot \Delta r, \quad (2)$$

где D_1 — внутренний диаметр трубопровода; Q — производительность трубопровода; β_* — коэффициент для определения потерь напора при движении неньютоновской нефти; Δe — поправка на неизотермичность по длине трубы; Δr — поправка на неизотермичность по радиусу трубы; L — длина трубопровода; n — показатель поведения жидкости; e — основание натурального логарифма; p — плотность; K_ϕ — коэффициент теплопередачи.

В расчете участвует и приведена формула для определения предельного напряжения сдвига в зависимости от температуры

$$\tau_0 = \tau_0^{ii} \cdot (e^{-Bt} - e^{-Bt_*}), \quad (3)$$

где τ_0^{ii} — величина, определяемая опытным путем; B — постоянный для данной жидкости коэффициент; t_* — температура появления предельного напряжения сдвига.

С учетом многообразия применения различных видов присадок различной концентрации для облегчения транспортировки тяжелой высоковязкой нефти возникают сложности в определении значения τ_0^{ii} .

Для облегчения расчета по определению времени безопасной остановки горячего нефтепровода (РД 39-30-139-79³) предложена формула

$$\theta = 1 - \frac{E_i(-h_0^2/R_2^2 \cdot F_0) - E_i(-1/4 \cdot F_0)}{2 \ln(2h_0/R_2)}, \quad (4)$$

где F_0 — параметр Фурье, определяющий зависимость динамики охлаждения углеводородной жидкости в трубопроводе от времени; h_0 — глубина заложения трубопровода; E_i — интегральная показательная функция с отрицательно вещественным аргументом; R_2 — внешний радиус трубы с учетом всех покрытий.

²РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях. — Введ. 1979-04-25. — Уфа, 1979. — 57 с.

³РД 39-30-139-79. — С. 39.

В статье [3] автор оценивал время безопасной остановки нефтепровода, сравнивал расчеты по аналитической формуле (4), предложенной в работе [4], с численным моделированием динамики охлаждения нефти. Сам автор работы [4] по результатам проведенных лабораторных исследований пришел к результату, что погрешность определения времени остывания нефти в «горячем» трубопроводе по формуле (4) составляет 17 %.

Охлаждение нефтепродукта в подземных трубопроводах зависит от температуры грунта вокруг него. «Горячий» остановленный нефтепровод обменивается теплом с окружающим его грунтом, который имеет не лучшие теплопроводящие свойства, по коэффициенту теплопроводности близок к изоляторам [5]. Процесс остывания будет проходить из-за разности температур грунта и нефтепровода.

Установленные термостабилизаторы, предназначенные для охлаждения грунта до проектного значения [6] и поддержания этого состояния в течение всего срока эксплуатации, должны повлиять на скорость остывания нефти в трубопроводе, потому как используемые для этих целей термостабилизаторы способствуют дополнительному охлаждению, которое получает грунт в активный период времени работы — зимой [7]. Скорость гидродинамических процессов внутри устройства значительно выше скорости перераспределения температур в грунте. Поэтому при отрицательной атмосферной температуре термостабилизатор будет интенсивно охлаждать грунт под трубопроводом, что повлияет на процесс и скорость остывания нефти.

Объект и методы исследования

В данной работе проведен численный эксперимент с применением современных средств математического моделирования. Численное моделирование процесса остывания нефти в подземном нефтепроводе выполнено в программном комплексе ANSYS.

Нами предложена и реализована расчетная схема: модель остановленного нефтепровода с разогретой нефтью внутри и установленным термостабилизатором рядом с нефтепроводом в двумерной постановке. Грунт по условию задачи был задан однородным, поэтому для оптимизации расчетов модель разбили на две симметричные части, и на границе задали условие Symmetry во вкладке Model. Модель представлена на рисунке 2.

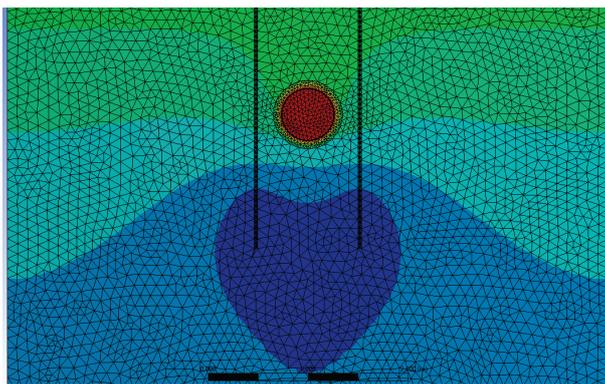


Рис. 2. Модель остывания нефтепровода

В программном комплексе ANSYS была создана конечно-элементная модель согласно предложенной расчетной схеме.

Геометрическая модель сечения трубопровода была построена в модуле SpaceClaim. После построения геометрической модели трубопровода была выполнена настройка решателя Transient Thermal, выбран тип контактирующих поверхностей bonded на границах раздела грунт — изоляция нефтепровода, изоляция нефтепровода — стенка, стенка — нефтепродукт.

Было выполнено разбиение модели на конечно-элементную сетку. С помощью общих и частных настроек сетки для таких элементов, как грунт, изоляция, стенка трубопровода и нефтепродукт, улучшали качество сетки.

Свойства и характеристики грунта, изоляции, нефтепровода, нефтепродукта были указаны в модуле Engineering Data во вкладке Property.

Во вкладке Analysis Settings настраивалось решение задачи: были заданы начальная температура грунта и температура нефтепродукта в трубопроводе.

На границах моделируемого массива грунта снизу и сбоку были заданы граничные условия Неймана (нулевой тепловой поток) командой Heat Flow.

$$-\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial \bar{n}} \right)_w = q_w(x, y, z, t) = 0, \quad (5)$$

где \bar{n} — нормаль к поверхности тела; $\frac{\partial T}{\partial \bar{n}}$ — производная температуры вдоль нормали; λ — коэффициент теплопроводности; q_w — плотность теплового потока.

На верхней границе поверхности массива грунта задается граничное условие командой Heat Flow, которая будет учитывать тепловой поток из атмосферы,

$$-\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial \bar{n}} \right)_w = q_w(x, y, z, t). \quad (6)$$

Также будет принята во внимание морозильная мощность термостабилизатора, учитывающая колебания температуры окружающей среды. Зададим граничное условие на внешней стенке испарителя, который находится в контакте с грунтом по формуле из [8].

$$\frac{a_k \cdot S_k}{S_{isp}} \cdot (t_a - t_g) = -\lambda_f \cdot \left(\frac{\partial t}{\partial r} \right)_{R1}, \quad (7)$$

где a_k — коэффициент теплопередачи от конденсаторной части; S_k — площадь конденсаторной части; S_{isp} — площадь испарительной части; t_a — температура воздуха; t_g — температура на внешней стенке испарителя; λ_f — теплопроводность грунта; t — температура грунта, зависящая от радиальной координаты r и времени τ .

Начальная температура остывания нефти будет граничным условием Дирихле, в программном комплексе ANSYS — задается командой Temperature.

$$T = T_w(x, y, z, t). \quad (8)$$

Расчет проводился для следующих характеристик грунта, нефтепровода и термостабилизатора:

- диаметр — 530, 630, 720 мм;
- толщина стенки — 8 мм;
- глубина укладки — 0,8 м;
- толщина пенополиуретанового покрытия — 80 мм;
- плотность нефти — 800 кг/м³;
- удельная теплоемкость нефти — 2,042 кДж/(кг · К);

- минимально допустимая температура нефти — 10°C ;
- плотность пенополиуретанового покрытия — 130 кг/м^3 ;
- теплопроводность пенополиуретанового покрытия — $0,041 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$;
- плотность грунта — $1\,520 \text{ кг/м}^3$;
- теплоемкость грунта — $2\,042 \text{ Дж/(м} \cdot ^{\circ}\text{C)}$;
- температуропроводность грунта — $0,93 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$;
- диаметр корпуса испарителя термостабилизатора — $33,7 \text{ мм}$;
- площадь оребрения конденсатора — $1,57 \text{ м}^2$.

Результаты расчета времени остывания «горячего» нефтепровода

Диаметр нефтепровода, мм	Время, сут	
	без термостабилизатора	с термостабилизатором
530	5,01	2,35
630	6,56	3,45
720	7,54	4,60

Результаты

Расчеты проводились для двух случаев. В первом случае рассматривалось время остывания «горячего» нефтепровода без установленного термостабилизатора грунта (рис. 3); во втором — с установленным термостабилизатором грунта (рис. 4). Результаты расчета представлены в таблице.

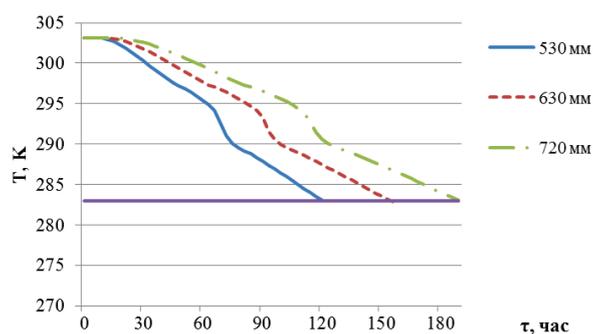


Рис. 3. Остывание нефти в нефтепроводе без термостабилизаторов

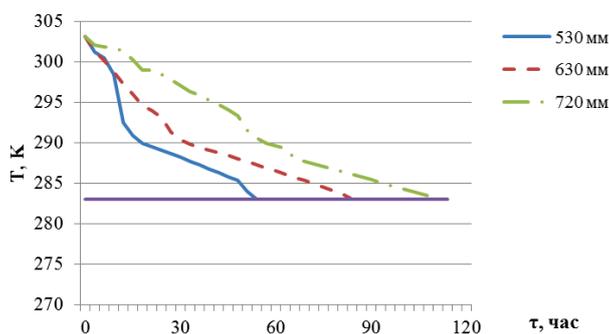


Рис. 4. Остывание нефти в нефтепроводе с термостабилизаторами

Выводы

Проведенный численный эксперимент показал (см. таблицу), что установленные рядом с подземным нефтепроводом термостабилизаторы, предназначенные для предотвращения растепления многолетнемерзлого грунта, оказывают влияние на процесс охлаждения горячей нефти в трубопроводе при его остывании. Так, с учетом влияния термостабилизатора, время остывания нефти в рассматриваемых трубопроводах существенно уменьшилось. При расчете времени остывания нефти в остановленном подземном нефтепроводе необходимо учитывать влияние установленных термостабилизаторов.

Библиографический список

1. Математическое моделирование растепления многолетнемерзлых грунтов при взаимодействии с нефтепроводом / Я. С. Байдакова, А. П. Шабашов; науч. рук. К. С. Воронин, Д. А. Черенцов // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XXI Междунар. симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина (3–7 апреля Томск, 2017): в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — С. 686–688.
2. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / Р. А. Алиев [и др.]. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1988. — 368 с.
3. Сулейманов В. А. Оценка времени безопасной остановки нефтепровода, по которому перекачивается высоkozастывающая нефть // Вести газовой науки. — 2018. — № 2. — С. 36–43.
4. Черников В. И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. — М.: Гостоптехиздат, 1958. — 164 с.
5. Modernization of the individual device for temperature stabilization of the soil / K. S. Voronin [et al.] // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. — 2018. — Vol. 445, Issue 1. — 012011. DOI: 10.1088/1757-899X/445/1/012011
6. Numerical simulation of a buried hot crude oil pipeline during shutdown / X. Cheng [et al.]. // Petroleum Science. — 2010. — Vol. 7, Issue 1. — P. 73-82. DOI: 10.1007/s12182-010-0008-x
7. Holubec I., Eng P. Flat Loop Thermosiphon Foundations in Warm Permafrost // Adapting to Climate Change Canada's First National Engineering (April 2008).
8. Горелик Я. Б., Селезнев А. А. Об эффективности оребрения вертикальных двухфазных естественно-конвективных охлаждающих устройств для строительства на мерзлых грунтах // Криосфера Земли. — 2016. — Т. XX, № 2. — С. 78–89.

Сведения об авторах

Якупов Азамат Ульфатович, аспирант кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Черенцов Дмитрий Андреевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Воронин Константин Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

Information about the authors

Azamat U. Yakupov, Postgraduate at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: ya.yakupov-azamat@yandex.ru

Dmitry A. Cherentsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

Konstantin S. Voronin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen

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

К. В. Сызранцева, В. Н. Ильиных, Д. С. Колбасин*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: denis2801@bk.ru*

Аннотация. Элементы бурового оборудования в процессе эксплуатации подвергаются случайным нагрузкам с весьма высокими амплитудами. Классические методы вероятностного расчета зубчатых передач не позволяют оценить вероятность их отказа с учетом реальных эксплуатационных данных, полученных с помощью телеметрии, в случае, когда эти данные не могут быть описаны стандартными законами распределения. Предлагаемая методика основана на применении методов непараметрической статистики, поэтому свободна от данных ограничений. Все ее этапы реализованы в математическом процессоре MathCad.

В данной работе описана методика оценки вероятности отказа зубчатой передачи привода системы верхнего привода буровой установки по критерию изгибной выносливости зубьев. Результаты ее реализации для оценки вероятности отказа передачи при ее эксплуатации в тяжелом режиме нагружения хорошо согласуются со статистикой отказов. Также методика позволяет определить вероятность отказа зубчатой передачи для любых, в том числе заданных выборкой законов распределения нагрузки, действующей на привод в процессе его эксплуатации.

Ключевые слова: буровая установка; система верхнего привода; зубчатая передача; изгибная выносливость; вероятность отказа; непараметрическая статистика

**Assessing the failure probability of gearhead of drilling rig top drive system
taking into account the mode of its operation**

Ksenia V. Syzrantseva, Vitaly N. Il'inykh, Denis S. Kolbasin*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: denis2801@bk.ru*

Abstract. Elements of drilling equipment are subjected to random loads with very high amplitudes during operation. Classical methods of probabilistic calcula-

tion of gearings don't allow us to estimate the probability of their failure taking into account the real operational data obtained by telemetry when these data cannot be described by standard distribution laws. The offered technique is based on application of methods of non-parametric statistics therefore it is free from these restrictions. All its stages are realized in the Mathcad mathematical processor.

The article describes the technique of failure probability of gearing of drilling rig top drive system in accordance with criterion of bending endurance of teeth. Results of its realization for failure probability assessment of gearing at its operation in the heavy loading mode agree well with failure statistics. Also, the technique allows us to determine the probability of gearing failure for any load distribution laws during operation, including, when the loading mode is defined by sample.

Key words: drilling rig; top drive system; gearing; bending endurance; failure probability; non-parametric statistics

Введение

Быстрый темп нашего времени, растущая потребность в нефтепродуктах, сложное расположение нефтегазоносных залежей создают условия для развития инновационных технологий, позволяющих сократить время и расходы на строительство скважин для добычи нефти и газа.

На сегодняшний день высокоэффективными технологиями мирового уровня являются системы верхнего привода (СВП), обеспечивающие выполнение целого ряда технологических операций, связанных с безаварийным строительством наклонно направленных, вертикальных и горизонтальных скважин, что в свою очередь позволяет сократить время и затраты при бурении [1, 2]. СВП представляет собой подвижный вращатель, который оснащен комплексом средств механизации спускоподъемных операций. СВП дает возможность задать и обеспечить величину крутящего момента и частоты вращения, их измерение и вывод показаний на дисплей шкафа управления; тормозить бурильную колонну, удерживать ее в заданном положении, плавно снимать реактивный момент; производить спуск обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки; герметизировать внутритрубное пространство двумя шаровыми кранами (гидравлический и механический), что позволяет снизить вероятность выброса из скважины через бурильную колонну; производить свинчивание/развинчивание бурильных труб [3, 4]. Все это позволяет повысить точность проводки скважины при направленном бурении, сократить время процесса наращивания, что уменьшает вероятность прихвата. Основными производителями СВП являются такие фирмы, как «National Oilwell Varco (NOV)», «Bentec», «Canrig», «TESCO», из отечественных фирм — «ПромТехИнвест» (в настоящее время ОАО «Электромеханика») и ООО «Уралмаш НГО Холдинг».

В России эксплуатируется более 400 систем верхнего привода грузоподъемностью от 160 до 500 т, в основном иностранного производства. «ПромТехИнвест» занимается проектированием, разработкой и производством СВП с 2003 года. Имеет линейку моделей СВП грузоподъемностью от 80 до 320 тонн. Одним из самых востребованных является привод ПВЭГ-225 грузоподъемностью 250 т (рис. 1). «ПромТехИнвест» был единственным отечественным производителем систем верхнего привода, но в 2014 году «Уралмаш» презентовал СВП 320 ЭЧР грузоподъемностью 320 т, с электрическим частотно-регулируемым приводом переменного тока. Таким образом, в России два произ-

водителя СВП, что говорит о заинтересованности развития отечественного машиностроения в данном направлении и наличии интереса буровых компаний к системе верхнего привода.

Сложная конструкция СВП требует особого внимания как на этапе проектирования и изготовления, так и на этапе эксплуатации. Вывод из строя СВП при бурении означает огромные затраты на ремонт самой СВП и непродуктивное время буровой установки и на не законченное в срок строительство скважины. Наиболее тяжким может быть прихват инструмента в открытом стволе скважины, что означает дорогостоящие аварийные работы.

Поскольку надежность редуктора является одним из существенных факторов надежности всей системы буровой установки, уточнение методики оценки вероятности его отказа является для нефтегазовой отрасли весьма актуальной задачей.

Объект и методы исследования

В работе [5] приведены особенности расчета деталей редуктора привода СВП на долговечность, заключающиеся в широком диапазоне изменения величины внешней эксплуатационной нагрузки от начальной до конечной: на порядок выше, чем у традиционных приводов. Там же указано, что в 90 % случаев отказ редукторов СВП определяется изгибной выносливостью зубьев передачи. Приведена статистика отказов, согласно которой 18 редукторов вышли из строя по причине усталостной поломки зубьев передачи, 2 — из-за среза зуба, вызванного кратковременными перегрузками [5].

Опираясь на собранные данные телеметрии процесса бурения, А. А. Лобачев сделал вывод о том, что режим нагружения привода ПВГ-2000Р, установленного на буровой установке 4 000/250 ЭЧК БМ, производства ООО «ВЗБТ», соответствует по ГОСТ 21354-87¹ тяжелому варианту нагружения, а не среднему, как предполагалось ранее [5].

Созданные более полувека назад вероятностные методы расчета деталей машин имеют ряд упрощений, поскольку полагают, что и действующие, и допускаемые напряжения подчиняются нормальному закону распределения [6, 7]. Учет других режимов нагружения может быть выполнен с помощью корректирующих коэффициентов расчетной нагрузки [8]. В том случае, когда эксплуатационная нагрузка не может быть отнесена ни к одному известному в

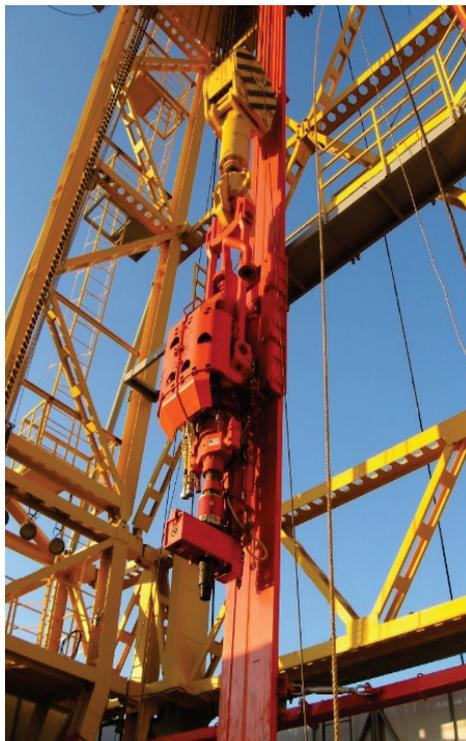


Рис. 1. Система верхнего привода ПВЭГ-225

¹ГОСТ 21354-87. Передачи зубчатые цилиндрические эвольвентные внешнего зацепления. Расчет на прочность. – Введ. 1989-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 110 с.

рамках параметрической статистики закону распределения, вероятность отказа вычислить с помощью имеющихся методов невозможно [9].

Проиллюстрируем предлагаемую методику на примере оценки вероятности отказа зубчатой передачи указанного привода. Методика основана на применении методов непараметрической статистики [9–12], позволяющей обрабатывать любые экспериментальные данные о режимах нагружения конструкции, в том числе не описываемые в рамках стандартных законов параметрической статистики. Математический аппарат для реализации методики, а также ее программная реализация подробно описаны в работах [9, 13, 14], где она применяется для оценки надежности элементов трансмиссий транспортных машин: цилиндрических зубчатых передач, валов, подшипников качения [15–18], а также для математического описания параметров рассеяния механических характеристик материала [19]. Все этапы методики реализованы в математическом процессоре MathCad.

В соответствии с тяжелым режимом работы передачи функция распределения крутящего момента описывается β -распределением

$$\Phi_m(v_i) = \frac{1}{B(a, b)} \int_0^{v_i} v_i^{a-1} (1-v_i)^{b-1} dv_i. \quad (1)$$

С помощью разработанного непараметрического датчика случайных чисел генерируется выборка крутящего момента $\{T_1\}$ с номинальным значением 20 000 Н·м [5] в соответствии с законом (1) объемом 1 000 значений. Результат отработки датчика показан на рисунке 2.

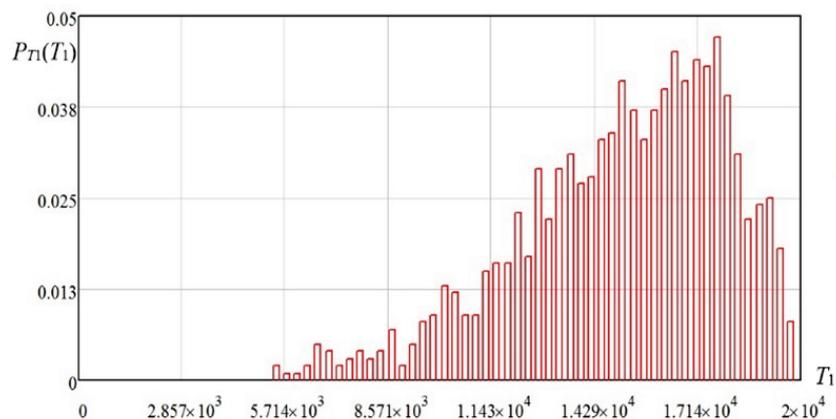


Рис. 2. Гистограмма функции плотности распределения крутящего момента в соответствии с тяжелым режимом работы передачи

Вычисление коэффициентов расчетной нагрузки, а затем изгибных напряжений по критерию сопротивления усталости выполняется по классической методике расчета зубчатых передач², но в виде выборки

²ГОСТ 21354-75. Передачи зубчатые цилиндрические эвольвентные. Расчет на прочность. – М.: Изд-во стандартов, 1981. – 61 с.

$$\{\sigma_F\} = \frac{2 \cdot \{T_{1F}\} \cdot \{K_{F\beta}\} \cdot \{K_{FV}\} \cdot K_{F\alpha} Y_F Y_\beta}{b_w \cdot d_1 \cdot m} \quad (2)$$

Генерирование выборки допустимых напряжений изгиба $\{\sigma_{FLim}\}$ выполняется также с помощью непараметрического датчика, но в соответствии с нормальным законом распределения

$$\Phi_n(v_i) = \frac{1}{S\sqrt{2\pi}} \int_0^{v_i} \exp\left(-\frac{(v_i - v_{cp})^2}{2S^2}\right) dv_i, \quad (3)$$

поскольку других данных о распределении механических характеристик материала зубчатых колес данной передачи не имеется. Объем выборки допустимых напряжений изгиба для удобства моделирования — также 1 000 значений.

Далее необходимо восстановить неизвестные функции плотности действующих σ_F и предельных σ_{FLim} напряжений. Эта задача также выполняется с помощью методов непараметрической статистики: оценки Розенблатта — Парзена [20, 21], в соответствии с которой функция плотности распределения изгибных напряжений в основании зуба $P_{\sigma_F}(\sigma_F)$ записывается в виде

$$P_{\sigma_F}(\sigma_F) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot N \cdot h_N^*} \sum_{i=1}^N \exp\left[-0,5 \left(\frac{\sigma_F - \sigma_{Fi}}{h_N^*}\right)^2\right], \quad (4)$$

где оптимальная величина параметра размытости h_N^* устанавливается в процессе максимизации функционала качества [9, 14]:

$$\max_{h_N} [J(h_N^*)] = \max_{h_N} \left\{ \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \ln \left[\frac{1}{(N-1)h_N} \sum_{j \neq i}^{N-1} \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi}} \exp\left(-\frac{\left(\frac{\sigma_{Fi} - \sigma_{Fj}}{h_N}\right)^2}{2}\right) \right] \right\}. \quad (5)$$

Результаты восстановления функций $P_{\sigma_F}(\sigma_F)$ и $P_{\sigma_{FLim}}(\sigma_{FLim})$, а также гистограммы выборок $\{\sigma_F\}$ и $\{\sigma_{FLim}\}$ показаны на рисунках 3 и 4.

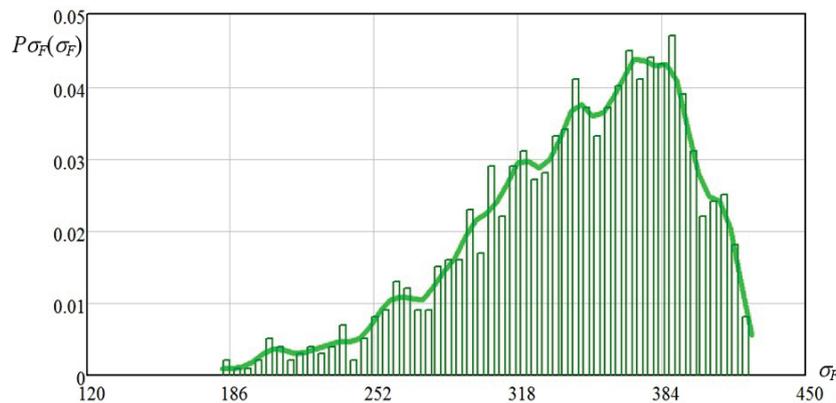


Рис. 3. Функция плотности распределения действующих напряжений изгиба

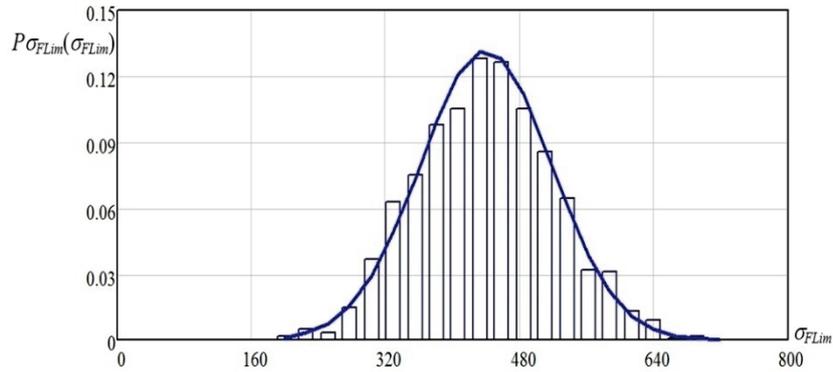


Рис. 4. Функция плотности распределения допускаемых напряжений изгиба

Вероятность безотказной работы P_F зубчатых передач по критерию сопротивления усталостной прочности при изгибе оценивается как вероятность того, что возникающее в зацеплении зубьев изгибающее напряжение σ_F не превышает допускаемого напряжения при изгибе σ_{FLim} :

$$P_F = \text{Вер} (\sigma_F < \sigma_{FLim}). \quad (6)$$

Это соответствует вычислению значения следующего интеграла:

$$P_F = 1 - \int_0^{\sigma_{mF}} \left[\int_0^{\sigma_{mF}} P_{\sigma_F}(\sigma_F + \sigma_{FLim}) \cdot P_{\sigma_{FLim}}(\sigma_{FLim}) d(\sigma_{FLim}) \right] d(\sigma_F), \quad (7)$$

где $\sigma_{mF} = \max(\sigma_{FLim})$.

Результаты и обсуждение

Графическая иллюстрация для расчета вероятности отказа в соответствии с формулой (5) представлена на рисунке 5. Значение вероятности отказа исследуемой зубчатой передачи привода ПВГ-2000Р получилось равным 15,165 %, что весьма близко к статистике отказов (18 редукторов из 117).

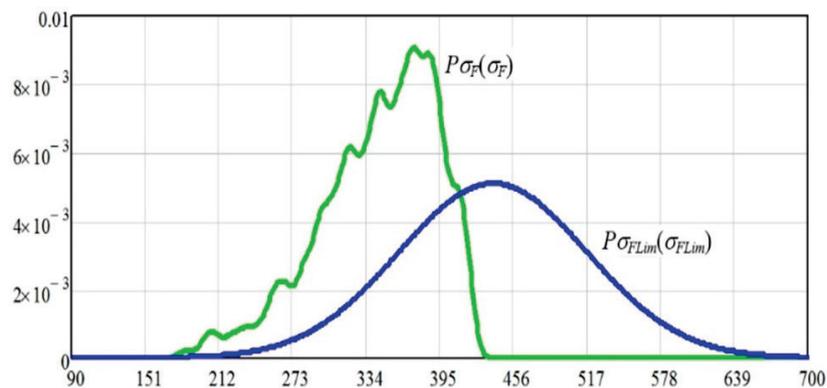


Рис. 5. К расчету вероятности отказа передачи при ее работе в тяжелом режиме нагружения

Реализуя предложенную методику, можно установить вероятность отказа передачи для любого режима эксплуатации, указав соответствующий закон распределения крутящего момента. Так, если бы режим работы передачи привода ПВГ-2000Р в соответствии с ГОСТ 21354-87³ был средним нормальным, то вероятность отказа была бы значительно ниже — 3,127 %, что не подтверждается статистикой отказов при эксплуатации исследуемых приводов.

Выводы

Предлагаемая методика оценки вероятности отказа зубчатой передачи верхнего привода буровой установки основана на применении методов непараметрической статистики, поэтому применима для любых законов нагружения. Результаты применения методики для оценки вероятности отказа зубчатой передачи привода СВП, дающие значение около 15 %, хорошо согласуются со статистикой отказов. Также методика позволяет определить вероятность отказа зубчатой передачи для любых, в том числе заданных выборкой, законов распределения нагрузки, действующей на привод в процессе его эксплуатации.

Библиографический список

1. Петрухин В. В., Коротков С. А., Черский М. И. Анализ систем верхнего привода для бурения горизонтальных скважин // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: сб. тр. науч.-практ. конф. – Тюмень, 2016. – С. 178–181.
2. Study on speed characteristics of hydraulic top drive under fluctuating load / Y. Sun [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 167. – P. 277–286. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.04.003
3. Перспективные направления развития конструкций систем верхнего привода / Р. С. Привалихин [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. – С. 54–58.
4. Силовые приводы нового поколения / А. К. Данилов [и др.] // Бурение и нефть. – 2014. – № 12. – С. 40–42.
5. Лобачев А. А. Исследование нагруженности элементов редуктора системы верхнего привода: дис... канд. техн. наук. – СПб., 2017. – 166 с.
6. Kapur K. C., Lamberson L. R. Reliability in Engineering Design. – New York: John Wiley & Sons, 1977. – 586 p.
7. Решетов Д. Н., Фадеев В. З. Вероятностная оценка изгибной прочности зубчатых колес // Машиноведение. – 1972. – № 2. – С. 54–63.
8. Иванов М. Н., Финогенов В. А. Детали машин: учебник для машиностроительных специальностей вузов. – 8-е изд., испр. – М.: Высшая школа, 2003. – 408 с.
9. Сызранцев В. Н., Невелев Я. П., Голофаст С. Л. Расчет прочностной надежности изделий на основе методов непараметрической статистики. – Новосибирск: Наука, 2008. – 218 с.
10. Liu Y., Zhang J., Zhao X. A new nonparametric screening method for ultrahigh-dimensional survival data // Computational Statistics and Data Analysis. – 2018. – Vol. 119. – P. 74–85.
11. A nonparametric test for slowly-varying non stationarities / D. Baptista de Souza [et al.] // Signal Processing. – 2018. – Vol. 143. – P. 241–252.
12. Syzrantseva K., Syzrantsev V. Reliability estimation of machine parts with complicated geometry on a base of methods of nonparametric statistics // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Vol. 11, Issue 2. – P. 204–209. DOI: 0.3923/jeasci.2016.204.209
13. Syzrantseva K. V. Predicting the failure of gear transmissions by nonparametric statistics // Russian Engineering Research. – 2009. – Vol. 29, Issue. 2. – P. 1206–1208. DOI: 10.3103/S1068798X09120028
14. Сызранцева К. В. Расчет прочностной надежности деталей машин при случайном характере внешних нагрузок: моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 92 с.

³ГОСТ 21354-87. – С. 106

15. Сызранцева К. В. Оценка надежности зубчатых передач по сопротивлению контактной усталости при случайном режиме нагружения // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2009. – № 4. – С. 23–25.
16. Syzrantseva K. V. Development of a method to calculate the strength reliability of tooth gears based on the fatigue resistance when the teeth bend // Journal of Machinery Manufacture and Reliability. – 2009. – Vol. 38, Issue 6 (200912). – P. 552–556. DOI: 10.3103/S1052618809060065.10
17. Сызранцева К. В., Черная Л. А. Оценка долговечности подшипников качения при случайном режиме их нагружения // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2011. – № 12. – С. 8–11.
18. Syzrantseva K., Chernaya L. Shafts reliability assessment in accordance with criteria of fatigue strength under random load conditions // ICIE 2018: proceedings of the 4th International Conference on Industrial Engineering. Lecture Notes in Mechanical Engineering, Springer. – 2019. – P. 1511–1518. DOI: 10.1007/978-3-319-95630-5_161
19. Confidence limits for the few-cycle fatigue curve / V. N. Syzrantsev [et al.] // Russian Engineering Research. – 2016. – Vol. 36, Issue 1. – P. 20–24.
20. Parzen E. On estimation of a probability density function and mode / E. Parzen // Annals of Mathematical Statistics. – 1962. – Vol. 33. – Issue 3. – P. 1065–1076.
21. Rozenblatt M. Remarks on some nonparametric estimates of a density functions / M. Rozenblatt // Annals of Mathematical Statistics. – 1956. – Vol. 27, Issue 3. – P. 832–837.

Сведения об авторах

Сызранцева Ксения Владимировна, д. т. н., доцент кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ильиних Виталий Николаевич, к. т. н., доцент кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Колбасин Денис Сергеевич, магистрант кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: denis2801@bk.ru

Information about the authors

Ksenia V. Syzrantseva, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department Cybernetic Systems, Industrial University of Tyumen

Vitaly N. Il'inykh, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Machinery and Equipment for the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen

Denis S. Kolbasin, Master's Student at the Department of Machinery and Equipment for the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, e-mail: denis2801@bk.ru

Организация производства и обеспечение безопасности и экологичности производственных процессов в нефтегазовой отрасли

Organization of production and ensuring the safety and environmental friendliness of production processes in the oil and gas industry

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-3-135-146

УДК 662.106.33

Исследование состояния почв на месторождении мела Шетпе Южное

А. М. Айтимова^{1*}, Г. Ж. Кенжетаев², В. Н. Пермяков³

¹Астраханский государственный университет, г. Астрахань, Россия

²Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Республика Казахстан

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: aitimova_ainazhan@mail.ru

Аннотация. В октябре 2018 года проведены исследования по изучению состояния почв на территории месторождения мела Шетпе Южное и в районе завода «Каспий Цемент». Было отобрано 20 почвенных проб. Пробы отбирали с глубины 0–20 см. Наличие в почве тяжелых металлов определяли методом атомно-абсорбционной спектрометрии с использованием ААС МГА-915М («Льюмэкс», Россия), их содержание сопоставляли с фоновыми значениями и с имеющимися предельно допустимыми концентрациями (ПДК). Для исследования состояния почв, использован суммарный показатель загрязнения почв (СПЗ), использующий фон, и для повышения результативности диагностики изучаемой территории вычислены показатели индекса загрязнения почв (ИЗП), опирающиеся на ПДК. Расчет СПЗ показал, что величина Z_c для всех площадок составила от 3,58 до 5,26 ед. Почвы характеризуются как неопасные ($Z_c < 16$), и оценка состояния почв необъективна по причине учета только тяжелых металлов с $K_c < 1$. При расчетах ИЗП установлено, что большинство проб почв на ПП-1, ПП-2 и ПП-3 обладают показателями ИЗП > 1 , что характеризует почвы как «загрязненные». На ПП-4 (контроль) ИЗП равен 0,74 — почвы «чистые». Статистическая обработка в среде Statistica 10 показала, что критерий Краскела — Уоллиса статистически значим только для Ni и As ($p < 0,05$) для почвенных проб ПП-2 (на участке перевозки мела и отвалов). Карты-схемы выполняли с применением космоснимков и в среде программ Google Maps, Mapinfo Professional v. 12.

Ключевые слова: месторождение мела; цементный завод; почвы; мониторинг; тяжелые металлы; интегральные показатели

Studying the state of soils in the territory of the Shetpe South chalk deposit

Aynazhan M. Aitimova^{1*}, Gusman Zh. Kenzhetayev², Vladimir N. Permyakov³

¹Astrakhan State University, Astrakhan, Russia

²Caspian State University of Technologies and Engineering named after Sh. Yesenov, Aktau, the Republic of Kazakhstan

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: aitimova_ainazhan@mail.ru

Abstract. Investigations were carried out to study the state of the soil in the territory of the Shetpe South chalk deposit and in the area of the Caspian Cement plant in October 2018. 20 soil samples were taken. Samples were taken from a depth of 0–20 cm. The presence of heavy metals in the soil was determined by atomic absorption spectrometry using AAC MGA-915M (Lumex, Russia), their content was compared with background values and with existing maximum allowable concentrations. The total soil pollution indicator or Z_C , using the background, was used to study the state of the soil. The indicators of the soil pollution index were calculated to improve the diagnostic performance of the study area. The calculation of the total soil pollution indicator showed that the value of Z_C for all sites was from 3,58 to 5,26 units. The soils are characterized as non-hazardous ($Z_C < 16$), and the assessment of the condition of the soil is biased due to taking into account only heavy metals with $K_C < 1$. The soil pollution index calculations showed that the majority of soil samples at sites PP-1, PP-2 and PP-3 have indicators of soil pollution index > 1 , which characterizes the soil as "polluted". At site PP-4 (control) the soil pollution index is 0,74, the soils are "clean". Statistical processing in the environment Statistica 10 showed that the Kruskal — Wallis criterion is statistically significant only for Ni and As ($p < 0,05$) for soil samples at site PP-2 (at the site of transportation of chalk and dumps). Maps were performed using satellite imagery and using of Google Maps, Mapinfo Professional v. 12.

Key words: chalk deposit; cement plant; soils; monitoring; heavy metals; integral indicators

Введение

Проект строительства цементного завода «Каспий Цемент» в п. Шетпе Мангистауской области был основным в госпрограмме форсированного индустриально-инновационного развития Казахстана, согласно которой «Каспий Цемент» стал единственным и крупным заводом в западном регионе. Решение его строительства в этом районе обусловлено наличием месторождения мела Шетпе Южное, в непосредственной близости от которого построен завод. Мел является основным сырьем для производства цемента с добавкой глинистого сырья месторождений Аусарской группы, расположенных в 12 км к северо-востоку от районного центра — поселка Шетпе, в 6,5 км от которого находится месторождение мела Шетпе Южное. Проект реализован компанией с мировым именем Heidelberg Cement, являющейся одной из крупных мировых производителей строительных материалов.

В настоящее время «Каспий Цемент» не только удовлетворяет нужды строителей региона, но и экспортирует цемент в соседние прикаспийские страны. С экологической точки зрения влияние на окружающую среду цементного завода в основном обуславливается тем, что загрязнение почв цементной пылью приведет к изменению некоторых свойств растительного покрова и почв [1]. Почва — основная среда, в которую из атмосферы попадают вредные химические элементы, в частности тяжелые металлы.

В этой связи при исследовании состояния почв важно выявление наличия и накопления этих элементов [2]. Диагностика состояния территорий выполняется с использованием интегральных показателей-индикаторов загрязнения почв, которые позволяют получить данные о накоплении химических веществ, в основном микроэлементов. Одним из таких индикаторов является суммарный показатель загрязнения (СПЗ или Z_c) почв микроэлементами (МЭ), в основе которого расчет коэффициента концентрации, зависящий от фактического содержания элемента и его фонового содержания (используются значения зональных фоновых концентраций элементов). Широкое применение показателя Z_c сдерживается из-за ряда недостатков (например, прямая зависимость показателя Z_c от числа рассматриваемых элементов и отсутствие учета класса опасности химических элементов, вносящих максимальный вклад в формирование указанного показателя). В некоторых случаях используется индекс загрязнения почв (ИЗП), в котором применяются предельно и ориентировочно допустимые концентрации веществ — ПДК и ОДК [3]. Применение ИЗП дает возможность гигиенически обоснованно дифференцировать исследуемую территорию по степени опасности проживания населения.

Цель работы — оценка состояния почв в районе месторождения мела Шетпе Южное и цементного завода «Каспий Цемент», с применением интегральных показателей загрязнения почв: суммарного показателя загрязнения почв (СПЗ) и индекса загрязнения почв (ИЗП).

Материалы, методы исследования

Обследование района исследований проводилось маршрутным методом в 2018 году, с закладкой пробных площадок (ПП) на экологическом маршруте на месторождении мела Шетпе Южное и в районе завода «Каспий Цемент». Было заложено 4 площадки.

- 1) ПП-1 — пробная площадка заложена на расстоянии 75 м от ограждения промышленной площадки цементного завода.
- 2) ПП-2 — пробная площадка у подножья холмов, в районе автодороги транспортировки мела, с отвалами вскрышных пород высотой 5 м.
- 3) ПП-3 — пробная площадка заложена на расстоянии 1 500 м от ограждения завода на юго-западе месторождения мела Шетпе Южное.
- 4) ПП-4 (контрольная) — пробная площадка заложена в северной части месторождения мела и располагается на расстоянии 3 800 метров от ПП-2.

Отбор почвенных проб. Пробы отбирали по общепринятой в почвоведении методике в осенний период 2018 года. На пробных площадках ПП-1, ПП-2, ПП-3, ПП-4 пробы отбирали с глубины 0–20 см. Пробы почв были отобраны пробоотборником методом конверта. Метод представляет отбор смешанной пробы из расчета 1 проба на 100 м² (площадка 10×10 м). Смешанный образец состоял из 5 почвенных проб, взятых конвертом из 5 точек. Отбирался средний образец весом 300–400 г. В целом пробы представляют собой смешанные образцы с 20 точек, то есть по 5 точек на всех пробных площадках. Подготовка образцов пробы к определению тяжелых металлов проводилась на базе лабо-

ратории Управления природных ресурсов и рационального природопользования (УПРИП) Мангистауской области.

Определение тяжелых металлов в почве проводили методом атомно-абсорбционной спектрометрии с плазменной атомизацией с использованием ААС МГА-915М («Люмэкс», Россия) в аккредитованной лаборатории УПРИП, согласно методике М-МВИ-80-80-2008¹. По причине того, что валовое содержание определяемых тяжелых металлов в почве было высоким, определены подвижные формы следующих элементов: Pb, Ni, Cr, Hg, V, Cu, Fe, Zn [4]. Определенные концентрации тяжелых металлов сравнивали с имеющимися фоновыми для расчета показателя Z_C и предельно допустимыми концентрациями (ПДК), для расчета ИЗП изученных веществ и для последнего сравнения этих показателей.

Методы геоинформационных технологий (ГИТ) использованы для создания и корректировки картографического материала. Карты-схемы района исследований выполняли с применением космоснимков и использованием программ семейства ГИС (Google Maps, Mapinfo Professional v. 12). Редактирование карт, а также диаграммы и графики выполняли при помощи программ CorelDraw 11 и Paint (Windows XP).

Результаты исследований и обсуждение

Месторождение мела Шетпе Южное, в западной части которого построен цементный завод, расположено в зоне пустынь и полупустынь с характерными для них почвенно-растительными ассоциациями.

Почвенно-растительный покров описываемой территории относится к зоне полупустынной растительности. Почвенный покров представлен бурыми солонцеватыми почвами. В зоне глинистой и каменистой пустыни почвообразующие карбонатные и гипсоносные породы способствуют образованию маломощных щебенистых, карбонатных и загипсованных почв [5]. Широко распространены солончаки и такыры. Балл бонитета — 10,6. Рекомендуемая мощность снятия почвенно-растительного слоя составляет от 0 до 10 см.

Оценку степени загрязнения почв в районе исследований начали с расчета показателя Z_C . Суммарный показатель загрязнения почв микроэлементами, рассчитывается по формуле [6]:

$$Z_C = \sum_{i=1}^n (K_C) - (n - 1), \quad (1)$$

где K_C — коэффициент концентрации i -го химического вещества; n — число учитываемых элементов с $K_C > 1$.

Коэффициент концентрации K_C химического вещества рассчитывается по следующей формуле:

$$K_C = \frac{C_i}{C_{фон}}, \quad (2)$$

где C_i — фактическое содержание вещества в почве, мг/кг; $C_{фон}$ — зональный фоновый показатель вещества, мг/кг.

¹М-МВИ-80-80-2008. Методика выполнения измерений массовой доли элементов в пробах почв, грунтов и донных отложениях методами атомно-эмиссионной и атомно-абсорбционной спектрометрии. — СПб., 2008.

Фоновые концентрации химических веществ, если они определены правильно и корректно, могут служить важными критериями экологического благополучия населения в районах функционирования предприятий нефтегазового сектора и строительной индустрии.

Население поселков горного Мангистау в зоне пустынь и полупустынь исторически адаптировано к определенным количествам веществ в горных породах и почвах, а не к абстрактным кларкам, как в земной коре, литосфере так и в почвах мира. В результате исследования почв установлено, что содержание мышьяка As в почвах на фоновых площадках (в среднем 7,7 мг/кг) в несколько раз превышает не только среднее содержание в почвах (кларк в земной коре — 1,7 мг/кг), но и ПДК, принятые в Республике Казахстан для мышьяка 2,0 мг/кг². При этом его концентрация на фоновых участках (7,7 мг/кг) превышает его содержание на загрязненных участках (ПДК_{сб} = 5,3 мг/кг). Так, кларк мышьяка в почвах мира по В. В. Добровольскому равен 1,7 мг/кг, по А. П. Виноградову — 5 мг/кг [7]. В этой связи можно утверждать, что данные по содержанию некоторых элементов (в нашем случае, мышьяка и хрома в почвах) противоречивы.

В щелочных условиях растворимость мышьяка, а вместе с этим и его подвижность возрастают. В этой связи можно утверждать, что повышенное содержание мышьяка в Мангистауской области носит природный характер и также связано с естественными процессами накопления и миграции.

В наших исследованиях установлено, что в целом в верхнем слое (0–20 см) незагрязненной почвы содержание мышьяка было зафиксировано в пределах 1,3–12,7 мг/кг, что почти близко к оценке В. А. Ковды [8], согласно которой накопление As в интервале 2–20 мг/кг наименее опасное. По данным Д. С. Орлова [9], средняя концентрация мышьяка в почве изменяется в широком диапазоне 0,1–0,2 до 30–40 мг/кг.

Что касается хрома Cr, то в настоящее время в результате пересмотра в сторону уменьшения кларк хрома в почвах мира составляет 70 мг/кг (ранее 83 мг/кг) [10]. Фоновые концентрации As, Cd и Ba в почвах Мангистауской области незначительно выше их кларка в земной коре на 0,64, 0,14 и 0,7 соответственно. Для Pb, Ni, Cr, V, Zn их фоновые концентрации ниже на 1,6–5,15 раза их кларка в земной коре, при этом рассеяние Hg и Co составляет 8,0 и 14,1 раз соответственно (табл. 1).

Таблица 1

Приоритетные МЭ в почвах Мангистауской области (кларки в земной коре ($K_{з.к.}$), региональный фон (Φ), интенсивность рассеяния ($\frac{K_{з.к.}}{\Phi}$))

Элемент	$K_{з.к.}$	Φ [2]	$\frac{K_{з.к.}}{\Phi}$
	мг/кг		
As	1,7* (5,0)**	7,7	0,22 (0,64)
Cd	0,13	0,9	0,14
Cu	47	6,4	7,3
Ba	500	663	0,7
Ni	58	17,2	3,37
Pb	16	10,1	1,6

²Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных организмов и других биологических веществ, загрязняющих почву, утвержденные совместным приказом Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 30 января 2004 г. № 99 и Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан от 27 января 2004 г. – Астана, 2004. – № 21-П.

Продолжение табл. 1

Элемент	К _{з,к}	Ф [2]	$\frac{К_{з.к.}}{\Phi}$
	мг/кг		
V	90	20	4,5
Zn	83	16	5,18
Cr	83 (70)***	21,2	3,91 (3,03)
Hg	0,08	0,01	8,0
Co	18,0	1,28	14,1

Примечание. * Добровольский В. В. [11], ** Виноградов А. П. [12], *** Водяницкий Ю. Н. [10].

Необходимо отметить, что широкое применение показателя Z_C с использованием фоновых значений в некоторых случаях не дает корректных результатов. Основные, сдерживающие использование Z_C , аспекты [13]:

- разная трактовка фоновой концентрации исследуемых элементов $C_{i(фон)}$: «фоновое», «региональное фоновое», «зональное фоновое»;
- зависимость объективности фоновых характеристик от субъективных факторов (правильность выбора фоновых участков; достоверность отбора проб и способ их хранения и подготовки к анализу; наличие аттестованной лаборатории; метод расчета фоновой концентрации, то есть простое осреднение или вычисление среднего значения; квалификация специалистов, выполняющих комплекс исследовательских работ);
- трудности, возникающие при определении фоновых концентраций элементов, зависящие от почвенно-климатических условий;
- прямая зависимость показателя Z_C от числа изучаемых элементов и отсутствие учета класса опасности химических элементов, вносящих максимальный вклад в формирование указанного показателя.

К перечисленным недостаткам можно добавить и изменение величины фоновых концентраций элементов, отмеченных в таблице 1.

Изменчивость во времени фоновых концентраций металлов (Сф) и значения Z_C , рассчитанные в 2013 и в 2018 годах в районе месторождения мела Шетпе Южное, в районе которого функционирует цементный завод «Каспий Цемент», приведены в таблице 2. Видно, что при использовании показателя Z_C , использующего фоновые значения, в итоге получается занижение гигиенической опасности.

Таблица 2

Результаты изменчивости во времени фоновых концентраций металлов (Сф) и значения Z_C , рассчитанные в 2013 и в 2018 годах по итогам мониторинга в районе карьера мела и завода «Каспий Цемент»

Сф, по годам	Тяжелые металлы, мг/кг							Z_C (2018)*
	Cd	Cu	Ni	Pb	Zn	Cr	As	
2013	0,9	34	12	8,6	16	30	7,7	6,8 (3,1–8,3)
2018	1,47	40	15	13,1	39	55	11,3	3,3 (0,3–7,4)
Изменения								
$\frac{2018}{2013}$	1,63	1,17	1,25	1,52	2,43	1,83	1,46	Занижение гигиенической опасности в 2 раза

Примечание. * Z_C перед скобками — среднее значение; в скобках — диапазон значений Z_C , в районе исследований при расчете на фон в 2013 и 2018 годах.

Согласно данным таблицы 1 (фоновые значения элементов) и таблицы 3 (фактическое содержание элементов в почве), вычислим K_C .

Ниже представлен расчет суммарного показателя загрязнения почвы Z_C , с определением концентрации элементов K_C для пробных площадок.

$$K_C(III-1)(Cd+Cu+Ni+Pb+Zn+Cr+As) = \frac{1,09}{0,9} + \frac{7,46}{6,4} + \frac{18,3}{17,2} + \frac{16,3}{10,1} + \frac{13,5}{16,0} + \frac{11,3}{21,2} + \frac{6,3}{7,7} = 1,21 + 1,17 + 1,06 + 1,58 + 0,84 + 0,53 + 0,82 = 7,24,$$

$$Z_C(III-1) = \sum_{i=1}^n(K_C) - (n - 1) = 7,24 - (3 - 1) = 5,24, \quad Z_C(III-2) = 5,26,$$

$$Z_C(III-3) = 4,41. \quad Z_C(III-4) = 3,58.$$

Таблица 3

Содержание тяжелых металлов в почвах площадок ПП-1, ПП-2 и ПП-3, мг/кг

Дата	$H_{\text{о,проб}}$, см	Содержание химических веществ почвах, мг/кг						
		Cd	Cu	Ni	Pb	Zn	Cr	As
«Каспий Цемент». ПП-1. Координаты: N44°05'28,17". E52°07'06,12"								
Осень 2018 г.	0–20	1,09	7,46	18,3	16,3	13,5	11,3	6,3
«Каспий Цемент». ПП-2. Координаты: N44°05'25,29". E52°07'54,32"								
Осень 2018 г.	0–20	1,47	12,1	25,1	19,4	26,8	13,7	7,9
«Каспий Цемент». ПП-3. Координаты: N44°04'37,57". E52°05'53,20"								
Осень 2018 г.	0–20	1,13	5,79	7,2	11,5	11,3	8,1	4,7
«Каспий Цемент». ПП-4. Координаты: N44°06'24,98". E52°10'24,59"								
Осень 2018 г.	0-20	0,65	3,24	3,6	8,7	9,2	5,7	3,3
Mean ± SD								
Осень 2018 г. ПП-1 (n = 5)		1,09±0,98	7,46±0,79	18,3±0,68	16,3±0,47	13,5±1,31	11,3±1,43	6,3±0,77
Осень 2018 г. ПП-2 (n = 5)		1,47±0,62	12,1±0,87	25,1±0,56	19,4±0,75	26,8±2,04	13,7±0,99	7,9±0,83
Осень 2018 г. ПП-3 (n = 5)		1,13±0,82	5,79±0,71	7,21±0,24	11,5±3,43	11,3±2,09	8,1±0,55	4,7±0,36
Осень 2018 г. ПП-4 (n = 5)		0,65±0,46	3,24±0,57	3,6±0,31	8,7±1,11	9,2±1,85	5,7±0,42	3,3±0,21
ПДК (мг/кг)		5,0	3,0	4,0	32,0	23,0	6,0	2,0

Из результатов расчетов загрязнения почв на пробных площадках ПП-1, ПП-2, ПП-3 и ПП-4 видно, что нет возможности более объективно оценить степень загрязнения почв, так как расчет показателя Z_C ограничен учетом только тяжелых металлов, для которых K_C меньше 1.

Величины Z_C для ПП-1 (всего 75 м от ограждения промплощадки цементного завода) и для ПП-2 (в районе автодороги транспортировки мела с отвалами вскрышных пород) почти не отличаются и равны 5,24 и 5,26.

При этом показатель ($Z_C = 4,41$) по расчетам выявлен на ПП-3, которая расположена от завода на расстоянии более 1 500 м, и на контрольной площадке значение $Z_C = 3,58$ ед, что не намного ниже значения Z_C на наиболее загрязненном участке промплощадки завода ПП-2 — $Z_C = 5,26$.

Согласно МУ 2.1.7.730-99, по суммарному показателю Z_C категория загрязнения почв по возможности влияния на здоровье населения оценивается

как допустимая — при его величине менее 16, умеренно опасная — при 16–32, опасная — при 32–128 и чрезвычайно опасная — более 128 [14].

Таким образом, в наших расчетах СПЗ почв почти не составляет даже половины величины 16 этого показателя.

Тем не менее мы должны согласно этому индикатору оценить состояние всех пробных площадок как «допустимое», с уровнем загрязнения $Z_c < 16$ (неопасное) на всех обследованных пробных площадках, включая как техногенные площадки ПП-1 и ПП-2, так удаленные площадки ПП-3 и ПП-4 (контрольную площадку).

Далее диагностику состояния почв исследуемого района проводили с применением показателя ИЗП. Что касается показателя ИЗП, то его расчеты выполняются с использованием ПДК и ОДК веществ.

Индекс загрязнения почв позволяет более обоснованно оценить степень опасности для населения. Показатель вычисляется по формуле [3, 13]:

$$ИЗП = \sum_m^i \left(\frac{C_i}{C_{ПДК}} \right) = \sum_m^i \left(\frac{K_o}{n} \right), \quad (3)$$

где $\frac{C_i}{C_{ПДК}}$ — отношение содержания вещества в точке отбора пробы к нормативу (или K_o — коэффициент опасности); n — любое, но фиксированное на исследуемой площади количество ингредиентов.

Значения ПДК (мг/кг) изучаемых тяжелых металлов приведены в таблице 3. На рисунке 1 представлена гистограмма динамики содержания тяжелых металлов в почвах пробных площадок, полученная путем их сравнения с имеющимися ПДК.

Для кадмия превышение ПДК не обнаружено ни в одной из проб. По меди превышение 4 ПДК зафиксировано на ПП-2 (район транспортировки мела), а также 2,4 и 1,9 ПДК на ПП-1 и ПП-3 соответственно.

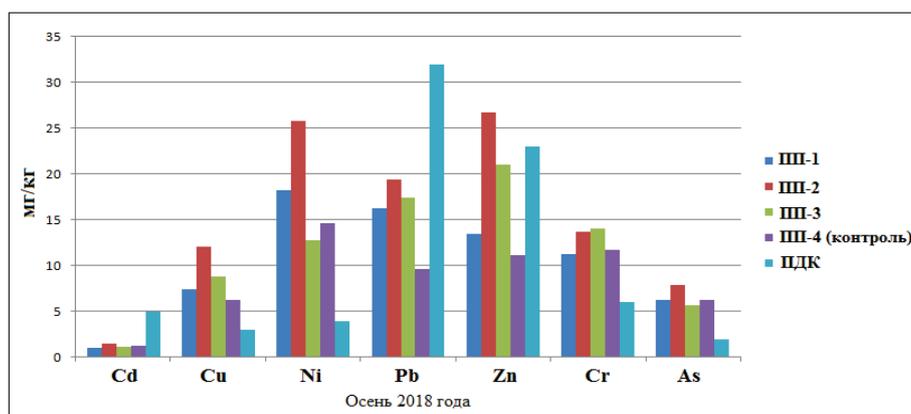


Рис. 1. Динамика содержания тяжелых металлов в почвах ПП-1, ПП-2, ПП-3, ПП-4

По никелю обнаружено самое высокое превышение ПДК — более 6 — также на ПП-2, при этом на ПП-1 и ПП-3 — 4,6 и 1,8 ПДК соответственно. Для свинца превышений не зафиксировано. По цинку только в районе

автодороги доставки мела и отвалов пород на ПП-2 обнаружено незначительное превышение ПДК [5, 15, 16].

По хром, превышение более 2 ПДК зафиксировано на ПП-2, на ПП-1 и ПП-3 — 1,9 и 1,3 ПДК соответственно.

Для мышьяка наибольшее превышение 4,95 ПДК на ПП-2, а также 3,15; 2,3 и 1,7 ПДК — на ПП-1, ПП-3 и ПП-4 (контроль) соответственно. Превышение мышьяка носит природный характер [5, 10]. На ПП-4 (контроль), заложеной на расстоянии 4 000 м от завода, зафиксировано небольшое превышение по мышьяку — 1,6 ПДК и меди — 1,1 ПДК.

Принцип расчета индекса загрязнения почв (ИЗП) дает возможность диагностировать исследуемый район по регулярной сети отбора поверхностных проб почв на землях разного функционального назначения [3, 13, 14]. Приведем результаты расчета ИЗП. Для ПП-1, ПП-2, ПП-3 и ПП-4 (контроль) получены следующие значения:

$$\text{ИЗП}_{(\text{ПП-1})} = \frac{1,09}{5,0} + \frac{7,46}{3,0} + \frac{18,3}{4,0} + \frac{16,3}{32,0} + \frac{13,5}{23,0} + \frac{11,3}{6,0} + \frac{6,3}{2,0} = 0,22 + 2,48 + 4,58 + 0,51 + 0,59 + 1,88 + 3,15 = 13,47/7 = 1,92,$$

$$\text{ИЗП}_{(\text{ПП-2})} = 17,66/7 = 2,52, \quad \text{ИЗП}_{(\text{ПП-3})} = 8,05/7 = 1,15,$$

$$\text{ИЗП}_{(\text{ПП-4. Контроль})} = 5,38/7 = 0,74.$$

По результатам расчетов установлено, что большинство проб почв, в частности на ПП-1, ПП-2 и ПП-3, обладают показателями ИЗП > 1, что характеризует почвы как «загрязненные». Только на контрольной площадке ПП-4, удаленной от завода более чем 4 000 м, этот показатель составляет 0,74, что при ИЗП (0,75–1,0) характеризует почвы по категории загрязнения как «чистые».

В таблице 4 приводятся результаты анализов основных загрязнителей (приняты средние значения подвижных форм, изучаемых элементов для всех пробных площадок) почв с показателями-индикаторами СПЗ и ИЗП.

Таблица 4

Результаты анализа тяжелых металлов и показателей СПЗ и ИЗП

Участки отбора проб	Тяжелые металлы по классу опасности							СПЗ или Z_c	ИЗП
	I класс				II класс				
	As	Cd	Pb	Zn	Cr	Cu	Ni		
ПП-1	6,3	1,09	16,3	13,5	11,3	7,46	18,3	5,24	1,92
ПП-2	7,9	1,47	19,4	26,8	13,7	12,1	25,1	5,26	2,52
ПП-3	4,7	1,13	11,5	11,3	8,1	5,79	7,2	4,41	1,15
ПП-4	3,3	0,65	8,7	9,2	5,7	3,24	3,6	3,58	0,74
ПДК (мг/кг)	2,0	5,0	32,0	23,0	6,0	3,0	4,0	—	—

Карта-схема района исследований с результатами расчетов показателей Z_c и ИЗП приведена на рисунке 2.

Статистическая обработка результатов исследования

Ранговый дисперсный анализ (ДА) показал, что критерий Краскела — Уоллиса статистически значим только для Ni и As ($p < 0,05$) для почвенных проб пробной площади ПП-2 (на участке перевозки мела и отвалов).

По медианному тесту (общая медиана равна 3,9, при том что для ПП-4 (контроль) значение общей медианы равно было 1,65).

Наибольшими ранговыми суммами относительно содержания никеля и мышьяка характеризуются выборки, составленные по двум пробным площадкам ПП-1 (промплощадка) в пределах (67,5; 69,8) и ПП-2 (57,0; 49,7), которые вносят максимальный вклад в различия по содержанию этих элементов между всеми группами. Наименьшая ранговая сумма относительно содержания Ni получена для контрольной площадки.

Выводы

В результате проведенных исследований установлено содержание тяжелых металлов в почвах в районе месторождения мела Шетпе Южное и завода «Каспий Цемент». Главной характерной чертой изученных почв является повышенное содержание никеля, меди и мышьяка в почвах ПП-2, в районе транспорта мела и отвалов вскрышных пород карьера мела. Превышение ПДК никелем и медью обусловлено особенностями загрязнения окружающей среды, в частности почв, в результате горных работ по добыче и доставке мела. Превышение мышьяка носит природный характер.

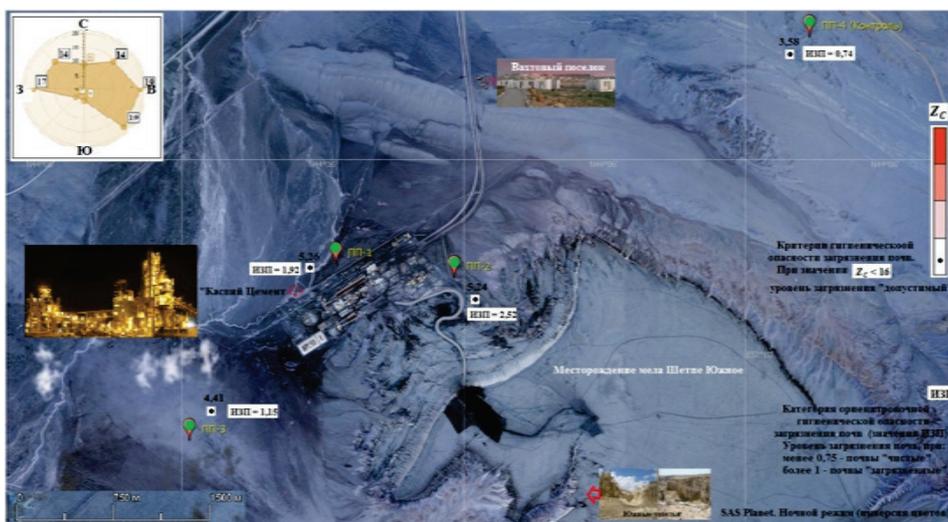


Рис. 2. Карта-схема района исследований с результатами расчетов показателей Z_c и ИЗП (выполнена в среде SAS Planet)

Согласно расчетам, суммарный показатель загрязнения почв для всех пробных площадок оказался намного ниже величины $Z_c < 16$ допустимое (неопасное).

Величины получены в следующем порядке: для ПП-1 — $Z_c = 5,24$; для ПП-2 — $Z_c = 5,26$; для ПП-3 — $Z_c = 4,41$ и для ПП-4 (контроль) — $Z_c = 3,58$ ед.

Из этого следует, что нет возможности более объективно оценить степень загрязнения почв, так расчет показателя (СПЗ) или Z_c ограничен учетом только тяжелых металлов, для которых K_c меньше 1.

В этой связи целесообразно использование предложенного Ю. Н. Водяницким комплексного показателя СПЗ, учитывающего параметры, применяющиеся в расчетах, и позволяющего получить более точные результаты расчетов. Для получения более конкретной информации о состоянии почв в районе месторождения мела и цементного завода применили индекс загрязнения почв (ИЗП). В результате расчетов с использованием ИЗП установлено, что большинство проб почв, в частности на ПП-1, ПП-2 и ПП-3, обладают показателями $ИЗП > 1$, что характеризует почвы как «загрязненные». Только на контрольной площадке ПП-4 этот показатель составляет 0,74, что при ИЗП (0,75–1,0) характеризует почвы по категории загрязнения как «чистые». Отметим, что на объективность оценки состояния почв в работе скорее всего повлияло то, что отбор проб почвы в нашем случае ограничивался 20 см. В этой связи для более детального изучения проблемы загрязнения почв в районах техногенных объектов необходимо производить отбор на всю глубину почвенного покрова.

Это позволит проследить динамику изменения содержания тяжелых металлов вниз по профилю и более точно определить глубину загрязнения и причину, а также возможность прогнозирования миграции загрязняющих веществ в почве [16–18].

Библиографический список

1. О состоянии экологической обстановки в Мангистауской области и источниках его загрязнения. Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Мангистауской области (УПРиРП). – Актау, 2017. – 62 с.
2. Водяницкий Ю. Н. Об опасных тяжелых металлах/металлоидах в почвах // Бюллетень Почвенного института В. В. Докучаева. – 2011. – Вып. 68. – С. 56–82.
3. Водяницкий Ю. Н. Формулы оценки суммарного загрязнения почв тяжелыми металлами и металлоидами // Почвоведение. – 2010. – № 10. – С. 1276–1280.
4. Семдяева Н. В., Мармулев А. Н., Добротворская Н. И. Методы исследования почв и почвенного покрова: учеб. пособие / Новосибирский. гос. аграр. ун-т, СибНИИЗиХ. – Новосибирск: Изд-во НГАУ, 2015. – 202 с.
5. Studying state of soils in South shetpe chalk deposit / A. Zhidebayeva [et. al] // EEC-EM - Ecology, Environment and Conservation (0971765X-India-Scopus), 03, 385758. – 2018. – 24 (3) P. 1065–1068.
6. Алексеенко В. А., Бузмаков С. А., Панин М. С. Геохимия окружающей среды: учеб. пособие для вузов. – Пермь, 2013. – 359 с.
7. Виноградов Б. В., Орлов В. П., Снакин В. В. Биотические критерии выделения зон экологического бедствия России // Изв. РАН. Серия географическая. – 1993. – № 5. – С. 13–27.
8. Ковда В. А. Биогеохимия почвенного покрова. – М.: Наука, 1985. – 264 с.
9. Орлов Д. С., Садовникова Л. К., Суханова Н. И. Химия почв. – М.: Высшая школа, 2005. – 558 с.
10. Водяницкий Ю. Н. Хром и мышьяк в загрязненных почвах. Обзор литературы // Почвоведение. – 2009. – № 5. – С. 551–559.
11. Добровольский В. В. География микроэлементов: глобальное рассеяние. – М.: Мысль, 1983. – 272 с.
12. Виноградов А. П. Среднее содержание элементов в земной коре // Геохимия. – 1962. – № 7. – С. 555–557.
13. Богданов Н. А., Чуйков Ю. С., Рыбкин В. С. Метод оценки состояния земель по индексу загрязнения почв // Астраханский вестник экологического образования. – № 1 (23). – 2013. – С. 102–112.

14. Оценка полиэлементной токсикации почв / А. А. Околелова [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 3–2. – С. 296–300.
15. Dabkowska- Naskrt H., Jaworska H. , Dlugosz J. Assessment of the Total Nickel Content and its Available Forms in the Soils Around Cement Plant Lafarge Poland. Int J Environ Res.– 2014. – Vol. 8, Issue 1. – P. 231–236. DOI: 10.22059/IJER.2014.712
16. EL-Bady MSM. Spatial Distribution of some Important Heavy Metals in the Soils South of Manzala Lake in Bahr El-Baqar Region, Egypt // Nova Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2014. – Vol. 2, Issue 3. – P. 1–15.
17. Богданов Н. А., Бармин А. Н., Иолин М. М. Анализ микроэлементного состава почвогрунта при диагностике изменчивости состояния урбанизированных территорий // Проблемы региональной экологии. – 2011. – № 4. – С. 76–81.
18. Solgi E., Khodabandelo H. Cadmium and Lead Disruption in Soils Around the Hegmatan Cement Factory, Iran EisaSolgi, and HadiKhodabandelo // Health Scope. – 2016. – Vol. 5, Issue 2. – P. 1–7. DOI: 10.17795/jhealthscope-34184

Сведения об авторах

Айтимова Айнажан Маратовна, аспирант кафедры географии, картографии и геоинформатики, Астраханский государственный университет, г. Астрахань, e-mail: aitimova_ainazhan@mail.ru

Кенжетаяев Гусман Жардемович, д. т. н., профессор, Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Республика Казахстан

Пермяков Владимир Николаевич, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Aynazhan M. Aitimova, Postgraduate at the Department of Geography, Cartography and Geoinformatics, Astrakhan State University, e-mail: aitimova_ainazhan@mail.ru

Gusman Zh. Kenzhetayev, Doctor of Engineering, Professor, Caspian State University of Technologies and Engineering named after Sh. Yessenov, Aktau, the Republic of Kazakhstan

Vladimir N. Permyakov, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:
 - сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
 - экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
 - заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
 - сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.
2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на наличие заимствований и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.
3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.
4. **Технические требования к тексту.** Рукопись предоставляется в редакцию в виде файла (записанного на отдельном электронном носителе либо отправленного документом через электронную почту), 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. Подрисуночные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунок отдельным файлом. В таблицах все наименования представляются 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. Использование 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. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном электронном носителе, не содержащем посторонней информации.
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); экспери-

ментальная часть/постановка эксперимента (Experiment); результаты (Results and Discussion); обсуждение (Discussion); выводы (Conclusion); приложения (Acknowledgement); библиографический список (References). Объем статьи 5–10 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 7.0.5 2008) и английском (*References*, оформляется в соответствии с APA 6th Edition) языках. *Библиографический список* и *References* необходимо разделить на две независимые части, расположенные друг под другом.

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

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

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

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

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

12. Плата за опубликование рукописей не взимается.

Перепечатка материалов или их фрагментов возможны 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.** The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on a data storage device or through e-mail).
 - 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. 15pt 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. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate data storage device that doesn't contain outside information.
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 in 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 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 7.0.5 2008) and English (they must be arranged in accordance with APA 6th Edition). Both versions of references should be divided into two independent parts, which are located under each other.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Education and Science 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!