

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

2 (134)
Март — апрель 2019

2 (134)
March — April 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, прези-
дент, НИУ «Российский государственный университет нефти
и газа имени И. М. Губкина», г. Москва

Грачев Сергей Иванович, д. т. н., профессор, заведую-
щий 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., профес-
сор кафедры станков и инструментов, Тюменский индустри-
альный университет, г. Тюмень

Емекеев Александр Александрович, д. социол. н., профес-
сор, ректор, Альметьевский государственный нефтяной
институт, г. Альметьевск

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

Зейтман Юрий Вениаминович, д. т. н., профессор, за-
ведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых
месторождений, Уфимский государственный нефтяной техни-
ческий университет, г. Уфа

Земенков Юрий Дмитриевич, д. т. н., профессор, за-
ведующий кафедрой транспорта углеводородных ресурсов,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ковенский Илья Моисеевич, д. т. н., профессор, за-
ведующий кафедрой материаловедения и технологии констру-
кционных материалов, Тюменский индустриальный универси-
тет, г. Тюмень

Кузеев Искандер Рустемович, д. т. н., профессор, за-
ведующий кафедрой технологических машин и оборудования,
Уфимский государственный нефтяной технический универси-
тет, 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 конст-
рукционных материалов, Тюменский индустриальный уни-
верситет, г. Тюмень

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

Силин Михаил Александрович, д. х. н., профессор,
проректор по инновационной деятельности и коммерциализа-
ции разработок, НИУ «Российский государственный универ-
ситет 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

Цадаев 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, profes-
sor, 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, Profes-
sor, 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

Arkady N. Dmitriev, Doctor of Geology and Mineralo-
gy, Professor at the Department of Applied Geophysics, Indus-
trial University of Tyumen, Tyumen

Vladimir V. Dolgushin, Doctor of Engineering, Profes-
sor at the Department of Machines and Tools, Industrial Uni-
versity 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 Re-
sources, 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 (Na-
tional Research University), Moscow

Victor V. Povetkin, Doctor of Chemistry, Professor,
Consultant at the Department of Material Science and Tech-
nology of Structural Materials, Industrial University of Tyu-
men, 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, Prore-
ctor 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, Profes-
sor, Rector, Ukhta State Technical University, Ukhta

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

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

Editor — **A. S. Kolennikova**
Editor, designer — **N. V. Shuvaeva**

Тираж 500. Заказ № 1561. Подписано в печать 26.04.19. Формат 70х108/16. Уч.-изд. л. 8,64. Усл. печ. л. 11,55.
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

Арсеньев А. А., Мулявин С. Ф. Нефтегазопрооявления глубоких скважин Курганской области	7
Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Сальникова Ю. И., Воробьева С. В. Гидрогеологические условия захоронения сточных вод на территории Новопортовского месторождения	17
Новиков Д. А. Геотермические особенности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба	28
Смирнов А. С., Прозорова Г. В., Макарова А. В. Некоторые особенности применения современных программных продуктов для сейсмического моделирования при подготовке кадров высшей квалификации	37
Солопахина У. Ю. Оценка качества трехмерных геологических моделей на примере горизонта ЮС₂ в районе Широтного Приобья	45

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Новицкий Д. В. Анализ процесса коррозионного разрушения резервуаров-отстойников подготовки высоковязкой нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам	52
---	----

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Гасумов Р. А., Костюков С. В. Блокирующие составы на основе конденсируемых дисперсий для глушения скважин со сложными горно-геологическими условиями	59
Инякин В. В., Мулявин С. Ф., Усачев И. А. Обоснование технологических режимов газоконденсатных скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов	68
Мусакаев Н. Г., Ахметзянов Р. Р. К вопросу разрушения стойких нефтяных эмульсий с целью обеспечения качественной подготовки нефти	73
Сагитов Д. К. Исследование изменения характера взаимодействия скважин в процессе заводнения	81

Перовошиков С. И. К определению объемного коэффициента газонасыщенных нефтей	86
---	----

Телегин И. Г. Моделирование влияния неоднородности наклона пласта на противоточную капиллярную пропитку	97
---	----

МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Жилин А. С., Ялунина В. Р., Варламенко Д. С. Температурная зависимость теплопроводности Al-Si-1%Fe сплавов при нагревании до 150 °С	104
---	-----

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

Кузиев И. М., Осипян Э. С. Анализ конструктивных особенностей крепления крышек превенторов	109
--	-----

Пивень В. В., Щелконогов В. С. Анализ критериев эффективности работы сепараторов для промысловой подготовки углеводородного сырья	114
---	-----

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

Солодовников А. В., Махнёва А. Н. Исследование деформации опоры стального горизонтального резервуара при выполнении частотного анализа	120
--	-----

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

Правила подготовки рукописи (на русском языке)	127
Правила подготовки рукописи (на английском языке)	129

ПОМНИМ

Памяти известного российского ученого В. Е. Копылова	131
--	-----

Contents

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Arseniyev A. A., Mulyavin S. F. Showing of oil and gas in deep wells in the territory of Kurgan region	7
Beshentsev V. A., Semenova T. V., Salnikova Yu. I., Vorobjeva S. V. Hydrogeological condition of wastewater disposal in the territory of the Novoportovsky oil and gas condensate field	17
Novikov D. A. Geothermal features of the western part of Yenisei-Khatanga regional trough	28
Smirnov A. S., Prozorova G. V., Makarova A. V. Some features of the application of modern software products for seismic modeling in training high-qualification frame	37
Solopakhina U. Yu. Evaluating quality of 3D geological models: a case study of horizon US₂ in the Latitudinal Ob region	45

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

Novitskiy D. V. Analysis of the process of corrosion destruction of settling tanks for preparation of high-viscosity oil to transport through main oil pipelines	52
--	----

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Gasumov R. A., Kostyukov S. V. Blocking compounds on the basis of condensed dispersions for well killing under complicated mining and geological conditions	59
Inyakin V. V., Mulyavin S. F., Usachev I. A. Rationale for the technological gas-condensate well operation conditions under the conditions low-permeability reservoir	68
Musakaev N. G., Akhmetzyanov R. R. To the issue of the destruction of persistent oil emulsions in order to ensure high-quality oil treatment	73
Sagitov D. K. Studying of changes in the interaction of well during the water injection process	81

Perevoschikov S. I. Determining of volume coefficient of gas-saturated oils	86
Telegin I. G. Modeling of influence of heterogeneity gradient for counter-current capillary imbibition	97

MATERIALS AND STRUCTURES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Zhilin A. S., Yalunina V. R., Varlamenko D. S. Temperature dependence of thermal conductivity of Al-Si-1%Fe alloys under heating up to 150 °C	104
---	------------

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

Kusiev I. M., Osipyan E. S. Analysis of structural features fixing preventer bonnets	109
Piven V. V., Shchelkonogov V. S. Analysis of the criteria of efficiency of work of separators for the field of hydrocarbon raw	114

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

Solodovnikov A. V., Makhneva A. N. Studying deformation of support horizontal steel tank when performing a frequency analysis	120
---	------------

INFORMATION FOR AUTHORS OF THE JOURNAL

Manuscripts presentation requirements (in Russian)	127
Manuscripts presentation requirements (in English)	129

IN MEMORIAM

In memory of V. E. Kopylov, the famous Russian scientist	131
---	------------

А. А. Арсеньев¹, С. Ф. Мулявин^{2*}

¹Тюменский филиал Территориального фонда геологической информации по
Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Аннотация. Представлены результаты исследований глубоких скважин Вагай-Ишимской впадины Курганской области, в которых были зафиксированы признаки нефтегазоносности, что, в свою очередь, свидетельствует о нефтегазовом потенциале южной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Приведенные факты указывают на перспективность Курганской области и возможность обнаружения в ее недрах залежей углеводородов.

Ключевые слова: нефтегазоносность; Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция; доюрский комплекс; карбонатно-терригенные отложения; палеозойские отложения

Showing of oil and gas in deep wells in the territory of Kurgan region

Alexey A. Arsenyev¹, Semen F. Mulyavin^{2*}

¹Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Abstract. The article presents the results of studies of deep wells in Vagay-Ishim depression in the territory of Kurgan region. These wells are characterized by the indications of petroleum potential in them. It means that the southern part of the West Siberian oil and gas province is oil-bearing. Conclusions are drawn that it is possible to detect hydrocarbon deposits in depths in the territory of Kurgan region.

Key words: petroleum potential; West Siberian oil and gas bearing province; the pre-Jurassic complex; carbonate-terrigenous deposits; paleozoic deposits

Введение

Невозможно отрицать обнаружение в Курганской области залежей углеводородов (УВ) нетрадиционных типов для Западной Сибири. В связи с этим даже на бесперспективных землях необходимо планировать проведение небольших объемов маршрутных, регионально-поисковых геофизических и геохимических съемок.

Курганская область фактически входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Новосибирской и Томской областей открыты промышленные запасы нефти и газа. Всего в Западной Сибири в доюрском комплексе пород открыто более 100 залежей нефти и газа, которые группируются в более чем 60 месторождений. Возраст вмещающих пород изменяется в широком пределе: от позднего протерозоя до верхнего карбона и нижней перми.

Преобладающее число залежей приурочено к зоне контакта палеозойских и мезозойских пород, характеризующихся их несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

Объект и методы исследования

Рассматриваются меловые и палеозойские отложения Курганской области. Приведены описание и результаты исследования и испытаний глубоких скважин, проведен анализ выполненных геолого-разведочных работ Курганской области.

Результаты

Проявления нефти, газа и битумов в Курганской области отмечались в разрезах почти ста скважин, пробуренных в пределах Тургайского прогиба с 1935 по 1984 гг. Приурочены они к известнякам терригенно-кремнисто-карбонатной толщи девона — нижнего карбона. В пределах Вагай-Ишимской впадины также зафиксированы признаки нефтегазоносности.

Глубокое бурение на территории Курганской области было начато только в 50–60-е годы и с небольшими перерывами продолжается до текущего времени.

Ниже приводятся результаты работ на скважинах^{1,2}, пробуренных на территории Курганской области, в которых были отмечены нефтегазопроявления [1–3].

Скважины гидрогеологические Звериноголовские. В 1931 году при бурении гидрогеологических скважин (15–20 м) на воду «Мелиоводстроем» в совхозе «Овцевод» Звериноголовского района Курганской области обнаружены газопроявления (газ по составу азотно-метановый). В 1934 году в этом же районе выполняла буровые работы партия «Гелиогазразведка» с целью определения газоносности платформенных отложений, было выявлено месторождение азотного газа. Материалы этого открытия были опубликованы П. П. Ростовцевым в 1938 году («Росгеолфонд» по Курганской обл., инв. № 208, «Звериноголовское месторождение газа», 4 л., 1 т., Ростовцев П. П., 1938 г.).

Скважина Макушинская 263. В районе железнодорожной станции Макушино в 1935 году в целях водоснабжения была пробурена скв. 263 глубиной 718 метров. Скважина вскрыла слоистые и трещиноватые песчаники нижнемелового возраста, где из интервала 620–711 м был получен фонтан газа азотно-метанового состава дебитом 850 м³/сут.

Скважины колонковые Алабужские. С 1927 года жителями п. Беспалово Зверинголовского района Курганской области на р. Алабуге отмечались нефтепрояв-

¹ Комплексное литолого-геохимическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади. Отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 10 от 27 июля 2007 г. / Отв. исп. М. Ю. Зубков. — Тюмень, 2007.

² Материалы по обоснованию схемы территориального планирования Петуховского района Курганской области. Т. 3. — Петухово — Пермь, 2012. — 156 с.

ления в виде желтых маслянистых пятен, которые поднимались со дна реки. В 1936 году В. Г. Чернышовым и А. А. Ершовым, а затем и Н. П. Тутаевым был проверен и зафиксирован данный факт выхода нефтей на поверхность реки. В. А. Успенский отобрал пробы этих естественных нефтепроявлений и после проведенных исследований сделал заключение о наличии «природного выхода битумов».

С 1940 по 1959 гг. при бурении скважин 1-К и 2-К (забой до 462 м) в береговой зоне р. Алабуги были вскрыты красноцветные породы предположительно пермско-триасового возраста с высоким содержанием битумов (0,8 %). Из скважин был поднят нефтенасыщенный керн (трещиноватые аргиллиты пермского возраста). Дебит воды переливом (соленой по вкусу, без цвета и запаха) при испытании в скв. 1-К составил от 2,36 до 4,58 м³/сут. Выделившийся из пластовой жидкости газ не горюч. Нефтегазопроявления не отмечены.

Скважина структурно-поисковая Косолаповская 1 пробурена в 1961 году Тюменским геологическим управлением на Косолаповской площади, территориально находящаяся на юге Курганской области. В Косолаповской скважине на глубине 455–460 м были обнаружены признаки нефти.

Скважина параметрическая Курганская 1 (Нк-1). При бурении Курганской параметрической скв. 1 силами ПГО «Новосибирскгеология», глубиной 1 155 м, в интервале 700–750 м (зона контакта мезозоя и палеозоя) на поверхности глинистого раствора отмечались масляные пятна. При промывке шлама из этого интервала в значительном количестве выделялось смолоподобное вещество, которое в шламе наблюдалось в виде примазок по трещинам. В шламе из интервала 765–774 м, исследованном в лаборатории, обнаружены примазки битума, который относится к типу аллохтонного битумоида и может быть связан с нефтепроявлениями. При испытании в колонне зоны контакта мезозойских и палеозойских пород (интервал 743–763 м) получен самоизливом приток пластовых вод дебитом 1,33 м³/сут с растворенным горючим газом с газовым фактором 0,89 м³/т.

Скважина параметрическая Михайловская 1 пробурена в Мокроусовском районе силами ПГО «Новосибирскгеология» с целью вскрытия доюрского комплекса пород и оценки перспектив нефтегазоносности верхней части разреза до глубины 1201,4 м. Было проведено испытание одного объекта в открытом стволе в интервале 670,5–1 201,4 м (палеозойские отложения) из-под кондуктора, глубина спуска которого 670,5 м. Испытанный интервал представлен эффузивно-осадочным комплексом пород. В результате вызова притока путем снижения уровня в скважине до 400 м получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом 0,5 м³/сут при самоизливе. По предположениям, скорее всего, данный приток получен из коры выветривания вулканитов среднепозднедевонского возраста. По результатам промысловой геофизики явно проницаемых горизонтов в интервале 653–1 201 м также не выявлено. По единичным образцам, взятым из керна скважины, проводилось изучение коллекторских свойств пород. Мезозойские отложения по результатам комплекса геофизических исследований признаны бесперспективными и не представляющими интерес в качестве коллектора для УВ, литологического описания разреза плитного комплекса по скважине не проводилось. Дальнейшие испытания в скважине не проводились, работы прекращены.

Скважина параметрическая Михайловская 2 пробурена до глубины 2 897 м, силами ООО «Нефтепереработка», также в Мокроусовском районе. При бурении скв. Михайловская 2, которая в Курганской области самая глубокая, забой скважины 2 897 м, с глубин 2 400 и 2 450 м (кровля гранитов) было отмечено несколько значительных выходов метана в процессе бурения, а в интервале 2 350–2 370 м был вскрыт водогазовый пласт со следами миграции нефти в виде битуминозных остатков.

Испытания перспективных интервалов не проводились, несмотря на факт наличия УВ, что расценивается как существенная ошибка ООО «Нефтепереработка»

в поисковых работах на нефть на Михайловской площади. Не обнаружив значимого месторождения нефти или газа на данной площади, ООО «Нефтепереработка» прекратило финансирование данного проекта по поиску УВ, работы прекращены.

Скважина структурно-картировочная Лебяжьевская 2 пробурена силами ПГО «Новосибирскгеология» с задачей поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1 450 метров. Скважиной пройдены кайнозойско-мезозойские отложения и вскрыты образования палеозоя, представленные известняками и песчано-алевролитовыми отложениями девон-карбонового возраста.

При проведении работ по снижению уровня в кондукторе D-219 мм до глубины 324 м получен приток пластовой воды с газом дебитом 3,23 м³/сут и с газовым фактором 0,21 м³/т. Газ горючий, отобрано две пробы. По составу проба № 1: CH₄ — 26,48 %, O₂ — 7,2 %, CO₂ — 0,72 %, N₂ и редкие — 65,6 %. Проба № 2: CH₄ — 40,28 %, O₂ — нет, CO₂ — 1,1 %, N₂ и редкие — 58,62 %.

В процессе бурения ствола скважины, при прохождении интервала 678–685 м, происходило интенсивное разгазирование глинистого бурового раствора, его плотность падала с 1,16 до 1,06 г/см³, а вязкость увеличивалась с 30 до 45 с. Кроме того, было отмечено резкое увеличение проходки.

Скважина Сумкинская 10 (С-10) заложена на территории Курганской области Варгашино-Петуховской площади (Сумкинский участок). На отобранном из скв. С-10 керновом материале были проведены геохимические исследования.

Исследуемый керн представлен плотными черными аргиллитами с горизонтальной слоистостью, с прожилками фосфатного материала, обогащенными ураном. Их возраст, требующий уточнения, определяется, предположительно, как нижнесреднетриасовый. Для образцов керна этого интервала характерны высокое содержание органического углерода (C_{орг} = 8,0–22,0 %) и низкая карбонатность. Содержание нефти в породе (в 11 образцах) достигает высоких значений, составляющих 4,0–5,98 кг УВ/т породы, что свидетельствует о богатом нефтегенерационном потенциале этих пород. Аргиллиты этого же возраста, в которых отсутствует фосфатный материал, характеризуются невысокими, но значимыми величинами остаточного нефтегенерационного потенциала керогена (Л. Ф. Слепокурова, 2006 г.). Вскрытые факты свидетельствуют о потенциальной перспективности раннемезозойских отложений. Данные о испытании продуктивных интервалов скважины отсутствуют [4].

Скважины Петуховской площади (Тп). Кроме Карабашского газового месторождения на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной области, газопроявления были зафиксированы на Петуховской площади.

В 1962 году в 4,5 км к северу от ст. Петухово (Курганская область) Уральским геологическим управлением (УГУ) была заложена гидрогеологическая скв. 4-Г. Скважина была пробурена до глубины 928,4 м и вскрыла базальные песчаники викуловской свиты (апт) толщиной 26 м, перекрытые альбскими глинами (ханты-мансийская свита), обсадная колонна была спущена на глубину 916 метров. Из интервала 902–928 м был отобран керн песчано-гравийного состава со слабым запахом бензина. При пробной откачке воды с глубины 928 м произошел газоводяной выброс. По словам заведующего отделом УГУ Г. Ф. Тарханеева, находившегося в это время на скважине (факт, официально отмеченный в деле скважины), высота выброса составляла 15 м, в сопровождении большого шума. Так как обсадная колонна не была зацементирована, из-за обвала пород фонтанирование через некоторое время прекратилось. Газопроявления наблюдались и в процессе бурения, начиная с глубины 227 метров. Состав газа — азотно-метановый, 86 % метана и 13 % азота, тяжелых углеводородов не установлено. Скважина не каротировалась и осталась неиспытанной, были отобраны только пробы газа.

С целью проверки нефтегазоперспективности района у ст. Петухово были проведены сейсморазведочные работы методом отраженной волны, по ним была вы-

явлена крупная (10 x 17 км) антиклинальная структура, свод которой расположен в 20 км к северу от ст. Петухово. На структуре, в 1963–1965 гг., силами ПГО «Тюменьнефтегеология» были пробурены скважины 2ПР, 3ПР, 4ПР, 5ПР, из которых были получены притоки минерализованной пластовой воды дебитом от 40 до 269 м³/сут с растворенным горючим газом (цвет пламени синий) дебитом от 22 до 69 м³/сут и газовым фактором 0,3–0,4 м³/т. Состав газа в пробуренных скважинах азотно-метановый.

К примеру, следует отметить, что скв. 2ПР была заложена и пробурена в нескольких метрах от ранее пробуренной скв. 4-Г, на северном берегу озера Доможирова. Сква. 2ПР вскрыла меловые, верхнеюрские и палеозойские отложения. При ее испытании были получен приток минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом, в составе которого было определено до 0,6 % нефтяных углеводородов. В интервале глубин 932,6–939,1 м в отобранном керне углестых алевролитов и песчаников тюменской свиты отмечен двухметровый пропласток, насыщенный битумом, из них 0,6 м сплошного насыщения и 1,4 м в переслаивании с прожилками вмещающей породы. Вместе с тем пробуренные скв. 2ПР, 3ПР, 4ПР, 5ПР были расположены на расстояниях 3–5 км друг от друга, а свод структуры, оконтуриваемый сейсмоизогипсой — 650 м (по поверхности фундамента), остался неразбуренным.

Газопроявления отмечались и в Западно-Петуховской параметрической скв. Нзп-1, пробуренной в 1982 году силами ПГО «Новосибирскгеология», глубиной 2 357 метров. Скважина вскрыла отложения верхнего девона, характеризующиеся интенсивной загипсованностью.

Западно-Петуховская скв. 3-ПР пробурена в 1964 году силами ПГО «Тюменьнефтегеология» на глубину 840 метров. Эксплуатационная колонна диаметром 4 дюйма была спущена на глубину 707,8 м. Вскрытие интервалов произведено перфоратором ПК-65. При испытании объектов были получены дебиты воды — до 42 м³/сут и газа — до 29 м³/сут. Газ метановый. Признаки нефти не отмечены.

Западно-Петуховская скв. 4-ПР пробурена в 1964 году силами ПГО «Тюменьнефтегеология». Эксплуатационная колонна диаметром 3 дюйма была спущена на глубину 774,75 м, подъем цемента в затрубном пространстве отмечен на высоте 200 м от башмака. Вскрытие произведено перфоратором ПК-65 в количестве 62 отверстий на 7 м пласта. При испытании второго объекта, интервал 640–647 м, были получены дебиты воды — 269 м³/сут и газа — 95 м³/сут. Признаки нефти не отмечены.

Скважина Варгашинская 10. При бурении Варгашинской скв. 10 (Тв-10), проведенном ПГО «Тюменьнефтегеология», находящейся в юго-восточной части Вагайско-Ишимской впадины, нефтепроявления не наблюдались, однако, исследования двух образцов трещиноватых кварцевых порфиров указали на невысокое содержание в них легких битумов. Достигнутый забой скв. Варгашинская Нв-10 — 1 501 м.

Скважина параметрическая Воскресенская 1 (Нвс-1) была пробурена на юго-западном погружении Лихановской структуры, вскрывшая карбонатный и терригенно-карбонатный комплексы пород палеозойского возраста. Бурение выполняла Иртышская нефтегазоразведочная экспедиция (ИНГРЭ), находящаяся в составе ПГО «Новосибирскгеология» в 1982 году, с целью поисков залежей нефти и газа. Глубина фактического забоя скважины 2 415 метров.

Скважиной Воскресенская 1 на глубине 1 100 м были вскрыты битуминизированные известняки и глинистые сланцы, относящиеся к верхнедевонскому (D₃) — нижнекаменноугольному (C₁) возрасту. При проходке интервала отмечалось поглощение бурового раствора. При вызове притока с глубины поглощения получен приток воды объемом 240 м³/сут. Далее, на КИИ-146 были испытаны два интервала: из 1-го интервала 1 057–1 094,8 м получен приток глинистого раствора объе-

мом $1,1 \text{ м}^3$, из 2-го интервала 1 126–1 175 м получен приток глинистого раствора объемом $3,4 \text{ м}^3$ и пластовой воды объемом $2,7 \text{ м}^3$. Апробация интервала на глубине подъема битуминозных известняков не проводилась. Скважина ликвидирована.

Скважина параметрическая Курган-Успенская 1 (КУ-1) была пробурена в 2008 году на юге Западно-Сибирской плиты в юго-восточной части Курганской области. В тектоническом отношении эта территория расположена в пределах Вагай-Ишимской впадины Боровской зоны, в области сочленения Уральских и Казахстанских структур.

Вскрытые битуминозные породы, представленные известняками и глинистыми сланцами, относятся по возрасту к отложениям D_3-C_1 , в интервале 1 072,2–1 072,3 м. Интервал разреза с битуминозными породами не испытан, скважина ликвидирована.

Скважина Северо-Привольная 1. В период с апреля по июль 2007 года осуществлялось бурение скв. 1 на Северо-Привольной площади Привольного лицензионного участка силами ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция», конечная глубина скважины составила 2 402,5 м. На глубине 776 м были вскрыты палеозойские отложения, предположительно, возраст их датируется фаменским ярусом верхнего девона. Крайне мал вынос отобранного керна (11 % от запланированного объема). В результате бурения скважины подтверждено наличие зон, благоприятных для образования скоплений УВ в палеозойских отложениях. Установлено, что интервал 1 900–2 210 м является перспективным для поисковых работ на нефть и газ. Максимальное содержание нефти обнаружено в жидком шламе на отметках 1 908 и 2 201 м. По оценке проб шлама нефтесодержание в образцах достигает в весовом эквиваленте 7,5 %. Были вскрыты битуминозные породы³, представленные известняками и глинистыми сланцами, относящиеся к девон-карбонному возрасту, в интервалах 1 614–1 680 и 2 205–2 208 метров [4, 5].

В скв. Северо-Привольная 1 весь разрез доюрского комплекса представлен карбонатным комплексом верхнего девона фаменского яруса ($D_3 \text{ fm}$). Описание разреза произведено по шламу ввиду малого отбора керна (рис. 1). В интервале палеозоя зафиксированы 6 газовых аномалий, представленных метаном и его гомологами до 3,9 %.



Рис. 1. Шлам, представленный известковистыми доломитами темно-серого и серого цвета, с примесью ангидрита, из перспективного интервала 2 205–2 210 м (скв. Северо-Привольная 1)

³ Комплексное литолого-геохимическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади.

В результате бурения скв. Северо-Привольная 1 были обнаружены следующие негативные моменты, а именно: низкий процент отбора керна, что осложняет расчленение палеозойской части разреза как по литологии, так и по возрасту; частично выполненный комплекс геофизических исследований скважин; скважина ликвидирована без испытания объектов, хотя были выявлены зоны трещиноватости и битумосодержащие породы, а также выделены интервалы с повышенным содержанием гомологов метана.

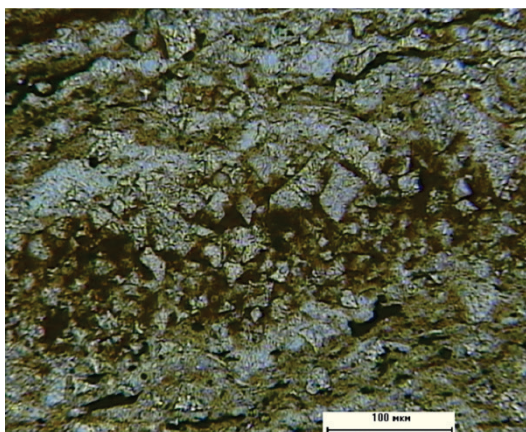
Скважина Южно-Мокроусовская 1 была пробурена во второй половине 2007 года силами ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция». Забой скважины составил 2 400 метров. По результатам заключительного каротажа выделены два структурных этажа в интервалах 1 000–1 200 и 1 600–1 700 м как перспективные на нефтегазоносность.

Интервал 1 110–1 113 м, представленный песчаником, по данным лабораторных анализов углеводородных компонентов нефтенасыщен. В вытяжках из жидкого шлама отмечено присутствие нефтяных углеводородов от C_4 до C_{17} , где ширина пика, при проведении лабораторных исследований, при разгонке характерна для тяжелых нефтей. По предварительной оценке нефтенасыщенность может составлять 28–40 %. Интервал 1 675–1 682 м, представленный песчаниками с включениями рассеянного битума, по химическому составу углеводородных компонентов аналогичен интервалу 1 110–1 113 м.

Следует отметить, что геологическая задача на данном этапе исследований решена не в полном объеме. Негативным является следующий момент: общий интервал отбора образцов (керна) 1 047–1 074 м показывает, что по генетическому потенциалу вскрытые образцы очень близки к типично морским отложениям юрского возраста Западной Сибири, при этом сильно битумизированные.

К примеру, в Салымском нефтегазоносном районе подобные породы представлены карбонатно-кремнистыми глинами баженовской свиты титонского возраста (рис. 2), где при испытании эти глины или не дают притока, или получают дебиты нефти 10–70 т/сут, известны случаи получения притоков нефти до 800–1 000 т/сут. Продуктивные интервалы пластов, из которых были получены малые притоки нефти, как правило, стимулируются методом гидроразрыва пласта, что часто дает эффект получения промышленных дебитов с 2–10 до 20–100 т/сут. Тем не менее данные интервалы не были охвачены испытанием, не были проведены методы воздействия на пласт, такие как гидроразрыв пласта.

Рис. 2. Микрофотография карбонатного слоя в известковистом глинистом сланце, пропитанном битумоидами (керна из скв. Южно-Мокроусовская 1)



Скв. Южно-Мокроусовская 1 была ликвидирована без испытания объектов, несмотря на наличие зон трещиноватости и пород, содержащих битумы, а также интервалы с повышенным содержанием метана (рис. 3). Планируемый комплекс ГИС

выполнен не в полном объеме, очень низкий процент отбора керна, что затрудняет расчленение палеозойской части разреза как по литологии, так и по возрасту [4].

Обсуждение

Таким образом, на основании геолого-геофизического, геохимического и литолого-петрографических материалов, полученных при геологическом изучении территории Курганской области, сделан вывод, что основным нефтепоисковым объектом Вагай-Ишимской впадины является зона контакта отложений чехла и палеозоя, где коллекторы имеют неплохие фильтрационно-емкостные свойства. Об этом свидетельствуют полученные из них высокодебитные притоки пластовых вод и «катастрофическое» поглощение промывочной жидкости при их вскрытии бурением.

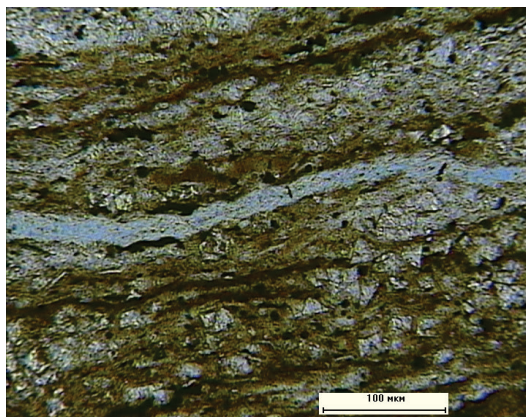


Рис. 3. Керна скв. Южно-Мокроусовская 1. Микрофотография известковистого глинистого сланца с присутствующими в нем трещинами (раскрытость трещин составляет в основном 5–8 мкм, редко достигает 20 мкм; трещины приурочены к контактам глинистых и карбонатных слоев)

Большинство исследователей, занимающихся вопросами качественной оценки нефтегазоносности и прогноза залежей углеводородов считают, что основным нефтегазопроизводящим комплексом в восточной части Курганской области, соответствующей Тобол-Ишимскому нефтегазональному району, является палеозойский. В тектоническом плане большая часть этой территории соответствует Вагай-Ишимской палеозойской впадине. Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности палеозоя в этой впадине представляют карбонатно-терригенные породы, относящиеся по возрасту к среднему девону — нижнему карбону. Этот комплекс пород в пределах восточной части Курганской области залегает на небольших глубинах [6, 7].

На протяжении значительной своей истории Вагай-Ишимская впадина испытывала устойчивое прогибание и является местом накопления мощных, до 2 км, карбонатно-терригенных толщ, сформировавшихся в морской и прибрежно-морской обстановках в условиях теплого климата. Такая ситуация благоприятна для накопления рассеянной нефтегазоматеринской органики, преобразования ее в нефть и последующего образования залежей УВ. Широкое распространение нефтегазопроизводящих формаций подтверждается характером современных нефте- и битумопроявлений. В центральном Казахстане нефте- и битумопроявления наиболее широко распространены в Карагандинской впадине, где они обнаружены в кернах в более чем 70 скважинах. В последние годы в северной части Казахстана на Новонежинской площади пробурена поисковая скважина, вскрывшая карбонатно-терригенные отложения верхнего девона — раннего карбона, в которой обнаружены 22 перспективных нефтегазовых пласта.

Приведенные факты свидетельствуют о перспективности Курганской области и возможности обнаружения в ее недрах залежей УВ.

Выводы

Таким образом, прямые признаки нефтеносности, полученные на пробуренных скважинах, свидетельствуют о нефтегазовом потенциале южной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Изучение коллекторских свойств, газо- и битумопроявлений позволяет сделать выводы, что перспективность Курганской области обусловлена развитием в восточных зонах области мощных толщ морских и лагунно-континентальных отложений девонского и каменноугольного возрастов, значительными размерами осадочного бассейна, выполняющего краевой прогиб, и развитием интервалов, обладающих коллекторскими свойствами и флюидоупорами. По результатам бурения и геофизических исследований установлено, что толщина палеозойских осадочных пород здесь оценивается в пределах от 2,5 до 8,0 км в зависимости от стратиграфической полноты разрезов. Площадь земель, перспективных на углеводороды, оценивается в 30–35 тыс. км², что соизмеримо с Припятским прогибом Днепро-Донецкой впадины в Белоруссии (34 тыс. км²).

Однако имеющаяся геолого-геофизическая информация по южным районам провинции не подвергалась глубокому анализу и обобщению. Отсутствует научно обоснованная программа поисковых работ на нефть и газ.

В Курганской области были начаты и периодически возобновлялись геолого-разведочные работы на нефть и газ, однако, в связи с открытием расположенных в центральной и северной частях Тюменской области нефтегазовых месторождений и концентрацией там всех финансовых средств вопрос о поисках углеводородного сырья на территории Курганской области был отложен на неопределенное время.

Изученность территории района работ на углеводородное сырье, как геологическая, так и геофизическая, до настоящего времени остается очень низкой. В сравнении с южными слабо изученными областями Тюменской области средняя плотность глубокого бурения составляет по Курганской области 1,0 м/км², тогда как на юге Тюменской области — 3,1 м/км², то есть более чем в 3 раза меньше [1]. По мнению некоторых исследователей [2], недра Курганской области содержат 600–640 млн т углеводородов. А объем извлекаемых ресурсов при коэффициенте нефтеизвлечения 0,2 (принят по аналогии с югом Тюменской области) равен 120–128 млн т.

Вместе с тем Вагай-Ишимская впадина — это весьма сложный природный объект. Собственно, речь здесь идет об отложениях периода палеозоя (с ними связано около 60 % подсчитанных углеводородных ресурсов), имеются также глубокие тектонические разломы. Основные месторождения нефти в Западной Сибири образовались в более поздний период (мезозой) и находятся в местах с более простой геологической структурой.

Таким образом, можно констатировать, что притоки нефти и газа в скважинах Курганской области получены, однако до сих пор отсутствуют подходы и методики поиска залежей нефти и газа.

Библиографический список

1. Кирда Н. П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья // Горные ведомости. — 2013. — № 10. — С. 20–39.
2. Рыльков А. В., Кулахметов Н. Х. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области. — Тюмень, 2004. — 96 с.
3. Рыльков А. В., Кулахметов Н. Х. Количественная оценка суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. — Тюмень, 2001. — 196 с.
4. Обобщение и анализ результатов геолого-разведочных работ с целью уточнения геологического строения доюрского и плитного комплексов на базе нового фактического

материала и выявление наиболее перспективных зон и объектов нефтегазоаккумуляции в юго-западных районах Западно-Сибирской геосинеклизы (юг Тюменской области и сопредельные территории) / Ю. А. Цимбалюк [и др.]. – Тюмень: ФГУП ЗапСибНИИГТ, 2007. – 390 с.

5. Запивалов Н. П. Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири // Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов: материалы междунар. науч.-практ. конф. – М., 2001. – С. 269–272.

6. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова [и др.] // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 63–76.

7. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на юго-западе Западной Сибири. // Горные ведомости, 2008. – № 5 (48). – С. 18–23.

Сведения об авторах

Арсеньев Алексей Аркадьевич, начальник Гидродинамического отдела Тюменского филиала Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу, г. Тюмень, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Information about the authors

Alexey A. Arsenyev, Director of the Hydrodynamic Department, Tyumen branch of the Territorial Fund of Geological Information in the Ural Federal District, e-mail: aarseniev62@mail.ru

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

УДК 556.38

**Гидрогеологические условия захоронения сточных вод
на территории Новопортовского месторождения**

В. А. Бешенцев¹, Т. В. Семенова¹, Ю. И. Сальникова^{2*}, С. В. Воробьева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

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

Аннотация. На нефтепромыслах севера Западной Сибири образуются значительные объемы жидких промышленных и хозяйственно-бытовых отходов, для многих из которых надежные методы очистки и утилизации в настоящее время отсутствуют. Обеспечить длительную изоляцию таких отходов от гидросферы и биосферы на поверхности Земли весьма сложно. Подземное захоронение в глубокие горизонты (недра Земли) является одним из способов предотвращения их отрицательного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

Ключевые слова: апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс; Западно-Сибирский мегабассейн; сточные воды; загрязнение; обезвреживание; утилизация; поглощающий горизонт; экологическая безопасность

**Hydrogeological condition of wastewater disposal in the territory
of the Novoportovsky oil and gas condensate field**

**Vladimir A. Beshentsev¹, Tatyana V. Semenova¹, Yulia I. Salnikova^{2*},
Seema V. Vorobjeva¹**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

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

Abstract. Significant amounts of liquid industrial and domestic waste are generated at oil fields in the north territory of Western Siberia. There are currently no reliable methods of purification and utilization for many of them. It is very difficult to ensure long-term isolation of the waste from the hydrosphere and biosphere on the Earth. Underground disposal of wastewater in deep horizons (depths of the Earth) is one way to prevent from their negative impact on the environment and public health.

Key words: the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex; the West Siberian megabasin; wastewater; pollution; neutralization; utilization; absorbing horizon; environmental safety

Введение

Жидкие промышленные и хозяйственно-бытовые стоки в значительных объемах образуются при эксплуатации нефтегазовых промыслов, являются основной причиной загрязнения природной среды. Надежное и эффективное их удаление — одна из важнейших народно-хозяйственных проблем, от решения которой зависит предотвращение все возрастающего загрязнения почв, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна. Одним из основных решений этой проблемы является закачка стоков в глубокие водоносные горизонты [1, 2].

У данного метода имеются как сторонники, так и противники, поскольку подземное захоронение сточных вод в глубокие водоносные горизонты — не лучший способ их удаления, но по сравнению с поверхностным складированием отходов в накопителях и их сжиганием он имеет определенные преимущества.

Вместе с тем при подземном захоронении возникает опасность загрязнения пресных подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Наряду с этим подземное захоронение имеет существенные ограничения в количестве закачиваемых стоков, так как таким способом могут удаляться лишь сравнительно небольшие объемы загрязненных и токсичных отходов. Поэтому, по мнению ряда специалистов [3], подземное захоронение стоков — это не радикальный способ удаления, а вынужденная мера ограниченного применения по отношению к неочищенным, сильнозагрязненным и токсичным стокам.

Исходя из этого, при выборе поглощающего горизонта для закачки сточных вод в недра, важно соблюдать ряд требований, таких как надежная изоляция пласта-коллектора от выше- и нижележащих водоносных горизонтов, высокие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, оптимальная глубина залегания поглощающего горизонта, отсутствие вод для хозяйственно-питьевого, лечебного, промышленного и других видов использования^{1,2,3}. Основными вопросами при проведении этих видов работ являются гидрогеологические условия поглощающего горизонта и химическая совместимость пластовых и закачиваемых стоков. Данные вопросы рассмотрены на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения.

Новопортовское месторождение в административном отношении расположено на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Административный центр района — п. Яр-Сале. Месторождение находится в 360 км к северо-востоку от г. Салехарда и в 30 км на северо-запад от п. Новый Порт.

Месторождение открыто в 1964 г., в 2012 г. введено в опытно-промышленную разработку и в 2016 г. введено в промышленную разработку. Ближайшие разрабатываемые месторождения — Бованенковское, Ямбургское, Заполярное [4, 5].

В тектоническом отношении Новопортовское месторождение приурочено к Новопортовскому КП, занимающему большую часть Новопортовской крупной брахиантиклинали, структур II и III порядка, которые, в свою очередь, подчинены положительной структуре I порядка — Южно-Ямальскому мегавалу. Последний окружен отрицательными структурами I порядка — Байдарацким и Парусным мегапрогибами.

Интересно, что по данным сейсмогеологических исследований месторождения [6], на протяжении всего времени развития территория в целом испытывает тенденцию к относительному воздыманию, особенно в кайнозое. Анализ материалов 3D-сеймики свидетельствует о развитии на площади разнонаправленных

¹РД 51-31323949-48-2000. Методическое руководство. Гидрогеологический контроль на полигонах закачки промышленных сточных вод. ООО «ИРЦ Газпром» / Под ред. В. П. Ильченко. — М., 2002. — 122 с.

²Каменев А. П. РД 00158758-182-94. Методические рекомендации по обоснованию выбора поглощающих горизонтов и проектированию закачки промстоков на газовых предприятиях Западной Сибири. — Тюмень, 1995. — 100 с.

³СТО РД Газпром 39-1.13-087-2003. Методические рекомендации по обоснованию выбора поглощающих горизонтов и проектированию закачки сточных вод на объектах ОАО «Газпром» в Западной Сибири. — М.: ИРЦ Газпром, 2003.

разрывных и трещинных нарушений различной амплитуды. Основной разлом, трассируемый на временных разрезах от ОГ ГХМ₁ до ОГ А, разделяет площадь работ на западную и восточную части.

Как и на всех газоконденсатных промыслах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона, на Новопортовском месторождении закачка сточных вод планируется внутри контура газоносности (под разрабатываемую газоконденсатную залежь сеномана ПК₁) в отложения альб-сеноманского возраста. В качестве поглощающего горизонта рассмотрены проницаемые породы марресалинской свиты в интервале пластов ПК₅–ПК₉. Мощность поглощающего горизонта составляет 194,0–255,0 м (в среднем 217,8 м).

Объект и методы исследования

Целевым объектом исследований является апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, поэтому в данной работе основное внимание уделяется его гидрогеологическим особенностям.

В гидрогеологическом отношении исследуемое месторождение приурочено к северной части Западно-Сибирского мегабассейна ^{4,5}, к мезозойскому гидрогеологическому бассейну [7]. Принадлежность исследуемой территории к зоне преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых пород, как в плане, так и в разрезе имеет определяющее значение для характера распространения подземных вод, их режима, динамики и химического состава. Результаты исследований, описанные в данной работе, касаются условий формирования подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна, которые во многом определяют условия нефтегазообразования.

Результаты

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс характеризуется разрезом, представленным частым переслаиванием песчаников с опесчаненными глинами.

Полученные в результате исследований данные позволяют говорить, что отложения исследуемого гидрогеологического комплекса обладают высокими коллекторскими свойствами. Полученные по данным геофизических исследований скважин (ГИС) средневзвешенные по эффективной мощности параметры коллекторов в интервале альб-сеноманских отложений (пласты ПК₅–ПК₉) по поисково-разведочным скважинам Новопортовского месторождения имеют следующие значения: $K_n = 31,5 \%$, $K_{np} = 1\,878,75$ мД. Средневзвешенное значение водопроницаемости по месторождению составляет 254,3 м²/сут. Коэффициент пьезопроводности равен $11,22 \cdot 10^5$ м²/сут [8].

Воды высоконапорные, водообильность комплекса в целом значительная. Дебит водозаборной скважины 2в Новопортовской при опытной откачке из отложений пластов ПК₇–ПК₉ составил 652–681 м³/сут при динамическом уровне 2,2–23,3 м. При испытании разведочных скважин притоки из исследуемого интервала не превысили 7,5–20,2 м³/сут (скв. 108 и 140) при среднем динамическом уровне (СДУ) равном 548–355 м (табл. 1).

Описание пластовых вод отложений марресалинской свиты в районе работ приводится по результатам анализов восьми кондиционных проб. Непосредственно на Новопортовском месторождении отобраны две устьевые пробы из водозаборной скв. 2в (интервал 830–880 м) и пять глубинных из скважин 3Пг (860–922 м)

⁴Гидрогеоэкологический мониторинг в процессе закачки сточных вод на полигоне КОС ПБ ГП-1 Бованенковского НГКМ. Этап 1. Отчет о результатах опытно-промышленной закачки сточных вод в водоносную часть сеноманской залежи на КОС ПБ ГП-1 Бованенковского НГКМ: Отчет о НИР / рук. В. Т. Цацульников; ООО «ТюменьНИИгипрогаз»; – Тюмень, 2010.

⁵Каменев А. П. РД 00158758-182-94.

и 4Пг (810–860 м). Одна устьевая проба отобрана на Хамбате́йском месторожде-
нии из разведочной скв. 50 (1 016–1 021 м).

Таблица 1

**Гидрогеологические параметры апт-альб-сеноманского гидрогеологического
комплекса Новопортовского месторождения**

Номер скв.	Интервал испытания, м	$\frac{Q_v}{Q_n}$, м³/сут	СДУ, м	$\frac{T_{пл., ^\circ C}}{T_{зам, м}}$	Нст, м
61	933–940	$\frac{11,1}{-}$ с ФБР	842	$\frac{28}{930}$	71,5
108	896–900	$\frac{7,5}{0,2}$	548	$\frac{27}{890}$	-
140	901–904	$\frac{20,2}{-}$	355	$\frac{26}{902}$	36

Важно, что используемые данные подтверждают соответствие химического со-
става вод гидрохимической обстановке комплекса в пределах Ямальской нефтега-
зоносной области [9, 10]. Тип вод по В. А. Сулину — гидрокарбонатно-натриевый
с коэффициентом $r_{Na/rCl} = 1,02–1,14$ и минерализацией 5,7–9,1 г/дм³. Водородный
показатель (pH) изменяется от 7,1 до 8,1. Плотность вод — 1,003–1,006 г/см³.

В ионно-солевом составе преобладают хлор (84,7–95,9 %-экв) и натрий
(90,8–97,4 %-экв). Содержание кальция составляет 1,3–5,9 мг-экв/дм³, магния —
0,7–1,5 мг-экв/дм³, гидрокарбоната — 4,0 мг-экв/дм³ (Хамбате́йское месторожде-
ние) и 7,2–16,8 мг-экв/дм³ (Новопортовское месторождение). В пробах обнаружен
карбонат-ион (до 2,4–4,8 мг-экв/дм³) и сульфат-ион (до 0,1 мг-экв/дм³).

Определены следующие микрокомпоненты: йод — не более 0,9 мг/дм³ (Ново-
портовское месторождение) и 8,0 мг/дм³ (Хамбате́йское месторождение), бром —
от 21,3 до 42,2 мг/дм³, бор — от 0,05 до 6,5 мг/дм³, фтор — 0,6–1,9 мг/дм³.

Водорастворенный газ метановый. Определения газонасыщенности вод при
испытании поисково-разведочных скважин единичны: в отложениях маррессалин-
ской свиты на Каменномысском месторождении ее величина составила 2,6 м³/м³,
яронгской свиты на Новопортовском месторождении (пласт ХМ₁) — 1,3–1,8 м³/м³.
Пластовые температуры в интервале пород альб-сеноманского возраста —
от 24,5 до 28 °С.

Требования к составу и качеству закачиваемых стоков и их характеристика

Утилизируемые сточные воды перед закачкой в поглощающий пласт-коллектор
должны пройти соответствующую подготовку для предотвращения призабойной
зоны, колюматации приемной части ствола поглощающей скважины, отложения
солей в пласте, развития микроорганизмов и, как следствие, процессов образова-
ния сероводорода, коррозии оборудования и других осложнений.

Основные требования к составу и качеству закачиваемых сточных вод норми-
руются ОСТ 39-225-88⁶ и СТО Газпром 2-1.19-049-2006⁷. В связи с отсутствием
результатов химического анализа флюидов Новопортовского месторождения, под-

⁶ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. —
Введ. 1990-07-01. — 10 с.

⁷СТО Газпром 2-1.19-049-2006. Подготовка сточных вод к закачке в поглощающий го-
ризонт и экологический мониторинг при подземном захоронении сточных вод на нефтега-
зовых месторождениях ОАО «Газпром» севера Западной Сибири. — М.: ОАО «Газпром»,
2006. — 53 с.

лежащих закачке, мы использовали данные химических анализов сточных вод Ям-совейского месторождения с привлечением материалов соседних действующих участков — Ябургское, Бованенковское, Заполярное⁸ месторождения [11, 12]. Сравнительная характеристика результатов химического анализа воды в соответствии с нормативными документами приведена в таблице 2.

Таблица 2

Сравнительная характеристика результатов химического анализа воды в соответствии с ОСТ 39-225-88 и СТО Газпром 2-1.19-049-2006

Показатель качества	Нормируемый показатель		Фактическое содержание
	ОСТ 39-225-88	СТО Газпром 2-1.19-049-2006	
Водородный показатель (рН)	4,5–8,5	7–8	6,7–12,8
Содержание растворенного кислорода, мг/дм ³	Не более 0,5	Не более 0,5	0–0,29
Содержание сероводорода, мг/дм ³	В воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды, которые не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать	Не более 15 мг/дм ³	0–2,45
Содержание ионов трехвалентного железа	При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливается возможность образования сернистого железа, необходимы мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа	Содержание ионов Fe ²⁺ не более 3 мг/дм ³	Fe _{общ} 0,37–7,91
Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	Не более 50	Не более 150	1,1–61,7
Содержание механических примесей, мг/дм ³	Не более 50	Не более 300	57,0–126,0
Содержание метанола, г/дм ³	Не нормируется	Не более 40 (40 000 мг/дм ³)	–
Содержание ТЭГ (ДЭГ), г/дм ³	Не нормируется	Не более 1 (1 000 мг/дм ³)	–
Набухаемость глинистых минералов поглощающего пласта	По мере организации закачки воды набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде на первоначальной стадии освоения месторождения	Отсутствует	Набухание глинистых минералов в коллекторах не происходит в любых пропорциях смеси (пласты ПК _{5,9} , ПК _{8,9})
Совместимость закачиваемых вод	При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики	Совместимы	Воды продуктивных пластов совместимы, но возможно незначительное выпадение осадка (11–32 мг/дм ³)

⁸Гидрогеоэкологический мониторинг в процессе закачки ...

Продолжение таблицы 2

Показатель качества	Нормируемый показатель		Фактическое содержание
	ОСТ 39-225-88	СТО Газпром 2-1.19-049-2006	
Коррозионная активность, мм/год	При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования	Не более 0,2	Высоко-агрессивные воды
Фильтрационная характеристика, %	При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20 % следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и при необходимости улучшать качество закачиваемой воды	Не более 20	Снижение коэффициента приемистости нагнетательных скважин не наблюдается
Наличие сульфат-восстанавливающих бактерий (СВБ)	Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, и воде, содержащей сероводород	Отсутствует	Отсутствует

В состав закачиваемых стоков рассматриваемого месторождения, подлежащих закачке, входят подтоварные воды, не задействованные в системе поддержания пластового давления, дождевые, бытовые, производственные стоки, а также осветленная фаза жидких отходов бурения. Смесь данных флюидов характеризуется составом и качеством входящих в нее компонентов, соотношение которых во времени может изменяться, поэтому предсказать состав закачиваемого флюида с вероятностью 100 % не представляется возможным.

Подтоварные воды представляют собой смесь вод нефтегазоносных отложений, добываемых совместно с углеводородным сырьем. Чаще всего подтоварные воды близки по химическому составу и типовой принадлежности к пластовым водам продуктивных отложений.

Воды первоочередных объектов разработки (пласты НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, ЮН₂₋₆) хлоридные натриевые по химическому составу, гидрокарбонатно-натриевого типа (по В. А. Сулину), значения минерализации изменяются от 5,4 до 14,3 г/дм³, в основном нейтральные, реже слабощелочные или умеренно щелочные, $pH = 6,2-8,9$, общая жесткость изменяется от 1,0–2,4 (танопчинская свита) до 5,5–9,5 мг-экв/дм³, реже выше (тюменская свита), содержание кальция преобладает над содержанием магния. Количество гидрокарбонатов изменяется от 12,6 до 47,2 мг-экв/дм³, в водах присутствуют сульфаты (0,1–2,5 мг-экв/дм³) и карбонаты (0,8–7,6 мг-экв/дм³). Воды пластов напорные, термальные, газонасыщенные, водорастворенный газ метанового состава.

Бытовые стоки на месторождении образуются в процессе использования пресных вод хозяйственно-питьевого назначения. Состав и свойства стоков близки к пресным поверхностным водам питьевого назначения. Поверхностные воды в районе месторождения маломинерализованные с низкой жесткостью, гидрокарбонатные по химическому составу, слабокислые по водородному показателю.

Производственные стоки образуются в процессе производственно-технологических мероприятий, могут содержать стоки с компрессорной установки, стоянки пожарной техники, приточной вентиляционной камеры, стоки с материально-технического склада, от промывки фильтров, с водонапорной станции и др.

Дождевые стоки — это сточные воды, образующиеся при таянии снега, льда, града или дождя, отводятся, как правило, через систему ливневой канализации. По своему составу они близки к пресным поверхностным водам.

Жидкие отходы бурения образуются в процессе бурения, ремонта и других мероприятий, проводимых в скважинах; представляют собой многокомпонентную смесь с высоким содержанием механических примесей, нефтепродуктов и химических реагентов. Для закачки в недра жидкие отходы бурения подвергаются осветлению, в результате которого в них значительно снижается содержание механических примесей.

По значению водородного показателя (pH) закачиваемые стоки в большинстве своем соответствуют установленным нормам, однако в некоторых случаях отмечаются слабокислые ($pH = 5,1$ — Ямбургское месторождение), щелочные или сильнощелочные ($pH = 12,8$ — Ямсовейское месторождение) воды, pH которых превышает установленные значения. Для нормирования содержания ионов водорода необходимо подкисление или подщелачивание воды в зависимости от активной реакции среды.

Содержание растворенного кислорода, возрастающее в случае контакта с атмосферой, в закачиваемом флюиде изменяется от 0,0 до 0,29 мг/дм³. В дальнейшем для его нормирования необходимо отслеживать концентрацию данного показателя, в случае действительного присутствия необходима соответствующая водоподготовка (десорбция нефтяным газом, «холодная» вакуумная деаэрация, связывание реагентами-восстановителями).

Содержание сероводорода на исследуемом месторождении изменяется от 0,0 до 2,45 мг/дм³, его присутствие связано с процессами вторичной сульфатредукции, возникающей в процессе разложения нефтепродуктов, содержащихся в жидкости.

Количество общего железа содержится в концентрациях от 0,37 до 7,91 мг/дм³; такое его количество при отсутствии в пластовых водах сероводорода и кислорода не окажет существенного влияния на приемистость поглощающих скважин. Однако в случае высокого содержания в закачиваемых стоках сероводорода и ионов железа (III) рекомендуется дополнительная очистка стоков с применением химических реагентов.

Количество взвешенных частиц и нефтепродуктов в закачиваемых водах согласно ОСТ 39-225-88⁹ определяется с учетом коллекторских свойств поглощающего горизонта. Для эксплуатационного объекта Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения со средневзвешенным по эффективной мощности значением $K_{пр} = 1\,878,75$ мД (по данным ГИС) допустимое содержание механических примесей и нефтепродуктов составляет 50 мг/дм³. В промышленных и хозяйственно-бытовых стоках соседних месторождений их количество колеблется в широком диапазоне значений, но в большинстве случаев не превышает установленные нормы.

Содержание метанола и триэтиленгликоля не превышает установленные нормы.

Содержание механических примесей в закачиваемых стоках не соответствует требованиям ОСТ 39-225-88¹⁰. В данной ситуации при технической возможности рекомендуются установка фильтра на выходе водовода к устью поглощающей скважины либо проведение периодических профилактических мероприятий по удалению механических примесей и продуктов коррозии из системы водоводов, ведущих к устью поглощающих скважин.

Коррозионная активность закачиваемых вод может быть вызвана рядом факторов — присутствием в них растворенных кислых газов (углекислота, кислород, сероводород), высокой минерализацией, наличием механических примесей, повышенной температурой и др.

По данным соседних месторождений опыт закачки флюидов показал, что они являются высокоагрессивными, скорость коррозии составит более 0,1 мм/год. В связи с этим необходимо предусмотреть соответствующие мероприятия по борьбе с

⁹ОСТ39-225-88. — С. 5.

¹⁰Там же. — С. 5.

коррозии: применение ингибиторов коррозии, антикоррозионного покрытия и т. д.

Содержание ионов трехвалентного железа в случае совместного пребывания с сероводородом может вызвать образование нерастворимого осадка (сернистого железа). Для предотвращения этого рекомендуется предусмотреть мероприятия по удалению из воды сероводорода деаэрированием, связыванием химическими реагентами, ингибированием и др.¹¹

По данным анализов стоков, закачиваемых на соседних участках, набухание глинистой составляющей пласта поглощающего горизонта в результате их закачки не прогнозируется. Химический состав закачиваемых флюидов приводится в таблице 3.

Таблица 3

Химический состав закачиваемых флюидов [11]

Показатель	Единица измерения	Хозяйственно-бытовые стоки	Производственные и смешанные стоки
pH		4,4–6,5	6,1–12,8
Минерализация	г/дм ³	0,11–0,19	0,06–0,33
Na ⁺ + K ⁺	мг-экв/дм ³	0,6–1,3	0,02–2,1
Ca ²⁺		0,4–0,5	0,2–0,8
Mg ²⁺		0,0–0,4	0,1–1,7
NH ₄ ⁺		0,1–0,6	0,04–0,9
SO ₄ ²⁻		0	0,2–0,8
Cl ⁻		0,6–1,1	0,3–2,8
HCO ₃ ⁻		0,4–1,4	0,1–2,2
CO ₃ ²⁻		0	0,2–3,8
I	мг/дм ³	0	0,0–1,0
Br		0	0,0–0,7
Fe		0,25–0,82	0,31–8,56
TBB		26–53	10–126
O ₂		0,0–0,3	0,0–7,0
НП		0,06–0,10	0,03–61,7
H ₂ S		0,0–1,50	0,0–2,45
rNa/rCl		0,55–1,67	0,02–4,47

Обсуждение

Совместимость закачиваемых флюидов с водами апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса оценивается по результатам моделирования физико-химических процессов в смешиваемых водах в соответствии с ОСТ 39-225-88¹², выполненного с использованием программы «Расчет химической совместимости вод» [13]. Смешиваемые воды (в пластовых условиях поглощающего горизонта) считаются совместимыми, если количество осадка, образовавшегося при их смешении, не превышает установленные стандартами значения (не более 50 мг/дм³).

В отсутствие анализов проб дождевых, бытовых, производственных стоков и осветленного бурового раствора нами произведен предварительный расчет химической совместимости закачиваемых подтоварных вод и пластовых вод погло-

¹¹СТО Газпром 2-1.19-049-2006. – С. 27.

¹²ОСТ 39-225-88. – С. 5.

шающего горизонта. При этом использованы результаты анализов следующих проб Новопортовского месторождения:

- пластовая вода поглощающего горизонта — пластов ПК₅–ПК₉ маррессалинской свиты — охарактеризована пробой из скв. 2в;
- пластовая вода поглощающего горизонта — пластов ПК₈–ПК₉ маррессалинской свиты — охарактеризована пробой из скважины 4Пг;
- для характеристики подтоварных вод смоделирована смесь на основе пластовых вод нефтепродуктивных отложений (НП₂₋₃, НП₄, НП₅¹, ЮН₂₋₆).

Расчет совместимости вод проведен при условии, что в закачиваемых водах присутствует остаточная углекислота, способная удерживать карбонаты в растворенном состоянии, а смешение вод происходит в термобарических условиях поглощающего горизонта.

Результаты моделирования показывают (табл. 4), что при увеличении доли закачиваемой воды степень насыщенности растет, давления насыщения CO₂ в пласте-коллекторе недостаточно для растворения осадка.

Таблица 4

Результат определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении закачиваемых и пластовых вод на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении (пластовое давление — 85 атм, пластовая температура +28 °С)

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Осадок, г/дм ³	Минерализация смеси, г/дм ³
Пластовая скв. 2в	Закачиваемая смесь	Ca	Mg	Карбонатная щелочь		
Скв. 2в, пласт ПК ₅ –ПК ₉						
100	0	0,026	0,009	0,729	–	5,73
80	20	0,026	0,016	0,968	0,011	6,56
60	40	0,026	0,023	1,207	0,019	7,39
50	50	0,027	0,027	1,326	0,022	7,81
30	70	0,027	0,034	1,565	0,028	8,64
10	90	0,027	0,041	1,804	0,032	9,47
0	100	0,027	0,045	1,923	0,034	9,89
Скв. 4Пг, пласт ПК ₈ –ПК ₉						
100	0	0,081	0,017	1,012	0	7,12
80	20	0,070	0,023	1,180	0,023	7,68
60	40	0,059	0,028	1,348	0,030	8,24
50	50	0,054	0,031	1,432	0,030	8,52
30	70	0,043	0,037	1,600	0,028	9,08
10	90	0,032	0,042	1,768	0,027	9,64
0	100	0,026	0,045	1,852	0,027	9,91

Увеличивается содержание осадкообразующих компонентов и значений минерализации, количество прогнозируемого осадка незначительное — 11–32 мг/дм³. Смоделированная закачиваемая смесь нестабильна в термобарических условиях поглощающего пласта и может выделять кальцит в количестве 27–34 мг/дм³, что не превышает нормируемый предел. Воды совместимы.

Из вышеизложенного можно сделать вывод о совместимости пластовых и подтоварных подземных вод на территории изучаемого месторождения.

Во всех случаях в рамках проведения мониторинга водных объектов необходимы постановка наблюдений за характером изменения приемистости скважин, документация условий проведения работ (состав закачиваемых вод, содержание нефтепродуктов и твердовзвешенных веществ), должен проводиться контроль за изменением температуры и давлением в нефтяном пласте [14].

Выводы

Гидрогеологические исследования по закачке стоков на территории месторождений Ямала показали, что закачиваемые стоки в большинстве своем совместимы с водами поглощающего апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, осадка не образуется. Опыт закачки жидких отходов бурения в данный гидрогеологический комплекс на ряде месторождений ХМАО — Югры также дает положительные результаты. Исходя из этого, на нефтепромыслах севера Западной Сибири апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс считается наиболее экологически безопасным и гидрогеологически целесообразным.

При этом одновременно решаются две природоохранные задачи: обезвреживание стоков и частичное восполнение снижающегося пластового давления при добыче углеводородов. При захоронении стоков в поглощающий горизонт возможны негативные факторы и явления, требующие специального гидроэкологического контроля (мониторинга) на полигонах захоронения.

Библиографический список

1. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Павлова Е. И. Захоронение сточных вод на нефтепромыслах Западной Сибири (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 6–10.
2. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Охрана подземных вод от загрязнения на полигонах закачки при захоронении промышленных стоков (на примере Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона) [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 5. – С. 357–374. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2014-5-357-374>.
3. Гольдербург В. М., Скворцов Н. П., Лукьянчикова Л. Г. Подземное захоронение промышленных сточных вод. – М.: Недра, 1994. – 282 с.
4. Оценка ресурсов и качества подземных вод Ямало-ненецкого автономного округа / И. В. Абатурова [и др.]; Институт геологии и геохимии УрО РАН. – Екатеринбург, 2000. – 394 с.
5. Бешенцев В. А., Абдрашитова Р. Н., Бешенцева О. Г. Подземные воды мезозоя в пределах месторождений, приуроченных к Ямальской нефтегазоносной области // Горные ведомости. – 2018. – № 5 – С. 44–51.
6. Солмин А. Е., Сурикова Е. С. Сравнительная сейсмогеологическая характеристика осадочного комплекса Ямальской и Гыданской нефтегазоносных областей // Трофимукские чтения – 2017: Материалы Всеросс. молодежной науч. конф. с участием иностранных ученых / Российская академия наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск, 2017. – С. 155–158.
7. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 224 с.
8. Ланшаков В. Г., Миронова Л. М. Дополнение к проекту ГРП по поискам и оценке пластов-коллекторов в отложениях апт-альб-сеноманского водоносного комплекса для закачки очищенных промышленных и хозяйственно-бытовых стоков и утилизации жидких

отходов бурения на территории ЦПС Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень: ТИУ, 2017.

9. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М. Я. Рудкевич [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 303 с.

10. Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: Недра, 2003. – 352 с.

11. Сайтов В. А., Сальникова Ю. И. Отчет по анализу эксплуатации полигона захоронения стоков по данным мониторинга на Ямсовейском НГКМ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012.

12. Сальникова Ю. И., Бешенцев В. А., Абдрашитова Р. Н. Вопросы утилизации сточных вод на Ямсовейском нефтегазоконденсатном месторождении // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 19–29. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-19-29.

13. Свидетельство о государственной регистрации программы «Расчет химической совместимости вод» в Реестре программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности № 2013616498 от 10 июля 2013 / Таранов Ю. А., Плавник А. Г., Таранова Л. В., Резанова Т. П.

14. Семенова Т. В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 34–37. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37.

Сведения об авторах

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: makarova-olga-1958@mail.ru

Семенова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

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

Воробьева Сима Васильевна, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vorobevasv@tyuiu.ru

Information about the authors

Vladimir A. Beshentsev, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: makarova-olga-1958@mail.ru

Tatyana V. Semenova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: semenovatv@tyuiu.ru

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

Seema V. Vorobjeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, e-mail: vorobevasv@tyuiu.ru

УДК 553.98:556.3(571.1)

Геотермические особенности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба

Д. А. Новиков

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Россия*

*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Аннотация. Приводятся результаты комплексного изучения геотермических условий нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Установлено наличие четырех типов вертикальной геотермической зональности, природа которых является следствием геологической эволюции осадочного бассейна. Минимальные геотермические градиенты (1,80–2,2 °C/100 м) приурочены к прибортовым районам с небольшой мощностью осадочного чехла и развитием инфильтрационной водонапорной системы, а максимальные (3,2–3,4 °C/100 м) выявлены в зонах проявления дизъюнктивной тектоники, которая оказала значительное отопляющее воздействие на геологический разрез за счет восходящей разгрузки подземных вод из глубокозалегающих водоносных горизонтов.

Ключевые слова: геотермическое поле; геотермическая зональность; геотермический градиент; тепловой поток; подземные воды; межпластовые перетоки; Енисей-Хатангский региональный прогиб; Арктика

Geothermal features of the western part of Yenisei-Khatanga regional trough

Dmitry A. Novikov

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian
Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia*

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article deals with the results of a comprehensive study of the geothermal conditions of oil and gas bearing deposits in the western part of Yenisei-Khatanga regional trough. Four types of vertical geothermal zonality are established, the characteristics of which depend on the geological evolution of different parts of the sedimentary basin. The minimal geothermal gradients (1,80–2,2 °C/100 m) are established there in the near edge zones with a small thickness of the sedimentary cover and the development of the infiltration system. The maximum gradients (3,2–3,4 °C/100 m) are established in the zones of disjunctive tectonics, which had a significant heating effect on the geological section due to the ascending discharge of groundwater from deep-lying aquifers.

Key words: geothermal field; geothermal zonality; geothermal gradient; heat flow; groundwater; interstratal flow; Yenisei-Khatanga regional trough; the Arctic

Введение

Пластовая температура является одним из основных факторов, определяющих степень преобразованности рассеянного органического вещества горных пород, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей углеводородов (УВ). Именно от температуры зависят физико-химические свойства и фазовое состояние газов, нефти и воды в пластовых условиях [1–6]. Общие вопросы геотермии обсуждаются как в теоретическом, так и в экспериментальном плане в работах К. Ф. Богородицкого, Ю. П. Булашевича, М. С. Бурштара, В. И. Вернадского, В. В. Гордиенко, В. Н. Дахнова, Д. И. Дьяконова, А. Д. Дучкова, А. Э. Конторовича, В. М. Кошляка, А. Р. Курчикова, Р. И. Кутаса, Е. А. Любимовой, С. В. Лысак, Б. Ф. Маврицкого, Ф. А. Макаренко, И. В. Машкова, В. А. Покровского, Я. Б. Смирнова, Е. В. Стадника, Г. М. Сухарева, Н. М. Фролова, А. Г. Череманского, А. В. Щербакова и др.

В трудах А. А. Трофимука, П. Ф. Швецова, Ф. Г. Гурари, У. И. Моисеенко, Н. В. Дубровой, С. И. Сергиенко, В. Ф. Никонова, Б. Ф. Маврицкого, С. В. Егорова, А. Э. Конторовича, Н. М. Кругликова, А. А. Розина, Б. П. Ставицкого, В. Б. Торговановой, Э. Э. Фотиади и др. выполнены региональные описания распределения температуры и геотермического градиента осадочного чехла Западно-Сибирского осадочного бассейна (ЗСОБ) и западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) (рис. 1).

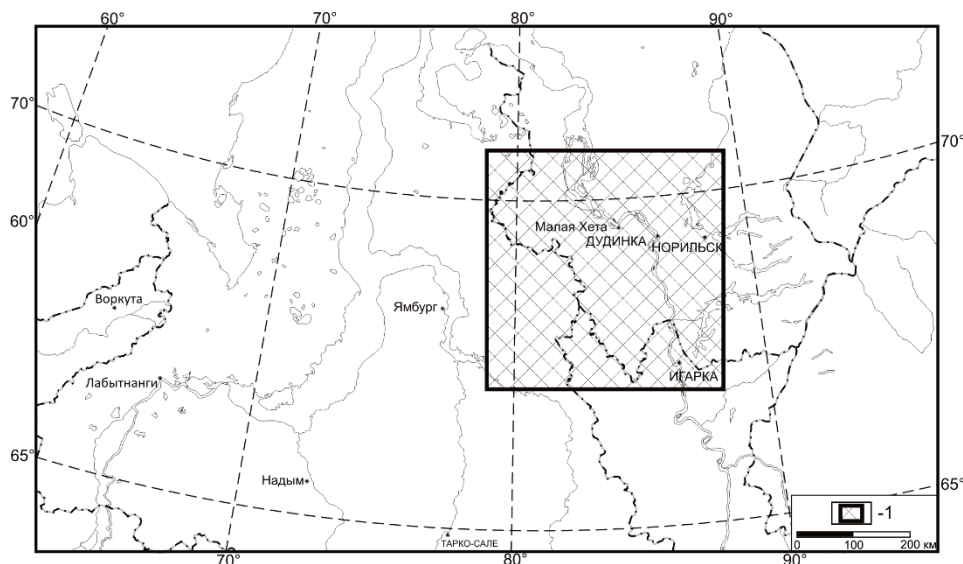


Рис. 1. Местоположение района исследований:

1 — границы исследуемого района на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба

Влияние геотермических условий на процессы сохранения залежей нефти и газа, их формирование и распределение в пределах ЗСОБ рассмотрены в работах Ю. П. Гаттенбергера, Д. И. Дьяконова, Г. П. Евсеева, Ю. Г. Зимина, Л. М. Зорькина, А. Р. Курчикова, В. Д. Наливкина, Е. В. Стадника, Н. П. Уточкина, Ю. В. Щепеткина и др. Анализ геотермического режима Западно-Сибирской плиты в работах О. Г. Жиро, А. Р. Ставицкого, Г. Е. Малофеева, Э. Э. Фотиади, В. С. Суркова, А. Д. Дучкова, Г. А. Череманского, С. И. Сергиенко, У. И. Моисеенко, А. А. Смыслова, В. А. Кошляка, В. И. Роменко был выполнен на основе расчетов теплового потока и распределения его плотности, а также определения теплофизических свойств пород. Связь геотермических особенностей ЗСОБ с геологическим строе-

нием фундамента, тектоническими нарушениями и движением подземных вод рассматривалась В. П. Гавриловым, Г. Д. Гинсбургом, О. Г. Жиро, В. А. Кротовой, Н. М. Кругликовым, В. И. Роменко, С. И. Сергиенко, Б. П. Ставицким, В. С. Сурковым, Г. А. Черменским и др.

Материалы и методы

На территории западной части ЕХРП исследованиями геотермического поля и криолитозоны занимались В. Т. Балобаев, В. В. Бобылев, Б. В. Володько, Г. Д. Гинсбург, В. А. Голубев, Н. П. Гречишников, Ю. Г. Зимин, Г. А. Иванова, И. В. Каменцова, Б. П. Ставицкий, Л. И. Швыдкова и др. В настоящем исследовании обобщены результаты испытаний пластов (более 360 объектов) и комплекс ГИС (термометрия скважин) по 46 скважинам. В процессе исследований проведен анализ геотермических материалов и термометрий с последующей интерпретацией данных по стратиграфическим уровням. Проанализированы точечные замеры пластовых температур, и рассчитаны геотермический градиент и геотермическая ступень (геотермический градиент — повышение температуры на единицу длины: $G = (T - t)/(H - h)$, обычно его относят к интервалу глубин 100 м; геотермическая ступень — интервал, в пределах которого температура повышается на 1°C : $G = (H - t)/(T - t)$, где T и t — температуры ($^{\circ}\text{C}$) на глубинах H и h соответственно). Наиболее изученными из всех являются меловые резервуары.

Результаты и их обсуждение

Значения пластовых температур в изученном глубоком бурением гидрогеологическом разрезе ЕХРП изменяются от отрицательных в районах распространения криогенной толщи до положительных (несколько сот градусов) в глубоководно погруженных горизонтах. Регион исследования расположен в заполярье и приурочен к зоне вечной мерзлоты сплошного распространения. При изучении геотермических условий необходимо учитывать особый геологический объект — криогенную толщу, мощность которой здесь достигает 650 м и она выступает в качестве регионального водоупора, оказывая существенное влияние на температурный режим осадочных пород и залежей УВ [7–18]. Криогенная толща образовалась во время похолодания климата в неоген-четвертичное время, то есть до формирования современного рельефа и гидрографической сети, о чем свидетельствуют ее значительная мощность вблизи русла р. Енисей и ее уменьшение к сводовым частям поднятий (Точинская, Долганская, Малохетская структуры). Мощность варьирует от первых десятков метров в районе р. Енисей и Майской площади до более 650 м в районе Хабейской и Гольчихинской площадей.

Важным геотермическим параметром является плотность теплового потока (тепловой поток ($\text{мВт}/\text{м}^2$) — произведение геотермического градиента на теплопроводность [5, 19–22]).

Известно, что тепловой поток, идущий из глубинных слоев Земли, изменяется по площади слабо и определяется, прежде всего, возрастом консолидации фундамента. Для исследуемой территории имеются расчеты глубинного теплового потока по 14 скважинам на 6 площадях (Джангодская, Долганская, Казанцевская, Малохетская, Мессояхская и Суходудинская). Регион характеризуется низкими значениями этого параметра (в среднем $46,7 \text{ мВт}/\text{м}^2$) [4–6, 23, 24].

Структура геотермического поля изучаемой части ЕХРП неоднородна. В регионе выделены четыре типа геотермического разреза (рис. 2).

1 — границы геотермических зон по величине среднего геотермического градиента: I — $1,80\text{--}2,2^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$, II — $2,7\text{--}2,8^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$, III — $2,9\text{--}3,0^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$, IV — $3,2\text{--}3,4^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$; 2 — месторождения нефти и газа (газовые: 1 — Нанадянское, 2 — Пеляткинское, 3 — Ушаковское, 4 — Казанцевское, 6 — Мессояхское, 10 — Зимнее, 11 — Нижнехетское; газонефтяные: 8 — Новоселенинское,

9 — Горчинское, 16 — Сузунское, 17 — Ванкорское; газоконденсатные: 5 — Северо-Соленинское, 7 — Южно-Соленинское, 14 — Северо-Хальмерпаютинское, 15 — Хальмерпаютинское; нефтегазоконденсатные: 12 — Восточно-Мессояхское, 13 — Пяяхинское, 18 — Лодочное); 3 — изотермы, °C; 4 — зона развития криогенной толщи; 5 — тектонические нарушения; 6 — линии геотермических разрезов (рис. 3).

Таблица 1

**Геотермическая характеристика
осадочного чехла
западной части Енисей-Хатангского
регионального прогиба**

Площадь, скважина	Γ , °C/100 м	G , м/1 °C
Ванкорская, 11	2,58	38,7
Восточно-Мессояхская, 1	2,77	36,0
Восточно-Мессояхская, 33	2,91	34,4
Гольчихинская, 1	2,00	50,0
Горчинская, 1	3,01	33,3
Дерябинская, 1	1,68	59,7
Дерябинская, 13	2,20	45,4
Джангодская, 2	3,11	32,2
Джангодская, 4	2,67	37,5
Долганская, 1	3,62	27,6
Долганская, 2	3,26	30,7
Зимняя, 6	2,86	35,0
Казанцевская, 4	2,53	39,6
Казанцевская, 6	2,65	37,7
Малохетская, 15	3,29	30,4
Медвежья, 316	2,21	45,3
Нижнехетская, 1	3,48	28,8
Нижнехетская, 2	2,96	33,8
Озерная, 10	2,61	38,3
Пайяхская, 1	2,64	37,9
Пайяхская, 3	2,63	38,1
Пайяхская, 4	2,96	33,8
Пеляткинская, 2	2,53	39,6
Пеляткинская, 10	2,63	38,1
Пеляткинская, 11	2,78	36,0
Рассохинская, 1	3,39	29,5
Северо-Соленинская, 14	2,53	39,6
Северо-Соленинская, 15	2,67	37,5
Средне-Яровская, 1	2,76	36,2
Сузунская, 1	2,67	37,4
Сузунская, 3	2,42	41,3
Сузунская, 4	2,56	39,1
Сузунская, 19	2,54	39,4
Сузунская, 20	2,67	37,4
Суходудинская, 1	3,25	30,8
Суходудинская, 2	2,92	34,2
Турковская, 2	2,55	39,2
Ушаковская, 2	2,53	39,5
Ушаковская, 4	2,76	36,2
Хабейская, 3	2,37	42,2

Пластовая температура постепенно увеличивается от краевых зон к внутренним областям. Зоны с развитой дизъюнктивной тектоникой оказывают тепляющее воздействие, отличаются высокими геотермическими градиентами в пределах 3,2–3,4 °C/100 м и, возможно, выступают областями разгрузки подземных вод. В целом геотермическое поле характеризуется геотермическими градиентами, не превышающими 2,5–2,8 °C/100 м. Прибортовые зоны региона исследований характеризуются пониженными геотермическими градиентами (от 1,80 до 2,18 °C/100 м), что связано с процессами инфильтрации атмосферных осадков, малой мощностью осадочного чехла и влиянием криогенной толщи (табл. 1). Температура подземных вод в пластовых условиях изменяется в широком диапазоне, что наглядно показано на картах, построенных по кровлям нижне-среднеюрского, верхнеюрского, неокомского, апт-альб-сеноманского водоносных комплексов. С использованием прямых измерений пластовых температур в скважинах, средних геотермических градиентов и регрессионных зависимостей путем экстраполяции в программе Grid-Master и Surfer был составлен комплект карт распределения пластовых температур (см. рис. 2).

Разница значений пластовых температур в кровле и подошве апт-альб-сеноманского комплекса (ΔT) варьирует в диапазоне от 0 до +25 °C, что связано с относительно небольшой его мощностью и значи-

тельным влиянием криогенной толщи. Последняя промораживает его отложения во внутренних районах (Зимняя, Малохетская и Нижнехетская площади) и в прибортовых районах. Рост значений ΔT связан с увеличением мощности комплекса

по мере его погружения. Восточно-Мессояхская и Западно-Мессояхская площади характеризуются максимальной разницей пластовых температур (ΔT).

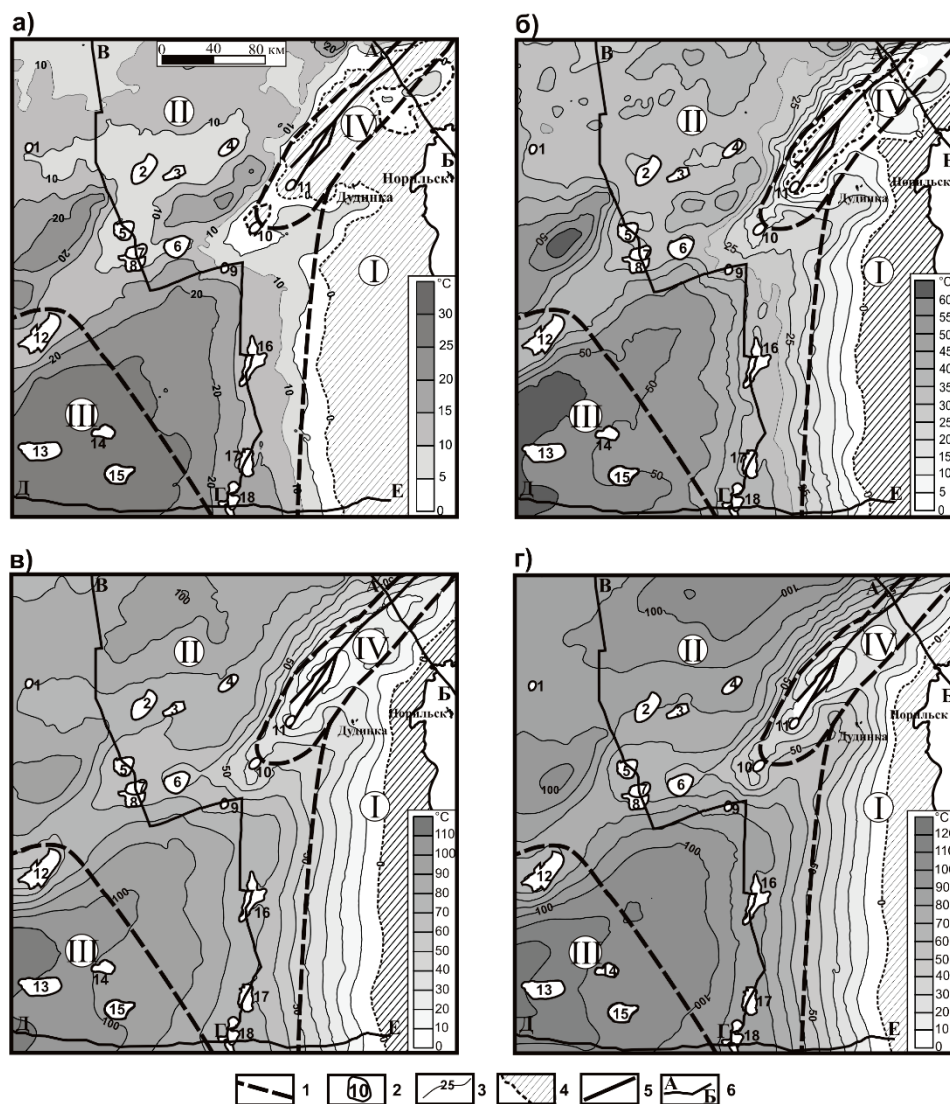


Рис. 2. Карты пластовых температур с элементами геотермического районирования в кровлях: а) апт-альб-сеноманского; б) неокомского; в) верхнеюрского; г) нижнесреднеюрского водоносных комплексов западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба

Пластовые температуры в кровле апт-альб-сеноманского комплекса изменяются в интервале от 0 до 30 °C (см. рис. 2 а, рис. 3). В центральной части преобладают температуры от 10 до 20 °C. На Пяяхинской, Северо-Хальмерпаютинской и Хальмерпаютинской площадях температура в кровле апт-альб-сеноманского комплекса составляет 25–26 °C (площади приурочены к структуре II порядка — Северо-Тазовской мезовпадине). На Восточно- и Западно-Мессояхской (Среднемессояхский мезовал, осложняющий Мессояхскую наклонную гряду), Ванкорской и Лодочной площадях температуры колеблются в интервале 11–14 °C (тектониче-

ская структура II порядка — Ванкоро-Тагульский наклонный мезовал). На Казанцевской, Пеляткинской, Солёнинских и Ушаковской площадях отмечаются температуры до 10°C (большая часть площади относится к структуре I порядка — Усть-Портовскому мегавыступу). В пределах прибортовых частей ЕХРП отмечаются наименьшие величины геотермических градиентов (до $1,22^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$). Среднее значение геотермического градиента составляет $\Gamma = 1,72^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, максимальные градиенты до $2,29$ отмечаются в центральной части изучаемого региона.

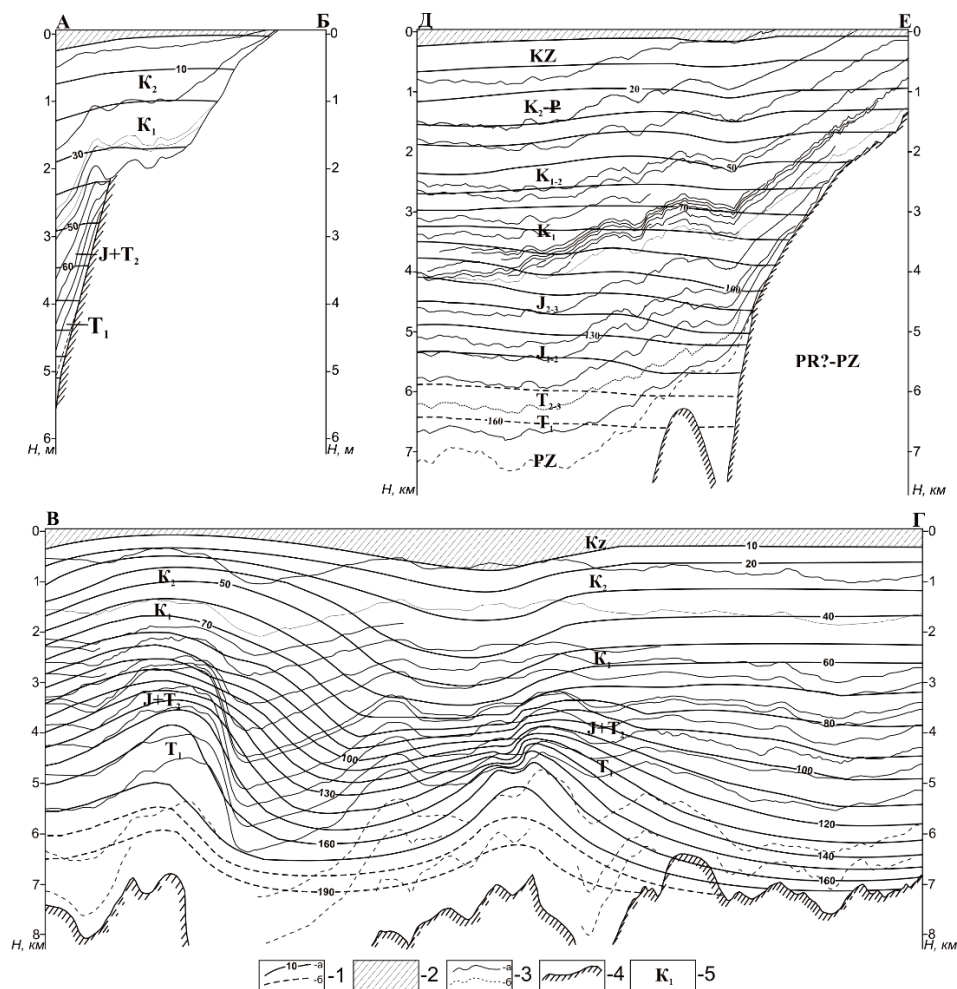


Рис. 3. Геотермические разрезы западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба: 1 — изотермы, $^{\circ}\text{C}$: а) достоверные, б) предполагаемые; 2 — криогенная толща; 3 — стратиграфические границы: а) достоверные, б) предполагаемые; 4 — фундамент; 5 — возраст отложений. Местоположение геотермических разрезов указано на рис. 2

Тенденции распределения пластовых температур в кровле неокомского водоносного комплекса во многом повторяют вышележающий апт-альб-сеноманский (см. рис. 2 б, рис. 3). Разброс температур составляет от 0 до 60°C . Температуры до 25°C приурочены к прибортовым областям, где отложения комплекса находятся в зоне влияния криогенной толщи (Малохетская, Нижнехетская, Суходудинская

площади и др.). На Хабейской площади температура составляет около 10°C , на Зимней — от 14 до 19°C , на Дерябинской и Озерной — чуть менее 25°C . В кровле неомского водоносного комплекса установлены пластовые температуры в интервале $30\text{--}40^{\circ}\text{C}$ (Мессояхская, Западно- и Восточно-Мессояхская, Ванкорская, Ушаковская, Сузунская, Пеляткинская и Солёнинские площади). Повышенные температуры ($50\text{--}60^{\circ}\text{C}$) выявлены на Хальмерпаютинской, Северо-Хальмерпаютинской, Южно-Мессояхской и Пяяхинской площадях. В пределах неомских отложений разница пластовых температур (ΔT) составляет от 0 до 65°C . Максимальные ее значения выявлены на Пяяхинской и Южно-Мессояхской площадях. Геотермические градиенты варьируют в значительных пределах от $1,5$ до $3,0$ ($2,92^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ — Озерная площадь). Средний геотермический градиент составляет $2,23^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

В кровле верхнеюрского комплекса пластовые температуры варьируют от 0 до 110°C (см. рис. 2 в, рис. 3). В прибортовых районах осадочные отложения комплекса выклиниваются и характеризуются пластовыми температурами, не превышающими $40\text{--}45^{\circ}\text{C}$ (Хабейская, Гольчихинская, Суходудинская площади). Криогенная толща локально развита в пределах Точинской, Зимней, Мессояхской, Малохетской, Нижнехетской площадей. Пластовые температуры от 50 до 70°C выявлены на Восточно-Мессояхской, Западно-Мессояхской, Мессояхской, Озерной, Северо-Соленинской и Южно-Соленинской. Изменение пластовых температур от 70 до 95°C фиксируется на Ванкорской, Казанцевской, Лодочной, Пеляткинской, Средне-Яровской, Сузунской и Ушаковской площадях. Максимальные температуры от 95 до 110°C установлены на Пяяхинской, Северо-Хальмерпаютинской, Хальмерпаютинской и Южно-Мессояхской площадях, приуроченных к Агапскому мегапрогибу и Большехетской мегасинеклизе [12]. Температуры в пределах комплекса изменяются незначительно, и значения ΔT составляют от 0 до 25°C . Максимальная разница температур установлена на Долганской и Озерной площадях. Геотермические градиенты изменяются от $2,39$ до $3,69^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Геотермические градиенты в интервале $3,5\text{--}3,69$ установлены в скв. 1 Ушаковской, 4 Сузунской и 8 Озерной площадей. Средний геотермический градиент по комплексу составляет $2,92^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

В нижнесреднеюрском комплексе пластовые температуры достигают 120°C (см. рис. 2 г, рис. 3). Пластовые температуры от 20 до 50°C выявлены на Зимней, Малохетской, Нижнехетской и Суходудинской площадях. Интервал $50\text{--}80^{\circ}\text{C}$ характеризует разрезы Восточно-Мессояхской, Горчинской, Западно-Мессояхской, Мессояхской, Соленинской и Ушаковской площадей [12]. На Ванкорской, Казанцевской, Озерной, Пеляткинской и Сузунской площадях установлены температуры в интервале от 80 до 100°C . Максимальные пластовые температуры до 120°C приурочены к максимально погруженным частям прогиба (Центрально-Таймырский желоб и Большехетская мегасинеклиза) и выявлены на Пайяхинской, Пяяхинской, Северо-Хальмерпаютинской, Хальмерпаютинской и Южно-Мессояхской площадях. Разница пластовых температур (ΔT) достигает 220°C . Районы с температурными аномалиями более 200°C приурочены к структурам Танамской и Хальмерпаютинской площадей, а также области, расположенной между Восточно-Мессояхской и Горчинской структурами [12]. Вследствие схожести картины распределения пластовых температур по кровле верхнеюрского и нижне-среднеюрского комплексов величины геотермических градиентов также схожи. Детальный анализ геотермических материалов, вскрывших юрские комплексы, это подтверждает. Так, геотермический градиент для всего юрского комплекса в скважинах 4 Сузунской и 1 Долганской площадей равен $3,12^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, Нижнехетской 2 — $2,55^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, Джангодской 5 — $3,55^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, Ушаковской 1 — $2,96^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Выводы

- Для нефтегазоносных отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежных территорий Западно-Сибирской плиты характерно неоднородное строение геотермического поля.
- В изученной части гидрогеологического разреза установлено наличие четырех разных типов вертикальной геотермической зональности, что является результатом геологического развития региона.
- Минимальные значения градиентов геотермического поля характерны для прибортовых частей с осадочным чехлом малой мощности и преобладанием инфильтрационной водонапорной системы. Зоны проявления дизъюнктивной тектоники характеризуются максимальными значениями градиентов. Все другие установленные зоны имеют переходный тип геотермического разреза между этими граничными.

Исследования проводились при финансовой поддержке Проекта IX.131.3.2. «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» Программы IX.131.3. «Эволюция гидрогеологических систем осадочных бассейнов Сибири» Приоритетного направления IX.131. «Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья» Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук Российской Федерации на 2013–2020 годы и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научных проектов № 16-05-00945-а и № 18-05-70074 Ресурсы Арктики.

Библиографический список

1. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур / Г. В. Богомолов [и др.]; под ред. академика Г. В. Богомолова; АН СССР, Ин-т геохимии и геофизики. – Минск: Наука и техника, 1975. – 235 с.
2. Матусевич В. М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра, 1976. – 280 с.
3. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
4. Тепловое поле недр Сибири / А. Д. Дучков [и др.]. – Новосибирск: Наука, 1987. – 198 с.
5. Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
6. Курчиков А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1992. – 230 с.
7. Обидин Н. И. Мерзлая зона литосферы и подземные воды Советской Арктики // Тр. Арктического НИИГУСМП. – Т. 16. – Л.: Главсевморпути, 1946. – 180 с.
8. Пономарев В. М. Вечная мерзлота и подземные воды района Усть-Енисейского порта // Тр. Института мерзлотоведения им. В. А. Обручева. – Т. 10. – М.: АН СССР, 1952. – С. 4–87.
9. Равдоникас О. В. Основные итоги гидрогеологических исследований нефтеносных районов севера Западной Сибири / Под ред. И. С. Грамберга. – М.: Госгеолтехиздат, 1962. – 194 с.
10. Некоторые закономерности распределения температуры в многолетнемерзлой толще на севере Западной Сибири / Ф. Г. Бакулин [и др.] // Гидрогеология Енисейского севера: Сб. ст. – Вып. 1. – Л.: Изд-во НИИГА, 1969. – С. 78–82.
11. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1008–1020.

12. Новиков Д. А. Гидрогеология западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 1. – Режим доступа: http://www.ngtr.ru/rub/4/2_2013.pdf. DOI: 10.17353/2070-5379/2_2013
13. Новиков Д. А. Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокана переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 2. – С. 24–33.
14. Кох А. А., Новиков Д. А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. – 2014. – Т. 41, № 4. – С. 375–386.
15. Новиков Д. А. Геохимия термальных вод северных районов Западной Сибири // ГЕО-Сибирь–2016: сб. материалов XII междунар. науч. конгресса в 3 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2016. – Т. 1. – С. 99–104.
16. Новиков Д. А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. – 2017. – Т. 8, № 4. – С. 881–901. DOI: 10.5800/GT-2017-8-4-0322
17. Novikov D. A., Sukhorukova A. F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – Vol. 8, № 10. – P. 8703–8719.
18. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44, № 5. – P. 780–788.
19. Дьяконов Д. И. Геотермия в нефтяной геологии. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 277 с.
20. Фролов Н. М. Гидрогеотермия. – М.: Недра, 1968. – 316 с.
21. Дучков А. Д., Соколова Л. С. Геотермические исследования в Сибири. – Новосибирск: Наука, 1974. – 280 с.
22. Геотермические модели геологических структур: сб. науч. тр. / Под ред. У. И. Моисеенко, В. В. Гордиенко. – М.: Наука, 1991. – 185 с.
23. Поляк Б. Г., Смирнов Я. Б. Связь глубинного теплового потока с тектоническим строением контактов // Геотектоника. – 1968. – № 4. – С. 3–19.
24. Гордиенко В. В. Тепловые аномалии геосинклиналей. – Киев: Наукова Думка, 1975. – 140 с.

Сведения об авторе

Новиков Дмитрий Анатольевич, к. г.-м. н., заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, доцент кафедр геологии месторождений нефти и газа и общей и региональной геологии, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, e-mail: Novikov-DA@ipgg.sbras.ru

Information about the author

Dmitry A. Novikov, Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Sedimentary Basins Hydrogeology of Siberia, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Associate Professor at the Department of Geology of Petroleum Fields and at the Department of General and Regional Geology, Novosibirsk State University, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

УДК 550.8.053:550.8.013

**Некоторые особенности применения современных программных
продуктов для сейсмического моделирования
при подготовке кадров высшей квалификации**

А. С. Смирнов^{1,2}, Г. В. Прозорова^{2*}, А. В. Макарова¹

¹ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: prozorovagv@tyuiu.ru

Аннотация. В работе описаны некоторые особенности применения современного программного обеспечения для полноволнового сейсмического моделирования при подготовке кадров высшей квалификации по специальности «Технология геологической разведки».

Сейсмическое моделирование является решением прямой задачи сейсморазведки, то есть построения сейсмического образа исследуемого объекта при заданных параметрах геологической модели: мощности пластов, скорости и плотности. Кроме того, с помощью рассматриваемого программного обеспечения может проводиться моделирование как сейсмограмм, так и временных разрезов, кубов для различных геологических моделей, причем данные модели могут быть любой сложности: от резких скоростных изменений по латерали до блочного строения геологической структуры.

На примере одной из площадей, расположенной в Восточной Сибири, характеризующейся непростыми условиями, такими как большие перепады альтитуд рельефа, аномально высокое пластовое давление, соляные пропластки и различные тектонические нарушения, показаны возможности программного обеспечения и сравнение реального и модельного разрезов.

Ключевые слова: сейсмическое моделирование; программное обеспечение; подготовка кадров

**Some features of the application of modern software products for seismic
modeling in training high-qualification frame**

Alexander S. Smirnov^{1,2}, Galina V. Prozorova^{2*}, Alexandra V. Makarova¹

¹LLC «Gazprom Geologorazvedka», Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: prozorovagv@tyuiu.ru

Abstract. The article describes some features of the application of modern software for the full-waveform seismic modeling in the training of students for top-qualification level in the specialty «Technology of geological exploration».

Seismic modeling is the solution to the building a seismic image of the examined object with the given parameters of the geological model. These parameters are reservoir thickness, velocity and density. Additionally, mentioned software can be applied for modeling both seismograms and time sections, cubes for various geological models, and these models can be of any complexity: from rapid lateral changes in velocity to the block structure of the subsurface geology.

We show software capabilities in comparison of real and model sections a case study of one of the areas in the territory of Eastern Siberia. This area is characterized

by complicated seismic conditions, such as large differences in surface altitudes, abnormally high reservoir pressure, salt layers and various tectonic faults. Conclusions are drawn that modern software can be useful in analysis of reservoir properties.

Key words: seismic modeling; software; training

Введение

В данной статье описаны некоторые особенности применения современного программного обеспечения (ПО) для полномасштабного сейсмического моделирования в курсе подготовки кадров, обучающихся по специальности 21.05.03 «Технология геологической разведки» направлений подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» (программа «Нефтегазовая геология и геофизика»), 09.04.02 «Информационные системы и технологии» (программа «Цифровые технологии в геологии и нефтегазодобыче»).

На сегодняшний день сейсморазведка МОВ ОГТ — основной метод разведочной геофизики в нефтегазовой отрасли [1]. Сейсморазведка является неотъемлемым этапом работ по изучению структурного плана, строения продуктивных отложений, по оценке характера насыщенности перспективных пластов. Сейсмическое моделирование является решением прямой задачи сейсморазведки, то есть построения сейсмического образа исследуемого объекта при заданных параметрах геологической модели: мощности скорости и плотности. В данной статье описаны особенности использования ПО Tesserall Pro¹. Это ПО реализовано на базе программного обеспечения на основе вычислительной схемы и принципов построения модели Tesserall 2D. Она включает в себя дополнительные инструменты, такие как трассировка лучей, и предназначена для интерактивного анализа и изучения глубинно-скоростной модели месторождений нефти и газа с использованием геолого-геофизических баз данных.

Программное обеспечение позволяет создавать глубинно-скоростные модели по каротажным данным, картам геологических поверхностей, 2D и 3D сейсмическим скоростным моделям, выполнять расчеты многокомпонентных синтетических данных 2D и 3D на основе построенных моделей, а также готовить задания для вычислительных кластеров.

Tesserall Pro позволяет создавать тонкослоистые модели с большой точностью и правильно их моделировать. Наряду с каротажными кривыми можно использовать дополнительные данные скважин: координаты и инклинометрию, стратиграфию, карты горизонтов и т. д.

Объект и методы исследования

В современном мире геологии и геофизики все больше специалистов отмечают необходимость применения сейсмического моделирования на различных этапах изучения недр Земли [2–8]. Даже такие гиганты, как ООО «Сейсмотек» [9] и ООО «Парадайм геофизикал», внедряют в свои комплексы модули по моделированию.

Пакет Tesserall Pro использовался исключительно для учебных целей в рамках учебных программ Тюменского индустриального университета по следующим дисциплинам:

- современные технологии в нефтегазовой геофизике;
- прогнозирование геологического разреза;
- интерпретация данных сейсморазведки.

¹ TetraSeis Inc&Tesserall Technologies Inc: коммерческое программное обеспечение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tesserall-geo.com>.

Кроме того, пакет Tesserall Pro проходил официальную апробацию в компании ООО «Газпром геологоразведка» в период с 2013 по 2016 гг. [10, 11], для тестирования возможностей и сравнения функционала с российскими аналогами (Prime [9], Волна-М [12]). По результатам тестирования пакет Tesserall Pro зарекомендовал себя с наилучшей стороны с наиболее полным набором инструментов и возможностей.

Ниже приведена краткая сравнительная таблица функционала пакетов и модулей по моделированию (рис. 1).

Функционал	Tesserall Pro (Canada)	Prime (Россия)	Волна-М (Россия)
Лучевое моделирование	+	+	+
Сеточное полноволновое моделирование	+	+	-
3D моделирование	+	+	-
Моделирование ВСП	+	-	+
Экспресс-моделирование методами «взрывающаяся поверхность», «взрывающиеся границы»	+	-	-
Учет анизотропии	+	+	-
Включение в модель зоны малых скоростей	+	+	+
Использование тонкослоистой модели	+	+	-
Использование данных трещиноватости, добротности, пористости среды	+	-	-

Рис. 1. Сравнительная таблица функционала различных пакетов моделирования

Основные функции и возможности сейсмического моделирования

Моделирование сейсмических данных выполнялось в пакете полноволнового моделирования Tesserall Pro компании TESSERAL Technologies Inc.², которая разрабатывает коммерческое программное обеспечение для высокоточного моделирования волнового поля на основе цифровой модели сложнопостроенного твердого тела.

С помощью данного программного обеспечения проводится моделирование сейсмограмм, временных разрезов, кубов для различных геологических моделей, причем данные модели могут быть любой сложности: от резких скоростных изменений по латерали до блочного геологического строения геологической структуры.

Большим преимуществом данного пакета является возможность использования тонкослоистых моделей, которые строятся на основе данных акустического и плотностного каротажа и состоят из множества слоев, а также возможность просмотра «мгновенных снимков» волнового поля.

Сейсмическое моделирование в пакете Tesserall Pro дает возможность получать сейсмические данные, почти идентичные тем, что мы будем наблюдать при полевых сейсмических работах (с применением такой же системы наблюдения, как и при моделировании).

При наличии достаточной априорной информации о строении верхней части геологического разреза, скоростях распространения продольных и поперечных волн, а также плотности горных пород синтетические сейсмограммы, полученные при полноволновом моделировании, содержат все типы полезных волн и волн-помех. Это дает возможность заранее обосновать не только систему наблюдений, но и эффективную последовательность процедур обработки наблюдаемых данных

² TetraSeis Inc...

для выделения целевых отражений на фоне волн-помех и, таким образом, в более сжатые сроки успешно решить геологическое задание.

Пакет полноволнового моделирования Tesserat Pro используется для следующих целей:

- планирование систем сейсморазведочных работ;
- изучение влияния зоны малых скоростей верхней части разреза;
- проверка спорных моментов интерпретации;
- тестирование параметров обработки;
- выяснение природы различных типов волн;
- изучение влияния анизотропии среды;
- изучение влияния тонкослоистости.

Моделирование сейсмических разрезов на примере Восточной Сибири

Геология Восточной Сибири характеризуется непростыми условиями: здесь и большие перепады альтитуд рельефа, аномально высокое пластовое давление (АВПД) [3, 4, 6, 13], соляные пропластки, различные тектонические нарушения.

Профили, которые использовались для учебных целей, имеют большую протяженность и проходят через ряд скважин одного из месторождений Восточной Сибири [10, 11]. Имея акустический каротаж в данных скважинах, а также разбивки, мы можем построить глубинно-скоростную модель. Насколько точна и достоверна будет она, зависит от исходных данных, получение которых осложняется солянокупольной тектоникой района работ. Основными причинами осложнений, возникающих при строительстве скважин на данном месторождении, являются зоны с АВПД, зоны поглощений, химически активных пород (ангидрит, соли) и флюидов (высокоминерализованная вода).

В осадочном чехле выделяются три структурно-тектонических комплекса: нижний — подсолевой, средний — солевой и верхний — надсолевой [3].

Средний галогенно-карбонатный комплекс и тесно связанный с ним верхний — надсолевой имеют более сложное тектоническое строение. Наблюдаемые здесь изменения обусловлены влиянием соляной тектоники в составе среднего структурно-тектонического комплекса. Наиболее мощные проявления соляного тектогенеза характерны для двух интервалов: уральского и ангарско-литвинцевского.

Таким образом, осадочный чехол представляет собой высокоскоростную среду, главной особенностью которой являются тонкая слоистость и сильная дифференциация по акустическим жесткостям нижекембрийских и венд-кембрийских отложений. Эти два фактора определяют существование в разрезе многочисленных отражающих границ, расположенных близко к друг другу и порождающих большое число отраженных волн. Тем не менее среди них выделяются опорные регионально выдержанные отражения, которые соответствуют реальным геологическим границам.

Опорные сейсмические горизонты в солевом комплексе: Н1 — кровля солевого комплекса (кровля литвинцевской свиты); Н2 — кровля келорского горизонта; Н3 — кровля нижеангарской подсвиты; Н4 — кровля булайской свиты; К2 — кровля нижесреднебелой подсвиты.

Опорные сейсмические горизонты в подсолевом комплексе: А — кровля подсолевого комплекса (кровля осинского пласта доломитов); Б — кровля мотской свиты; М2 — кровля нижемотской подсвиты; Ф — поверхность кристаллического фундамента.

Перечисленные сейсмические горизонты соответствуют реальным геологическим (стратиграфическим) границам, на которых происходит резкое изменение скоростных свойств пород (перепад скорости на этих границах достигает 1 700 м/с, а значения коэффициентов отражения изменяются от 0,12 до 0,18). Бла-

годаря такой высокой контрастности эти границы достаточно уверенно прослеживаются на временных разрезах в виде высокоамплитудных отражений.

Парфеновский горизонт — базовый объект разведки и сосредоточения промышленных запасов газа и составляющих его компонентов, поэтому именно он является главным исследуемым объектом на рассматриваемой территории [14].

Глубинно-скоростная модель (рис. 2) была построена с применением скважинных данных, а именно акустического каротажа. Благодаря имеющейся информации скорости и плотности в пластах были автоматически проинтерполированы согласно значениям кривой DT. Плотностные характеристики пластов посчитаны согласно корреляционной зависимости из значений скорости. Таким образом, мы получили полноценную тонкослоистую глубинно-скоростную модель, которая максимально близка к реальной геологической среде.

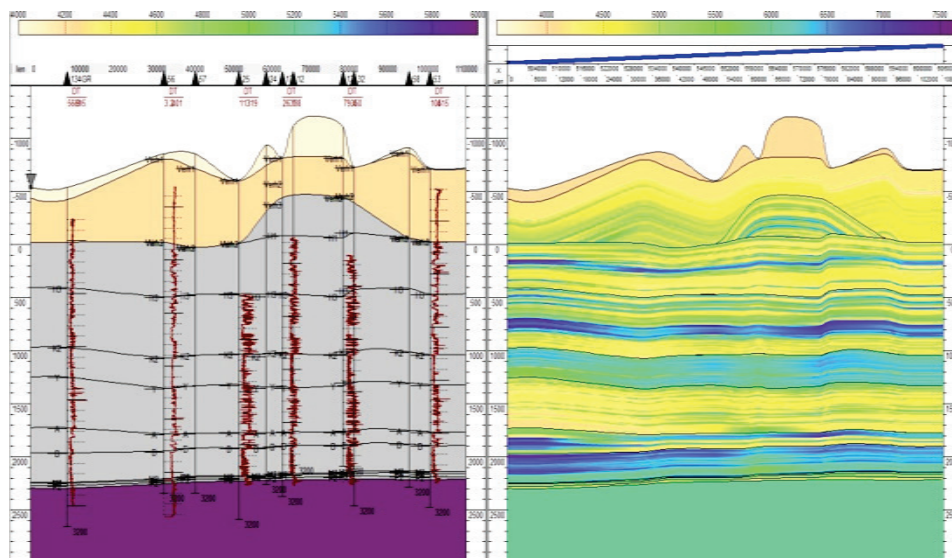


Рис. 2. Глубинно-скоростная модель

Отражение залежей углеводородов в синтетическом волновом поле

Для изучения влияния парфеновского резервуара на форму записи отраженных волн в пределах исследуемой территории было выполнено сейсмическое моделирование двух пересекающихся профилей. Всего в моделировании задействовано 15 скважин с различными эффективными мощностями парфеновского горизонта.

Основой моделирования является глубинно-скоростная модель, которая была создана с использованием акустического каротажа и разбивок, скоростные свойства пород соответствуют каротажным характеристикам в каждой скважине и интерполируются в межскважинном пространстве.

На рисунке 3 представлен фрагмент глубинно-скоростной модели, на основе которой происходил расчет синтетический сейсмограмм с шагом ПВ = 50 м, ПП = 25 м. Цветом здесь обозначена скорость, определенная по данным акустического каротажа. Как видно, в этом небольшом интервале (500 м) скорость изменяется в широком спектре — от 3 000 до 7 500 м/с. Как видно на границе M_2 , которая соответствует кровле чорской свиты, происходит резкая смена литологического состава: с высокоскоростных карбонатов на терригенные отложения. В составе чорской свиты был выделен продуктивный парфеновский горизонт, состоящий из двух пластов: P_1 и P_2 . Породы-коллекторы парфеновского горизонта имеют отличные от вмещающих отложений свойства: скорость распространения акустиче-

ских колебаний в них уменьшается до 4 200–4 600 м/с, а плотность — до 2 380–2 490 кг/м³. Такие свойства пород-коллекторов обусловлены как наличием пористости, так и газонасыщенностью.

Представлен фрагмент одного из сейсмических разрезов, на который нанесены геологические границы модели (рис. 3 б). Разрез представлен в глубинном масштабе. В левой части разреза — отрицательная фаза, приуроченная к кровле чорской свиты, здесь в скв. 134 Gг эффективная мощность пласта П₂ составляет 5 м, в скв. 56 — 13 м. По мере того как эффективная мощность пласта начинает возрастать в северо-восточном направлении, амплитуда отраженной волны также начинает увеличиваться, и в скважинах 17, 1 и 13 фаза волны имеет двойную форму, а в скв. 10X, где эффективная мощность П₂ составляет уже 31 м, отражение от его кровли выделяется в отдельную устойчивую фазу отрицательного знака.

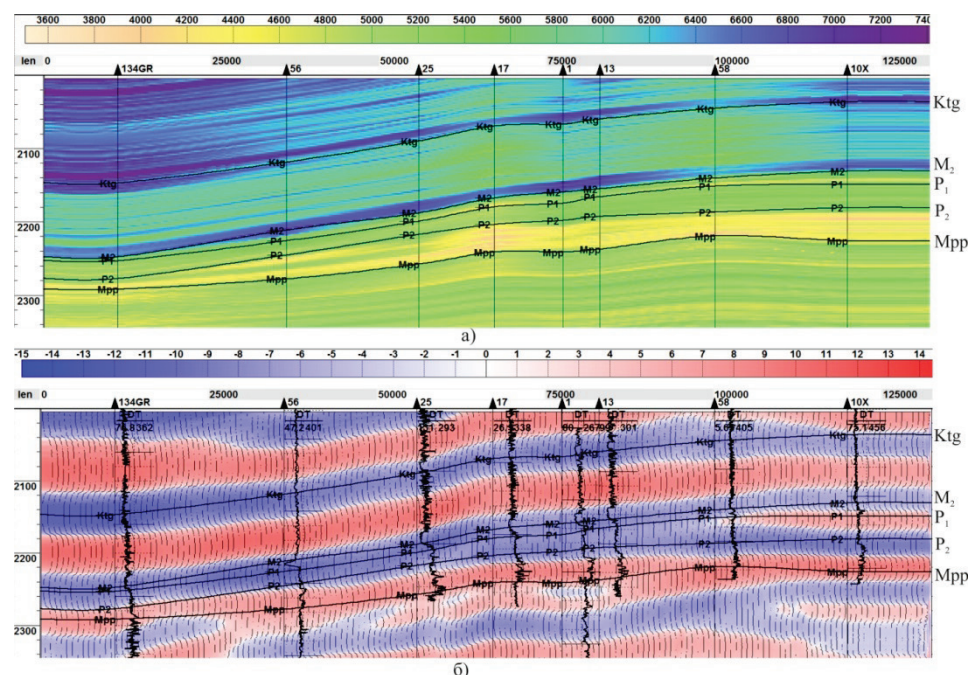


Рис. 3. Фрагмент глубинно-скоростной модели по профилю 1:
а) глубинно-скоростная модель; б) сейсмический глубинный разрез

Рассматривая фрагмент сейсмического разреза (см. рис. 3 б), можно сделать вывод о том, что в районе скважин со значительной эффективной мощностью пласта П₂ (скв. 17, 1, 13, 58, 15, 3) наблюдается увеличение отрицательной фазы, приуроченной к кровле чорской свиты. Амплитуда отраженной волны, которая формируется на границе двух сред, определяется величиной коэффициента отражения (*Комр*). Значения *Комр* были рассчитаны в каждой скважине и сопоставлены со значением эффективной мощности изучаемого пласта. Полученная зависимость имеет прямой характер: чем больше эффективная мощность пласта, тем выше значение коэффициента отражения. В этих скважинах *Комр* изменяется от –0,09 до –0,12. В районе скважин с эффективной мощностью пласта П₂ от 2 до 5 м, а также в скв. 2Сн, где он является неколлектором, коэффициент отражения изменяется в пределах от 0,01 до –0,03 и в волновом поле никак не выделяется. Как видно из приведенного примера сейсмического моделирования, коллектора парфеновского горизонта отражаются в сейсмическом поле амплитудными

аномалиями [10, 11, 14], которые обладают свойствами управляемости и полиморфности [14].

Сопоставляя реальный и модельный разрез (рис. 4), можно сделать вывод о том, что в сложных сейсмогеологических условиях, таких как в Восточной Сибири, моделирование волновых полей может быть полезным аппаратом для динамического анализа реальных сейсмических разрезов и использоваться для дальнейшего прогноза коллекторских свойств. Сейсмические характеристики пород-коллекторов парфеновского горизонта напрямую зависят от скоростных изменений в породах [14], при этом эти изменения могут варьироваться по разрезу и по площади по многочисленным причинам и быть не связанными только с пористостью и насыщенностью.

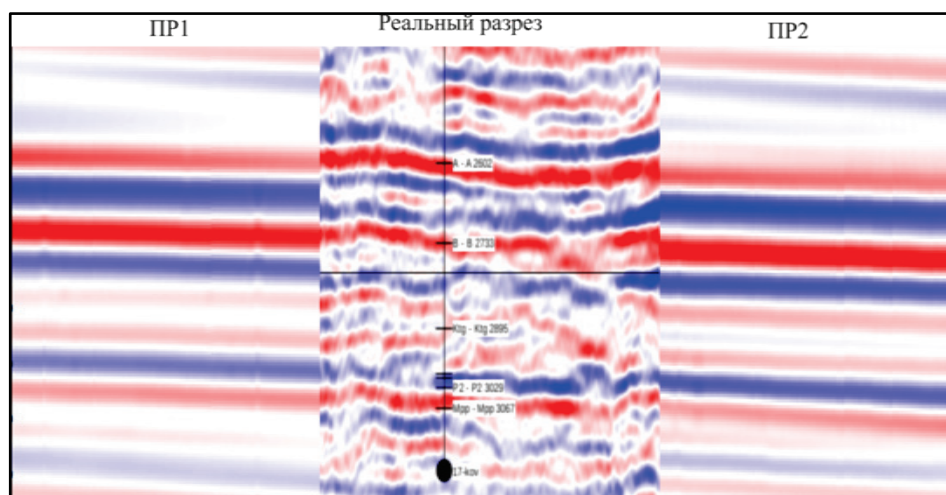


Рис. 4. Сопоставление реального и модельного разрезов в районе скв. 17

Результаты и выводы

Сейсморазведка МОВ ОГТ остается, как и прежде, основным методом разведочной геофизики в нефтегазовой отрасли. Сейсмическое моделирование в современных условиях проведения геолого-разведочных работ в различных регионах Российской Федерации является обязательным элементом полевых и камеральных работ [2, 3, 11, 13] и учебного процесса с целью поисков и разведки месторождений УВ, а также подготовки кадров высшей квалификации.

На текущий момент список ПО для полноценного моделирования в арсенале интерпретаторов и обработчиков сейсморазведочных данных сильно ограничен. Наиболее интересным инструментарием обладает рассматриваемый программный продукт.

Выбор способов моделирования определяется решаемыми задачами и исключительно востребованностью конкретных процедур моделирования.

Библиографический список

1. Нежданов А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных: курс лекций. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 171 с.
2. Поперечные и обменные волны в морских исследованиях ГСЗ (результаты математического моделирования) / Т. М. Яварова [и др.] // Геофизические методы исследования земной коры: материалы Всеросс. конф., посвященной 100-летию со дня рождения академика Н. Н. Пузырева (Новосибирск, 8–13 декабря 2014 г.). – Новосибирск, 2014. – С. 291–296.

3. Интеграция геолого-геофизических данных — путь к созданию достоверной модели Ковыктинского газоконденсатного месторождения / А. С. Смирнов [и др.] // Геология нефти и газа. — 2016. — № 2. — С. 56–66.
4. Картирование сложно построенных трещинно-кавернозных зон с АВПД в геологическом разрезе осадочного чехла северо-восточного борта Ангаро-Ленской ступени по геофизическим данным / А. С. Смирнов [и др.] // GeoBaikal 2018: материалы 5-й международной науч.-практ. конф. — Иркутск: EAGE, 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201802041
5. Inversion of TEM responses to create a near surface velocity structure / I. Shelokhov [et. al.] // First break. — 2018. — Vol. 36. — P. 47–51.
6. Integration of geomechanical, geoelectric and structural-tectonic models for the Kovykta gas condensate field geological model improvement / I. V. Buddo [et al.]. — Saint-Petersburg, 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201800285
7. Интегрирование данных электромагнитных и сейсморазведочных исследований на всех стадиях геолого-разведочных работ: от поисково-оценочного этапа до разработки месторождений углеводородов / И. В. Буддо [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. — 2018. — № 6. — С. 60–64.
8. Шелохов И. А., Буддо И. В., Смирнов А. С. Подход к восстановлению скоростных характеристик верхней части разреза на основе данных нестационарных электромагнитных зондирований // Приборы и системы разведочной геофизики. — 2018. — № 1–2. — С. 58–67.
9. Система интерпретационной обработки сейсмических 2D/3D/3C данных Prime (Прайм) / О. А. Силаенков [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. — 2014. — № 6 (38) — С. 8–12.
10. Исследование динамических характеристик парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ на основе сейсмогеологического моделирования / А. В. Кирильчатенко [и др.] // Моделирование газовых и нефтегазоконденсатных месторождений: материалы молодежной науч.-практ. конф. — Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. — С. 31.
11. Кирильчатенко А. В., Смирнов А. С., Яицкий Н. Н. Анализ проявления залежей УВ в волновом поле в пределах Ковыктинской зоны моделирования // 3-я Байкальская молодежная науч. конф. по геологии и геофизике: материалы байкальской молодежной науч.-практ. конф. по геологии и геофизике. — Улан-Удэ: СО РАН, 2015. — С. 318–321.
12. Гонтаренко И. А., Гуленко В. И. Разработка программных средств для экспресс моделирования сейсмических волновых полей // Георесурсы. — 2012. — № 1 (43). — С. 15–18.
13. Геофизические методы изучения природных межселевых резервуаров кембрия и флюидных систем / А. С. Смирнов [и др.] // Совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока: материалы XXII всеросс. совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. — Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. — С. 452–456.
14. Барышев Л. А. Прогнозирование нефтегазовых залежей на основе физико-геологических моделей в сейсмогеологических условиях юга Сибирской платформы: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Иркутск, 2009. — 204 с.

Сведения об авторах

Смирнов Александр Сергеевич, к. г.-м. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, начальник отдела Инженерно-технического центра ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, e-mail: smirnovas@tyuiu.ru

Прозорова Галина Владимировна, к. пед. н., доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: prozorovagv@tyuiu.ru

Макарова Александра Васильевна, геофизик 2 категории Инженерно-технического центра ООО «Газпром геологоразведка», г. Тюмень, e-mail: a.makarova@ggr.gazprom.ru

Information about the authors

Alexander S. Smirnov, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, Division Head of the Engineering and Technical Center, LLC «Gazprom Geologorazvedka», Tyumen, e-mail: smirnovas@tyuiu.ru

Galina V. Prozorova, Candidate of Pedagogics, Associate Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, e-mail: prozorovagv@tyuiu.ru

Alexandra V. Makarova, Geophysicist of the 2nd category, the Engineering and Technical Center, LLC «Gazprom Geologorazvedka», Tyumen, Russia, e-mail: a.makarova@ggr.gazprom.ru

УДК 553.98-047.58(571.12)

Оценка качества трехмерных геологических моделей на примере горизонта ЮС₂ в районе Широтного Приобья

У. Ю. Солопахина

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: uliana-sharapova@rambler.ru

Аннотация. В последние годы наблюдается тенденция снижения легко извлекаемых запасов углеводородов в меловых отложениях Западной Сибири. В связи с этим возрос интерес к горизонту ЮС₂. Коллектора данного горизонта имеют сложное строение, что ведет к появлению значительных погрешностей в моделях. Развитие методической базы анализа точности геологических моделей, в частности трехмерных, позволяет решить указанную проблему.

В статье приведена методика анализа качества трехмерной геологической модели на примере горизонта ЮС₂. В результате проведенной работы были сделаны следующие выводы: необходимость актуализации моделей после бурения каждой скважины; выявлены возможные причины несоответствия фактических и прогнозных показателей; с целью минимизации рисков при бурении скважин и повышения достоверности трехмерной геологической модели предложена к использованию в качестве дополнительной информации карта невязок абсолютных отметок кровли горизонта ЮС₂.

Ключевые слова: трехмерная геологическая модель; Западная Сибирь; горизонт ЮС₂

Evaluating quality of 3D geological models: a case study of horizon US₂ in the Latitudinal Ob region

Uliana Yu. Solopakhina

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: uliana-sharapova@rambler.ru

Abstract. In recent years, there has been a downward trend in easily recoverable hydrocarbon reserves in the Cretaceous sediments of Western Siberia. In this regard, interest in the horizon US₂ has increased. Collectors of this horizon have a complex structure, which leads to the appearance of significant errors in geological models. The development of the methodological basis for the analysis of the accuracy of geological models, in particular three-dimensional, can solve this issue.

The article gives a technique for analyzing the quality of a 3D geological model: a case study of horizon US₂. As a result of the work, the following conclusions were drawn: firstly, there is the need to update geological models after drilling each well; secondly, the possible causes of the discrepancy between the actual and forecasted indices are revealed; thirdly, usage a map of the residuals of the absolute elevations of the horizon US₂, as additional information, can minimize risks when drilling wells and increase the reliability of 3D geological model.

Key words: 3D geological model; Western Siberia; horizon US₂

Введение

Горизонт ЮС₂ на территории Широного Приобья является регионально нефтеносным. Авторами работы [1] высоко оценен нефтегазовый потенциал этого среднеюрского горизонта, коллектора которого характеризуются сложным строением. В последние годы в связи со значительным снижением легко извлекаемых запасов углеводородов в меловых отложениях Западной Сибири возрос интерес к этому объекту. Сложное строение коллекторов обуславливает большие погрешности моделей, что негативно сказывается как на эффективности разведочных работ, так и на эффективности эксплуатации месторождений, которые по геологическим причинам в большинстве своем и так низкодебитные. Указанная проблема требует развития методической базы анализа точности геологических моделей, в частности трехмерных [2]. Следует отметить, что критерии проверки адекватности геологических моделей делятся на две группы: внутренние и внешние [3]. Если по внутренним критериям проверяется согласованность всей разнородной, разноточной информации, относящейся к объектам совершенно разных размеров, то по внешним критериям модель проверяется на соответствие с данными, не использованными при ее создании. К таким данным, как правило, относятся данные по вновь пробуренным скважинам и/или технологические показатели разработки. В данной работе будет предложена методика оценки качества трехмерных геологических моделей на примере горизонта ЮС₂ в районе Широного Приобья.

Объект и методы исследования

Исследуемое месторождение в административном отношении находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Входит в состав Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области и относится к Западно-Сибирской провинции. Рассматриваемый горизонт ЮС₂ приурочен к континентальным отложениям тюменской свиты, представляет собой сложнопостроенный комплекс песчано-алевритовых и глинистых пород, неравномерно переслаивающихся по разрезу, характеризуется значительной литолого-фациальной неоднородностью, выражающейся как в расчлененности пласта, так и в замещении проницаемых прослоев непроницаемыми разностями, что усложняет построение достаточно точной трехмерной геологической модели и увеличивает риски при решении геологических задач, в частности, при геологическом сопровождении бурения.

В разрезе горизонта ЮС₂ достаточно уверенно прослеживаются угольные прослои. Верхний прослой принят в качестве границы пластов ЮС₂¹ и ЮС₂². Пласты характеризуются сложным распространением пород-коллекторов, как по площади, так и по разрезу.

В работе рассматривается залежь в районе бурения семи кустов. Залежь является пластовой, литологически ограниченной со сложным геологическим строением. Распространение нефтеносных песчаников не связано с положением структурных поверхностей и полностью контролируется литологическими экранами.

В последние годы ведется активное бурение центральной и южной частей горизонта ЮС₂. За последние два года в районе исследуемых кустов пробурено 96 скважин (в том числе 19 горизонтальных скважин). За это время накопился достаточный объем данных, которые необходимо проанализировать и обобщить для оценки качества трехмерной геологической модели (3D ГМ) и повышения качества прогнозных характеристик [4].

На момент построения стартовой трехмерной геологической модели в районе рассматриваемых кустов было пробурено по одной разведочной скважине. Стартовая модель (СМ) базируется и на сейсмогеологической основе. Залежь полностью покрыта исследованиями сейсморазведки.

В условиях терригенных коллекторов Западной Сибири значение сейсмических данных в изучении геологического строения месторождений весьма значимо и эффективно. Однако решение этой задачи не всегда является однозначным и достаточно точным. Анализ сейсмических данных для целей прогноза свойств резервуаров в плане качественных и количественных оценок ограничивается разрешающей способностью и чувствительностью (способностью обнаружения) сейсморазведки. Выбранный для исследования горизонт ЮС₂ с точки зрения возможностей сейсморазведки находится почти на пределе разрешающей способности.

Основные геологические параметры горизонта ЮС₂ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика основных геологических параметров горизонта ЮС₂

Параметр	Значение			
	Минимум	Максимум	Среднее	Коэффициент вариации, %
Общие толщины, м	19,9	40,2	33,6	8,5
Эффективные толщины, м	0,2	17,1	4,3	47,0
Эффективные нефтенасыщенные толщины, м	0,2	14,5	3,3	47,2
Коэффициент пористости пласта,	0,12	0,20	0,15	8,8
Песчанистость пласта, д.ед.	0,01	0,43	0,22	44,6
Расчлененность пласта, шт.	0	20	5	50,3

В статистике принято считать, что если коэффициент вариации более 33 %, то объект по изучаемому параметру является существенно неоднородным. Значения эффективных толщин ($h_{эф}$), эффективных нефтенасыщенных толщин ($h_{эф.ни}$), коэффициенты песчанистости и расчлененности являются весьма изменчивыми (см. табл. 1).

Методика оценки качества трехмерных геологических моделей заключается в последовательном анализе качества прогноза стратиграфической кровли, эффективных нефтенасыщенных толщин и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).



Рис. 1. График абсолютных погрешностей абсолютных отметок стратиграфической кровли горизонта ЮС₂

Анализ качества трехмерной геологической модели необходимо начинать с проверки наиболее точно моделируемого параметра, а именно стратиграфической кровли горизонта ЮС₂, в силу того что он имеет наименьшую изменчивость. Для этого были проанализированы прогнозные значения со СМ и фактические данные по вновь пробуренным скважинам (рис. 1). На рисунке 1 также приведены данные с актуализированных моделей (актуализация модели проводилась пошагово, после бурения каждой новой скважины).

После учета данных по каждой группе пробуренных скважин уточняются прогнозные значения модели, которые более близки к фактическим параметрам (см. рис. 1). Отсутствие резких скачков на графике для актуальных моделей говорит о снижающейся погрешности в прогнозе значений абсолютных отметок (АО) кровли. Отклонения абсолютных отметок актуализированной модели (АМ) более 5 м составляют менее 30 % от общего количества пробуренных скважин. Данные расхождения связаны с тем, что, во-первых, горизонт располагается на значительных глубинах, а на более глубоких горизонтах более грубо оценивается траектория скважин, во-вторых, бурение ведется в зоне с редкой сетью скважинных наблюдений, и структура кровли горизонта ЮС₂ в межскважинном пространстве базируется в основном на сейсмических данных.

После анализа СМ и АМ в целом проведен аналогичный анализ стратиграфической кровли горизонта ЮС₂ для каждого из кустов в отдельности.

На основании полученной информации получены следующие результаты:

- на каждом из кустов показатели невязок значений АО стратиграфической кровли горизонта ЮС₂ АМ ниже, чем для СМ;
- при оперативном анализе инклинометрии в разведочной скважине и корректировке стратиграфической кровли горизонта ЮС₂ в восточной части залежи, после бурения первой эксплуатационной скважины и получения новых данных, невязки АО АМ уменьшились в среднем на 88 % (рис. 2);
- в юго-восточной части залежи 89 % значений невязок АМ отрицательные. Это означает, что фактическая стратиграфическая кровля располагается выше прогнозной. На основании этих данных можно предположить, что при бурении скважин северо-западнее данного куста стратиграфическая кровля будет выше.

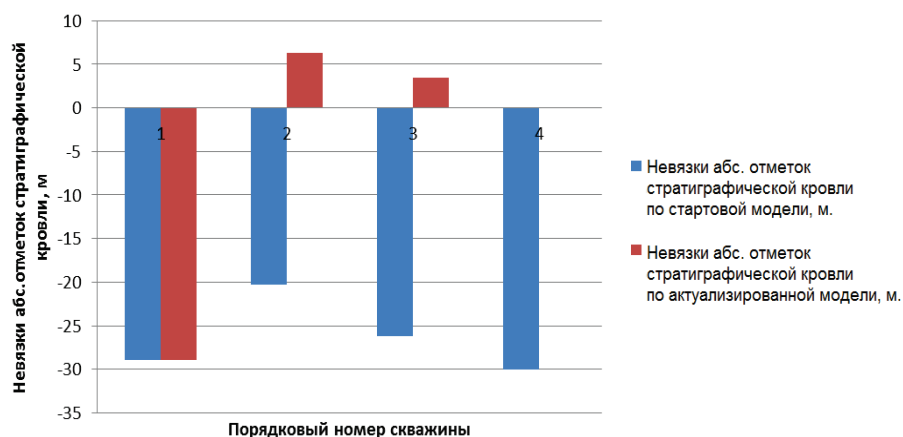


Рис. 2. Гистограмма распределения невязок значений абсолютных отметок стратиграфической кровли горизонта ЮС₂ в юго-восточной части залежи

Для более детального изучения изменения погрешностей по площади построена карта невязок кровли горизонта ЮС₂ (рис. 3). В дальнейшем, при сопровожде-

нии бурения новых кустов на горизонт ЮС₂ в этом районе, для минимизации рисков при бурении скважин и повышения достоверности 3D ГМ в качестве дополнительной информации в неразбуренной зоне рекомендуется учесть полученную карту при структурном построении карты стратиграфической кровли горизонта ЮС₂.

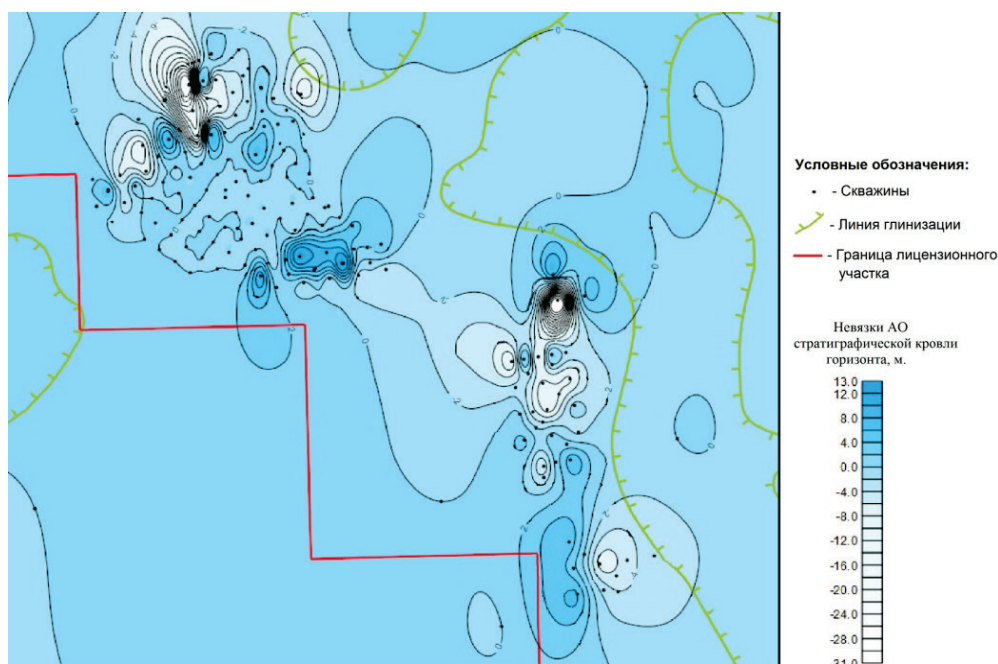


Рис. 3. Карта невязок абсолютных отметок стратиграфической кровли горизонта ЮС₂ по актуализированной модели

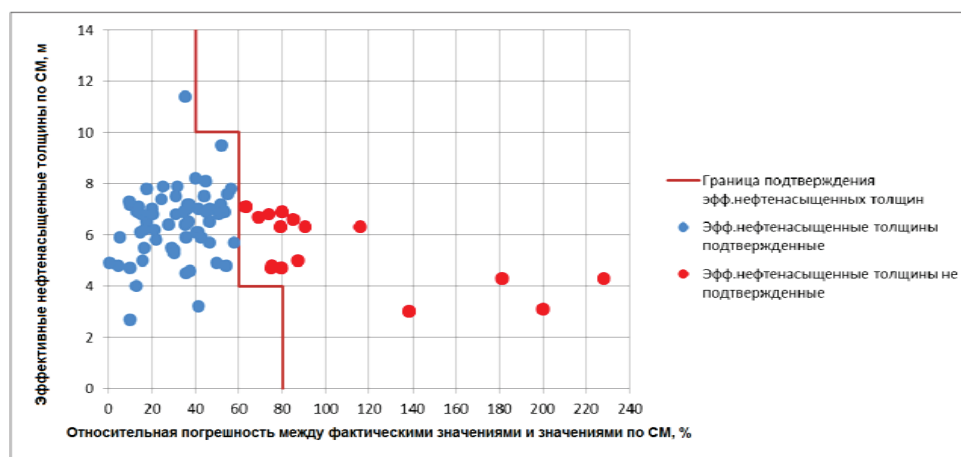


Рис. 4. Точечная диаграмма относительных погрешностей фактических и стартовых эффективных нефтенасыщенных толщин

Из рисунка 4 следует, что можно говорить о недостаточной точности геометрической составляющей модели залежи. Наибольшие невязки по карте наблюдаются в северной и восточной частях залежи. Невязки в восточной части связаны со

значительными неточностями данных по инклинометрии в разведочной скважине, невязки на севере залежи объясняются низкой разбуренностью и неподтверждением структурной кровли горизонта ЮС₂ по сейсмическим данным.

На втором этапе оценивалось качество прогноза карты $h_{эф.нн}$. Для этого построена точечная диаграмма, которая показывает процентное расхождение фактических и стартовых значений $h_{эф.нн}$ (см. рис. 4).

Скважины были отсортированы в соответствии со следующими критериями: неподтверждением модели по эффективным нефтенасыщенным толщинам считается относительная погрешность более 40 % для $h_{эф.нн} > 10$ м, 60 % для $4 < h_{эф.нн} < 10$ м, 80 % для $h_{эф.нн} < 4$ м.

Рассматривая подтверждаемость трехмерной геологической модели по эффективным нефтенасыщенным толщинам согласно классификации, приведенной выше, можно сделать вывод, что коэффициент подтверждаемости равен 83,3 %.

Следует отметить, что неподтверждение $h_{эф.нн}$ в большую сторону связано со значительными погрешностями контуров глинизации по пласту ЮС₂², выявленными в результате бурения новых скважин, неподтверждение толщин в меньшую сторону, вероятно, связано с высокой неоднородностью объекта по разрезу.

Анализ абсолютных погрешностей по ФЕС трехмерной геологической модели представлен в таблице 2.

Таблица 2

Абсолютные погрешности по фильтрационно-емкостным свойствам

Свойство	Факт-СМ	Факт-АМ
Пористость, д.ед.	0,014	0,012
Проницаемость, 10^{-15} м ²	5,8	6,0
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,11	0,09

Сопоставление фактических данных ФЕС с прогнозными показывает, что сходимость фактических показателей по пористости и нефтенасыщенности со значениями с АМ ближе, чем со значениями со СМ. Фактические показатели по проницаемости ближе к значениям со СМ на 0,2 мД. В целом различия между фактическими и прогнозными данными ФЕС не существенны, что свидетельствует о корректно построенной трехмерной геологической модели и достаточно высоких прогнозных свойствах.

Выводы

1. Актуализация модели после бурения каждой скважины необходима для уточнения геологического строения залежи, уточнения прогнозных параметров горизонта, оптимизации размещения проектных скважин и уменьшения экономических рисков при дальнейшем бурении.
2. Проведенный анализ качества трехмерной геологической модели позволил выявить возможные причины несоответствия фактических и прогнозных показателей.
3. Выявлено, что достоверность показателей со СМ в основном обусловлена особенностями геологического строения объекта (главным образом высокой неоднородностью объекта по разрезу и прерывистым распространением коллекторов по площади).
4. Оперативный анализ и пересмотр геологической информации позволяет снизить риски при геологическом сопровождении бурения.
5. Для минимизации рисков при бурении скважин и повышения достоверно-

сти 3D ГМ предложена к использованию в качестве дополнительной информации карта невязок абсолютных отметок кровли горизонта (см. рис. 3).

6. Предложены методика оценки качества трехмерных геологических моделей и критерии оценки подтверждения модели по эффективным нефтенасыщенным толщинам на примере горизонта ЮС₂ в районе Широного Приобья.

Библиографический список

1. Прогноз нефтегазоносности горизонта Ю₂ на территории деятельности «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» в Широном Приобье / К. Г. Скачек [и др.] // Региональная геология и металлогения. — 2013. — № 56. — С. 106–114.
2. Закревский К. Е., Майсюк Д. М., Сыртланов В. Р. Оценка качества 3D моделей. — М., 2008. — 272 с.
3. Антипин Я. О, Белкина В. А. Моделирование нефтенасыщенности залежей с учетом переходной водонефтяной зоны на примере месторождения «А» // ТЕРРИТОРИЯ «НЕФТЕГАЗ», 2016. — № 5. — С. 22–29.
4. Закревский К. Е. Геологическое 3D моделирование. — М.: Маска, 2009. — 376 с.

Сведения об авторе

Солопахина Ульяна Юрьевна, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень. e-mail: uliana-sharapova@rambler.ru

Information about the author

Uliana Yu. Solopakhina, Postgraduate at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail uliana-sharapova@rambler.ru

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: 10.31660/0445-0108-2019-2-52-58

УДК 622.692.23:628.147.22:620.193.13

Анализ процесса коррозионного разрушения резервуаров-отстойников подготовки высоковязкой нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам

Д. В. Новицкий

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: dvnovitskiy@mail.ru

Аннотация. Большинство аварий и отказов вертикальных стальных резервуаров связаны с коррозией металла их оболочек и оборудования. Выбор оптимальной защиты от коррозии для продления ресурса таких резервуаров невозможен без понимания механизмов ее зарождения и развития, а также степени влияния эксплуатационных факторов на эти механизмы.

Особый интерес представляет исследование коррозионных процессов, проходящих в резервуарах для подготовки к транспорту высоковязких нефтей, эксплуатирующихся в специфических условиях Крайнего Севера. Комплексное воздействие таких факторов, как температура, общее солесодержание подтоварной воды, концентрация ингибиторов коррозии, деэмульгаторов и механических примесей, на скорость коррозионных процессов изучено на сегодняшний день недостаточно полно.

В данной работе проведен анализ процесса коррозионного разрушения резервуаров-отстойников для подготовки высоковязкой нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам на примере РВС-5000 парка входных резервуаров цеха по подготовке и перекачке нефти нефтешахтного управления «Яреганефть». Анализ условий эксплуатации позволил выделить факторы, влияющие на коррозионные процессы, и выявить потенциально наиболее опасные зоны контакта сред, поступающих в резервуар, и металла стенки, днища и кровли резервуара. Исследование показало, что наибольший интерес представляет изучение влияния наличия механических примесей в поставляемом в резервуар флюиде на интенсивность коррозионных процессов на внутренних поверхностях резервуара в потенциально опасных зонах.

Ключевые слова: резервуар-отстойник; коррозионное разрушение; зоны коррозионного разрушения; механические примеси; высоковязкая нефть

Analysis of the process of corrosion destruction of settling tanks for preparation of high-viscosity oil to transport through main oil pipelines

Dmitry V. Novitskiy

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: dvnovitskiy@mail.ru

Abstract. Most of accidents and failures of vertical steel tanks are related to metal corrosion of their shells and equipment. The choice of optimal corrosion protection to extend the life of such tanks is impossible without an understanding of the mechanisms of its origin and development, as well as the degree of influence of operational factors on these mechanisms.

Of particular interest is the study of corrosion processes taking place in tanks to prepare for the transport of high-viscosity oils operating in the specific conditions of the Far North. The complex effect of factors such as temperature, total salt content of bottom water, the concentration of corrosion inhibitors, demulsifiers, and mechanical impurities on the rate of corrosion processes is not fully understood to date.

This article analyzes the process of corrosion destruction of settling tanks for the preparation of high-viscosity oil to transport through main oil pipelines using the example of the RVS-5000 of the park of input tanks of the Yareganefit oil and gas department. Analysis of operating conditions made it possible to identify factors affecting corrosion processes and to identify potentially the most dangerous zones of contact between media entering the reservoir and the shell metal, the bottom and roof of the tank. The study have showed that the greatest interest is the study of the effect of the presence of mechanical impurities in the fluid supplied to the settling tank on the intensity of corrosion processes on the internal surfaces of the tank in potentially dangerous areas.

Key words: settling tank; corrosion damage; corrosion damage zones; mechanical impurities; high-viscosity oil

Введение

Порядка 90 % аварий и отказов вертикальных стальных резервуаров связаны с коррозией металла их оболочек и оборудования. Выбор оптимальной защиты от коррозии для продления ресурса таких резервуаров [1–3] невозможен без понимания механизмов ее зарождения и развития, а также степени влияния эксплуатационных факторов на эти механизмы.

Вопросам коррозии вертикальных стальных резервуаров и повышения их эксплуатационной надежности посвящен ряд исследований [3–9], в которых фрагментарно и комплексно рассматривались предпосылки и механизмы развития коррозионных процессов, а также факторы, их стимулирующие. Наиболее полно характеризует коррозионные процессы классификация авторов [10], основанная на зонировании по высоте конструкции резервуаров для нефтепродуктов.

К характерным зонам резервуара в данной классификации отнесены следующие:

- зона контакта металла резервуара с паровоздушной смесью;
- зона переменного смачивания металла стенок резервуара с нефтепродуктом;
- зона постоянного смачивания металла стенок резервуара с нефтепродуктом;
- часть корпуса, находящаяся в области постоянного смачивания нефтепродуктами;
- зона контакта металла резервуара с подтоварной водой.

Выделенные таким образом по виду коррозионных повреждений и механизму воздействия на металл коррозионно-активных сред четыре зоны вертикальных стальных резервуаров для хранения нефтепродуктов можно приложить и к резервуарам для хранения товарной нефти.

В зоне контакта металла резервуара с паровоздушной смесью (ПВС) скорость коррозии определяется характеристиками попадающего в газовое пространство резервуара воздуха (влажность, состав, концентрация в ПВС). Колебания температуры, приводящие к образованию конденсации воды из воздуха ПВС, выступаю-

шего в качестве электролита при наличии кислорода-деполяризатора, запускают процесс электрохимической коррозии стенок верхних поясов резервуара и его кровли.

Дифференциальная аэрация в зоне переменного смачивания приводит к образованию гальванического элемента «смоченная-несмоченная поверхность». Здесь стоит отметить, что при длительном хранении в резервуарах с малым коэффициентом оборачиваемости данная зона и соответствующие ей коррозионные процессы выражены слабо. Таким образом, основными факторами, влияющими на коррозию в данной зоне, являются степень загрузки емкости и характеристики операций заправки-выгрузки.

Коррозионные процессы в зоне постоянного смачивания металла стенок резервуара хранимой нефтью и продуктом ввиду смачивающих свойств жидких углеводородов, выполняющих защитные функции, как правило, выражены в меньшей степени по сравнению с остальными зонами, а при изотермическом хранении практически не существенны. Однако при изменении температуры пристенного слоя хранимого продукта возникают восходящие и нисходящие конвекционные потоки, которые транспортируют к металлу стенки кислород и воду, что может инициировать коррозионное воздействие. Здесь стоит отметить, что скорость коррозии в данном случае характеризуется степенью насыщения продукта кислородом, которая имеет обратную зависимость от его плотности, а следовательно, такой конвективный перенос кислорода имеет низкую степень опасности для резервуаров с высоковязкими нефтями.

Зона контакта металла резервуара с подтоварной водой с характерным развитием язвенной и ножевой коррозии традиционно считается наиболее опасной по ряду причин [9], при этом авторы [10] отмечают, что значительную долю в этой опасности имеет синергетический эффект от совместной электрохимической коррозии и эрозионного воздействия механических примесей.

Особый интерес представляет исследование коррозионных процессов, проходящих в резервуарах для подготовки к транспорту высоковязких нефтей, эксплуатирующихся в специфических условиях Крайнего Севера. Отделение механических примесей, деэмульгирование, обезвоживание и обессоливание высоковязкой нефти перед магистральным транспортом сопровождается рядом технологических особенностей, приводящих в то же время к интенсификации коррозионного воздействия на металл стенок резервуаров-отстойников.

Комплексное воздействие таких факторов, как температура, общее солесодержание подтоварной воды, концентрация ингибиторов коррозии, деэмульгаторов и механических примесей, на скорость коррозионных процессов изучено на сегодняшний день недостаточно полно и требует внимательного исследования.

Объект и методы исследования

В качестве технологического объекта для аналитического исследования процесса коррозионного разрушения резервуаров-отстойников для подготовки высоковязкой нефти к транспорту по магистральным нефтепроводам выбран РВС-5000 парка входных резервуаров цеха по подготовке и перекачке нефти (ЦППН) нефтешахтного управления (НШУ) «Яреганефть» (рисунок).

ЦППН предназначен для приема высоковязкой Ярегской нефти, добываемой термошахтным методом, и ее подготовки к транспорту термохимическим способом с применением сепарационного оборудования путем глубокого обезвоживания и очистки от механических примесей, а также подготовки подтоварной (пластовой) воды с последующим ее использованием в технологических целях. Цех осуществляет подготовку товарной нефти I группы качества в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические требования».

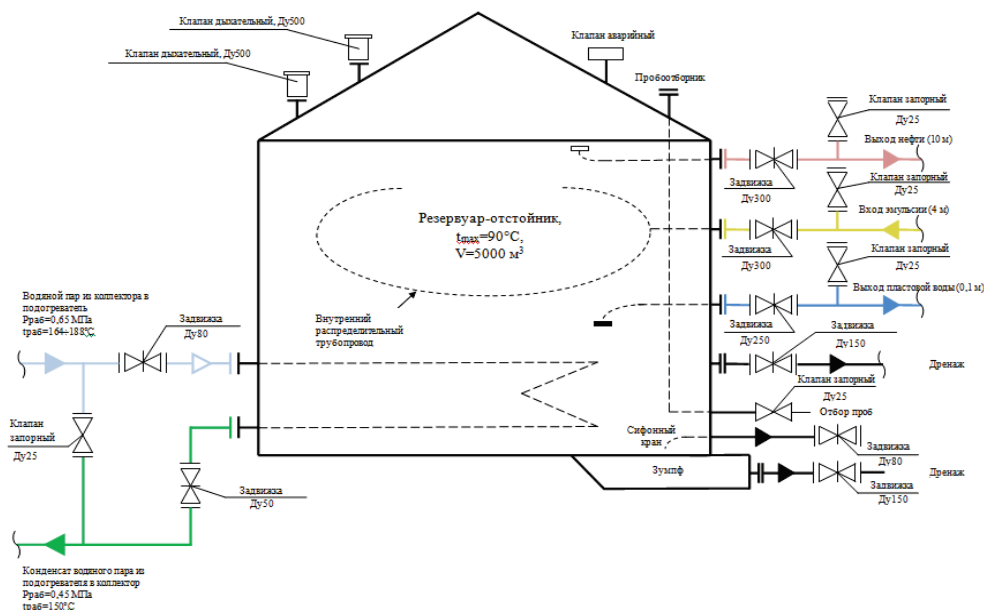


Рисунок. Схема включения резервуара-отстойника РВС-500 парка входных резервуаров ЦППН НШУ «Яреганефть»

Физико-химические свойства пластовой воды имеют следующие усредненные показатели: концентрация гидрокарбонатов составляет $306,8 \text{ мг/дм}^3$, сульфат-ионов — $32,1 \text{ мг/дм}^3$, хлорид-ионов — $12\,247,5 \text{ мг/дм}^3$, кальция — 850 мг/дм^3 , магния — $289,4 \text{ мг/дм}^3$, натрия-калия — $6\,541,2 \text{ мг/дм}^3$, сероводорода H_2S — $0,1 \text{ мг/дм}^3$, свободной углекислоты CO_2 — $35,64 \text{ мг/дм}^3$, кислорода O_2 — $2,6 \text{ мг/дм}^3$, трехвалентного железа — $1,87 \text{ мг/дм}^3$. Минерализация подтоварной воды составляет $20,267 \text{ г/дм}^3$, плотность при температуре 20°C — $1,011 \text{ г/см}^3$, pH — 6,78 единиц. Отдельно стоит отметить наличие в пластовой воде сульфатовосстанавливающих бактерий (СВВ) в количестве 10 кл/мл.

Для обеспечения защиты резервуаров-отстойников от коррозии, вызванной высоким содержанием CO_2 и H_2S , применяется ингибитор коррозии Норуст 760, а для предотвращения образования отложений карбонатов, сульфатов кальция и магния в резервуарах и трубопроводах используется ингибитор солеотложения СИНОЛ-ИС-001.

Товарная нефть Ярегского месторождения характеризуется следующими показателями: плотность при 20°C составляет $964,3 \text{ кг/м}^3$, динамическая вязкость при $30, 50$ и 80°C — 3 699; 310,2 и $68,72 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ соответственно, массовая доля воды — 1,8 %, массовая доля серы — 1,21 %, массовая концентрация хлористых солей — $35,5 \text{ мг/дм}^3$, массовая доля смол — 21,71 %, массовая доля асфальтенов — 1,19 %, Массовая доля механических примесей — 0,921 %. При этом содержание пластовой воды в поступающей на подготовку нефти может достигать 90 %. Для получения на стадии предварительного сброса воды на выходе из парка входных резервуаров-отстойников водонефтяной эмульсии остаточной обводненностью не более 40 % масс. потребное время отстоя составляет не менее 8 часов, а также используется деэмульгатор СНПХ-4810А в количестве 150 г/т нефти.

Осложненные условия эксплуатации резервуаров-отстойников парка входных резервуаров ЦППН обусловлены северным климатом и особенностями сырья Ярегского месторождения, а именно — высоким содержанием в нем механических примесей и солей. Кроме того, поступающая нефть характеризуется высокой вязкостью

и плотностью, что значительно осложняет процесс ее обезвоживания. К факторам, отрицательно влияющим на процесс обезвоживания, также можно отнести наличие высокомолекулярных эмульгаторов типа асфальтенов, смол и твердых поверхностно-активных эмульгаторов, образуемых высокодисперсными частицами пород.

Рассматриваемые резервуары-отстойники, как правило, используются в двух режимах: в режиме обычного заполнения и опорожнения резервуара и в режиме циклического заполнения, при этом частота цикла зависит от производительности скважин.

При циклическом режиме объем подтоварной воды достаточно велик и занимает 2...5 м высоты взлива в резервуаре, далее над ним располагается слой водонефтяной эмульсии различной обводненности, затем слой нефти, а выше — активная газовоздушная зона, которая является газовым пространством резервуара. Уровень взлива в резервуарах рассматриваемого ЦППН поддерживается постоянно и составляет в среднем 12 500 мм, при проектной высоте резервуара 14 490 мм. Уровень пластовой воды в среднем колеблется от 150 до 400 мм. Наибольший объем в резервуаре занимает водонефтяная эмульсия — от 450 до 800 мм с массовым содержанием воды от 10 % в средних поясах резервуара до 80 % в нижних.

В связи с этим можно предположить, что коррозионные процессы на внутренних стенках резервуаров распределяются пропорционально объему четырех фаз (подтоварная вода, эмульсия, нефть и ПВС), а также с учетом смачивающего и экранирующего действия самой нефти при циклах заполнения и опорожнения.

Результаты

В отличие от работы [10] в данной работе предлагается в резервуарах-отстойниках выделить следующие пять зон по виду коррозионных повреждений и механизму воздействия на металл коррозионно-активных сред:

- зона I: зона контакта металла резервуара с подтоварной водой;
- зона II: зона постоянного смачивания металла стенок резервуара водонефтяной эмульсией различной степени обводненности;
- зона III: зона постоянного смачивания металла стенок резервуара с нефтью;
- зона IV: зона переменного смачивания металла стенок резервуара с нефтью;
- зона V: зона контакта металла резервуара с паровоздушной смесью.

Для получения новых знаний о механизмах коррозионного воздействия сред на металл резервуаров-отстойников представляет интерес изучение II зоны, ввиду сложности процесса взаимодействия эмульсии со стенками резервуара и ее аномальной стойкости в рассматриваемом объекте исследования, высокой температуры подающейся в резервуар эмульсии, а также значительной частоты заполнения и опорожнения резервуара, когда смачивающие (защитные) свойства нефти на поверхности металла не проявляются в полной мере из-за быстрого ее удаления. Последнее утверждение касается и зоны III. При этом стоит отметить, что температурный перепад между содержащимся в резервуаре продуктом (температура вводимой в резервуар водонефтяной эмульсии составляет 80...90 °С) и окружающей средой (температура воздуха в зимний период может достигать 40 °С) неизбежно приведет к возникновению конвекционных потоков и связанных с ними процессов.

Кроме того, наличие в Ярегской нефти компонентов, сходных по структуре с типичными поверхностно-активными веществами (ПАВ), ведет к проявлению на границах раздела фаз комплекса свойств, потенциально значимых для развития коррозионных процессов на границе раздела «металл — водонефтяная эмульсия».

Скорость коррозии металлов под тонкими пленками электролитов намного превышает скорость коррозии металла в объеме электролита. Объясняется это главным образом отсутствием диффузионных ограничений при поступлении деполяризаторов (кислорода или сероводорода) к корродирующей поверхности. Вместе с тем контакт значительной по объему нефтяной среды с поверхностью металла через тонкий слой электролита создает дополнительные возможности для

процесса коррозии. С одной стороны, нефтяная среда аккумулирует в себе повышенное количество агрессивных агентов (кислорода, сероводорода и других кислых соединений), что приводит к заметной разности концентраций этих агентов между водной и неводной фазами среды. С другой стороны, благодаря более низкому поверхностному натяжению между водой и нефтью по сравнению с границей раздела «вода — воздух» проникновение агрессивных агентов (деполяризаторов) из нефти в водную фазу среды существенно облегчается. В совокупности это позволяет поддерживать в водной прослойке постоянно высокую скорость диффузии агрессивных агентов к поверхности металла и интенсивное его корродирование. Если в системе «электролит — нефть» в качестве деполяризатора действует кислород, то на металле образуется макрогальваническая пара, в которой поверхность под тонкой пленкой воды из-за облегченного поступления сюда кислорода выступает в качестве эффективного катода, а металл в объеме подтоварной воды, где имеются обычные диффузионные ограничения для транспорта кислорода, действует как анод и заметно разрушается, что отмечается на нижних поясах резервуаров, контактирующих с минерализованной водой.

Другой опасной зоной в рассматриваемом случае предположительно будет зона I ввиду наличия в продукте значительного количества механических примесей. Абразивное воздействие механических примесей на металл, защитные пленки и антикоррозионные покрытия усиливают электрохимическую коррозию участков резервуара, омываемых минерализованной подтоварной водой высокой электропроводности, в которой присутствует также сероводород, свободная углекислота и СвБ.

Обсуждение

Анализ условий эксплуатации резервуара-отстойника РВС-5000 парка входных резервуаров ЦППН НШУ «Яреганефть» позволил выделить факторы, влияющие на коррозионные процессы, и выявить потенциально опасные зоны контакта сред, поступающих в резервуар, и металла стенки, днища и кровли резервуара.

К таким факторам следует отнести агрессивный состав подтоварной воды, большой температурный перепад между температурой продукта в резервуаре и окружающей средой, степень загрузки емкости и характеристики товарно-коммерческих операций, устойчивость водонефтяной эмульсии, наличие значительного количества механических примесей, играющих одновременно роль абразива и эмульгатора.

При наличии сероводорода, кислорода, углекислого газа и СвБ коррозионные условия характерны для всех без исключения зон резервуара, с преобладанием разрушения днища и нижних поясов на высоту отстаивающейся воды, а также верхних поясов и крыши на объем газовой воздушной среды.

В первом приближении можно утверждать, что коррозионные процессы на внутренних стенках резервуаров распределяются соизмеримо объему четырех фаз (подтоварная вода, эмульсия, нефть и ПВС), а также с учетом смачивающего и экранирующего действия самой нефти при циклах заполнения и опорожнения.

Однако значительный интерес представляет изучение влияния наличия механических примесей в поставляемом в резервуар флюиде на интенсивность коррозионных процессов на внутренних поверхностях резервуара в потенциально опасных зонах, при этом результаты исследования могут изменить ранжирование опасности выявленных в ходе данного исследования зон.

При наличии на внутренней поверхности резервуара антикоррозионного покрытия механические примеси при высоком коэффициенте оборачиваемости резервуара с интенсивной производительностью закачки-выкачки могут разрушать это покрытие, снижая его эффективность. Уточнение зон «истирания» покрытия, соотнесение их с зонами контакта сред в резервуаре и металла стенок, оценка эффективности покрытий и ингибиторов коррозии становится важной практической

задачей для прогнозирования остаточного ресурса резервуаров-отстойников и разработки мероприятий по их защите от коррозии, требующей научного обоснования.

Выводы

- Выявлены факторы, стимулирующие процессы коррозионного разрушения резервуаров-отстойников для подготовки высоковязких нефтей к транспорту по магистральным нефтепроводам.
- Разработана классификация опасных зон резервуаров-отстойников по виду коррозионных повреждений и механизму воздействия на металл коррозионно-активных сред.
- Несмотря на общую опасность всех выделенных в разработанной классификации зон, установлено, что потенциально наиболее опасными зонами контакта металла со средами, поступающими в рассматриваемый резервуар, являются зоны I и II.
- Для конкретизации и ранжирования опасности классифицированных зон необходимо провести исследования по оценке степени влияния вышеуказанных факторов и их комбинаций на степень коррозионного воздействия сред, находящихся в резервуаре, на металл его стенки, днища и кровли резервуара.

Автор данной статьи выражает глубокую признательность за консультации и содействие в подготовке статьи доценту кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов Ухтинского государственного технического университета, к. т. н., доценту Сальникову Александру Викторовичу.

Библиографический список

1. Ионов А. В. Разработка стратегии технического обслуживания и ремонта стальных вертикальных резервуаров на основании прогноза индивидуального остаточного ресурса: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 1997. – 251 с.
2. Красиков Д. В. Повышение ресурса стальных вертикальных резервуаров на основе использования лакокрасочных покрытий и ингибиторов коррозии: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2005. – 140 с.
3. Макаренко О. А. Управление ресурсом безопасной эксплуатации стальных резервуаров для хранения нефтепродуктов: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 342 с.
4. Тамбова О. В. Повышение стойкости понтонов из алюминиевых сплавов в стальных резервуарах к воздействию водных электролитов: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2007. – 126 с.
5. Семин Е. Е. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2012. – 146 с.
6. Сильницкий П. Ф. Влияние дефектов сварки на напряженно-деформированное состояние резервуаров: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2012. – 181 с.
7. Тарасенко М. А. Разработка методики восстановления несущей способности резервуара с коррозионными повреждениями: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2012. – 155 с.
8. Алешкина А. А., Бурков П. В., Буркова С. П. Исследование состояния днища резервуаров вертикальных стальных // Машиностроение. – 2013. – № 4. – С. 92–98.
9. Кондрашова О. Г. Назарова М. Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров // Нефтегазовое дело. – 2004. – Вып. 2. – 8 с.
10. Коршак А. А., Коробков Г. Е., Муфтахов Е. М. Нефтебазы и АЗС. – Уфа: Дизайн-ПолиграфСервис, 2006. – 416 с.

Сведения об авторе

Новицкий Дмитрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, e-mail: dvnovitskiy@mail.ru

Information about the author

Dmitry V. Novitskiy, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Transportation of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: dvnovitskiy@mail.ru

Р. А. Гасумов, С. В. Костюков*

*АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт
природных газов», г. Ставрополь*

**e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru*

Аннотация. В работе представлены результаты лабораторных исследований блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой на основе соединений кальция. Выявлены особенности такого рода систем, и определены их положительные характеристики, что позволило сделать вывод о перспективности их применения в качестве блокирующих составов для применения в скважинах со сложными горно-геологическими условиями (аномально низкими пластовыми давлениями, в коллекторах сложного минералогического и химического состава с большим содержанием глинистых фракций, с высокодренированной призабойной зоной пласта и т. д.).

На основе полученных данных разработаны блокирующие составы с конденсируемой твердой фазой (патенты RU 2543003 и RU 2651687), обладающие высокими блокирующими свойствами (выдерживают перепад давлений до 20 МПа) и обеспечивающие сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта (коэффициент восстановления проницаемости составляет более 95 %) и ингибирование набухания глинистых минералов. Кроме того, в результате проведенных исследований было установлено, что для блокирования продуктивных отложений с неоднородной проницаемостью (для пластов с средней проницаемостью ≈ 1 Дарси) оптимальным является применение составов с близким к стехиометрическому соотношением осадкообразующих компонентов с содержанием конденсируемой твердой фазы ≈ 11 масс. %.

Ключевые слова: блокирующий состав; капитальный ремонт скважин; глушение скважины; конденсируемая твердая фаза; газовая скважина

**Blocking compounds on the basis of condensed dispersions for well killing
under complicated mining and geological conditions**

Ramiz A. Gasumov, Sergey V. Kostyukov*

JCS «SevKavNPIgaz», Stavropol, Russia

**e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru*

Abstract. The article is devoted to the results of laboratory studies of blocking compounds with a condensable solid phase based on calcium. The features of such systems have been revealed and their positive characteristics have been determined. It made it possible to conclude that such systems compounds are promising as blocking compounds for usage in wells with complicated mining and geological conditions (abnormally low reservoir pressures, in reservoirs with complex mineralogical and chemical composition with a high clay content fractions, with a highly fractured bottomhole formation zone, etc.).

Based on the data obtained, we have developed blocking compounds with a condensable solid phase (the patent RU 2543003 and the patent RU 2651687), which have high blocking properties (withstand pressure drop up to 20 MPa) and ensure the preservation of reservoir properties (permeability recovery coefficient is more than 95 %) and inhibition of clay minerals swelling. In addition, as a result of studies we have found that for the blocking of productive deposits with a non-uniform permeability (for reservoirs with an average permeability about 1 Darcy) the usage of compounds with a close to stoichiometric ratio of precipitating components with a condensed solid phase content about 11 wt. % is optimal.

Key words: blocking compound; well workover; well killing; condensed solid phase; gas well

Введение

В настоящее время большое внимание уделяется повышению эффективности капитального ремонта скважин. Это обусловлено многими причинами. Наиболее значимые из них связаны с поддержанием и ростом добычи углеводородов за счет повышения степени извлечения запасов на месторождениях, эксплуатируемых длительное время и вступивших уже в заключительную стадию разработки. Ярким примером этого являются месторождения Западной Сибири (Медвежье, Ямбургское и т. д.), для которых характерны существенное падение пластовых давлений, повышение дренированности пластов, подъем уровня пластовых вод, разрушение порового пространства продуктивной толщи и др.

Осуществление капитального ремонта скважин в осложненных горно-геологических условиях требует значительного совершенствования применяемых технологических решений. Здесь особо следует отметить технологии глушения скважин. Сложно переоценить их роль, поскольку именно от качества работ по глушению скважины и эффективности применяемых технологических жидкостей во многом и зависит результативность ремонта в целом [1–6].

Объект и методы исследования

В современных условиях наиболее широко используется технология глушения с временным блокированием продуктивного горизонта [3–8]. Она основана на применении специализированных жидкостей — блокирующего состава и жидкости глушения. Сущность технологии заключается в закачке в интервал продуктивного пласта блокирующего состава с целью формирования в призабойной зоне пласта (ПЗП) на время проведения ремонтно-восстановительных работ блокирующего экрана, предотвращающего проникновение в пласт технологических жидкостей, используемых при ремонте, а также закачку в скважину технологической жидкости в объеме, достаточном для создания гидростатического давления, препятствующего поступлению пластового флюида в скважину.

В связи с этим наиболее высокие требования предъявляются именно к блокирующему составу. Они заключаются в следующем:

- состав должен обеспечивать создание в ПЗП плотного блокирующего экрана, непроницаемого для технологических жидкостей и их компонентов;

- состав должен быть инертным по отношению к минералам горных пород, пластовым флюидам, а также к тампонажным растворам и промышленному оборудованию;

- состав должен легко удаляться из призабойной зоны при небольших депрессиях в процессе вызова притока.

В полной мере удовлетворяют представленным требованиям блокирующие составы, в которых когматизирующим агентом является конденсируемая твердая фаза, образующаяся в результате химических превращений в процессе приготовления состава. К их достоинствам следует отнести следующее [9, 10]:

- конденсируемая твердая фаза имеет конкретный заданный химический состав с минимальным содержанием неконтролируемых примесей (в отличие от когматантов природного происхождения);

- фракционный состав частиц когматизирующего агента (конденсируемой твердой фазы) может изменяться в достаточно широких пределах за счет корректировки содержания химических реагентов в рецептуре блокирующего состава;

- когматант образуется в блокирующем составе в результате химического взаимодействия компонентов, что обеспечивает повышение технологичности процесса приготовления и высокую однородность распределения твердой фазы в составе.

По химической природе такие составы представляют собой гидросолегели. Это сложные химические системы, в которых в качестве твердой фазы выступают частицы гидроксидов и солей металлов различной формы и размеров. Образование дисперсной фазы в таких системах происходит за счет одновременного протекания ряда физико-химических процессов. Таким образом, твердая фаза в гидросолегелевых составах является полидисперсной со значительным разбросом частиц по размерам.

В соответствии с правилом Абрамса средний (медиальный) размер частиц когматанта должен равняться или быть немного больше $1/3$ среднего размера пор пласта [11]. Анализ опыта применения различных наполнителей показал, что при использовании когматанта с размерами частиц в диапазоне $1/3$ – $1/7$ среднего диаметра пор происходят наиболее качественное блокирование и максимальное сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта после освоения скважин [12]. Это позволяет успешно использовать их для блокирования неоднородных по размерам поровых каналов продуктивных пластов, в том числе высокодренированных.

Результаты и их обсуждение

Наиболее технологически простой способ получения гидросолегелевых систем — это химическое взаимодействие кислых солей многоосновных кислот с солями, содержащими в своем составе катион (катионы), способный к образованию мало-растворимых соединений.

В результате анализа литературных источников, в том числе справочной информации, установлено, что в качестве осадкообразующих компонентов могут быть применимы соединения, содержащие катионы кальция, магния, цинка или алюминия и гидрированные фосфат-ионы. В соответствии с этим были проведены лабораторные исследования блокирующих составов с конденсируемой твердой фазой, приготовленных с использованием указанных веществ.

Для стабилизации дисперсии в состав блокирующих составов вводили функциональные добавки — полимерный реагент и поверхностно-активные вещества (ПАВ) [13–16]. Результаты проведенных лабораторных исследований по выбору осадкообразующих компонентов представлены в таблице 1.

Замена основного осадкообразующего иона оказывает существенное влияние на свойства получаемых составов (см. табл. 1).

Составы с конденсируемой твердой фазой, содержащие различные осадкообразующие реагенты

Основной осадкообразующий ион		рН	Состояние	Проницаемость керна по газу до блокирования, $K_f \cdot 10^{-12}, \text{ м}^2$	Блокирующая способность, $\Delta P, \text{ МПа}$	Коэффициент восстановления проницаемости, $\eta_{\text{восст}}, \%$
Наименование	Содержание, масс. %					
Ca^{2+}	9,0	7,47	Тиксотропен и стабилен	1,075	13,2	99,0
Zn^{2+}		7,11		0,998	9,5	63,0
Mg^{2+}		7,21	Тиксотропен и не стабилен	0,991	5,1	58,0
Al^{3+}		6,95	Не тиксотропен и не стабилен	1,009	8,9	22,0

Наилучшими технологическими параметрами обладает блокирующий состав на основе соединений кальция. Он стабилен и тиксотропен, имеет высокие блокирующие свойства и коэффициент восстановления проницаемости (порядка 99,0 %). Остальные рассматриваемые катионы обладают не достаточно высокими свойствами. Это может быть объяснено следующим:

- соединения магния и цинка амфотерны и при изменении ионного состава раствора могут легко переходить в растворимую форму, что приводит к снижению стабильности системы и уменьшению блокирующей способности составов;
- катионы алюминия обладают высокой химической активностью в отношении полимерных структур, что приводит к существенному уменьшению числа химических связей в системе и, как следствие, к потере системой тиксотропных свойств и стабильности, то есть происходит высаливание полимера.

Следует отметить, что составы на основе солей алюминия обладают достаточно высокими блокирующими свойствами, но, скорее всего, это вызвано коагуляцией пор пласта агломератами сшитых полимерных молекул [17, 18]. Такие структуры обладают высокой закупоривающей способностью, но их сложно удалить из порового пространства, о чем свидетельствует низкий коэффициент восстановления проницаемости.

На основе полученных данных были проведены лабораторные исследования по определению оптимальной концентрации соли кальция в блокирующем составе с конденсируемой твердой фазой. Результаты представлены в таблице 2.

В соответствии с данными таблицы 2 оптимальными свойствами обладают составы, содержащие 9 масс. % соли кальция и 11 масс. % фосфатирующего агента. Как уже упоминалось ранее, содержание твердой фазы ($C_{\text{мф}}$) оказывает значительное влияние на технологические параметры блокирующих составов.

На основе представлений о протекании химических процессов в рассматриваемой системе (конденсируемой дисперсии) можно считать в качестве компонентов твердой фазы составов гидроксид и гидроортофосфат кальция. Причем следует отметить, что по теоретическим данным превалирует солевая составляющая, то есть частицы CaHPO_4 . Это обусловлено тем, что гидроортофосфат кальция образуется в системе при непосредственном взаимодействии осадкообразующих веществ, а гидроксид — в результате протекания побочных реакций.

**Определение оптимального содержания осадкообразующих компонентов
в блокирующем составе с конденсируемой твердой фазой**

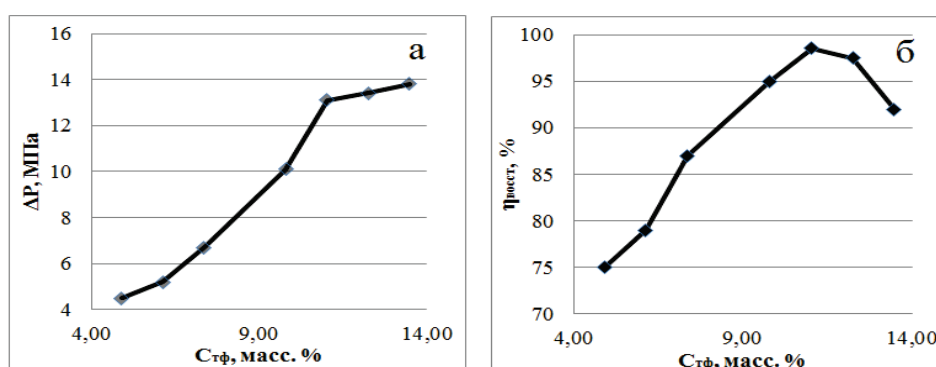
Содержание компонентов, масс. %					рН	Проницаемость керна по газу до блокирования, $K_1 \cdot 10^{-12}$, м ²	Блокирующая способность, ΔP , МПа	Коэффициент восстановления проницаемости, $\eta_{\text{восст}}$, %
Полимер	Соль кальция	Гидрированное фосфатное соединение	ПАВ	Вода				
2,0	4,0	4,8	1,0	88,2	7,41	1,212	4,5	75,0
2,0	5,0	6,0	1,0	86,0	7,39	1,156	5,2	79,0
2,0	6,0	7,1	1,0	83,9	7,43	1,023	6,7	87,0
2,0	8,0	9,5	1,0	79,5	7,48	1,117	10,1	95,0
2,0	9,0	11,0	1,0	77,0	7,47	1,245	13,1	98,5
2,0	10,0	11,9	1,0	75,1	7,48	1,102	13,4	97,5
2,0	11,0	13,1	1,0	72,9	7,45	0,998	13,8	92,0

Примечание. Содержание осадкообразующих компонентов представлено в пересчете на безводные соли.

В этой связи содержание солевой фазы (в отличие от гидроксида) может быть рассчитано с достаточно высокой точностью из уравнения химической реакции соли кальция с гидратированным фосфатным соединением. Поскольку солевая конденсируемая твердая фаза обеспечивает создание каркаса блокирующего экрана, который заполняется гидрогелевыми частицами, то количество образующейся солевой твердой фазы в полной мере может характеризовать процессы, протекающие в ПЗП при блокировании скважины.

Таким образом, для иллюстрации степени влияния содержания твердой фазы состава на его технологические свойства по данным таблицы 2 были построены зависимости ΔP и $\eta_{\text{восст}}$ от содержания твердой фазы (рис. 1).

Как видно из графиков на рисунке 1, содержание гидроортофосфата кальция существенно влияет на блокирующие свойства составов, а также на коэффициент восстановления проницаемости: ΔP изменяется в пределах 4–14 МПа, $\eta_{\text{восст}}$ — 70–100 %. Косвенно это доказывает, что указанное химическое соединение составляет основу конденсируемой твердой фазы.



**Рис. 1. Зависимость ΔP (а) и $\eta_{\text{восст}}$ (б) от содержания твердой фазы
(по количеству CaHPO_4)**

Представленные на рисунке 1 зависимости не линейны. Для кривой ΔP характерно наличие двух участков. С ростом $C_{тф}$ до 11 масс. % происходит значительное увеличение блокирующей способности, далее указанный показатель увеличивается незначительно. Указанное содержание CaHPO_4 (11 масс. %) соответствует оптимальному стехиометрическому соотношению осадкообразующих солей, то есть 9 масс. % соли кальция и 11 масс. % гидратированного фосфатного соединения. Это обусловлено тем, что частицы CaHPO_4 являются основным строительным материалом каркаса блокирующего экрана.

Для коэффициента восстановления проницаемости характерна зависимость, представленная кривой с максимумом также в области 11 масс. %. Дальнейший рост количества твердой фазы приводит к снижению $\eta_{восст}$. При увеличении $C_{тф}$ до 14 масс. % падение коэффициента восстановления проницаемости составляет $\approx 6,5\%$. Это обусловлено тем, что с ростом содержания частиц твердой фазы происходит увеличение структурных свойств состава (реологических свойств, прочности структуры и др.), и протекает более интенсивно процесс коагуляции порового пространства пласта [9, 10, 14, 15].

Так как химический и фракционный состав конденсируемой твердой фазы существенно зависит от соотношения осадкообразующих компонентов [10, 16], были проведены лабораторные исследования составов с нестехиометрическим соотношением осадкообразующих солей (избыток/недостаток содержания соли кальция и гидратированного фосфатного соединения). Результаты исследований представлены в таблице 3.

Таблица 3

Исследование свойств блокирующих составов с нестехиометрическими концентрациями осадкообразующих компонентов

Содержание компонентов, масс. %					pH	Проницаемость керна по газу до блокирования, $K_1 \cdot 10^{-12}, \text{м}^2$	Блокирующая способность, $\Delta P, \text{МПа}$	Коэффициент восстановления проницаемости, $\eta_{восст}, \%$
Полимер	Соль кальция	Гидрированное фосфатное соединение	ПАВ	Вода				
2,0	3,0	11,0	1,0	83,0	8,56	1,132	7,8	74,0
2,0	5,0	11,0	1,0	81,0	8,24	1,201	9,3	87,0
2,0	9,0	11,0	1,0	77,0	7,46	1,144	13,1	99,0
2,0	12,0	11,0	1,0	74,0	6,63	1,231	12,8	99,0
2,0	15,0	11,0	1,0	71,0	6,11	1,187	12,4	99,0
2,0	9,0	5,0	1,0	83,0	6,07	0,997	8,7	78,0
2,0	9,0	7,0	1,0	81,0	6,84	1,207	9,6	89,0
2,0	9,0	11,0	1,0	77,0	7,48	1,206	13,1	99,0
2,0	9,0	15,0	1,0	73,0	8,14	1,189	13,2	95,0
2,0	9,0	17,0	1,0	71,0	8,41	1,111	11,4	88,0

Примечание. Содержание осадкообразующих компонентов представлено в пересчете на безводные соли.

На основании полученных данных построены зависимости блокирующей способности и коэффициента восстановления проницаемости от соотношения осадкообразующих компонентов (K) для указанной средней проницаемости кернов.

Полученные зависимости представлены кривыми с максимумом в диапазоне 0,75–1,2. При этом коэффициент восстановления проницаемости достигает значений $\approx 99\%$, а блокирующая способность — 12,5–13,5 МПа. Таким образом, для породы со средней проницаемостью $\approx 1,0$ –1,2 Дарси оптимальным является значение K в диапазоне, указанном выше (рис. 2).

Сходный характер зависимостей, приведенных на рисунке 1, свидетельствует о том, что соотношение концентраций солей, образующих конденсируемую твердую фазу, сходным образом влияет на исследуемые величины. Так, соотношение минимальной и максимальной величины блокирующей способности для рассматриваемых блокирующих составов составляет $\approx 0,6$, то есть происходит снижение ΔP состава на 40 % в рассматриваемой области соотношений концентраций солей, образующих конденсируемую твердую фазу.

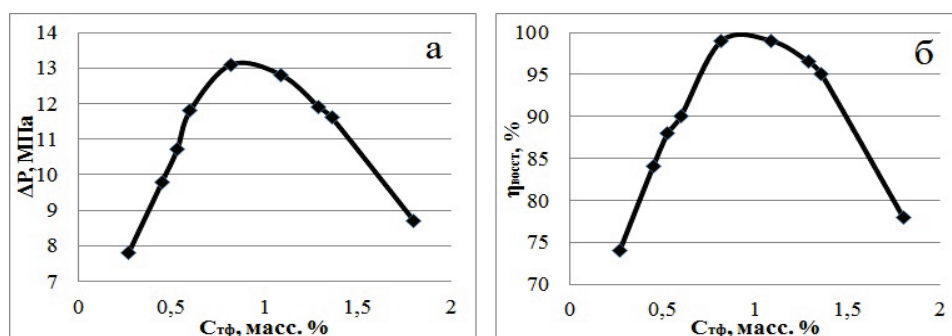


Рис. 2. Зависимость ΔP (а) и $\eta_{\text{вост}}$ (б) от соотношения осадкообразующих компонентов

Для коэффициента восстановления проницаемости соотношение минимального и максимального значения составляет $\approx 75\%$. То есть происходит снижение $\eta_{\text{вост}}$ состава примерно на 25–28 % в рассматриваемой области значений K . Таким образом, можно сделать вывод, что изменение соотношения концентраций солей, образующих конденсируемую твердую фазу, более существенно влияет на блокирующие свойства состава, чем на восстановление проницаемости кернов после проведения эксперимента. Это можно объяснить следующим образом. Закупоривание поровых каналов обеспечивается частицами твердой фазы. Их фракционный состав может значительно меняться в зависимости от соотношения концентраций солей, образующих конденсируемую твердую фазу. Вследствие этого при изменении K размеры частиц колюматанта уже не будут в достаточной степени соответствовать размеру пор испытуемых образцов и, следовательно, не смогут обеспечить формирование плотного блокирующего экрана.

В отличие от блокирующей способности коэффициент восстановления проницаемости определяет то, насколько хорошо состав удаляется из порового пространства керна [19–21]. Следовательно, $\eta_{\text{вост}}$ зависит в равной степени как от фракционного состава колюматанта, обеспечивающего создание блокирующего экрана при незначительном проникновении в пласт, так и от сил взаимодействия компонентов блокирующего состава со стенками поровых каналов, определяющих липкость фильтрационной корки.

В результате представленных лабораторных исследований конденсируемых дисперсий на основе соединений кальция были разработаны блокирующие составы с конденсируемой твердой фазой для глушения скважин месторождений со сложными горно-геологическими условиями [22, 23]. Они обладают высокими блокирующими свойствами (выдерживают перепад давлений до 20 МПа) в терри-

генных коллекторах с неоднородной проницаемостью, содержащих глинистые минералы различного минералогического и химического состава, а также высокодренированных пластах. Кроме того, разработанные составы обеспечивают сохранение ФЕС пласта (коэффициент восстановления проницаемости составляет более 95 %), а также ингибирование набухания глинистых минералов. Это обусловлено тем, что в качестве побочных продуктов при образовании твердой фазы выступают соединения щелочных металлов и аммония, обладающие выраженным ингибирующим действием в отношении набухания глинистых пород.

Выводы

В результате проведенных исследований было установлено следующее:

- блокирующие составы на основе конденсируемых дисперсий соединений кальция обладают высокими блокирующими свойствами и могут широко применяться в условиях аномально низких пластовых давлений, в том числе в скважинах с высокодренированной ПЗП;
- их применение обеспечивает сохранение ФЕС пласта благодаря качественному удалению из пор пласта при освоении скважин;
- для блокирования продуктивных отложений с неоднородной проницаемостью (для пластов с средней проницаемостью ≈ 1 Дарси) оптимальным является применение составов с близким к стехиометрическому соотношению осадкообразующих компонентов;
- оптимальным является содержание твердой фазы ≈ 11 масс. %;
- в качестве побочных продуктов происходящих в блокирующем составе химических превращений выступают соли щелочных металлов или аммония, что обеспечивает ингибирование набухания глинистого материала пласта при проведении работ.

Библиографический список

1. Mardashov D. V., Rogachev M. K. Development of blocking hydrophobic-emulsion composition at well killing before well servicing // *Life Science Journal*. – 2014. – V. 11. – P. 283–285.
2. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: моногр. в 2 т. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – Т. 1. – 360 с.
3. Gladkov P. Development of a new well-killing fluid based on oil-wetting agent Ng-1 for polymineral low-permeable reservoirs // *World Applied Sciences Journal*. – 2014. – № 31 (6). – P. 1078–1081.
4. Басарыгин Ю. М., Макаренко П. П., Мавромати В. Д. Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 271 с.
5. Matanovic D., Gaurina-Medimurec N., Kristafor Z. Particulars in killing gas production wells // *Rudarsko-geoloSko-naftni zbornik*. – 1994. – V. 6. – P. 121–126.
6. Гасумов Р. А., Шихалиев И. Ю., Жуков Е. А. Опыт применения эффективных работок ОАО «СевКавНИПИгаз» при оказании сервисных услуг на скважинах подземных хранилищ газа ПАО «Газпром» // *Газовая промышленность*. – 2015. – № 11. – С. 54–58.
7. Крылов В. И., Крецул В. В., Меденцев С. В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2015. – № 1. – С. 36–44.
8. Применение жидкостей глушения на полисахаридной основе в скважинах с низким давлением и после гидроразрыва пласта / М. А. Силин [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 4. – С. 104–106.
9. Михайлов Д. Н., Рыжиков Н. И., Шако В. В. Комплексный экспериментальный подход к определению кинетики коагуляции пористых сред // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 3. – С. 74–78.
10. Гасумов Р. А., Вагина Т. Ш., Костюков С. В. Современный подход к выбору составов для временного блокирования продуктивных пластов скважин на месторождениях со

сложными горно-геологическими условиями // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 51–56. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-51-56

11. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – Vol. 29, Issue 5. – P. 586–592. DOI: 10.2118/5713-PA

12. Dick M. A., Heinz T. J., Svoboda C. F., Aston M. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir grilling fluids // SPE International symposium on formation damage. – Lafayette, 2000. – Available at: <https://doi.org/10.2118/58793-MS>

13. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции / Р. А. Гасумов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4. – С. 58–66. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-58-66

14. Галян Д. А., Чуприна Г. А. Гидрогелевые растворы на основе пластовых рассолов – жидкости для глушения скважин при капитальном ремонте // Экспресс-информ. Серия: Геология, бурение и разработка газовых месторождений / ВНИИЭгазпром. – 1982. – Вып. 24. – С. 19.

15. Черепанова Н. А., Галимов И. М., Макеев Г. А. Промысловый опыт испытания осадкогелеобразующего состава на основе сырья лесохимии для повышения нефтеотдачи пластов // Интервал. – 2003. – № 1 (48). – С. 40–42.

16. Особенности выбора колюматантов, применяемых при проведении работ по временной изоляции продуктивного пласта на скважинах с АНПД / Р. А. Гасумов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 4 (72). – С. 55–61.

17. Попова Ж. С. Экологически чистые технологические растворы для бурения и ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 45–46.

18. Kang Yili, Yu Haifeng, Xu Chengyuan, Tang Long An optimal design for millimeter-wide fracture plugging zone // Natural Gas Industry. – 2015. – В. 2. – P. 113–119.

19. Гасумов Р. А. Комплексная технология крепления слабоцементированных пород в обводненных газовых скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 73–76. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-4-73-76

20. Гасумов Р. А. Обработка продуктивного пласта с низкой приемистостью при освоении малых месторождений (на примере газоконденсатного месторождения Северного Кавказа) // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 1. – С. 5–11.

21. Гасумов Р. А. Восстановление и повышение производительности газовых и газоконденсатных скважин физико-химическими методами // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 5. – С. 54–57.

22. Пат. 2543003 РФ № 2014110212/03, МПК С 09 К 8/504. Состав для временного блокирования продуктивного пласта на водной основе / Р. А. Гасумов [и др.], патентообладатель ОАО «Газпром». – заявл. 18.03.14; опубл. 27.02.15, Бюл. № 6. – 11 с.

23. Пат. 2651687 РФ № 2017100617, МПК Е21В 33/138, С09К 8/508. Состав с конденсируемой твердой фазой для временной изоляции продуктивного пласта / Р. А. Гасумов [и др.], патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз». – заявл. 10.01.2017; опубл. 23.04.2018, Бюл. № 12. – 12 с.

Сведения об авторах

Гасумов Рамиз Алиевич, д. т. н., профессор, заслуженный деятель науки РФ, первый заместитель генерального директора, АО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, e-mail: svnipigz@gazprom.ru

Костюков Сергей Владимирович, аспирант, научный сотрудник, АО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru

Information about the authors

Ramiz A. Gasumov, Doctor of Engineering, Professor, Honored Scientist of the Russian Federation, First Deputy General Director, JSC «SevKavNIPigaz», Stavropol, e-mail: svnipigz@gazprom.ru

Kostyukov Sergey Vladimirovich, Postgraduate, Researcher, JSC «SevKavNIPigaz», Stavropol, e-mail: kostyukovsv@scnipigaz.ru

**Обоснование технологических режимов газоконденсатных скважин
в условиях низкопроницаемых коллекторов**

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

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Аннотация. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений сопровождается фазовыми превращениями пластовых смесей, то есть переходом конденсата из газового состояния при пластовом давлении ниже давления начала конденсации и обратном его испарении при прохождении давления максимальной конденсации. Динамическая конденсация приводит к снижению проницаемости в призабойной зоне, что влечет за собой снижение уронеи добычи.

В целях минимизации влияния ретроградных процессов и обоснования технологического режима в работе используется метод газодинамических исследований скважин на стационарных режимах фильтрации.

Особенно поставленная проблема актуальна в условиях низкопроницаемых коллекторов со значительным потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе.

Ключевые слова: газодинамические исследования; индикаторная диаграмма; контактно-дифференциальная конденсация; режим работы скважины

**Rationale for the technological gas-condensate well operation conditions
under the conditions low-permeability reservoir**

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

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²NJSC «Siberian scientific-analytical centre», 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 transition of condensate from the gas state at the formation pressure below the condensation start pressure and its reverse evaporation when the maximum condensation pressure passes. Dynamic condensation leads to a decrease in permeability in the bottomhole zone, as a result, the productivity of the well is reduced.

We have used the method of gas-dynamics research at steady-state filtration conditions in our work in order to minimize the influence of retrograde processes and the justification of the technological well operation conditions of usage gas-dynamics research at steady-state filtration conditions.

Especially, set up a problem is important in conditions of low-permeability reservoirs with a significant potential content of condensate in the formation gas.

Key words: gas-dynamics research; inflow performance relationship; constant volume depletion; well operation conditions

Введение

При эксплуатации низкодебитных газоконденсатных скважин, разрабатывающих низкопроницаемые ачимовские залежи, встает вопрос о создании оптимальной пластовой депрессии, влияющей на ретроградные процессы в призабойной зоне и производительность скважин, скорость газожидкостной смеси [1, 2], обеспечивающей полный вынос конденсата с забоя скважины. Факторы, ограничивающие дебит скважины: коллекторские свойства пласта, пластовые давление и температура, присутствие коррозионно-активных компонентов, свойства газовых и жидких компонентов, наличие подошвенной воды и т. д. [3–10].

Объект и методы исследования

Для обоснования и выбора технологического режима добывающих газоконденсатных скважин используют такой метод, как их исследование на стационарных режимах фильтрации, то есть изучение зависимостей между депрессией на пласт дебитом газоконденсатной смеси, изменением свойств добываемого флюида, наличием различных примесей. На рисунке 1 в хронологическом порядке отображены номера режимов и создаваемая депрессия на пласт скважины, осуществляющей добычу газа и конденсата из пласта Ач₅²⁻³ Уренгойского месторождения [11].

По приведенной зависимости четко прослеживается рост дебита газоконденсатной смеси от увеличения депрессии на пласт. Даже несмотря на создаваемую депрессию (свыше 70 %), дебит варьирует в диапазоне от 92 до 121 тыс. м³/сут, что является незначительным для газоконденсатных скважин.

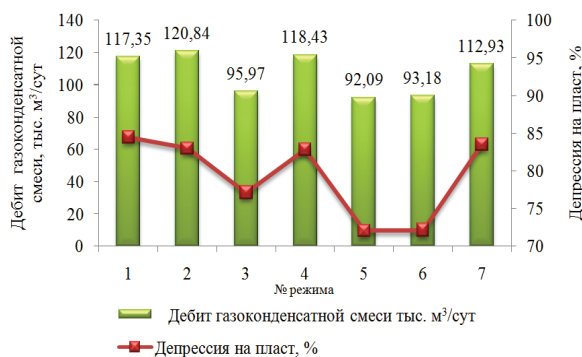


Рис. 1. Газодинамические исследования на установившихся режимах

Результаты

После обработки исходной информации в координатах дебит — депрессия на рисунке 2 прослеживается нелинейная зависимость, обусловленная значительным выделением конденсата из газовой фазы и, как следствие, снижением фазовой проницаемости в призабойной зоне пласта.

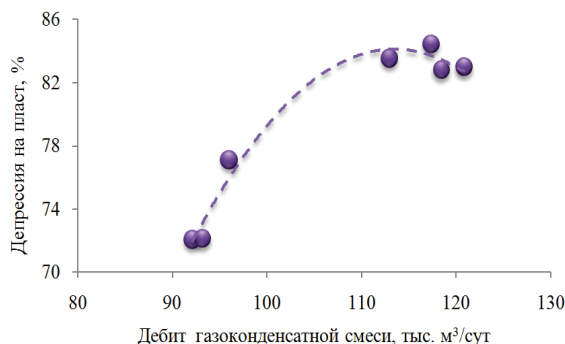


Рис. 2. Зависимость дебита от депрессии

Идентифицировать наличие жидкой фазы в скважине и околоскважинной зоне можно с помощью индикаторной диаграммы в координатах

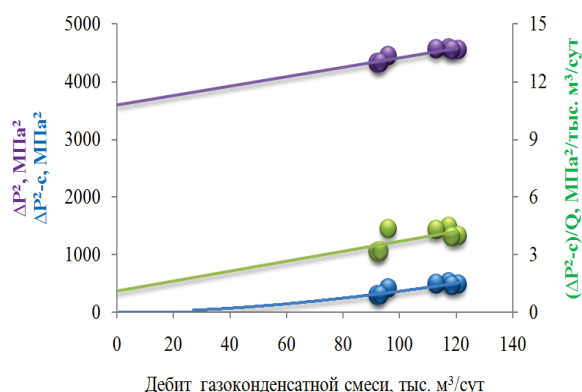


Рис. 3. Индикаторная диаграмма

ΔP^2 (МПа²) – $Q_{гк}$ (тыс. м³/сут).

Уравнение притока имеет вид

$$P_{пл}^2 - P_{зоб}^2 = aQ + bQ^2 + c, \quad (1)$$

где $P_{пл}^2$ — пластовое давление; $P_{зоб}^2$ — забойное давление; Q — дебит газоконденсатной смеси; a и b — коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров пласта, свойств смеси, несовершенства скважины, зоны дренирования; c — дополнительный фильтрационный коэффициент, свидетельствующий о наличии фазовых переходов¹ (рис. 3).

Обсуждение

Столь высокое значение дополнительного фильтрационного коэффициента (свыше 3 500) свидетельствует о наличии ретроградного конденсата, препятствующего фильтрации углеводородной смеси к скважине. Плотность конденсата в зависимости от режима работы скважины (рис. 4) аппроксимируется полиномом второй степени

$$\rho_k = 1,043 - 0,037 \cdot P_z + 0,001 \cdot P_z^2, \quad (2)$$

где ρ_k — плотность конденсата, P_z — забойное давление.

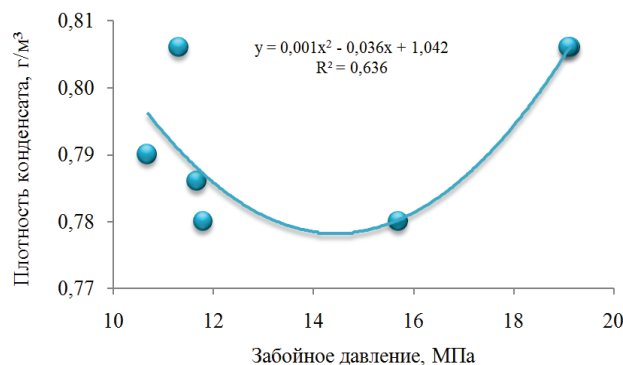


Рис. 4. Влияние депрессии на плотность конденсата

Полученная зависимость обусловлена низким забойным давлением, находящимся в области давления максимальной конденсации — давления, ниже которого происходит переход конденсата в газовую фазу [12–14].

¹ Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. — Введ. 2011-04-29. — М.: Газпром экспо, 2011. — Ч. I. — 234 с.

Контактно-дифференциальная конденсация

Давление, МПа	Пластовые потери, см ³ /м ³
62,75	—
57,07	—
51,39 ($P_{нач}$)*	0,00
47,76	76,96
44,12	145,47
40,49	209,60
36,86	270,30
33,22	325,98
29,59	373,85
25,95	410,76
22,32	434,54
18,69	444,73
15,05 (P_m)**	451,73
11,42	428,60
7,79	407,32
4,15	379,17
0,52	338,81
0,10	312,84

Примечание. $P_{нач}$ * — давление начала конденсации, P_m ** — давление максимальной конденсации.

Давление максимальной конденсации по результатам лабораторного эксперимента, моделирующего фазовое поведение пластовых газоконденсатных систем методом контактно-дифференциальной конденсации, [15–17] (таблица) составляет 15 МПа, что коррелируется с приведенной выше зависимостью (см. рис. 4).

Выводы

Создание значительных (до 80 % от пластового давления) депрессий негативно сказывается на самом пласте (приводит к разрушению скелета породы, выносу механических частиц и значительным пластовым потерям конденсата). Данных проблем лишены добывающие скважины горизонтальной конструкции, а также наклонно-направленные скважины с сетью искусственных трещин (гидравлический разрыв пласта) [18]. Однако здесь необходимо учитывать, что выработка запасов газа и конденсата из системы трещин протекает со значительно более высокими скоростями, нежели из поровых зон, поэтому отбор флюида производится так, чтобы пласт работал в порово-трещинном режиме для сбалансированного распределения

запасов углеводородов в гидродинамической системе «поровая матрица — трещина» [19].

Библиографический список

1. Juntai Shi, Xiangfang Li, Depei Shi, Hanbing Xu, Baozhen Li, Jianrui Zhou A New Deliverability Testing Method for Gas Condensate Wells // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China (8–10 June). — Beijing, China, 2010. — Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-131443-MS>.
2. 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.
3. Алиев З. С., Исмагилов Р. Н. Газогидродинамические основы исследования скважин на газоконденсатность. — М.: Недра, 2012. — 214 с.
4. Алиев З. С., Бондаренко В. В. Исследование горизонтальных скважин. — М.: Нефть и газ, 2004. — 300 с.
5. Брехунцов А. М., Телков А. П., Федорцов В. К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. — Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. — 290 с.
6. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. — М.: Недра, 1984. — 269 с.
7. Васильев Ю. Н., Дубинина Н. И. Математические основы обработки результатов газодинамических исследований скважин. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. — 116 с.
8. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко [и др.]. — М.: Наука, 1995. — 523 с.
9. Зотов Г. А. Методика газогидродинамических исследований горизонтальных газовых скважин. — М.: Ротапринт, ВНИИГаз, 2000. — 114 с.
10. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. — М.: Недра, 1980. — 301 с.

11. Газоконденсатные исследования углеводородных систем ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А. Г. Козубовский [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 4–5. – С. 142–151.
12. Гриценко А. И., Гриценко И. А., Юшкин В. В. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. – М.: Недра, 1995. – 432 с.
13. Гриценко А. И., Островская Т. Д., Юшкин В. В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. – М.: Недра, 1983. – 263 с.
14. Долгушин Н. В., Корчажин Ю. М., Сагитова Д. З. Исследование природных газоконденсатных систем: метод. руководство. – М.: ВНИИГаз, 1994. – 257 с.
15. Брусиловский А. И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов // Вести газовой науки. – 2011. – № 2. – С. 150–164.
16. Совершенствование методик экспериментального изучения фазовых превращений газоконденсатных систем / Д. В. Люгай [и др.] // Вести газовой науки. – 2011. – № 1. – С. 103–113.
17. Гужигов П. А. Проблемы и недостатки нормативно-методической базы экспериментальных исследований пластовых флюидов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 124–128.
18. Граф Т. Вертикальная и горизонтальная интеграция для преодоления крайне сложных проблем при эксплуатации низкопроницаемых газоконденсатных пластов Ачимовской свиты // 171169-RU SPE Conference Paper — 2014. – Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171169-RU>. DOI: 10.2118/171169-RU
19. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений / И. П. Попов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 51–58.

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, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Усачев Игорь Анатольевич, заместитель начальника отдела испытания скважин департамента проектирования разработки месторождений нефти и газа, НАО «Сибирский научно-аналитический центр, г. Тюмень, e-mail: Usachev_I@sibsac.ru

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 of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Igor A. Usachev, Assistant Head of Department Wellbore Testing, Design of an Oil and Gas Field Development, NJSC «Siberian scientific-analytical centre», Tyumen, e-mail: Usachev_I@sibsac.ru

УДК 622.276.8

**К вопросу разрушения стойких нефтяных эмульсий с целью
обеспечения качественной подготовки нефти**

Н. Г. Мусакаев^{1, 2*}, Р. Р. Ахметзянов²

¹Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики
им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: musakaev@ikz.ru

Аннотация. Приведены условия, обеспечивающие качественную подготовку товарной нефти в условиях образования устойчивой эмульсии, стабилизированной продуктами производства гидроразрыва пласта и кислотных обработок. Представлены соотношения, позволяющие определить параметры течения добываемой газожидкостной смеси в нефтесборном трубопроводе. Предложена технологическая схема подготовки нефти, которая обеспечивает требуемое качество подготовки нефти. В основе схемы заложен разработанный и обоснованный метод динамической совмещенной подготовки нефти.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; газожидкостная смесь; подготовка нефти; технологическая схема

**To the issue of the destruction of persistent oil emulsions in order
to ensure high-quality oil treatment**

Nail G. Musakaev^{1, 2*}, Ratmir R. Akhmetzyanov²

¹Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB
RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: musakaev@ikz.ru

Abstract. The article raises a question about the qualitative preparation of separator oil under the conditions of the formation of stable emulsion, which is stabilized by the products of the production of hydraulic fracturing and acid treatments. We present relations that make it possible to determine the flow parameters of produced gas-liquid mixture in an oil gathering pipeline. As a result, we propose a technological scheme for oil treatment, which provides the required quality of oil treatment. The scheme is based on the developed and justified method of dynamic combined oil treatment.

Key words: water-oil emulsion; gas-liquid mixture; oil preparation; technological scheme

Введение

Массовое применение гидравлического разрыва пласта (ГРП) на нефтяных месторождениях приводит к повышению устойчивости водонефтяной эмульсии, что негативно сказывается на процессе подготовки нефти [1, 2]. Этот рост устойчиво-

сти данной многофазной смеси обусловлен наличием в эмульсии продуктов физико-химического взаимодействия неразложившейся жидкости носителя проппанта (геля), пластовых флюидов (пластовой воды и углеводородов) и механических примесей. Кроме того, после проведения кислотных обработок прискважинной зоны пласта и поступления в состав добываемой газожидкостной смеси продуктов реакции водонефтяная эмульсия становилась более устойчивой и была представлена в виде «промышленного слоя» [1, 3, 4]. В этой связи возникает необходимость в разработке эффективной технологической схемы и соответствующего оборудования, способных обеспечить требуемое качество подготовки нефти.

Решение проблемы разрушения устойчивой эмульсии

Для обеспечения качественной подготовки товарной нефти в условиях образования устойчивой эмульсии и сопутствующих осложняющих факторов необходимо выполнение следующих условий [2]:

- 1) обеспечение наиболее полного разделения нефти и воды в условиях присутствия в добываемой скважинной жидкости стабилизаторов эмульсии — неразложившегося геля ГРП и «промышленного слоя», способствующих агрегативной устойчивости эмульсии к разделению фаз;
- 2) обеспечение качества отделения и очистки газа, особенно во время пиковых повышений газосодержания;
- 3) обеспечение эффективного сбора и технологичной очистки оборудования от содержащихся в газожидкостной смеси частиц проппанта, использованного при ГРП, и механических примесей, выносимых из скважин.

На первом этапе при разработке технологической схемы сбора и подготовки нефти необходим анализ исходных данных о физико-химических свойствах нефти и условиях эксплуатации месторождения [5–7]. Второй этап включает в себя обоснование наиболее эффективного метода обеспечения качественной подготовки нефти и принятие принципиальных решений по формированию технологической схемы установки подготовки нефти (УПН). При обосновании принципиальной схемы сбора и подготовки нефти рекомендуется руководствоваться документами^{1,2}, в которых разработаны унифицированные технологические схемы для комплексов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, а также рекомендованы технологические приемы, позволяющие обеспечить подготовку нефти в широком диапазоне ее физико-химических свойств.

Решение вопроса разрушения устойчивых нефтяных эмульсий, стабилизированных продуктами производства ГРП и кислотных обработок, не может быть сведено только к поиску и подбору возможно более эффективного в соответствующих условиях деэмульгатора по следующим причинам:

- 1) например, в условиях существующей УПН на одном из участков Краснотенского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) уже применялись такие эффективные деэмульгаторы, как дисолван, флэк, которые не смогли обеспечить качественную подготовку в условиях поступления скважинной жидкости с продуктами ГРП;
- 2) после разрушения бронирующих оболочек на каплях воды с помощью деэмульгатора необходимо обеспечить условия для коалесценции капель воды (с помощью соответствующей конструкции аппаратов), в условиях существующей УПН на Краснотенском НГКМ такие условия не были обеспечены;

¹ РД 39-0148311-605-86. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов / Гипровостокнефть. – Введ. 1987-01-01. – Куйбышев, 1986. – 30 с.

² РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования / ВНИИСПТнефть. – Введ. 1990-05-01. – Уфа, 1990. – 70 с.

3) по мере роста обводненности и изменения стадии разработки на месторождениях необходимо неоднократно подбирать эффективный деэмульгатор;

4) в ряде случаев существующие на месторождениях УПН ограничены по производительности и зачастую не соответствуют имеющимся на нефтедобывающем предприятии тактическим планам по увеличению добычи, связанных, например, с ростом количества операций ГРП.

По мнению В. П. Тронова [5], вместо выбора деэмульгаторов из множества наименований, пригодных для использования только на том или ином конкретном объекте со всеми его технологическими особенностями, необходимо разработать оптимальную технологическую схему подготовки нефти, создать на этой основе эффективную дегидрирующую аппаратуру и использовать деэмульгатор, соответствующий виду обрабатываемой нефти.

Обеспечить разрушение нефтяной эмульсии в разрабатываемой технологической схеме подготовки нефти возможно путем одновременного использования групп технологически совместимых операций [5, 8]. Технология, названная «совмещенной», была разработана институтом «ТатНИПИнефть». Она включает достоинства всех известных способов подготовки нефти и характеризуется авторами как обладающая следующими преимуществами:

- дифференцирование процесса подготовки на отдельные операции и осуществление каждой из них при наиболее благоприятном гидродинамическом режиме;
- выбор на основе критериев технологически совместимых операций, совместимых друг с другом при сборе, транспортировании, деэмульсации нефти, сепарации газа и очистке сточных вод, и их одновременное осуществление в одном и том же технологическом оборудовании, применяемом на любой стадии разработки нефтяных месторождений;
- осуществление обезвоживания и обессоливания нефти в режиме, обеспечивающем эффективную сепарацию газа, и получение непосредственно на технологических аппаратах подготовки нефти сточной воды, удовлетворяющей существующим требованиям;
- включение подготовки нефти в комплекс промысловых процессов в качестве одной из последовательно осуществляемых операций, без выделения ее в автономный процесс, связанный со строительством и эксплуатацией сложных дорогостоящих установок.

В нашей работе [2] предложена схема установки подготовки нефти, способная обеспечить высокое качество отделения и очистки газа, устранить влияние «промышленного слоя», обеспечить эффективный сбор и технологическую очистку оборудования от содержащихся в газожидкостной смеси частиц проппанта, использованного при ГРП, и механических примесей, выносимых из скважин.

Стоит отметить, что количество групп технологически совместимых операций разработано достаточно много. Для выбора конкретной «совмещенной» технологии для условий конкретного месторождения необходим предварительный расчет. Например, необходимо выяснить, на каких участках технологической схемы сбора и подготовки нефти создаются условия для образования устойчивой нефтяной эмульсии, стабилизированной продуктами производства ГРП и кислотных обработок. В этой связи нужно определить параметры течения добываемой газожидкостной смеси в нефтесборном трубопроводе.

Результаты расчетов

При проведении расчетов примем следующие значения используемых параметров [2, 8–13]. Исходные данные для расчета, соответствующие существующей технологической схеме, объему и характеристикам добываемой продукции на начальной стадии реализации геолого-технологических мероприятий (ГТМ), приведены ниже.

Внутренний диаметр трубопровода, м	$d = 0,159$
Температура при нормальных условиях, К	$T_0 = 293$
Среднее давление перекачки (при подходе к УПН), МПа	$p_m = 0,55$
Средняя температура перекачки, К	$T_m = 278$
Объемный расход дегазированной нефти, м ³ /с	$Q_{p0} = 0,002$
Объемный расход пластовой воды совместно с технической водой, выносимой при выводе скважин на режим, м ³ /с	$Q_{w0} = 0,0009$
Газовый фактор, м ³ /м ³	$G = 300$
Давление насыщения нефти газом, МПа	$p_s = 5,5$
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	$\rho_{p0} = 830$
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	$\rho_{g0} = 1,164$
Плотность газа по воздуху	$\rho_{ga} = 0,9$
Плотность пластовой воды, кг/м ³	$\rho_w = 1\,009$
Объемный коэффициент нефти	$b_p = 1,4$
Вязкость дегазированной нефти, Па·с	$\mu_{p0} = 0,005$
Межфазное натяжение на границе нефть — вода, Н/м	$\sigma_{pw} = 0,039$
Межфазное натяжение на границе нефть — газ, Н/м	$\sigma_{pg} = 0,025$

Последовательность вычислений параметров течения добываемой газожидкостной смеси в нефтесборном трубопроводе можно записать следующим образом.

Определим объемные расходы нефти Q_p и газа Q_g в условиях перекачки, коэффициент растворимости газа Γ при давлении насыщения p_s и количество газа G_g , растворенного в 1 м³ нефти, объемнорасходные содержания нефти β_p , воды β_p и газа β_g [14–16]

$$Q_p = Q_{p0} b_p,$$

$$\Gamma = G/p_s, \quad G_g = \Gamma(p_m - p_{atm}), \quad Q_g = Q_{p0}(G - G_g) \frac{p_{atm} T_m z}{p_m T_0},$$

$$\beta_i = Q_i/Q \quad (i = p, w, g), \quad Q = Q_p + Q_w + Q_g,$$

где p_{atm} — атмосферное давление; z — коэффициент сверхсжимаемости газа. Параметры $\beta_i (i = p, w, g)$ определяют объемные доли расхода каждой фазы в газожидкостном потоке и по своему определению являются безразмерными величинами.

Найдем плотность дегазированной нефти ρ_p при средней температуре в трубопроводе, плотность газа ρ_g в условиях эксплуатации трубопровода и плотность газожидкостной смеси ρ

$$\rho_p = \rho_{p0} - \gamma(T_m - T_0), \quad \rho_g = \frac{\rho_{g0} p_m T_0}{p_{atm} T_m}, \quad \rho = \sum_{i=p, w, g} \alpha_i \rho_i,$$

где γ — поправка на изменение плотности нефти при изменении температуры на 1 К; $\alpha_i (i = p, w, g)$ — истинные содержания фаз (нефти, воды и газа).

Динамическую вязкость газонасыщенной нефти μ_p и приведенную скорость движения газожидкостной смеси W можно найти из следующих формул [14, 16]:

$$\mu_p = \frac{\mu_{p0}}{\lg(10 + (0,5 + 0,0002 G_g^2) G_g \mu_{p0}^2)}$$

$$W = \frac{Q_p + Q_w + Q_g}{S}, \quad S = \frac{\pi d^2}{4}.$$

Найдем числа Фруда Fr , Рейнольдса Re и Кутателадзе Ku

$$Fr = \frac{W^2}{gd}, \quad Re = \frac{W \rho d}{\mu_p}, \quad Ku = \frac{W \sqrt{\rho}}{\sqrt[4]{g \sigma_{pg} (\rho - \rho_g)}},$$

где g — ускорение свободного падения.

Расчеты по этим формулам при принятых в расчетах параметрах дали следующие значения безразмерных параметров: $Fr = 23$, $Re = 6\,550$ и $Ku = 21$. То есть в данном случае для движения газожидкостной смеси по трубопроводу характерен турбулентный режим течения. При больших значениях объемнорасходного газосодержания β_g (в наших расчетах $\beta_g = 0,96$), как правило, наблюдается течение газонефтяной смеси в виде аэрозоля (капли жидкости в потоке газа) [17]. Такой режим течения по трубопроводу газожидкостной смеси с высоким объемнорасходным газосодержанием ($\beta > 0,95$) используется для интенсификации процесса разделения [18]. Размер капель дисперсионной жидкой среды при этом обычно не превышает $d_{dr} = 10$ мкм. В таком случае число Вебера имеет следующее значение:

$$We = \frac{W^2 \rho d_{dr}}{\sigma_{pg}} = 0,5.$$

При числах Вебера менее 10 не происходит дробление капель [17] (по некоторым источникам — менее 1).

По результатам расчета можно сделать вывод о том, что при движении добываемой газожидкостной смеси по трубопроводу до УПН в виде аэрозоля отсутствуют условия для образования устойчивой эмульсии.

Выходя из трубопровода и попадая в сепаратор нефтегазовый НГС-50 существующей технологической схемы, добываемая газожидкостная смесь теряет в нем до 95 % газа. Время τ , которое эмульсия пребывает в НГС-50, можно определить из соотношения

$$\tau = \frac{V_c \cdot k}{Q_l},$$

где V_c — объем НГС-50; Q_l — объемный расход жидкости; k — коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью, принимаемый равным 0,5 (0,4–0,6).

Согласно последней формуле время, которое эмульсия пребывает в НГС-50, составляет около 15 минут. Далее дегазированная эмульсия перемещается в емкости-отстойники и находится там на подготовке ≈ 12 часов. Таким образом, распределенные по объему продукты производства ГРП, «промышленный слой» и механические примеси обеспечивают старение эмульсии и ее устойчивость. А вводимый в емкости-отстойники деэмульгатор не может повлиять на подобные стабилизаторы.

При течении газожидкостной смеси в виде аэрозоля для обеспечения условий для разделения эмульсии необходимо предварительно отделить основную часть газа от жидкости [17–19]. В условиях, когда газ резко отделяется, высаженные из смеси капли без дополнительного дробления сбрасываются в сепаратор, и происходит интенсификация процесса разделения [18]. Отсюда следует, что необходимо подобрать специальное оборудование для сепаратора первой ступени дегазации, обеспечивающее эффективное отделение основной массы попутного газа.

При разработке динамической совмещенной технологической схемы подготовки нефти применим две группы совместимых операций.

В соответствии с рекомендациями РД 39-0004-90³ перед УПН необходимо предусмотреть успокоительный коллектор — прямолинейный горизонтальный участок трубопровода большего диаметра без местных сопротивлений. Такой участок особенно необходим в условиях движения газожидкостной смеси в виде аэрозоля для снижения скорости и подготовки ее к расслоению. Длину участка успокоительного коллектора принимаем равной 200 м, а его диаметр при общем расходе жидкости до 1 000 м³/сут равным 0,25 м.

³ РД 39-0004-90. – С. 31.

Включив успокоительный коллектор в состав разрабатываемой технологической схемы подготовки нефти УПН, обеспечим условия разрушения нефтяной эмульсии, применяя одну из групп «совмещенной» технологии: разрушение эмульсий под воздействием поверхностно-активных веществ, турбулентных пульсаций, неравномерных скоростных напоров и тепла. Реагент-деэмульгатор, а также реагент-деструктор продуктов производства ГРП будем вводить перед УПН в «голове» успокоительного коллектора. При этом химический реагент равномерно распределяется по жидкой фазе за счет турбулентного смешения.

Дополнительно к первой необходимо обеспечить применение второй группы совместимых операций: разрушение эмульсий при разгазировании нефти в аппаратах ступеней сепарации [5, 8].

Оборудование подготовки в разрабатываемой схеме разместим по пути движения нефтяной эмульсии, что позволит оптимальным образом совместить процессы сепарации и деэмульсации при оптимальной температуре непосредственно на потоке.

Отвод выделившихся из газожидкостного потока газа и воды будем осуществлять во всех элементах технологической схемы, что позволит снизить нагрузку на сепараторы последующих ступеней, нагревательные печи, повысить их эксплуатационную надежность⁴. В. П. Троновым (ТатНИПИнефть) [5] показано, что при разрушении нефтяной эмульсии в динамике остаточное содержание воды в нефти оказывается намного ниже, чем в статике (при отстое в аппарате или резервуаре). Определяющее значение для разрушения эмульсии здесь может иметь гидродинамический фактор. По результатам исследований [20] было установлено, что в условиях движущегося газонасыщенного потока нефтяной эмульсии процессы стабилизации нефтяных эмульсий не могут быть окончательно завершены. Напротив, в процессе нахождения разгазированной эмульсионной нефти в сырьевых резервуарах создаются наиболее благоприятные условия для завершения адсорбционных процессов, то есть ее старения во времени.

Для устранения искусственно созданных в результате выполнения ГТМ аномальных структурных свойств газожидкостной смеси в разработанной технологической схеме УПН согласно [5, 6, 8] необходимо применить путевой подогрев. Положительное влияние температуры на эффективность разрушения эмульсии выражается в уменьшении вязкости нефти; увеличении разницы в плотностях воды и нефти (в результате ускоряется процесс осаждения капель воды); повышении эффективности действия химических реагентов; ослаблении бронирующих оболочек путем частичного растворения асфальтенов, смол и парафинов; создании благоприятных условий для коалесценции капель [5, 6, 20]. При этом обеспечивается выполнение требования, ограничивающего такое совмещение, которое заключается в соответствии температуры сепарации нефти температуре оптимального снижения прочности свойств бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и вязкости нефти, применяемой для разделения эмульсии на нефть и воду, то есть должно соблюдаться неравенство [5, 8]

$$T_1 > T_2 > T_3,$$

где T_1 — температура сепарации; T_2 — температура оптимально-минимальной прочности бронирующих оболочек; T_3 — температура, обеспечивающая нужное значение вязкости нефти.

При взятых в расчетах параметрах нагрев нефти до 45 °С в присутствии реагента и при продолжительном движении газожидкостной смеси по трубопроводам позволяет разрушить бронирующие оболочки на каплях пластовой воды. Сброс воды можно осуществлять как из нефтегазовых сепараторов со сбросом воды, так и при пониженной температуре (25–30 °С) в конечной сепарационной установке, в

⁴ РД 39-0004-90. – С. 11.

том числе и из резервуара вертикального стального (РВС). Значение T_3 , находящееся в указанном выше диапазоне температур, позволяет осуществлять этот процесс с высокой степенью эффективности. Снижение температуры жидкости до температуры отделения воды от нефти осуществляется за счет отдачи тепла в окружающую среду при движении нефти по трубопроводу от узла сепарации до РВС. Нагрев нефти на головном участке движения газожидкостной смеси по технологической схеме при обработке стойких эмульсий более эффективен, чем нагрев двухфазной смеси при отстое [6].

В соответствии с рекомендациями РД 39-0004-90⁵ с учетом возникающих осложнений в процессе подготовки нефти, заключающихся в образовании агрегативно-устойчивой эмульсии в процессе освоения скважин после ГРП и кислотных обработок, сопровождающихся выносом жидкости разрыва из скважин с последующим поступлением на УПН, необходимо предусмотреть расчет объема V сепаратора нефтегазового со сбросом воды

$$V = \frac{a Q_l \tau}{k},$$

где $a = 1,5$ — коэффициент, учитывающий образование агрегативно-устойчивой эмульсии в процессе освоения скважин после ГРП и кислотных обработок, сопровождающихся выносом жидкости разрыва (воды).

Для разрабатываемой технологической схемы с учетом планов по увеличению добычи на рассматриваемом участке месторождения при взятых в расчетах параметрах $V \approx 22 \text{ м}^3$. Объем сепарационных емкостей стандартного использования, включенных в технологическую схему, был принят равным 25 м^3 .

Выводы

Таким образом, с учетом проведенных расчетов можно предложить технологическую схему, которая обеспечивает требуемое качество подготовки нефти путем ее обезвоживания — разрушения нефтяных эмульсий, стабилизированных продуктами производства ГРП и кислотных обработок. В основе технологической схемы заложен разработанный и обоснованный метод динамической совмещенной подготовки нефти, основанный на совместном использовании режима течения по трубопроводу газожидкостной смеси с высоким объемнорасходным газосодержанием ($\beta > 0,95$), использованного для интенсификации процесса разделения; двух групп операций «совмещенной» технологии; оборудования подготовки нефти в динамическом режиме, исключающем подготовку путем отстоя в РВС.

Библиографический список

1. Сахабутдинов Р. З., Исмагилов И. Х., Космачева Т. Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 2005. — 321 с.
2. Мусакаев Н. Г., Ахметзянов Р. Р. Комплексные решения по оптимизации процессов добычи и подготовки нефти и газа при разработке трудноизвлекаемых запасов // Нефтепромысловое дело. — 2017. — № 5. — С. 45–49.
3. Мусакаев Н. Г., Ахметзянов Р. Р. Снижение проницаемости прискважинной зоны пласта при взаимодействии закачиваемых и пластовых флюидов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2017. — № 4. — С. 70–74. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-70-74
4. Промысловая подготовка нефти в условиях применения на промыслах полимеров для повышения нефтеотдачи / С. И. Борисов [др.] // Нефтяное хозяйство. — 2003. — № 9. — С. 104–106.
5. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. — М.: Наука, 1977. — 271 с.

⁵ РД 39-0004-90.

6. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа / Н. В. Ушева [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2013. – 128 с.
7. Тарасов М. Ю., Уржумова О. М., Зырянов А. Б. Основные принципы разработки и принятия технико-технологических решений при проектировании объектов промышленной подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 22–24.
8. Хафизов А. Р., Пестрецов Н. В., Шайдакова В. В. Сбор, подготовка нефти и газа. Технология и оборудование. – М.: Недра, 2002. – 551 с.
9. Исследование методов разрушения высокоустойчивого промежуточного слоя в резервуарах КНПС «Пурпэ» / Б. Р. Фахрутдинов [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 22 – С. 79–81.
10. Сахабудинов Р. З., Хамидуллин Р. Ф. Формирование и разрушение устойчивых водонефтяных эмульсий в промежуточных слоях. – Казань: Изд-во Казанского государственного технологического ун-та, 2009. – 60 с.
11. Banki R., Hoteit H., Firoozabadi A. Mathematical formulation and numerical modeling of wax deposition in pipelines from enthalpy–porosity approach and irreversible thermodynamics // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2008. – Vol. 51, Issue. 13–14. – P. 3387–3398. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.11.012
12. Ахметзянов Р. Р., Петрова О. Ф. Разработка реагента-деструктора гелеобразных смесей, используемого после проведения мероприятий по гидроразрыву пласта // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 3. – С. 15–21.
13. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промышленная подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981. – 261 с.
14. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
15. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках / Пер. с англ. – М.: Недра, 1986. – 204 с.
16. Musakaev N. G., Borodin S. L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region // Heat and Mass Transfer. – 2016. – Vol. 52, Issue. 5. – P. 981–991. DOI: 10.1007/s00231-015-1614-3
17. Карамышев В. Г., Корнилов Г. Г. Формирование структур газожидкостного потока в области расходного газосодержания $\beta > 0,95$ // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 9. – С. 14–17.
18. Карамышев В. Г., Попов В. В. Сбор газожидкостных смесей с высоким газосодержанием. Разделение их на составляющие фазы // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2003. – № 62. – С. 97–106.
19. Разработка нефтяных месторождений: издание в 4 т. / Г. З. Ибрагимов [и др.]. – М.: ВНИИОНГ, 1994. – Т. 3. Сбор и подготовка промышленной продукции. – 262 с.
20. Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.

Сведения об авторах

Мусакаев Наиль Габсалямович, д. ф.-м. н., доцент, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, e-mail: musakaev@ikz.ru

Ахметзянов Ратмир Рифович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, e-mail: akhmetzyanovrr@mail.ru

Information about the authors

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: musakaev@ikz.ru

Ratmir R. Akhmetzyanov, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, e-mail: akhmetzyanovrr@mail.ru

УДК 622.276.43

Исследование изменения характера взаимодействия скважин процессе заводнения

Д. К. Сагитов

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Россия
e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Аннотация. Исследование причин изменения эффективности системы поддержания пластового давления по уровню взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин является актуальной и недостаточно изученной проблемой, особенно в аспекте причин затухания устойчивых связей между взаимодействующими скважинами. По результатам расчета коэффициента парной корреляции Спирмена проведена оценка причин изменения характера взаимодействия скважин в процессе заводнения на различных этапах. Выявлены четыре характерные зоны взаимодействия, определяемые периодами формирования фронта вытеснения.

Ключевые слова: взаимовлияние скважин; взаимодействие скважин; причины обводнения; фронт вытеснения; коэффициент Спирмена

Studying of changes in the interaction of well during the water injection process

Damir K. Sagitov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Abstract. The study of the causes of changes in the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system in terms of the interaction of injection and production wells is an important and insufficiently studied problem, especially in terms of the causes of the attenuation of stable connections between the interacting wells. Based on the results of the calculation of the Spearman pair correlation coefficient, the reasons for the change in the interaction of wells during the flooding process at various stages were estimated. Of particular interest are identified four characteristic interactions, which are determined by the periods of formation of the displacement front.

Key words: interaction of wells; interference of wells; water-cut factors; displacement front; Spearman correlation coefficient

Введение

Актуальной задачей при разработке нефтяных месторождений является оценка изменения эффективности системы поддержания пластового давления по уровню взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин на различных этапах разработки нефтяных месторождений [1–15].

Известны различные способы оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, такие как трассерные исследования меченой жидкостью, гидропрослушивание, частотные исследования изменения обводненности от изменения объемов закачки, построение корреляционных зависимостей [16–18]. Одним из таких известных способов является метод парной корреляции рангов Спирмена [19].

Объект и методы исследования. Экспериментальная часть

Метод Спирмена, как и прочие методы оценки взаимовлияния, характеризуется своими преимуществами и недостатками.

- Преимущества: простота и дешевизна исследования с возможностью автоматизации и охвата всего фонда скважин за всю историю разработки с применением системы поддержания пластового давления (в отличие от дорогостоящих, локальных и единовременных трассерных исследований);
- Недостаток: субъективизм выбора интервала исследования, зависящий от интерпретатора и влияющий на результат оценки, вследствие чего данный метод используется как второстепенный. Но действительно ли это недостаток, как может показаться на первый взгляд, или этому есть закономерные объяснения.

Исследования с применением данного метода по различным парам скважин в различные периоды их взаимодействия (начало эксплуатации, период подхода фронта вытеснения, период нарастания и стабилизации обводнения) давали различные результаты по уровню и характеру (прямая/обратная связь) взаимодействия скважин, что приводило в замешательство и ставило под сомнение работоспособность метода в начале исследования.

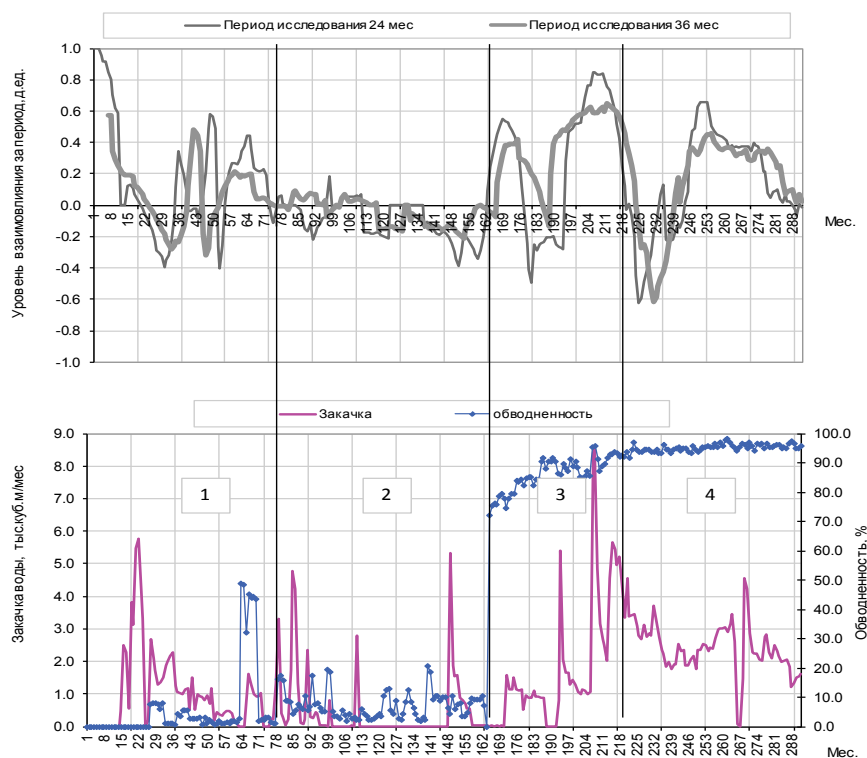


Рис. 1. Обобщенный пример получаемых результатов по уровню взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по истории разработки при сопоставлении обводненности и объемов закачки при резком обводнении продукции (выделены четыре характерных периода)

Результаты. Обсуждение

В результате детального изучения и сопоставления получаемых результатов для различных периодов (24 и 36 месяцев) по залежам Шегурчинского нефтяного месторождения [20, 21] был выявлен ряд значимых закономерностей (рис. 1 и 2, обобщенные примеры для случаев с резким и постепенным обводнением продукции).

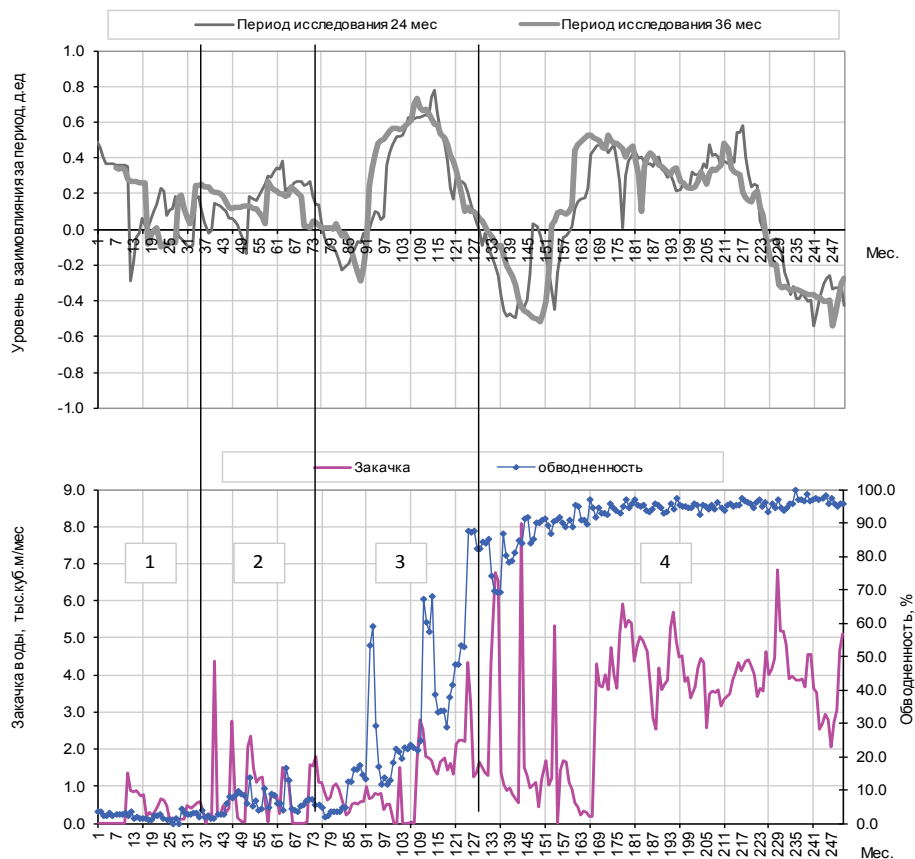


Рис. 2. Обобщенный пример получаемых результатов по уровню взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин по истории разработки при сопоставлении обводненности и объемов закачки при постепенном обводнении продукции (выделены четыре характерных периода)

1. В начальный, безводный период работы скважин (до 10 % обводнения продукции) в большинстве случаев наблюдается неустойчивая прямая резко меняющаяся на обратную «слабая» по шкале Чеддока [19] связь между изменением уровня закачки по соседней нагнетательной и всплесками обводнения в добывающей скважинах (коэффициент Спирмена в пределах от $-0,3$ до $+0,3$), что объясняется положительным влиянием заводнения и формированием равномерного фронта вытеснения. Пластовое давление растет, при этом наблюдается активное подтягивание низкопроницаемой нефтенасыщенной части разреза.

2. В конце безводного периода (обводненность от 10 до 20 %) наблюдается снижение уровня взаимодействия скважин, оцениваемого коэффициентом Спирмена, и значения принимают как положительные, так и отрицательные величины в пределах от $-0,15$ до $+0,15$, что объясняется переформированием формы фронта вытеснения по направлению к добывающей скважине при подходе воды по наибо-

лее проницаемому пропластку. Периодически происходит отключение и подключение низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков.

3. В период после подхода фронта вытеснения, когда обводненность резко возрастает до 45–75 %, что соответствует обводнению наиболее продуктивной части разреза. Коэффициент Спирмена в среднем принимает положительные значения в диапазоне от +0,35 до +0,75, что указывает на прямую связь изменения обводненности и объемов закачки. Опытным путем подмечено, что смещение исследуемого диапазона по нагнетательной скважине на один месяц раньше (до прорыва воды) позволяет повысить коэффициент Спирмена на 5 % за счет учета скорости преодоления водой межскважинного пространства.

4. Период стабилизации высокого уровня обводнения характеризуется снижением (притуплением) уровня взаимодействия, а иногда и его непродолжительным обращением в устойчивую обратную взаимосвязь. Коэффициент Спирмена большую часть водного периода фиксируется в положительном диапазоне, но, как правило, на 10–20 % ниже, чем в момент резкого роста обводнения.

Выводы

1. Изменение исследуемого исторического периода взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин позволило провести анализ причин изменения параметра (коэффициент парной корреляции Спирмена).

2. Выявлена закономерность изменения коэффициента парной корреляции Спирмена по истории разработки в зависимости от изменения обводненности продукции реагирующих на закачку добывающих скважин.

3. Выделены четыре характерных периода взаимодействия скважин в зависимости от уровня обводнения продукции.

4. Оценены средние характерные диапазоны изменения коэффициента парной корреляции Спирмена, и на их основе даны интерпретации зафиксированного явления изменения уровня взаимодействия пары нагнетательной и добывающей скважин по истории совместной работы.

5. Полученные результаты можно использовать для оценки изменения эффективности системы поддержания пластового давления по локальным участкам на различных этапах разработки с целью адресного регулирования системы заводнения.

Библиографический список

1. Техничко-технологические системы реализации водогазового воздействия на пласты / Р. В. Вафин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 6. – С. 32–38.
2. Тазиев М. М., Сагитов Д. К. Методические основы прогнозирования динамики процесса обводнения добывающих скважин на основе промысловой геолого-технической информации о строении эксплуатируемых объектов и режимах работы скважин // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 12. – С. 25–29.
3. Способы оценки эффективности формирования системы заводнения на объекте Западно-Усть-Балыкского месторождения / В. А. Проскурин [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – № 6. – С. 36–38.
4. Сагитов Д. К. Определение преимущественного направления фильтрации закачиваемых вод // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 4. – С. 11–14.
5. Сагитов Д. К. Вовлечение в разработку слабодренлируемых запасов нефти регулированием заводнения // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 5. – С. 24–26.
6. Сагитов Д. К., Хальзов А. А., Лепихин В. А. Оперативная коррекция компенсации отборов закачкой на нефтяных месторождениях // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 26–28.
7. Сарваретдинов Р. Г., Сагитов Д. К. Использование геолого-математической модели пласта при сопоставлении средних значений пористости и проницаемости различных по

неоднородности пластов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2008. – № 10. – С. 15–20.

8. Владимиров И. В., Тазиев М. М., Чукашев В. Н. Оптимизация системы заводнения водонефтяных зон нефтяных залежей // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 1. – С. 30–37.

9. Обоснование применения в карбонатных коллекторах потокоотклоняющих технологий на основе кислотных гелеобразующих составов / М. К. Рогачев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 129–131.

10. Хлебников В. Н., Ленченкова Л. Е. Гелеобразующие композиции для нефтедобычи // Башкирский химический журнал. – 1997. – Т. 4, № 1. – С. 50–54.

11. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин месторождения им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.

12. Чеботарев А. В., Шагалин Р. Р., Якубов Р. Н. Оценка доли эффективной толщины пласта по результатам геофизических исследований скважин турнейского яруса месторождений западного Башкортостана // Промысловая геофизика: проблемы и перспективы: 5-я молодежная науч.-практ. конф.: сб. докл. ОАО «Башнефтегеофизика». – Уфа, 2011. – С. 136–140.

13. Современные представления об интенсификации добычи нефти из неоднородных обводненных карбонатных коллекторов / А. В. Лысенков [и др.] // Сервисные услуги в добыче нефти: материалы науч.-техн. конференции. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 92–96.

14. Особенности и перспективы разработки карбонатных коллекторов / А. В. Лысенков [и др.] // Сервисные услуги в добыче нефти: материалы науч.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2014. – С. 97–102.

15. Особенности разработки залежей нефти, осложненных тектоническими нарушениями / Ф. С. Салимов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 25–32.

16. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации / Д. К. Сагитов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35–37.

17. Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации / С. Х. Абдульмянов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 20–24.

18. Прогнозирование остаточных дренируемых запасов нефти скважины по частотной изменчивости процесса обводнения / И. Р. Сафиуллин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 5–9.

19. Математическая энциклопедия. В 5 т. / Под ред. И. М. Виноградова. – М.: Советская энциклопедия, 1977–1985.

20. Андаева Е. А. Разработка метода оперативного контроля состояния призабойной зоны добывающих скважин: дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2018. – 123 с.

21. Андаева Е. А., Лысенков А. В. Разработка метода оперативного контроля состояния призабойной зоны добывающих скважин (на примере месторождений НГДУ «Ямашнефть») // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 4. – С. 68–78. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-4-68-78

Сведения об авторе

Сагитов Дамир Камбирович, д. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

Information about the author

Damir K. Sagitov, Doctor of Engineering, Associate Professor at the Department of the Development and Operation of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: sagitovdk@inbox.ru

С. И. Перовщиков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Аннотация. Объемный коэффициент широко используется в различных расчетах, связанных с оценкой запасов, добычей, подготовкой и транспортом нефти. Существующие методики его расчетного определения преимущественно эмпирические. Это сужает область их применения и затрудняет использование при решении различного рода задач, в первую очередь задач оптимизационного характера.

Целью работы является разработка подобной методики в виде аналитической зависимости, лишенной отмеченных недостатков. Для этого используются положения дырочной теории капельной жидкости, на основе которых получено теоретически и физически обоснованное выражение, приемлемое для широкого круга газонасыщенных нефтей, находящихся в различных условиях. Приемлемость зависимости проверена на данных по нефтям различных регионов страны и ближнего зарубежья. Полученная зависимость позволяет рассчитывать объемный коэффициент при давлении, равном давлению насыщения нефти газом.

Ключевые слова: газонасыщенная нефть; объемный коэффициент

Determining of volume coefficient of gas-saturated oils

Sergey I. Perevoschikov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Abstract. The volumetric coefficient is widely used in various calculations related to the estimation of petroleum reserves, crude oil production, preparation and transport of oil. The existing methods of its calculation determination are mainly empirical that makes it difficult to use them in solving various tasks, primarily optimization problems.

The article is devoted to the development of similar technique in the form of analytical dependence, devoid of the noted shortcomings. For this purpose, the provisions of the hole theory of the dropping liquid are used, on the basis of which a theoretically and physically justified expression acceptable for a wide range of gas-saturated oils under different conditions is obtained. The acceptability of dependence is tested on oil data from different regions of the country and near abroad. The obtained dependence makes it possible to calculate the volume coefficient at a pressure equal to the pressure of oil saturation with gas.

Key words: gas-saturated oil; volume coefficient

Введение

Объемный коэффициент B характеризует увеличение (в долях единицы) объема нефти при растворении в ней газа и широко используется при определении за-

пасов нефти, а также в технологических расчетах, связанных с добычей, подготовкой и транспортом нефти совместно с попутными газами.

В связи со значимостью рассматриваемого параметра его определению уделяется повышенное внимание. Об этом свидетельствует большое количество соответствующих методик по расчету B и плотности газонасыщенной нефти, физически тесно связанной с B . Содержание основных из них излагается в работах Д. Катца, А. С. Смирнова, О. В. Дубровой, А. И. Хазнаферова, М. Стендинга, Е. А. Малицкого, И. М. Амерханова, Р. П. Хомутникова, С. Х. Айгистовой, Р. С. Касимова и Н. А. Столыпина, а также АО «Гипровостокнефть».

Данные методики на момент их создания соответствовали достигнутому уровню знаний в рассматриваемой области и удовлетворяли потребностям их практического применения. С появлением новых знаний и методов научных исследований, а также новых задач, связанных с использованием аналогичных методик, возникла необходимость их дальнейшего совершенствования. В частности, существует потребность в методике, представленной одним аналитическим выражением, приемлемым для широкого круга газонасыщенных нефтей, которое в равной мере учитывает пластовые условия, а также условия подготовки и трубопроводного транспорта нефти.

Большинство существующих зависимостей отмеченной потребности не отвечают. В первую очередь, по причине эмпирического характера, который изначально ограничивает область их уверенного применения той экспериментальной базой, на которой они получены. Поскольку в качестве последней, как правило, используются данные по нефтям отдельных нефтепромысловых районов, то область применения рассматриваемых зависимостей этими нефтями и ограничивается. Вторым, также значимым обстоятельством, лишаящим существующие зависимости необходимой универсальности, является их целевое назначение, либо для промысловых нужд (то есть для пластовых условий), либо для условий трубопроводного транспорта.

В пластовых условиях нефть находится в естественно газонасыщенном состоянии и растворенный в ней газ состоит преимущественно из метана и этана. Транспортируемая же по трубопроводам нефть (особенно по межпромысловым и магистральным нефтепроводам) подвергается предварительной обработке, в том числе многоступенчатой сепарации от газа, в результате чего насыщается преимущественно «тяжелыми» компонентами попутных газов — пропаном, бутаном, иногда и более высокими по плотности составляющими. Эффект от растворения в нефти отличных по физико-химическим свойствам газов качественно может быть одинаковым, но количественно всегда различен. И различие тем больше, чем больше различие газов по этим свойствам. Поэтому расчетные зависимости (особенно эмпирического характера), полученные для пластовых условий, не всегда приемлемы для условий, характерных для установок подготовки нефти и условий трубопроводного транспорта, и наоборот.

Вследствие отмеченного существует необходимость в дальнейших исследованиях в рассматриваемом направлении с целью получения более универсальной зависимости, отвечающей сформулированным выше требованиям. Эта цель может быть достигнута только на базе соответствующих теоретических разработок.

Объект и методы исследования

В основе современной теории капельных жидкостей, к которым относятся и газонасыщенные нефти, лежит молекулярно-кинетическая теория, развитая Я. И. Френкелем и другими исследователями [1]. Данная теория рассматривает жидкость как «тело с разрушенной целостностью, в котором существует множество микроразрывов и микрополостей — дырок. Вследствие теплового движения разры-

вы и дырки самопроизвольно исчезают в одних местах и, одновременно, возникают в других, что вызывает эффект хаотичного перемещения дырок».

Дырочная теория, согласно [1], хорошо согласуется с опытными данными. Это позволяет использовать ее положения в настоящих исследованиях. В частности, принципиальное, в рассматриваемом случае, положение о наличии в жидкостях дырок, то есть некоторых свободных пространств. Исходя из теории, можно предположить, что под действием межмолекулярных сил взаимного притяжения отдельные молекулы жидкости «стягиваются» в мельчайшие конгломерации из нескольких молекул, в результате чего внутри жидкости освобождаются некоторые пространства. Эти пространства (дырки) оказываются окруженными молекулами, межмолекулярные силы которых действуют во всех направлениях. В том числе обращены и внутрь данных пространств.

Можно также предположить, что при контакте жидкости с газами, находящимися под соответствующим давлением (давлением насыщения жидкости газами) молекулы газов, обладая повышенной подвижностью, проникают в жидкостную структуру и заполняют имеющиеся в ней свободные пространства в виде дырок, оставаясь при этом за пределами жидкостных конгломераций. Проникновению в конгломерации препятствуют повышенная подвижность и меньшие, чем у молекул жидкости, молекулярные силы газовых молекул. Последние оказываются неспособными разорвать уже существующие межмолекулярные связи внутри конгломераций и внедриться в них. При этом молекулы газа под действием собственных и более выраженных сил межмолекулярного притяжения молекул жидкости связываются с ближайшими к ним молекулами конгломераций. Таким образом в жидкости возникают новые образования — конгломерации из молекул жидкости, покрытые оболочками из скоплений газовых молекул. Данные образования являются структурными единицами нового вещества — насыщенного газом жидкости. Связанные между собой межмолекулярными силами молекулы этого вещества оказываются неспособными отдаляться друг от друга. Это наделяет образовавшееся вещество признаками капельной жидкости, какой оно визуальное и воспринимается.

С пластовой нефтью («прародительницей» нефти газонасыщенной) происходит обратный процесс. Изначально она представляет жидкость, состоящую из множества компонентов с различными физическими свойствами. В таком состоянии она находится до тех пор, пока внешняя сила (действующее на нефть давление) способна удерживать наиболее подвижные молекулы самых летучих ее компонентов в поле действия межмолекулярных сил молекул более «тяжелых» компонентов. При снижении давления межмолекулярные расстояния увеличиваются, и связи между молекулами ослабевают. В том числе между молекулами «легких» и «тяжелых» компонентов. Первые, обладая повышенной кинетической энергией, окончательно удаляются от вторых, разрывая с ними связи — происходит частичная дегазация нефти. По мере снижения давления рассмотренный процесс углубляется с переходом в газовую фазу все большего количества компонентов наиболее легких фракций нефти.

Изложенное не противоречит дырочной теории и согласуется с экспериментами, в том числе [2] и [3]. Поэтому газонасыщенную нефть можно рассматривать как жидкую смесь компонентов дегазированной нефти и попутного газа.

Рассмотренный взгляд на газонасыщенные нефти как на смесь двух жидкостей (собственно нефти и газа, перешедшего в жидкое состояние) не отличается новизной, но в предшествующих работах он реализуется недостаточно эффективно. Либо в виде сложных методик (с использованием, например, различных графических зависимостей [4]), либо в виде эмпирических выражений, недостаточно обоснованных физически. Это вызывает необходимость продолжить исследования в данном направлении.

Объемный коэффициент B характеризует увеличение объема нефти при ее газонасыщении и находится следующим образом [4]:

$$B = \frac{V_n}{V_0}, \quad (1)$$

где V_n — объем газонасыщенной нефти при рассматриваемых условиях (давлении, температуре и т. д.), м^3 ; V_0 — объем этой же нефти в дегазированном состоянии при атмосферном давлении и 20°C , м^3 .

Нефти и растворяемые в них попутные нефтяные газы по своей химической природе достаточно близки. По компонентному составу они также во многом схожи, так как изначально (в пластовых условиях) составляют одно вещество. Далее, в зависимости от условий нахождения этого вещества, часть составляющих его компонентов может переходить в газовую фазу, а часть — оставаться в жидком состоянии. С дальнейшим изменением условий в ту или другую сторону жидкая и газовая фазы взаимно обмениваются компонентами, что придает разделению компонентов пластовых нефтей на собственно нефтяные и газовые условный характер. Это позволяет упростить представление физико-химических свойств нефти и газа в исследуемой зависимости — характеризовать их укрупненно и в определенной степени опосредованно. Посредством плотности дегазированной нефти ρ_o и плотности растворенного в нефти газа ρ_g . Этому способствует и то обстоятельство, что плотность смеси сжиженных углеводородных газов (растворенных в нефти попутных газов), согласно ГОСТ ISO 8973-2013¹, определяется по зависимости

$$\rho_c = \frac{1}{\sum_1^n \frac{w_i}{\rho_i}}, \quad (2)$$

где ρ_c — плотность смеси сжиженных углеводородных газов; w_i — массовая доля i -го компонента в смеси; ρ_i — плотность i -го компонента в смеси.

То есть плотность растворенного в нефти газа характеризует не только массовое количество этого вещества в единице объема, но и компонентный состав данного вещества, а значит, в некоторой степени, его физико-химические свойства. Свойства, способные влиять на изменение объема насыщаемой газом нефти.

Следовательно, состав и физико-химический свойства нефти и газа, способные влиять на значения объемного коэффициента B , с достаточным основанием можно характеризовать посредством ρ_o и ρ_g .

Условия нахождения газонасыщенной нефти, от которых также зависит величина B , определяются в основном двумя параметрами — давлением и температурой. Под действием давления P все жидкости незначительно, но сжимаются, и изменяют свой объем, а при повышении температуры T расширяются и также изменяют объем. Поэтому коэффициент B , характеризующий изменение объема смеси нефти и находящегося в сжиженном состоянии газа (согласно изложенному взгляду на газонасыщенную нефть), оказывается зависим от P и T .

Таким образом, определяющими B параметрами являются плотности ρ_o и ρ_g , а также давление P и температура T газонасыщенной нефти.

Таковыми же параметрами руководствовались и другие исследователи зависимости для B , в том числе в работах [2, 5]. Причем без теоретического обоснования, а с ориентацией преимущественно на имеющийся экспериментальный материал, что является фактическим подтверждением зависимости B от перечисленных величин.

¹ ГОСТ ISO 8973-2013. Газы углеводородные сжиженные. Расчет плотности и давления насыщенных паров (ISO 8973; 1997, IDT). — Введ. 2014-07-01. — М.: Стандартинформ, 2014. — 6 с.

Из двух внешних факторов, влияющих на значения коэффициента B (давления и температуры), наиболее значимым, как показывает анализ имеющихся данных по B , является температура T . Поэтому нахождение искомого выражения для B необходимо начинать с установления зависимости вида $B = f(T)$, что является предметом настоящих исследований.

Зависимость B от всех факторов, в том числе и от температуры T , в общем случае определяется выражением (1). Однако, если следовать ему, потребуется одновременно принимать во внимание все факторы, от которых B зависит, так как входящий в (1) объем газонасыщенной нефти «при рассматриваемых условиях» от этих условий и зависит. То есть от температуры, давления, а также от состава и физико-химических свойств дегазированной нефти и растворенного в ней газа. Это существенно осложняет поиск исследуемой зависимости. Тем более ее частного вида, представляемого функцией $B = f(T)$. При решении поставленной задачи предпочтительней базироваться на следующем исходном выражении:

$$B_n = 1 + \frac{\rho_z}{\rho_{жс}} \cdot V, \quad (3)$$

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

Выражение (3) логически вытекает из физической сути объемного коэффициента и представления о газонасыщенной нефти как о смеси дегазированной нефти и сжиженного газа.

Если при 20 °С в 1 м³ дегазированной нефти (измеренном при 20 °С и 760 мм рт. ст.) растворить V м³ газа (измеренных при 20 °С и 760 мм рт. ст.), то придаст нефти газосодержание V , и исходный 1 м³ нефти прирастет на величину

$$\frac{\rho_z}{\rho_{жс}} \cdot V,$$

так как при переходе растворяемого в нефти газа из газообразного состояния в жидкое его объем изменяется пропорционально отношению соответствующих плотностей данного вещества.

Исходный 1 м³ нефти в (3) представляет «единица», а приращение этого кубометра в результате насыщения нефти газом — второе слагаемое данного выражения. Таким образом, по своему физическому содержанию (3) отвечает физической сути объемного коэффициента B . При этом (3) достаточно адекватно отражает зависимость коэффициента B от основного, определяющего его параметра — газосодержания нефти V , о чем наглядно свидетельствует рисунок 1.

На рисунке 1 представлены результаты ступенчатого разгазирования глубинных проб ряда нефтей Западной Сибири. Разгазирование проводилось на установке УИПН-2 и для каждой пробы осуществлялось по различным ступенчатым схемам. Это придавало получаемым результатам независимость и представительность. С опорой на них можно утверждать, что объемный коэффициент B и газосодержание V газонасыщенных нефтей (при давлении, равном давлению насыщения нефти газом) связаны линейной функцией (см. рис. 1), проходящей через точку с координатами (0; 1). Точно такую же функциональную зависимость представляет выражение (3). При этом (3) соответствует рисунку 1 и в плане наклона прямых $B = f(V)$ к оси абсцисс: по рисунку 1 он (в общем случае) для различных нефтей и газов различен, по (3) — зависит от плотности газа в газообразном и в жидком состоянии, то есть в каждом случае также индивидуален. Все это свидетельствует о правомерности использования (3) в качестве основы в дальнейших исследованиях.

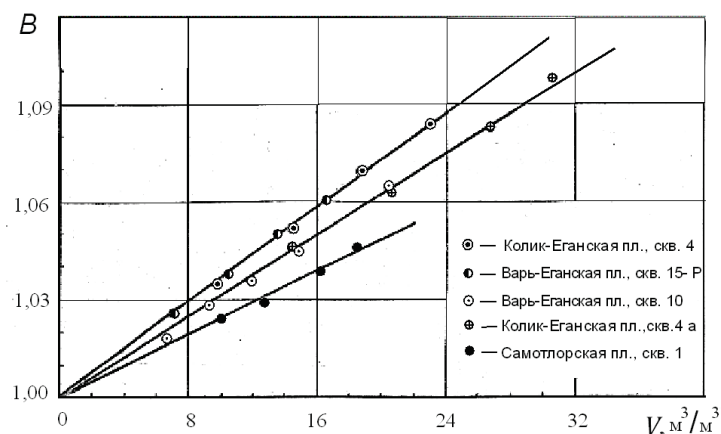


Рис. 1. Зависимость объемного коэффициента B от газосодержания V (при давлении, равном давлению насыщения нефти газом)

Для получения на базе (3) искомого выражения необходимо, во-первых, определить плотность газа в сжиженном состоянии $\rho_{жс}$ — единственную, неопределяемую непосредственными измерениями, неизвестную в (3). А поскольку плотность жидких тел зависит от температуры T и давления P , под действием которых они находятся, необходимо найти и зависимость $\rho_{жс} = f(T; P)$. Согласно ранее поставленной задаче, первоначально найдем ее частный вид $\rho_{жс} = f(T)$, который соответствует $P = P_n$, где P_n — давление насыщения нефти газом.

Насыщающие нефти попутные газы являются газовыми смесями, содержащими преимущественно углеводородные газы алканового ряда, а также включения (иногда существенные) некоторых неуглеводородных газов, таких как азот, углекислый газ, некоторые инертные газы. Данное обстоятельство несколько осложняет определение $\rho_{жс}$. Кроме того, растворенные в нефти газы, как известно, обладают «кажущейся плотностью», отличной от их плотности в истинно жидком состоянии. Это также создает определенные трудности.

Преодоление всех сложностей следует начинать с нахождения зависимости $\rho_{жс} = f(\rho_2)$ для газовых смесей. Для этого воспользуемся данными [6–8] по плотности сжиженных газов и данными [8–10] по компонентному составу попутных нефтяных газов России, а также газов соседних с Россией государств.

Поскольку плотность $\rho_{жс}$ и определяющая ее плотность ρ_2 в (3) соответствуют определенной температуре, а именно 20°C , то зависимость $\rho_{жс} = f(\rho_2)$ находим для данной температуры. И находим ее на основе выше отмеченных данных по ρ_2 и $\rho_{жс}$ для головной части углеводородов алканового ряда, то есть этана, пропана, бутана, пентана и их изомеров — основных компонентов попутных газов. Графический вид данной зависимости представлен на рисунке 2, на котором также приводится аппроксимирующее ее выражение и достоверность аппроксимирования R^2 .

Представленную на рисунке 2 зависимость с достаточным основанием можно распространить на смеси газов, так как плотности газовых смесей находятся по правилу аддитивного сложения, о чем, в частности, свидетельствует зависимость (2). Поэтому, основываясь на рисунке 2, можно записать

$$\rho_{жс} = 309,2 \cdot \rho_2^{0,6472}, \quad (4)$$

где ρ_2 — плотность растворенного в нефти газообразного попутного газа при температуре 20°C К и 760 мм рт. ст., кг/м^3 ; $\rho_{жс}$ — плотность растворенного в нефти

попутного газа, находящегося в сжиженном состоянии при давлении насыщения и при температуре 20 °С, кг/м³.

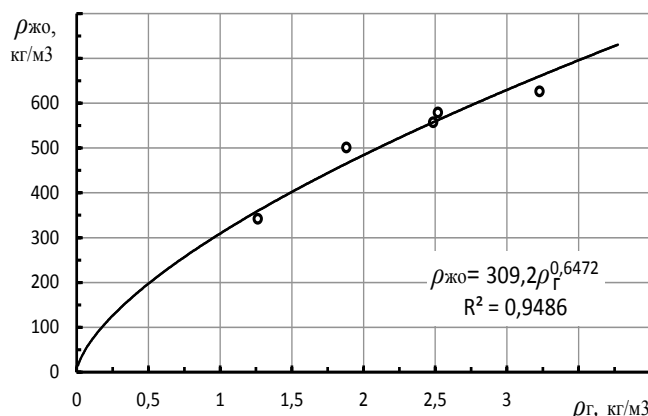


Рис. 2. Зависимость плотности сжиженных компонентов попутных газов от плотности этих компонентов в газообразном состоянии при 20 °С

Объемный коэффициент B оценивает изменение объема газонасыщенных нефтей под действием различных факторов, в том числе и температуры, поэтому в (3) должна присутствовать плотность сжиженных газов $\rho_{жс}$, соответствующая рассматриваемой температуре.

Плотность углеводородных жидкостей при различных температурах принято рассчитывать по известному выражению

$$\rho = \rho_{20} - \beta_t \cdot (t - 20), \quad (5)$$

где ρ и ρ_{20} — плотность жидкости при рассчитываемой температуре t и при 20 °С, кг/м³; β_t — коэффициент термического расширения (1/°С), рассчитываемый по формуле

$$\beta_t = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{20}. \quad (6)$$

Зависимость (5) может быть применена и для рассматриваемого случая, так как попутные нефтяные газы являются углеводородами и при растворении их в нефти (как принято считать) сжижаются. Поэтому под $\rho_{жс}$ в (3) следует понимать величину, определяемую на основе (5) по формуле (7), а коэффициент B , соответственно, рассчитывать по (8):

$$\rho_{жс} = \rho_{жс0} - \beta_{tn} \cdot (t - 20), \quad (7)$$

где $\rho_{жс0}$ — плотность растворенного в нефти и перешедшего в сжиженное состояние попутного газа (при давлении насыщения нефти газом и 20 °С), определяемая по (4), кг/м³; β_{tn} — коэффициент термического расширения газонасыщенной нефти, рассчитываемый по формуле (6), в которой $\rho_{20} = \rho_{жс0}$.

$$B_n = 1 + \frac{\rho_g \cdot V}{\rho_{жс0} - \beta_{tn} \cdot (t - 20)}, \quad (8)$$

где B_n — объемный коэффициент газонасыщенной нефти при давлении насыщения нефти газом

$$\beta_{tn} = 1,825 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{жс} . \quad (9)$$

Расчеты B_n по (8) для нефтей различных нефтепромысловых регионов страны и ближнего зарубежья показали, что получаемые значения коэффициентов B_n во всех случаях оказываются выше опытных. Это в определенном смысле ожидаемо, так как находящиеся в нефти в растворенном состоянии попутные газы обладают «кажущейся плотностью», которая в общем случае (как известно) не равняется реальной плотности газов в жидком состоянии. В рассматриваемом случае это не учитывалось, и в расчет принималась плотность реального сжиженного газа, которая находилась по (7) с учетом (4).

Полученные завышенные значения B_n указывают на то, что кажущаяся плотность у находящихся в нефти газов выше плотности у истинно сжиженных газов. Физическую основу этого можно объяснить, опираясь на представленную выше гипотетическую модель молекулярной структуры газонасыщенных нефтей. Согласно данной модели, молекулы высокомолекулярных компонентов газонасыщенных нефтей (молекулы дегазированных нефтей) объединяются в конгломерации, покрытые оболочками из скоплений молекул более летучих компонентов (молекул насыщающих нефти газов). В одной структуре оказываются молекулы с различными силами межмолекулярного взаимодействия. Обладающие более мощным силовым полем молекулы конгломераций воздействуют на ближайшие к ним скопления молекул оболочек, уплотняя их структуру. При этом в связи с ограниченным радиусом действия силового поля «тяжелых» молекул уплотнению подвергаются в основном ближайшие к конгломерациям области оболочек. По мере удаления от поверхности конгломераций эффект от уплотнения оболочек ослабляется. В результате совокупная плотность оболочек и образующих их скоплений молекул, представляющих находящийся в нефти газ, по отношению к плотности сжиженного газа возрастает, не достигая при этом плотности дегазированной нефти.

Таким образом, предлагаемая гипотетическая модель молекулярной структуры газонасыщенных нефтей раскрывает физическую основу перехода насыщающего нефть газа из газообразного состояния в некоторое иное состояние, которое условно можно назвать сжиженным. Объясняет также отличие физических свойств газа в условно сжиженном состоянии от свойств действительно сжиженного газа, в частности превышение плотности находящегося в этом состоянии газа над плотностью того же газа, сжижаемого обычным способом.

Детальные исследования показали, что кажущуюся плотность растворяемого в нефти «сжиженного» газа следует рассчитывать по зависимости (7), в которой необходимо принимать:

$$\rho_{жс} = 408 \cdot \rho_c^{0,5}; \quad \beta_{tn} = 2,008 - 1,315 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{жс} . \quad (10)$$

Коррекция $\rho_{жс}$ (и, соответственно, $\rho_{ж}$) на основе (10) учитывает зависимость объемного коэффициента B_n от плотности насыщаемой газом нефти ρ_o , подтверждаемой в эмпирических работах [2, 5]. Такая зависимость проявляется через описанное выше действие молекулярных сил «тяжелых» компонентов нефти на молекулы газа, с учетом которого (4) и (9) приведены к виду (10).

Результаты

Таким образом, зависимость для определения объемного коэффициента газонасыщенных нефтей при давлении, равном давлению насыщения нефти газом, B_n принимает следующий окончательный вид:

$$B_n = 1 + \frac{\rho_c \cdot V}{408 \cdot \rho_c^{0,5} - (2,008 - 0,5365 \cdot \rho_c^{0,5}) \cdot (t - 20)} . \quad (11)$$

Приемлемость (11) для практических расчетов проверялась на экспериментальных данных, полученных в ходе ступенчатого разгазирования глубинных проб ряда нефтей Западной Сибири. Результаты такого исследования частично представлены на рисунке 1, в полном объеме приводятся в таблице 1.

Таблица 1

**Апробирование (11) на данных по ступенчатому разгазированию
глубинных проб ряда нефтей Западной Сибири**

Нефть (месторождение, скважина)	Характеристика нефти				Погрешность расчета, %
	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_z, \text{кг}/\text{м}^3$	B_H	
Самотлорское, гор. БВ8, скв. 7	20; 50	7,20... 18,50	1,451... 1,720	1,018... 1,046	0,09÷1,60
Варь-Еганское, гор. Б8, скв. 10	15; 20;50	5,30... 20,48	1,450... 1,568	1,017... 1,068	0,14÷1,41
Варь-Еганское, гор. БВ6, скв.15-Р (1-й режим разг.)	20; 50	9,68... 22,50	1,490... 1,545	1,032... 1,086	0,17÷1,75
Варь-Еганское, гор. БВ6, скв.15-Р (2-й режим разг.)	20; 50	7,00... 96,14	1,311... 1,992	1,026... 1,320	0,16÷2,09
Колик-Еганское, скв. 4	15; 20; 50	9,80... 40,50	1,514... 1,770	1,036... 1,134	0,29÷2,29
Черногорское, гор. А2, скв. Р-2 (1-й режим разг.)	20; 50	5,00... 14,22	1,320... 1,446	1,020... 1,050	0,20÷1,13
Черногорское, гор. А2, скв. Р-2 (2-й режим разг.)	20; 54	6,40... 42,01	1,227... 1,450	1,025... 1,120	0,00÷1,68

Зависимость (11) проверялась также на данных [11] по газонасыщенным нефтям, находящимся в пластовых условиях при давлении, равном или близком к давлению насыщения нефти газом. Результаты проверки содержатся в таблице 2, в которой ΔP — разница между давлением, под которым нефть находится в пласте, и давлением насыщения нефти газом. В связи с малыми значениями ΔP и коэффициента сжимаемости γ приведенных в таблице 2 нефтей, составляющими $6,8 \cdot 10^{-10} \div 26,0 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$, влияние ΔP на B_H незначительно — менее 0,1 %. Поэтому наличием ΔP для представленных в таблице 2 нефтей можно пренебречь.

Таблица 2

**Апробирование (11) на данных [11] по газонасыщенным нефтям,
находящимся в пластовых условиях**

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти			
	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_z, \text{кг}/\text{м}^3$	$\Delta P, \text{кг}/\text{см}^2$
Пермский край (5)	20...29	21,1...149,3	1,024...1,473	6
Башкартостан (1)	35	51,4	1,319	0...5
Самарская обл. (1)	26	84,0	1,377	3
Саратовская обл. (12)	23...50	40,6...102,0	0,723...1,120	9
Волгоградская обл.(3)	21...60	20,6...138,3	0,787...1,202	0...6

Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Характеристика нефти			
	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \text{м}^3/\text{м}^3$	$\rho_2, \text{кг}/\text{м}^3$	$\Delta P, \text{кг}/\text{см}^2$
Краснодарский край (2)	42...59	41,4...67,6	0,872...1,137	0...4
Украина (2)	40...78	140...295	0,690...0,925	0..5
Узбекистан (1)	38	103,9	1,445	0
Сахалин (3)	20...28	28,4...70,5	0,720...0,820	3
Нефть (количество рассмотренных месторождений)	Результаты расчета B_n			Погрешность, %
	B_n факт	B_n расч		
Пермский край (5)	1,03...1,35	1,039...1,378	1,01...2,10	
Башкартостан (1)	1,16	1,151	0,74	
Самарская обл. (1)	1,23	1,246	1,29	
Саратовская обл. (12)	1,09...1,26	1,109...1,211	1,72...4,06	
Волгоградская обл. (3)	1,05...1,39	1,05...1,39	0,48...2,57	
Краснодарский край (2)	1,10...1,17	1,104...1,203	0,34...2,80	
Украина (2)	1,30...1,75	1,329...1,892	2,23...8,12	
Узбекистан (1)	1,39	1,322	5,12	
Сахалин (3)	1,08...1,21	1,060...1,111	8,9	

Анализ результатов исследований

Из таблиц 1 и 2 следует, что проверка (11) осуществлялась на экспериментальном материале, который по таким (ключевым для газонасыщенных нефтей) параметрам, как плотность дегазированной нефти, плотность растворенного в нефти газа, газосодержание нефти и значения объемного коэффициента, а также температура нефти, охватывает практически все возможные для газонасыщенных нефтей диапазоны. Данные параметры для представленных в таблицах нефтей находятся в пределах ($\rho_o = 778 \div 919 \text{ кг}/\text{м}^3$ (в таблицах не указывается); $\rho_o = 0,690 \div 1,992 \text{ кг}/\text{м}^3$; $V = 5,0 \div 295 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $B_n = 1,017 \div 1,75$; $t = 15 \div 78 ^\circ\text{C}$), характерных как для пластовых условий, так и для условий внутрипромыслового сбора и подготовки нефти, а также для условий трубопроводного транспорта газонасыщенных нефтей.

Погрешность расчета объемного коэффициента для этих нефтей по (11) можно считать приемлемой, так как приведенные минимальные и максимальные погрешности (см. табл. 1 и 2) отвечают, соответственно, минимальным и максимальным значениям B_n , указанным в предшествующих столбцах.

При необходимости погрешность можно снизить. Этому способствуют характер и способ получения (11).

Выражение (11) получено не в результате поверхностного математического описания «визуально» наблюдаемой зависимости рассматриваемого параметра от некоторых иных величин, что свойственно получению большей части эмпирических выражений. Основой для (11) послужили определенные теоретические воззрения на рассматриваемое явление и фундаментальные физические законы. Они определили общую математическую структуру данного выражения и направленность дальнейших действий по получению его конечного вида. «Эмпирика» в данном случае потребовалась только для уточнения численных значений содержащихся в найденной математической структуре параметров. Причем «эмпирикой» это действие в полном смысле не является, так как нахождению подлежали численные значения не обозначенных величин, а параметров, имеющих вполне определенное физическое содержание, обусловленное общей математической структурой (11), имеющей вид (8).

Отмеченные особенности зависимости (11), общий вид которой представляет формула (8), придают ей высокую степень адаптивности и создают возможность адаптировать ее в случае такой необходимости под особенности каждой нефтеносной залежи с получением расчетных зависимостей с приемлемой погрешностью. Такая адаптация состоит в коррекции содержащихся в (8) и, соответственно, (11), параметров $\rho_{жс0}$ и $\beta_{гн}$, которая при известном физическом содержании корректируемых величин особых трудностей не вызывает.

Выводы

Полученная зависимость (11) отвечает требованиям, сформулированным в начале работы, и может быть рекомендована к практическому применению, поскольку теоретически и физически обоснована, приемлема для широкого круга газонасыщенных нефтей и условий их нахождения, обеспечивает расчетным значениям объемных коэффициентов приемлемую точность.

Библиографический список

1. Курс физики / Б. М. Яворский [и др.]. – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 1965. – Т. 1. – 376 с.
2. Берчик Э. Д. Свойства пластовых жидкостей. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 178 с.
3. Смирнов А. С. Определение плотности газонасыщенной нефти // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 4.
4. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
5. Standing M. B. Drill and Prod. – PracAPI. – 1947. – 275 p.
6. Лобков А. М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле. – М.: Недра, 1968. – 284 с.
7. Павлович Н. В. Справочник по теплофизическим свойствам природных газов и их компонентов. – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 120 с.
8. Рябцев Н. И. Природные и искусственные газы. – М.: Изд-во литературы по строительству, 1967. – 328 с.
9. Использование нефтяного газа на промыслах. Тематический научно-технический обзор. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
10. Лузин В. И. Экономика подготовки нефти и углеводородных газов в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1968. – 176 с.
11. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1974. – 424 с.

Сведения об авторе

Перевози́ков Сергей Иванович, д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: perevoschikov-si@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 532.546:949.8

**Моделирование влияния неоднородности наклона пласта
на противоточную капиллярную пропитку**

И. Г. Телегин

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
e-mail: igtelegin@yandex.ru*

Аннотация. Капиллярная пропитка является важнейшей стадией многих технологических процессов. В работе изучается частный вопрос о влиянии непостоянного наклона на решения задачи противоточной капиллярной пропитки в изотермическом случае.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация; капиллярное давление; водонасыщенность; противоточная капиллярная пропитка

**Modeling of influence of heterogeneity gradient for counter-current
capillary imbibition**

Igor G. Telegin

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
e-mail: igtelegin@yandex.ru*

Abstract. Capillary imbibition is the most important stage in many technological processes. The article is devoted to studying the special question of the influence of the non-constant slope on the solutions of counter-current capillary imbibition problem in the isothermal case.

Key words: two-phase filtration; capillary pressure; water saturation; counter-current capillary imbibition problem

Введение

Капиллярные силы в моделях двухфазной фильтрации играют важную роль в процессах капиллярного впитывания смачивающей жидкости в пористые среды, насыщенные несмачивающей жидкостью или газом. Это явление, называемое капиллярной пропиткой, имеет место в технологиях добычи нефти и газа, почвоведении, химической промышленности и т. д. [1, 2]. В настоящей работе изучается частный вопрос о влиянии непостоянного наклона пласта на решения задачи противоточной капиллярной пропитки в изотермическом случае. Отметим, что подобная задача применительно к модели фильтрации Рапопорта — Лиса изучалась в работе [3].

Уравнения модели

Одномерная модель капиллярной пропитки двух несмешивающихся жидкостей в однородной пористой среде с учетом массовых сил имеет вид [1, 2]

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (K a_0(s) \left(-\frac{\partial p_c(s)}{\partial x} - f_1 \right)) \equiv -\frac{\partial v}{\partial x}, \quad (1)$$

где t — время; x — пространственная координата; $0 \leq x \leq L$, $s = (s_w - S_w^0)/(1 - S_w^0 - S_o^0)$ — динамическая насыщенность смачивающей фазы (воды); s_w — истинная насыщенность смачивающей фазы, $(S_w^0, S_o^0) = \text{const}$ — остаточные водо- и нефтенасыщенности; $m = m_0(1 - S_w^0 - S_o^0)$; m_0 — открытая пористость коллектора; $K = \text{const}$ — абсолютная проницаемость пласта; $a_0(s) = k_w(s)k_o(s)/(\mu_o(k_w(s) + \mu_k(s)))$, $p_c(s) = (m_0/K)^{1/2} \sigma j(s)$ — капиллярное давление; σ — коэффициент поверхностного натяжения; $j(s)$ — функция Леверетта; $k_i(s)$ — относительные фазовые проницаемости (нижний индекс w означает воду; а o — нефть); $\mu = \mu_w/\mu_o$, μ_i — вязкости; $f_1 = (\rho_w - \rho_o) \vec{g} \cdot \vec{e}_X$, $\vec{g} \cdot \vec{e}_X = g \cdot \cos(\vec{g}, \vec{e}_X)$, $\vec{e}_X$ — орт вектора оси ОХ (ось ОХ направлена от подачи воды к линии отбора жидкости); g — ускорение свободного падения, ρ_w — плотность воды; ρ_o — плотность нефти; v — скорость фильтрации смачивающей фазы (воды). Отметим, что $k_w(0) = k_o(1) = j(1) = 0$; $j(s) > 0$, $1 > s \geq 0$. Для уравнения (1) будем изучать следующую начально-краевую задачу:

$$s|_{x=0} = 1, v|_{x=L} = 0, s|_{t=0} = s_0(x) = 0. \quad (2)$$

Для проведения численных экспериментов перейдем к безразмерным переменным: $x_b = x/L$ и $t_b = \sigma(K_0 m_0)^{0.5}/(\mu_o L^2 m) \cdot t$. Нижний индекс b у переменных x и t в дальнейшем опускается. Систему (1)–(2) в безразмерных переменных можно записать в виде

$$\begin{cases} \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (a(s) \left(-\frac{\partial j(s)}{\partial x} - Ga(s) \right)); \\ s|_{x=0} = 1; a(s) \left(-\frac{\partial j(s)}{\partial x} - Ga(s) \right)|_{x=1} = 0; s|_{t=0} = 0, x \in (0,1], \end{cases} \quad (3)$$

где $a(s) = k_w(s)k_o(s)/(k_w(s) + \mu k_o(s))$, $G = L\sqrt{K} \cdot (\rho_w - \rho_o)[\vec{g} \cdot \vec{e}_X]/(\sigma\sqrt{m_0})$.

Особенности вычислительного алгоритма

Введем сетку с распределенными узлами

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

$h = 1/N$ — шаг по пространственной координате, $\tau = Kh^2$ — шаг по временной переменной, $K = \tau/h^2$. Шаг h был взят равным 0,005 ($N = 200$), $\tau = 0,00025$. Аппроксимируем уравнение для водонасыщенности явно-неявной разностной схемой второго порядка, которая в обозначениях, принятых в работе [4], имеет вид

$$\begin{cases} \frac{s_i^{n+1} - s_i^n}{\tau} = \frac{\varepsilon}{h} (a_{i+1/2}^n (-j)_{x,i}^{n+1} - a_{i-1/2}^n (-j)_{\bar{x},i}^{n+1}) - (Ga)_{x,i}^n, & i = \overline{1, N-1}; \\ \frac{s_N^{n+1} - s_N^n}{\tau} = -\frac{2\varepsilon}{h} a_{N-1/2}^n (-j)_{\bar{x},N}^{n+1} - (Ga)_{\bar{x},N}^n; \\ s_0^n = s_0^{n+1} = 1; s_i^0 = 0, i = \overline{1, N}, \end{cases} \quad (4)$$

где $a_{i+1/2}^n = a((s_i^n + s_{i+1}^n)/2)$. Для нелинейной функции $j(s)$ использовалась линеаризация по Ньютону: $j(s_i^{n+1}) = j(s_i^n) + \frac{dj(s_i^n)}{ds}(s_i^{n+1} - s_i^n)$. Для численного решения системы (4) применялся метод правой прогонки. Для контроля и анализа полученных решений на каждом временном шаге вычислялись две основные характеристики процесса вытеснения: $x_f(t)$ — предельная точка распространения фронта водонасыщенности; $\eta(t) = \int_0^1 s(x, t) dx \cdot 100\%$ — обводненность нефтяного пласта, численное интегрирование проводилось по формуле трапеций. При этом через $\eta_k(t)$ обозначим обводненность по классической модели с $G = 0$, $\eta_G(t)$ — обводненность по модели с зависимостью G от x .

При проведении расчетов использовалось отношение вязкостей μ равное 0,1. Функции фазовых проницаемостей были взяты из работ [5, 6]

$$k_w(s) = 0,12s^{1,6} + 0,35s^{3,6}, k_o(s) = 0,64((1-s)/(1+s))^{1,05},$$

функция Леверетта $j(s)$ обобщенного вида была взята в виде

$$j(s) = C_I - C_I s^\zeta + (1 - C_I)(1 - s)^\omega, \zeta \geq 1, \omega \geq 1, 0 < C_I < 1,$$

в работе полагались $\zeta = \omega = 5$, $C_I = 0,5$.

Численное моделирование гравитационной ловушки

Типы гравитационных ловушек. При изучении фильтрации двух несмешивающихся жидкостей можно выделить два типа гравитационных ловушек:

- 1) Гравитационная ловушка для воды (рис. 1 а), нефтенасыщенный пласт можно описать как «выпуклый вниз пласт».
- 2) Гравитационная ловушка для нефти, (рис. 1 б), продуктивный пласт описывается как «выпуклый вверх пласт».

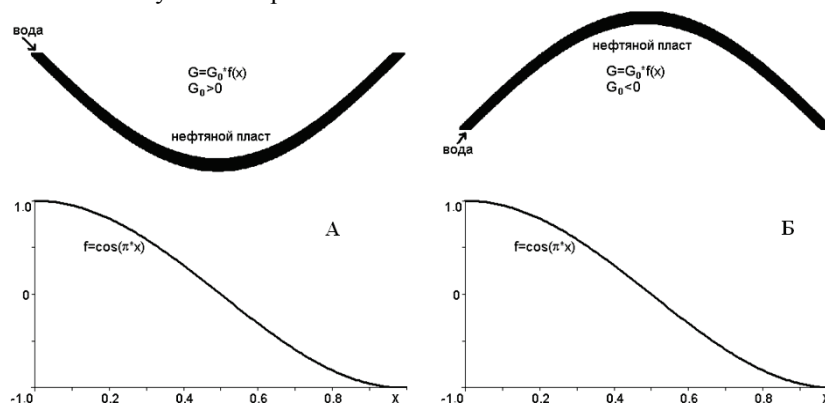


Рис. 1. Схемы гравитационных ловушек:
А) «выпуклый вниз пласт»; Б) «выпуклый вверх пласт»

Изгиб продуктивного слоя опишем следующей зависимостью:

$$G(x) = G_0 \cdot f(x).$$

Функции $f(x)$ могут быть разными, в данной работе полагалось $f(x) = \cos(\pi x)$, рассмотрим два варианта:

- $G_0 > 0$ — изгиб пласта вниз или гравитационная ловушка для воды (см. рис. 1 а);
- $G_0 < 0$ — изгиб пласта вниз или гравитационная ловушка для нефти (см. рис. 1 б).

Особенности решений противоточной пропитки при $G = \text{const}$. На рисунке 2 приведены графики при $G = 2$. Использование $G > 0$ соответствует вытеснению с верхнего края пласта. Особенностью решений в этом случае является согласованный характер действий капиллярного ($a(-\frac{\partial j(s)}{\partial x})$) и гравитационного потоков

($-Ga$), что приводит к опережающему по сравнению с вариантом $G = 0$ обводнению пласта и ускоренному продвижению $x_f(t)$ к правому краю. После достижения фронтом водонасыщенности нижнего края пласта происходят накопление воды в нижней части пласта ($x = 1$) и всплытие нефти. Накопление воды моделируется краевым условием на правом конце, при котором производная $\frac{\partial s}{\partial x}|_{x=1} = G / (-\frac{dj(s)}{ds})$ становится больше 0, и в точке $x = 1$ возникает локальный максимум.

На рисунке 3 приведены профили решений при $G = -2$. Применение $G < 0$ соответствует вытеснению с нижнего края пласта. В этом случае характер действий капиллярного ($a(-\frac{\partial j(s)}{\partial x})$) и гравитационного потоков ($-Ga$) разнонаправлен, что приводит либо к медленной пропитке (по сравнению с классическим вариантом $G = 0$), либо к стационарному решению $s_G(x) = j^{-1}(-G \cdot x)$, $G < -1$, $x \in (0, 1/|G|)$ (рис. 3).

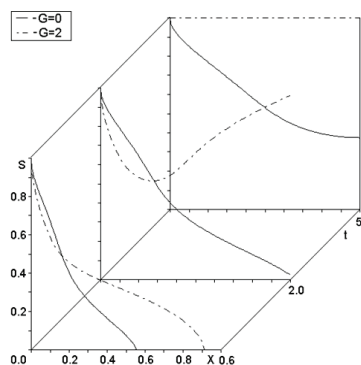


Рис. 2. Решения $s(x, t)$ с $G = 2$

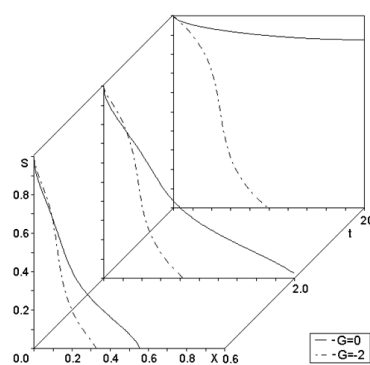


Рис. 3. Решения $s(x, t)$ с $G = -2$

Моделирование гравитационной ловушки для воды

На рисунке 4 приведены решения, полученные при $G_0 = 2$, остальные параметры, соответствующие обводненности, выведены на рисунке 5. Из рисунков очевидно, что решения при $G \neq \text{const}$ сильно отличаются от решений при $G = 0$ и $G = 2$, однако есть схожие черты с решениями при $G = -2$. Процесс пропитки при $G \neq \text{const}$ можно разделить на три этапа:

1) первый этап $0 \leq t \leq t_1$, интенсивная пропитка, ее особенности:

- $x_f(t)$ движется быстрее, чем по модели с $G = 0$, но медленнее, чем по модели с $G = 2$;

- решения $s(x, t)$ поднимаются в промежутке $0 < x < 0,5$ и опускаются в промежутке $0,5 < x < 1$ по сравнению с решениями по модели $G = 2$;
 - обводненность примерно соответствует обводненности по модели с $G = 2$;
- 2) второй этап $t_1 \leq t \leq t_2$, накопление воды в центре и с левого края пласта, особенности этого этапа:
- фронт $x_f(t)$ движется медленно, это приводит к обгону фронтом $x_f(t)$ по модели с $G = 0$;
 - решения $s(x, t)$ на промежутке $0,5 < x < 1$ напоминают решения, полученные при $G < 0$ (см. рис. 3);
 - обводненность $\eta(t)$ расположена выше и почти параллельно с $\eta_K(t)$;
- 3) третий этап $t_2 \leq t \leq t_3$, выход на стационарное решение $s \equiv 1$, особенности этой стадии:
- в точке $x = 1$ формируется локальный минимум как в случае с $G = -2$;
 - обводненность выходит на 100 %, как и в модели с $G = 2$.

Как показал анализ рисунков 5 и 6, пропитка гравитационной ловушки для воды ($G \neq const$) имеет некоторые черты решения пропитки снизу ($G = -2$), более того, при значениях $G_0 > G_1$ можно, как и в случае пропитки снизу, получить стационарные решения $s_G(x)$ не равные 1 на всем отрезке $[0,1]$. При использовании приведенных выше параметров значение G_1 приблизительно равно 3,17, примером решения при $G_0 > 3,17$ является распределение $s(x, t)$ на рисунке 6 с $G_0 = 4$.

Для изучения влияния G_0 на обводненность с разными G_1 была проведена серия расчетов, результаты представлены на рисунке 7. Из рисунков 5 и 7 можно вывести следующие закономерности:

- чем больше G_0 , тем выше η_G в начальные моменты времени;
- графики η_G и η_K дважды пересекаются при $G_1 > G_0 > 2,62$, $t > 0$;
- при $G_0 > G_1$ график η_G выходит на константу (меньшую 100 %) и пересекается с графиком η_K один раз, $t > 0$;
- чем больше $G_0 > G_1$, тем быстрее прекращается процесс пропитки;
- графики с разными η_G пересекаются, в данном случае на интервале $3 < t < 4,5$.

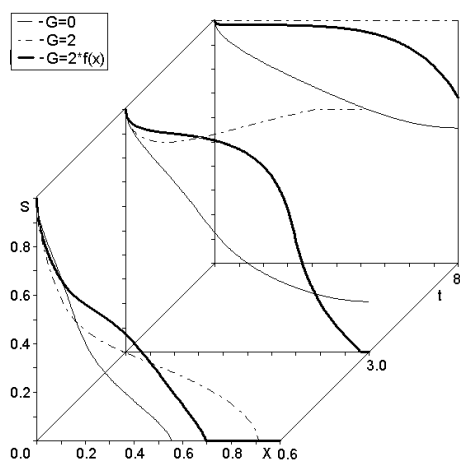


Рис. 4. Гравитационная ловушка для воды, решения $s(x, t)$, $G_0 = 2$

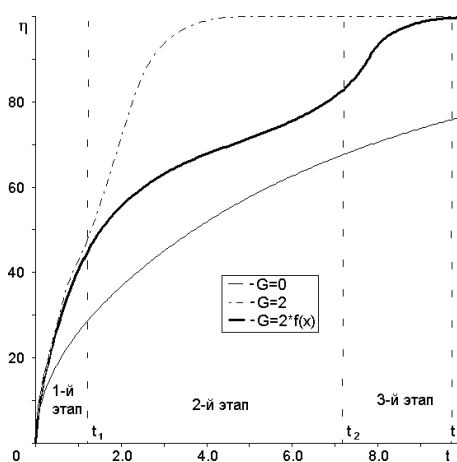


Рис. 5. Обводненности к рисунку 5

Моделирование гравитационной ловушки для нефти

На рисунке 8 представлены решения, полученные при $G_0 = -1,2$. Из рисунка видно, что решения при $G \neq const$ имеют схожие черты с решениями при $G = -1,2$ и $G = 1,2$. Процесс пропитки при $G \neq const$ можно разделить на три этапа:

- 1) первый этап, пропитка сходная с пропиткой при $G = -1,2$, небольшое отличие пропитки с $G \neq const$ заключается в ускоренном продвижении фронта $x_f(t)$;
- 2) второй этап, быстрое продвижение фронта $x_f(t)$ к правому концу;
- 3) выход на стационарное решение $s_G(x) \neq const$, особенностями этого решения являются:

- опускание решения в окрестности $x = 0$ по сравнению с вариантом $G = -1,2$;
- формирование небольшого локального максимума в точке $x = 1$.

Параметр G_0 играет важную роль в формировании структуры решения $s(x, t)$, так при $G_0 = -1,2$ решение эволюционирует до стационарного $s_G(x)$ за три этапа, а при $G_0 < -3,15$ решение выходит на $s_G(x)$ за один этап (рис. 9). В этом варианте стационарное решение сильно напоминает стационарное решение с $G = const$, $G < 0$.

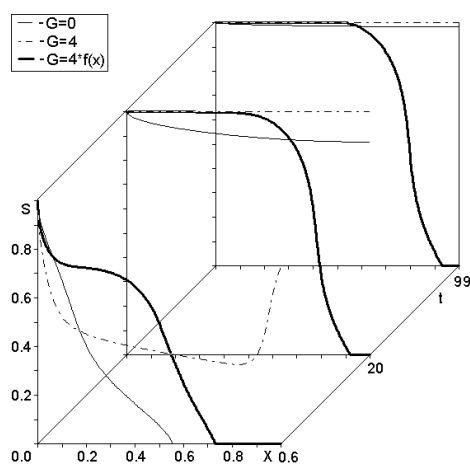


Рис. 6. Гравитационная ловушка для воды, решения $s(x, t)$, $G_0 = 4$

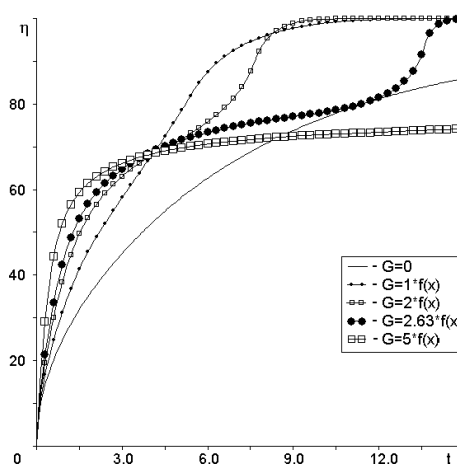


Рис. 7. Обводненности при разных $G \geq 0$

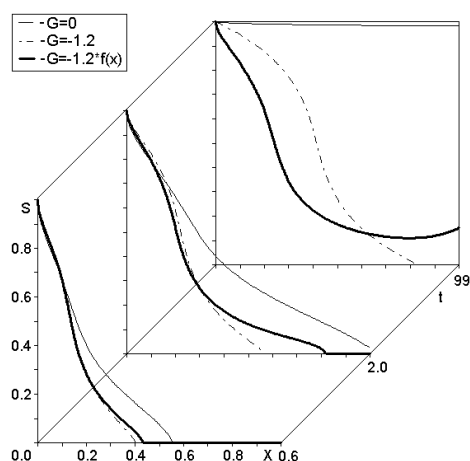


Рис. 8. Гравитационная ловушка для нефти, решения $s(x, t)$, $G_0 = -1,2$

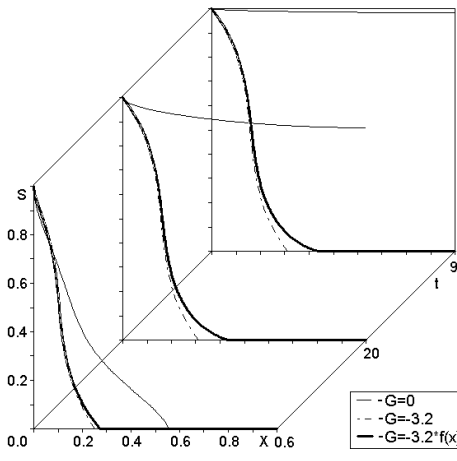


Рис. 9. Гравитационная ловушка для нефти, решения $s(x, t)$, $G_0 = -3,2$

Увеличение G_0 приводит к уменьшению разницы с классическим вариантом $G = 0$, при этом решение $s(x, t)$ эволюционирует за те же три этапа уже к $s_G(x) \equiv 1$. Для сравнения обводненностей с разными G_0 проведена серия расчетов, результаты представлены на рисунке 10. Из рисунка видно, что нефтеотдача при пропитке гравитационной ловушки для нефти зависит от G_0 , уменьшение G_0 приводит к снижению нефтеотдачи и быстрой остановке процесса вытеснения. Существенная доля нефти остается невыработанной.

Выводы

Из представленных расчетов очевидно, что влияние гравитационного потока ($-Ga$) на решения пропитки довольно существенно и приводит к формированию разнообразных решений. В связи с тем, что детальное распределение водонасыщенности в пласте неизвестно, нефтяникам приходится анализировать функцию обводненности. Из данной работы следует, что по отклонению кривой контрольной обводненности η_K от фактической можно определить, присутствуют ли в пласте антиклинальные и синклинальные складки и другие геологические особенности нефтяной залежи. Эту информацию можно использовать для оптимизации процесса разработки.

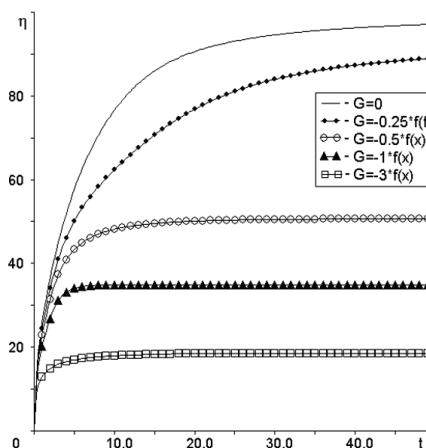


Рис. 10. Обводненности при разных $G \leq 0$

Библиографический список

1. Рыжик В. М. О механизме капиллярной пропитки пористой среды // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. – 1959. – № 1. – С. 151–153.
2. Рыжик В. М. О капиллярной пропитке нефтеносного гидрофильного пласта // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. – 1960. – № 2. – С. 149–151.
3. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. О влиянии неоднородности наклона пласта на процессы нефтедобычи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 65–70.
4. Самарский А. А. Введение в теорию разностных схем. – М.: Наука. – 1971. – 552 с.
5. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки // Теплофизика и аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.
6. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Сравнение модели фильтрации несмешивающихся жидкостей с фазовыми подвижностями и модели Маскета — Леверетта // Теплофизика и аэромеханика. – 2004. – Т. 9, № 4. – С. 597–605.

Сведения об авторе

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 author

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

05.02.22 Организация производства (по отраслям)(технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-2-104-108

УДК 669.018/541.126

**Температурная зависимость теплопроводности Al-Si-1%Fe
сплавов при нагревании до 150 °C**

А. С. Жилин*, В. Р. Ялунина, Д. С. Варламенко

*Уральский федеральный университет им. первого Президента России
Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия*

**e-mail: zh-al@yandex.ru*

Аннотация. Исследована температурная зависимость теплопроводности серии экспериментально полученных алюминий-кремниевых сплавов с разным легированием кремния и с дополнительным содержанием железа 1 % по массе. В работе показано, как влияет изменение содержания кремния на тепловые свойства экспериментально полученных сплавов при комнатной температуре, а также описан характер изменения теплопроводности при нагревании до 150 °C. На основе полученных сведений сделан вывод, что сплав с содержанием 4 % кремния по массе является наиболее перспективным для использования в качестве материала для решения задач теплообмена.

Ключевые слова: алюминий; алюминий-кремниевые сплавы; кремний; теплопроводность; теплообмен; железо; литье; структура; температура

**Temperature dependence of thermal conductivity of Al-Si-1%Fe alloys
under heating up to 150 °C**

Alexander S. Zhilin*, Valeria R. Yalunina, Darya S. Varlamenko

*Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin,
Ekaterinburg, Russia*

**e-mail: zh-al@yandex.ru*

Abstract. We have studied the temperature dependence of the thermal conductivity of a series of experimentally obtained aluminum-silicon alloys with different silicon addition and additional iron content of 1 % by weight. The article shows how the change in the silicon content affects the thermal properties of the experimentally obtained alloys at room temperature. Also, the article describes the character of the change in thermal conductivity when the samples are heated up to 150 °C. Based on the obtained data, we con-

clude that the alloy containing 4 % silicon by weight is the most prospective for usage as a material for solving heat transfer problems.

Key words: aluminum; aluminum-silicon alloys; silicon; thermal conductivity; heat exchange; iron; casting; structure; temperature

Введение

Алюминиевая промышленность непрерывно и стремительно развивается в последние десятилетия, что прежде всего связано с возможностями применения сплавов на основе алюминия почти во всех отраслях производства и потребления. Самыми перспективными областями потребления алюминиевых сплавов являются автомобильная и авиационная промышленности, в которых одно из назначений алюминиевых сплавов — это решение задач теплообмена.

Алюминий и его сплавы обладают сравнительно небольшой плотностью и являются хорошими проводниками тепла [1]. Теплопроводность чистого алюминия имеет одно из самых высоких значений по сравнению с другими металлами [2]. Однако высокая пластичность и недостаточные высокие механические свойства не позволяют использовать чистый алюминий в качестве материала, обладающего конструкционными свойствами [3]. В связи с этим одной из основных задач материаловедения является разработка сплавов, которые возможно эффективно использовать в качестве материалов для отвода тепла. Однако искомые материалы должны иметь высокую теплопроводность, достаточно высокие механические свойства, а также высокую технологичность [4].

Литейные алюминий-кремниевые сплавы подходят для решения обозначенных задач. Литейные технологии снижают стоимость технологий изготовления в сравнении с методами обработки металлов давлением [5]. Однако любое легирование чистого алюминия необратимо снижает параметры теплопроводности материалов. По этим причинам целью настоящей работы является поиск оптимальных составов сплавов, обладающих высокой теплопроводностью и высокими технологическими свойствами.

Объект и методы исследования

Основной целью работы является изучение влияния легирования кремнием и железом на теплопроводность при комнатной температуре и нагревании до 150 °С посредством определения температурной зависимости теплопроводности алюминий-кремниевых сплавов при разных температурах.

Объектом исследования является серия экспериментально полученных в лабораторных условиях литейных алюминий-кремниевых сплавов, дополнительно легированных железом в количестве 1 % по массе. Содержание кремния в сплавах варьируется от 0 до 12 % с шагом в 2 % по массе. Шаг в 2 % выбран по причине ранее проведенной расчетной работы по моделированию составов сплавов [6] с целью предсказания фазовых превращений. Повышенное содержание кремния существенно приводит к улучшению технологичности сплавов за счет уменьшения интервала кристаллизации, в то время как железо добавляется для улучшения заполняемости формы в процессе литья под давлением.

Все экспериментальные сплавы получены в лабораторных условиях. Исходными материалами для плавок являлись чистый алюминий (99,98% Al) и сплав Al-Si с содержанием 12% Si (по массе) такого же уровня чистоты.

Анализ теплопроводности проводился на оборудовании для измерения температуропроводности и теплопроводности лазерной вспышкой «NETZSCH LFA 457 MicroFlash».

Результаты и их обсуждение

Результаты измерения теплопроводности при комнатной температуре, а также информация о базе легирования экспериментально полученных сплавов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты измерения теплопроводности при комнатной температуре

Сплав	0%Si	2%Si	4%Si	6%Si	8%Si	10%Si	12%Si
Вт/К·м	244,4	198,9	191,1	161,2	167,3	162,9	141,4

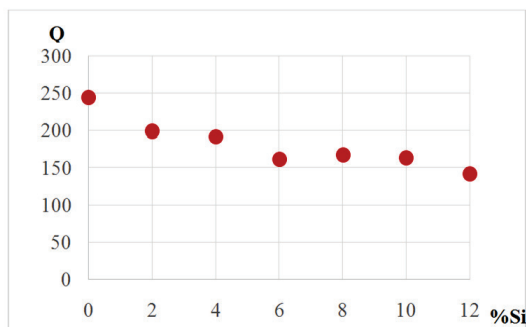


Рисунок. Зависимость теплопроводности при комнатной температуре от содержания кремния в сплаве

На рисунке приведены параметры теплопроводности анализируемых сплавов при комнатной температуре в зависимости от содержания кремния в сплавах.

Повышение содержания кремния приводит к необратимому снижению теплопроводности при комнатной температуре. Теплопроводность сплава с 12 % кремния почти в два раза ниже теплопроводности чистого алюминия. Теплопроводность чистого кремния значительно ниже теплопроводности чистого алюминия, это является главной причиной, кремний работает как примесь, блокирующая отвод тепла. Легирование сплавов железом в количестве 1 % по массе также влияет на конечную теплопроводность.

Сплавы с содержанием кремния от 6 % и выше согласно целям настоящей работы не имеют практического интереса, поскольку большое содержание кремния приводит к существенному снижению теплопроводных свойств, и по этой причине невозможно создание высокоэффективного материала для теплообмена с высоким содержанием кремния.

В таблице 2 приведены сведения о составах сплавов и значениях теплопроводности, измеренных при четырех различных температурах.

Таблица 2

Результаты измерения теплопроводности анализируемых сплавов при различных температурах (25 °С, 50 °С, 100 °С, 150 °С)

Сплав	0%Si	2%Si	4%Si	6%Si
Вт/К·м (комнатная температура 25 °С)	246,9	198,9	191,1	161,2
Вт/К·м (50 °С)	239,8	188,0	177,2	166,8
Вт/К·м (100 °С)	232,5	183,2	172,9	166,4
Вт/К·м (150 °С)	227,1	178,9	168,5	163,4

Наблюдается снижение теплопроводности при нагревании чистого алюминия от 246,9 при комнатной температуре до 227,1 Вт/К·м при 150 °С, что составляет примерно 8 % от исходного значения теплопроводности. При нагревании сплава с 2 % кремния теплопроводность снижается от 198,9 при комнатной температуре до 178,9 Вт/К·м, что составляет 10 % от исходного значения теплопроводности. Для сплава с 4 % кремния теплопроводность снижается на 12 % до 168,5 Вт/К·м со 191,1 Вт/К·м при комнатной температуре. Для сплава с 6 % кремния теплопроводности при комнатной температуре и температурах 50, 100, 150 °С не отличаются.

Для эффективного использования материала в качестве отводящего тепло предлагаемые составы должны давать значения теплопроводности выше 180 Вт/К·м.

Сплав с содержанием 4 % кремния по массе имеет сравнительно высокое значение теплопроводности при нагревании до 150 °С, сочетающееся одновременно с более высокими технологическими свойствами. Поэтому ожидается, что данный сплав может быть наиболее перспективен для использования в производстве теплообменного материала.

На значения теплопроводности сплавов большое влияние оказывает технология производства данного сплава. Литейные сплавы, как правило, всегда имеют в структуре дефекты литейного происхождения, которые оказывают прямое влияние на плотность. Серия экспериментально полученных в лабораторных условиях сплавов в данной работе получена методом литья, и в конечном итоге разные плотности анализируемых сплавов также повлияли на значения теплопроводности как при комнатной температуре, так и при нагревании. Процессы формирования структуры будут в последующих работах дополнительно исследованы и обсуждены.

Выводы

В результате выполненной работы определен характер поведения теплопроводности в литейных алюминий-кремниевых сплавах с 1 % железа и различным содержанием кремния от 0 до 12 % по массе. Количественно показано, как снижается теплопроводность с увеличением содержания кремния. Сделан вывод о существенном влиянии кремния и железа на теплопроводность при комнатной температуре.

Добавление кремния в сплав в количестве от 6 % по массе и выше приводит к значительному снижению теплопроводности, что в конечном итоге не позволяет обсуждать возможности использования данных сплавов с содержанием кремния более 6 % (по массе) как материалов для теплового обмена.

Предложено использовать алюминиевый сплав с содержанием 4 % кремния по массе как потенциально перспективный материал с высокими теплообменными и литейными свойствами для производства теплопроводящих материалов.

Библиографический список

1. Haizhi Ye. An Overview of the Development of Al-Si-Alloy Based Material for Engine Applications // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2003. Vol. 12, Issue 3. – P. 288–297. DOI: 10.1361/105994903770343132
2. Influence of Fe and Si addition on the properties and structure conductivity aluminum // M. Jablonski [et al.] // Arch. Metall. Mater. – 2017. – Issue 62. – P. 1541–1547. DOI: 10.1515/amm-2017-0237
3. Influence of variation in the silicon content on the silicon precipitation in the Al-Si binary system / Yu-Mi Kim [et al.] // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2017. – Issue 128. – P. 107–113. DOI: 10.1007/s10973-016-5840-9

4. Haizhi Ye. An overview of the development of Al-Si-alloy based material for engine applications // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2003. – Vol. 12, Issue 3. – P. 288–297. DOI: 10.1361/105994903770343132
5. Taylor J. A. Iron-containing intermetallic phases in Al-Si based casting alloys // 11th International Congress on Metallurgy & Materials Sam/Conamet 2011. – 2012. – Vol. 1. – P. 19–33. DOI: 10.1016/j.mspro.2012.06.004
6. Моделирование фазовых превращений для прогнозирования фазового состава литых алюминиево-железосилициевых сплавов / А. С. Жилин [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2018. – № 7. – С. 17–21.

Сведения об авторах

Жилин Александр Сергеевич, к. т. н., доцент кафедры металловедения, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, e-mail: zh-al@yandex.ru

Ялунина Валерия Рамильевна, аспирант кафедры металловедения, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Варламенко Дарья Сергеевна, студент кафедры металловедения, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Information about the authors

Alexander S. Zhilin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Metallography, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg, e-mail: zh-al@yandex.ru

Valeria R. Yalunina, Postgraduate at the Department of Metallography, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg

Darya S. Varlamenko, Student at the Department of Metallography, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg

**Анализ конструктивных особенностей крепления
крышек превенторов**

И. М. Кусиев*, Э. С. Осипян

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ilez.ilezov@inbox.ru*

Аннотация. Проанализированы условия напряженно-деформированного состояния, в котором работают крышки превенторов. Приведены зависимости для прочностного расчета крепления крышек превенторов. Выявлены преимущества и недостатки различных конструкций крепежных устройств и уплотнений крышек креплений. Рассмотрены вопросы испытаний, ремонта и эксплуатации крышек превенторов.

Ключевые слова: крышка превентора; гладкая посадка; шпильчатое соединение; механические напряжения

Analysis of structural features fixing preventer bonnets

Ilez M. Kusiev*, Eduard S. Osipyan

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ilez.ilezov@inbox.ru*

Abstract. The article analyzes the conditions of the stress-strain state in which preventer bonnets operate. We give the dependences for the strength calculation of fixing preventer bonnets. We identify the advantages and disadvantages of various designs of fastening devices and seals of fasteners. Also, we consider the issues of testing, repairing and operating preventer bonnets.

Key words: preventer bonnet; smooth fit; hairpin connection; mechanical stresses

Введение

Превентор является одним из наиболее ответственных элементов оборудования при подготовке скважинной продукции. Корпус превентора и его крышка работают в условиях сложного напряженно-деформированного состояния, имеющего

циклический характер [1, 2]. В связи с этим особую актуальность имеют вопросы крепления крышки превентора к корпусу.

Превентор является элементом противовыбросового оборудования и устанавливается на устье скважины. Превенторы работают под большим давлением (70 МПа), в связи с этим расчет превентора и его элементов на прочность, совершенствование этих методик являются актуальной задачей.

Объект и методы исследования

Объект исследования — крышка превентора и крепежные элементы, соединяющие ее с корпусом.

В статье использовались теоретико-экспериментальные методы исследования.

Прочностной расчет несущих конструкций оборудования и его крепежных элементов необходимо производить с учетом напряженно-деформированного состояния всех элементов конструкции [3, 4]. При работе нефтегазопромыслового оборудования возникает вибрационное движение, вызванное возмущающими силами от приводных устройств или от динамического воздействия перекачиваемой жидкости с неустановившимся типом движения. При разработке оборудования необходимо расчетным путем обеспечить отстройку его работы от резонансных режимов. При эксплуатации оборудования следует проводить вибрационный мониторинг для диагностики технического состояния [5, 6].

Одним из наиболее опасных и критичных с точки зрения прочностной надежности сечений в конструкции превентора является шпильчатое соединение крышки превентора с корпусом.

Шпильчатое крепление крышки к корпусу превентора обеспечивает простоту замены уплотнителя в полевых условиях.

Установка крышки превентора в корпус происходит по гладкой посадке, что по сравнению с резьбой гарантирует точную центрацию деталей при сборке, которая имеет свои особые преимущества:

- упрощение крепления крышки превентора и сборки; отсутствие дополнительного крепления, что упрощает конфигурацию деталей и их сборку;
- снижение чрезмерных вибрационных нагрузок;
- повышение работоспособности;
- снижение динамических нагрузок;
- обеспечение прочности сопрягаемых деталей, повышаемой с увеличением абсолютных размеров деталей [7, 8].

Результаты

Чтобы избежать преждевременных ремонтов, перед монтажом шпильчатого соединения следует произвести технологические расчеты на напряженно-деформированное состояние.

Усилие, приходящееся на одну шпильку при ее затяжке $P_{шп}$, Н

$$P_{шп} = 1,2 \frac{Q}{Z}, \quad (1)$$

где 1, 2 — коэффициент, учитывающий условия затяжки; Z — количество шпилек; Q — усилие затяжки, Н.

Напряжение в шпильке рассчитывается по формуле [9]

$$\sigma_{шп} = \frac{4 \cdot D_{шп}}{\pi \cdot z \cdot d_1^2}, \quad (2)$$

где d_l — внутренний диаметр шпильки, м; z — число шпилек; $D_{шп}$ — наружный диаметр шпильки, м.

Немалую роль в величине допускаемого напряжения в материале шпильки играют тип металла, его технико-физические свойства, в частности твердость по Роквеллу, предельная текучесть, временное сопротивление на разрыв [10, 11].

Допускаемое напряжение в материале шпильки, МПа

$$[\sigma_{\varnothing}] = \frac{\sigma_0}{n_{\varnothing}}, \quad (3)$$

где σ_0 — удельное давление на СНП при обжатии, Па; $n_{\varnothing}$ — допускаемое усилие затяжки шпильки, Н.

Момент затяжки шпилек $M_{ш}$, Н·м

$$M_{ш} = P_{ш} \cdot \frac{d_l}{2} \cdot \operatorname{tg}(\beta + \rho) + P_{ш} \cdot \frac{f}{3} \cdot \frac{D_0^3 - d_0^3}{D_0^2 - d_0^2}, \quad (4)$$

где f — статический коэффициент трения; D_0 — диаметр соприкасающейся площади гайки с опорной поверхностью, м; β — угол наклона витков резьбы, град; ρ — шаг резьбы, м; d_l — внутренний диаметр шпильки, м; $P_{ш}$ — усилие, приходящееся на одну шпильку при ее затяжке, Н; d_0 — наружный диаметр шпильки, м.

Шарнирное крепление крышки к превентору позволяет быстро осуществлять смену плашки без съема превентора с устья скважины. Бурильный инструмент при этом остается в скважине. Для перемещения плашки вращают карданный вал.

В результате достигаются повышение надежности работы превентора, удобство обслуживания, увеличение межремонтного ресурса, долговечность и ремонтно-пригодность.

Обсуждение

При выборе крышек для превенторов нужно произвести технические расчеты, так как в крышке превентора при различных видах ее нагружения возникают следующие напряжения [12, 13]:

1. При отсутствии труб вся нагрузка на крышку передается через фланцы уплотнителя. В этом случае максимальное напряжение будет создаваться по внутреннему [15, 16]:

$$\sigma_{\max} = -\frac{3P_{\max}}{2\pi ms^2} \left[\frac{2a^2(m+1)}{a^2 - b^2} \ln \frac{a}{b} + (m-1) \right], \quad (5)$$

где $P_{\max}$ — максимальное усилие, передающееся через вставку уплотнителя на крышку, Н; a — наружный радиус пластинки, м; b — внутренний радиус пластинки, м.

$$P_{\max} = \frac{\pi D_2^2}{4} p_p + \frac{\pi(D_2^1 + D_2^2)}{4} P_2, \quad (6)$$

где D_1 и D_2 — наружный и внутренний диаметр запорной камеры, м; p_p — рабочее давление, возникающее в превенторе, Н/м².

Давление, действующее на внутреннюю поверхность крышки, представлено на рисунке.

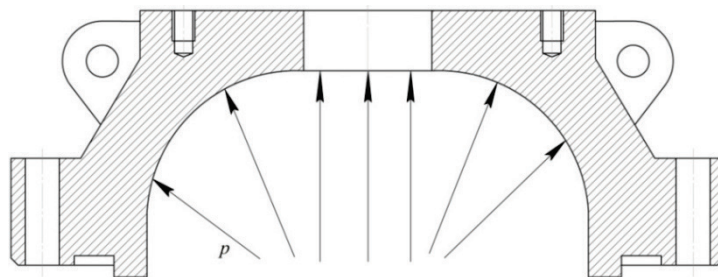


Рисунок. Распределение давления внутри крышки превентора

II. При проведении расчета корпуса и крышки в сборке на определенное давление крышку вместе с заглушкой рассматривают как сплошную пластинку постоянной толщины. Принимается, что по всему контуру действует равномерная нагрузка. Наибольшее напряжение определяют по линии c , радиус которой r_c равен среднему радиусу прокладки

$$r_c = -\frac{3p}{8\pi m s^2} \left[(3m+1) - (m+3) \frac{r_a^2}{a^2} \right], \quad (7)$$

где $p = \pi a^2 \cdot p_{исп}$ ($p_{исп}$ — давление внутри превентора при испытании, Н/м²).

В условиях низкотемпературной эксплуатации должен выполняться целый ряд мероприятий для обеспечения работоспособности превентора. Особое внимание необходимо обратить на применение смазочных материалов с низкотемпературными характеристиками. Материалы уплотнений должны обладать текучестью и эластичностью при низких температурах. Для снижения отрицательных последствий низких температур рекомендуется подогрев корпуса в соответствии с рекомендациями изготовителей [14–17].

Выводы

Таким образом, точный расчет конструктивных элементов превентора позволит обеспечить необходимые прочностные характеристики.

Усилия, возникающие при работе превентора, могут нарушить заданные рабочие режимы. По приведенным зависимостям можно определить конструктивные параметры, необходимые для получения данных, которые впоследствии позволяют обрести информацию о напряженно-деформированном состоянии крышки превентора.

Библиографический список

1. Баграмов Р. А. Буровые машины и комплексы: учеб. для вузов. — М.: Недра, 1988. — 501 с.
2. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: учебник для вузов / Ю. И. Быков [и др.]. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. — 371 с.
3. Пивень В. В., Битюков Г. Е. Обоснование математической модели напряженно-деформированного состояния стержневой конструкции // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 3. — С. 107–111.
4. Piven V. V., Umanskaya O. L. Determination of dynamic characteristics of the frame bearing structures of the vibrating separating machines // Innovative Technologies in Engineering VII International Scientific Practical Conference. Conference Proceedings. National Research Tomsk Polytechnic University. — Tomsk, 2016.

5. Piven V., Umanskaya O. The methodology of the vibrational separating machines bearing structure rigidity optimization and the actuating mechanism parts dynamic forces determination // MATEC Web of Conferences. 5th International Scientific Conference «Integration, Partnership and Innovation in Construction Science and Education». – 2016. – Vol. 86.
6. Пивень В. В., Уманская О. Л. Оптимизация несущей конструкции вибрационной машины // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – № 3–1. – С. 70–73.
7. Пивень В. В., Уманская О. Л. Определение целевой функции при математическом моделировании жесткости рамных конструкций вибрационных сепарирующих машин // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 1. – С. 191.
8. Пивень В. В., Уманская О. Л. Определение упругих характеристик несущих конструкций вибрационных машин и их оснований // Омский научный вестник. – 2006. – № 8–1. – С. 80–83.
9. Пивень В. В., Гондуров Г. Ю. Основные тенденции развития вибродиагностического неразрушающего контроля технических объектов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 5. – С. 100–103.
10. Пивень В. В., Уманская О. Л. Определение динамических и статистических параметров несущих конструкций вибрационных машин, установленных на упругом основании // Вестник машиностроения. – 2007. – № 5. – С. 14.
11. Пивень В. В., Тараторкин И. А., Уманская О. Л. Экспериментальное определение вибрационных характеристик несущей конструкции вибрационной сепарирующей машины с помощью геометрически подобной модели // Вестник Курганского государственного университета. Серия: Технические науки. – 2007. – № 9. – С. 15–16.
12. Пивень В. В., Уманская О. Л., Голосеев Б. А. Уравнения движения несущих узлов вибрационных машин с учетом упругих свойств основания // Вестник Курганского государственного университета. Серия: Естественные науки. – 2005. – № 4. – С. 91–92.
13. Гульянц Г. М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. – М.: Недра, 1993. – 384 с.
14. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования / Л. Г. Чичеров [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 500 с.
15. Шульга В. Г., Бухаленко Е. И. Устьевое оборудование нефтяных и газовых скважин. Справочная книга. – М.: Недра, 1998. – 235 с.
16. Ануриев В. И., Справочник конструктора-машиностроителя: в 3 т. Т. 2 / Под ред. И. Н. Жестковой. – 9-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 2006. – 920 с.
17. Раабен А. А., Шевалдин П. Е., Максудов Н. Х. Монтаж и ремонт бурового и нефтепромыслового оборудования. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1980. – 398 с.

Сведения об авторах

Кусиев Илез Мурадович, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ilez.ilezov@inbox.ru

Осипян Эдуард Самвелович, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: eduard_osipyan@inbox.ru

Information about the authors

Ilez M. Kusiev, Master's Student, Industrial University of Tyumen, e-mail: ilez.ilezov@inbox.ru

Eduard S. Osipyan, Master's Student, Industrial University of Tyumen, e-mail: eduard_osipyan@inbox.ru

УДК 665.6:622.621.64

**Анализ критериев эффективности работы сепараторов
для промысловой подготовки углеводородного сырья**

В. В. Пивень, В. С. Щелконогов*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: shchelkonogov.slava@mail.ru*

Аннотация. Оценка качества сепарации углеводородного сырья при его промысловой подготовке необходима для определения эффективности всего технологического процесса подготовки. Отсутствие комплексных критериев оценки качества сепарации для многостадийных процессов не позволяет получить однозначные решения при обосновании технологических схем и оборудования для сепарации. Проанализирована типичная технологическая схема сепарации углеводородного сырья. Проведен анализ имеющихся критериев разделительных процессов. Для комплексной оценки сепарирующих процессов углеводородного сырья предложено использовать критерий, позволяющий проводить расчет эффективности процесса с учетом возможного получения промежуточных фракций и их качественного состава.

Ключевые слова: промысловая подготовка нефти и газа; газовый сепаратор; критерии эффективности сепарации

**Analysis of the criteria of efficiency of work of separators
for the field of hydrocarbon raw**

Valeriy V. Piven, Vladislav S. Shchelkonogov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: shchelkonogov.slava@mail.ru*

Abstract. Assessment of the quality of separation of hydrocarbon raw during its field preparation is necessary to determine the efficiency of the entire technological process of preparation. The absence of complex criteria for assessing the quality of separation for multi-stage processes does not allow one to obtain unambiguous solutions in justifying the process flow diagrams and equipment for separation. We have analyzed the typical technological scheme of separation of hydrocarbon raw materials and existing criteria for separation processes. It is proposed to use the criterion for a comprehensive assessment of the separation processes of hydrocarbon raw materials, allowing calculating the efficiency of the process, taking into account the possible production of intermediate fractions and their qualitative composition

Key words: field preparation of oil and gas; gas separator; separation efficiency criteria

Введение

При разделении скважинной продукции на жидкую и газовую фазы в зависимости от исходного состояния пластовой смеси применяют нефтегазовые или газовые сепараторы [1]. Оценка качества выполнения технологического процесса

должна производиться по целому ряду критериев. Одним из таких критериев является технологическая эффективность процесса сепарирования скважинной продукции [2].

Без оценки эффективности данного процесса невозможны оптимизация технологических процессов и автоматизация процесса управления сепарацией.

Помимо промысловой подготовки нефти и газа сепараторы являются обязательным элементом технологической цепочки в процессе переработки газового конденсата [3, 4].

В газонефтяных сепараторах газожидкостная смесь имеет небольшое содержание газа, а в газовых сепараторах обрабатывается газожидкостная смесь с относительно небольшим содержанием жидкой фазы. При всем многообразии технологических схем сепарации, применяемых способов сепарации, исходного состояния пластовой смеси задачей сепарирования является получение как минимум двух готовых фаз с максимальным выходом жидкой или газовой фазы при минимальных остатках неизвлеченного продукта [5–7].

Решение оптимизационной задачи с поиском решения, когда, по крайней мере, две функции должны иметь глобальный максимум, а еще две функции одновременно такой же минимум, почти невозможно. К тому же на целесообразность применения конкретной схемы сепарации должны накладываться и стоимостные ограничения.

В связи с этим обоснование комплексных критериев технологической эффективности процесса сепарации является актуальной научной проблемой.

Объект и методы исследования

При промысловой подготовке нефти и газа необходимо довести скважинную продукцию до товарных кондиций согласно техническим требованиям по ГОСТ Р 51858-2002¹ на нефть (табл. 1) и ОСТ 51.40-93² на газ (табл. 1 и 2). Стандартами устанавливаются только требования к конечному продукту, прошедшему сепарацию. Качество выполнения технологического процесса отдельными машинами или отдельными секциями в составе машины не регламентируется. Поэтому на стадии проектирования при эксплуатации оборудования для подготовки нефти и газа для оптимизации технологического процесса необходимо применение критериев эффективности разделительных процессов.

Таблица 1

Технические условия (ГОСТ Р 51858-2002) на группы качества подготовки товарной нефти

Показатель	Нормы показателя для группы качества		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, г/м ³ (мг/дм ³ , мг/л), не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Давление насыщенных паров при температуре 37,8 °С в бомбе Рейда, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500 мм рт. ст.) при температуре 37,8 °С		
Содержание хлорорганических соединений, млн ⁻¹ , (ppm)	Не нормируется Определение обязательно		

¹ ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2002-07-01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 12 с.

² ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия. – Введ. 1993-10-01. – М., 1993. – 8 с.

В промышленной практике выбор системы сепарации скважинной продукции зависит от ее реологических, физических свойств, а также от диспергирования и коалесценции, которые в свою очередь определяются условиями добычи и технологией подготовки скважинной продукции. При этом данные условия меняются в зависимости от стадии разработки нефтегазового месторождения [8, 9].

Таблица 2

Требования к качеству газа по ОСТ 51.40-93

Параметр	Значения для климатических районов			
	умеренного		холодного	
	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04	с 01.05 по 30.09	с 01.10 по 30.04
Точка росы по влаге, °С, не выше	−3	−5	−10	−20
Точка росы по углеводородам, °С, не выше	0	0	−5	−10
Масса сероводорода, г/м³, не более	0,007			
Масса меркаптановой серы, г/м³, не более	0,016			
Объемная доля кислорода, %, не более	0,5		1,0	
Теплота сгорания низшая МДж/м при 20 °С и 101,325 кПа, не менее	32,5			
Температура газа, °С	На входе и в самом газопроводе устанавливается проектом			
Масса механических примесей и труднолетучих жидкостей	Условия оговариваются в соглашениях на поставку газа с ПХГ, ГПЗ и промыслов			

Технологический процесс в нефтегазовых сепараторах (рисунок) состоит из подачи исходной смеси по патрубку (1) в раздаточный коллектор (2) [10]. Регулятор давления (3) обеспечивает снижение давления по сравнению с исходным. При снижении давления из смеси выделяется растворенный газ.

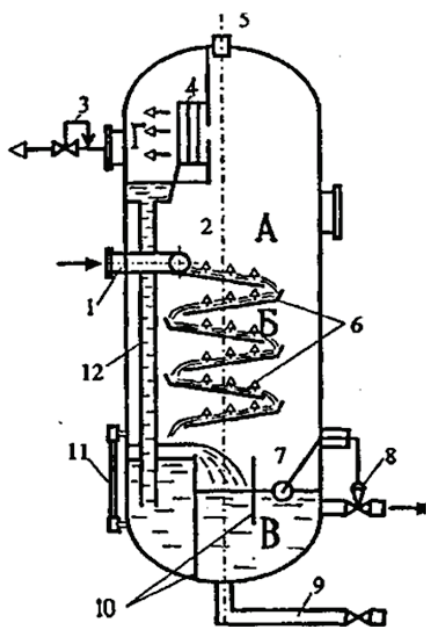


Рисунок. Схема вертикального сепаратора с цилиндрическим корпусом:

- А – основная сепарационная секция;
- Б – осадительная секция;
- В – секция сбора нефти;
- Г – секция каплеотделения;
- 1 – патрубок ввода зазожидкостной смеси; 2 – раздаточный коллектор со щелевым выходом; 3 – регулятор давления «до себя» на линии отвода газа;
- 4 – жалюзийный каплеуловитель;
- 5 – предохранительный клапан;
- 6 – наклонные полки; 7 – поплавок;
- 8 – регулятор уровня на линии отвода нефти; 9 – линия сброса шлама;
- 10 – перегородки;
- 11 – уровнемерное стекло;
- 12 – дренажная труба

Для более полного выделения растворенного газа необходимо определенное время нахождения смеси в сепараторе. Для этого установлены наклонные полки (6), по которым смесь стекает в нижнюю часть аппарата. За счет этого увеличивается траектория движения смеси.

На заключительном по ходу технологического процесса этапе в верхней части сепаратора полученный газ проходит еще один этап: на жалюзийной каплеуловительной насадке (4) отделяются капли жидкой фракции, увлеченные потоком газа.

Для более эффективного использования рабочего пространства сепаратора необходима оптимальная компоновка рабочих секций сепаратора с учетом их сепарирующих возможностей, производительности и исходного состава сепарируемой смеси. Возможна организация технологического процесса сепарации по разветвленной схеме, когда для повышения удельной производительности исходный обрабатываемый продукт разделяется на несколько потоков [11–14].

При одинаковом исходном составе полученные потоки следует разделять по параллельным схемам. В случае разделения поступающей в сепаратор смеси на разнокачественные потоки их последующую сепарацию необходимо производить на соответствующих рабочих органах. Время обработки и траектория движения таких потоков могут отличаться, что в конечном итоге позволит повысить удельную производительность [15].

Результаты

Оценка технологической эффективности делительной способности сепараторов производится с помощью безразмерного коэффициента эффективности η , который равен отношению объема жидкой фазы, осевшей в сепараторе, к количеству жидкой фазы, содержащейся на входе в сепаратор [3].

$$\eta = \frac{W_s}{W_0} = \frac{W_0 - W_1}{W_0} = 1 - \frac{W_1}{W_0} = 1 - K, \quad (1)$$

где W_0 , W_1 , W_s — объемные содержания жидкой фазы на входе и выходе сепаратора и доля объема, осевшего в сепараторе; K — коэффициент уноса (характеризует количество жидкой фазы, уносимой с потоком газа).

В работе [16] получены зависимости для определения коэффициента эффективности вертикального сепаратора в зависимости от распределения капель жидкой фазы на входе, выходе и от их размера:

$$\eta = 1 - \frac{\exp(-3\sigma^2)}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{z_m} z^2 \left(1 - \frac{\tau z^2}{1 + 0,032 Ar_{av}^{0,5} z^{3/2}} \right) \exp \left[-\frac{\ln^2(z/z_1)}{2\sigma^2} \right] dz. \quad (2)$$

где

$$z = \frac{R}{R_{av}}, \quad (3)$$

$$z_1 = \frac{R_1}{R_{av}} = \exp(-0,5\sigma^2), \quad (4)$$

$$\tau = \frac{t}{t_{ds}} = \frac{zu_s}{UD}, \quad (5)$$

$$Ar_{av} = \frac{8R_{av}^3 \rho_G V \rho g}{\mu_G^2}, \quad (6)$$

$$z_m = \frac{R_m}{R_{av}}, \quad (7)$$

где R — радиус капли; R_{av} — средний радиус капли; σ — дисперсия распределения капель по радиусам; t — время нахождения смеси в сепараторе; t_{ds} — время, за

которое капля радиуса R выпадает из слоя высоты D ; U — средняя скорость потока; R_m — минимальный радиус капли.

Коэффициент эффективности работы вертикального сепаратора [4]

$$\eta = 1 - \frac{\exp(-3\sigma^2)}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_0^{z_m} z^2 \exp\left[-\frac{\ln^2(z/z_1)}{2\sigma^2}\right] dz, \quad (8)$$

где $z_m = \frac{R_m}{\sqrt{9\mu_G U / 2\Delta\rho g}} \times \sqrt{\frac{U}{u_s}}$; U — скорость движения потока; u_s — скорость осаждения капли.

Обсуждение

Имеющиеся зависимости для оценки технологической эффективности не позволяют дать однозначный ответ на вопрос о том, что предпочтительнее: получить в сепараторе высокую производительность с большим коэффициентом уноса или невысокую производительность с небольшим коэффициентом уноса [17]. В первом случае с высокой производительностью можно было бы для дополнительного извлечения жидкой фазы из потока газа произвести эту операцию на отдельном небольшом аппарате. В конечном итоге только с учетом экономической оценки всего технологического процесса можно было бы дать окончательное решение.

При разделении исходной смеси на несколько неоднородных потоков и их раздельной сепарации количество получаемых в результате сепарации промежуточных фракций может быть как минимум больше двух. Эти фракции также будут иметь разный состав, в том числе это могут быть конечные фракции, не требующие дальнейшей сепарации.

Для сепарации n -компонентной сыпучей смеси на n фракций В. М. Цециновским [18] предложено оценивать технологическую эффективность сепарирования выражением (9).

$$E_n = \sum W_i (\varphi_{ii} - a_i) / (a_{ii} - a_i), \quad (9)$$

где W_i — выход i -й фракции в долях единицы; φ_{ii} — содержание i -го компонента в i -й фракции или фактическая чистота фракции в долях единицы; a_i — содержание i -го компонента в исходной смеси в долях единицы; a_{ii} — содержание i -го компонента в i -й фракции при предельном разделении или предельная чистота фракции в долях единицы.

Слагаемые в выражении (9) представляют собой произведение количественного эффекта (W_i) на качественный эффект. Каждое из слагаемых характеризует частный эффект сепарирования каждой из фракций.

Выводы

Таким образом, приведенная зависимость позволяет определять технологическую эффективность сепарирования при условии, если известны выходы и чистота полученных фракций, а также чистота фракций при предельном сепарировании.

Выражение (9) позволяет комплексно учитывать долю жидкой фазы, осевшей в сепараторе, а также унос жидкой фазы с потоком газа. При обосновании конструкций сепараторов с развитой технологической схемой и последовательно-параллельным соединением рабочих органов данную зависимость можно использовать как основную для совершенствования критериев оценки технологической эффективности сепарации и экономико-математического моделирования всего процесса сепарации.

Библиографический список

1. Марченко В. В., Музипов Х. Н. К вопросу подготовки нефти // Вестник магистратуры. – 2017. – № 68. – С. 70–74.
2. Пивень В. В., Щелконогов В. С. Анализ конструкций и тенденции развития газовых сепараторов // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. – Тюмень: ТИУ, 2018. – 287 с.
3. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. пособие / Н. В. Ушева [и др.]; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2013. – 128 с.
4. Молчанов Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1984. – 464 с.
5. Мильштейн Л. М., Бойко С. И., Запорожец Е. П. Нефтегазопромысловая сепарационная техника: справ. пособие / Под ред. Л. М. Мильштейна. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
6. Белевицкий А. М. Проектирование газоочистительных сооружений. – Л.: Химия. 1990. – 288 с.
7. Song X. L. Research on Separation Efficiency for Oil/Gas Separator of Submersible Electrical Pump // Applied Mechanics and Materials. – 2013. – Vol. 295–298. – P. 3261–3264. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.295-298.3261
8. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / Р. А. Алиев [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
9. Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А. Физические методы переработки и использование газа: учеб. пособие. – М.: Недра, 1981. – 224 с.
10. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 268 с.
11. Arnold K., Steward M. Surface Production Operations. – Houston; Texas: Gulf Publishing Company, 1999. – 584 p.
12. Шаймарданов В. Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учеб. пособие / Под ред. В. И. Кудинова. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. – 508 с.
13. Gas evolution rates – A critical uncertainty in challenged gas-liquid separations / D. M. Lavenson [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 147. – P. 816–828. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.10.005
14. Investigation of the oil-gas separation in a horizontal separator for oil-injected compressor units / J. Feng [et al.] // Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy. – 2008. – Vol. 222, Issue 4. – P. 403–412. DOI: 10.1243/09576509JPE550
15. Baltrenas P., Chlebnikovas A. Investigation into a new generation multi-channel cyclone used for removing lignin particulate matter from gas under conditions of an aggressive environment // Process Safety and Environmental Protection. – 2016. – Vol. 99. – P. 107–119. DOI: 10.1016/j.psep.2015.10.014
16. Синайский Э. Г., Лапица Е. Я., Зайцев Ю. В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 621 с.
17. Пивень В. В., Уманская О. Л. Анализ методов оценки эффективности сепарирования [Электронный ресурс] // Современные научные исследования и инновации. – 2013. – № 2. – Режим доступа: <http://web.snauka.ru/issues/2013/02/22518> (дата обращения: 23.09.2018).
18. Процессы сепарирования на зерноперерабатывающих предприятиях / В. В. Гортинский [и др.] – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Колос, 1980. – 304 с.

Сведения об авторах

Пивень Валерий Васильевич, д. т. н., профессор кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: pivenvv@yandex.ru

Щелконогов Вячеслав Сергеевич, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: shchelkonogov.slava@mail.ru

Information about the authors

Valeriy V. Piven, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Machinery and Equipment for the Oil and Gas Industry, Industrial University of Tyumen, e-mail: pivenvv@yandex.ru

Vladislav S. Shchelkonogov, Master's Student, Industrial University of Tyumen, e-mail: shchelkonogov.slava@mail.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: 10.31660/0445-0108-2019-2-120-126

УДК 621.658.2

Исследование деформации опоры стального горизонтального резервуара при выполнении частотного анализа

А. В. Солодовников¹, А. Н. Махнёва^{2, 3*}

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

²Тюменский научный центр СО РАН, г. Тюмень

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*e-mail: arina_makhneva@mail.ru

Аннотация. Проведено исследование деформаций конструкции опоры горизонтального стального резервуара, расположенного на севере Тюменской области, при выполнении частотного анализа. Установлено, что наибольшей деформации подверглось кольцо жесткости. Конструкция опоры резервуара потеряла равновесие, однако сохранила свою целостность.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль; резервуар горизонтальный стальной; частотный анализ; деформация

Studying deformation of support horizontal steel tank when performing a frequency analysis

Alexander V. Solodovnikov¹, Arina N. Makhneva^{2, 3*}

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

²Tyumen Scientific Centre SB RAS, Tyumen, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: arina_makhneva@mail.ru

Abstract. The article is devoted to the study of deformation of support structure of horizontal steel tank, which is located in the North of Tyumen region. This

study was carried when performing frequency analysis. It is found that the hardness ring was great deformation when performing frequency analysis of support structure of horizontal steel tank. The support structure of tank has lost its balance, but retained its integrity.

Key words: the oil and gas industry; horizontal steel tank; frequency analysis; deformation

Введение

Нефтегазодобывающая отрасль — одна из самых опасных отраслей хозяйственной деятельности, оказывающая непосредственное влияние на трансформацию природной среды. Опасные производственные объекты нефтегазодобывающих производств отличаются большой землеемкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью. Поэтому обеспечение промышленной безопасности объектов нефтегазодобывающих производств, с учетом техногенной трансформации природной среды, а также оценка опасности и риска аварий являются актуальной научно-практической задачей. Основные нефтегазодобывающие производства России сосредоточены на территории Западной Сибири. В последние годы для данной территории характерно повышение сейсмической активности, связанное с интенсивной добычей углеводородов [1], данное явление носит название техногенной сейсмической активности [2].

Объекты и методы исследования

Проведено исследование деформаций конструкции горизонтального стального резервуара, расположенного на севере Тюменской области, при воздействии низких частот.

В качестве объекта исследования выступает модель резервуара горизонтального стального РГС-100. Горизонтальные резервуары РГС-100 широко применяются на нефтебазах, складах горюче-смазочных материалов, автозаправочных станциях и других предприятий нефтяной промышленности. Они служат для приемки, хранения и выдачи светлых и темных нефтепродуктов, воды, масел, спиртов и других жидкостей с плотностью не более 1 т/м³.

Исследование проводилось в программном комплексе SolidWorks 2016. SolidWorks (Солидворкс) — программный комплекс для автоматизации работ промышленного предприятия на этапах конструкторской и технологической подготовки производства¹. Вид исследования — частотный анализ.

Исследование включало в себя следующие этапы:

- построение сборки РГС-100;
- определение требуемых свойств материалов;
- определение взаимодействий между деталями в сборке;
- создание сетки и запуск исследования;
- анализ результатов.

Проектирование модели резервуара осуществлялось в соответствии с ГОСТ Р 52630-2012², ГОСТ 17032-2010³. Сборка модели РГС-100 представлена на рисунке 1.

На следующем этапе были заданы требуемые свойства материалов.

¹ Решения на базе Solidworks для Вашего предприятия [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru>.

² ГОСТ Р 52630-2012. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия. — Введ. 2013-04-01. — М.: Стандартинформ, 2013. — 128 с.

³ ГОСТ 17032-2010. Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия. — Введ. 2012-01-01. — М.: Стандартинформ, 2011. — 16 с.

Основным параметром при проведении частотного анализа является массовая плотность материала в соответствии с формулой (1).

Любая механическая конструкция может быть представлена в виде системы пружин, масс и демпферов. Собственная частота идеальной системы масса — пружина без демпфирования дается соотношением

$$F_n = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{k}{m}}, \quad (1)$$

где F_n — собственная частота; k — коэффициент упругости (жесткость) пружины; m — масса.

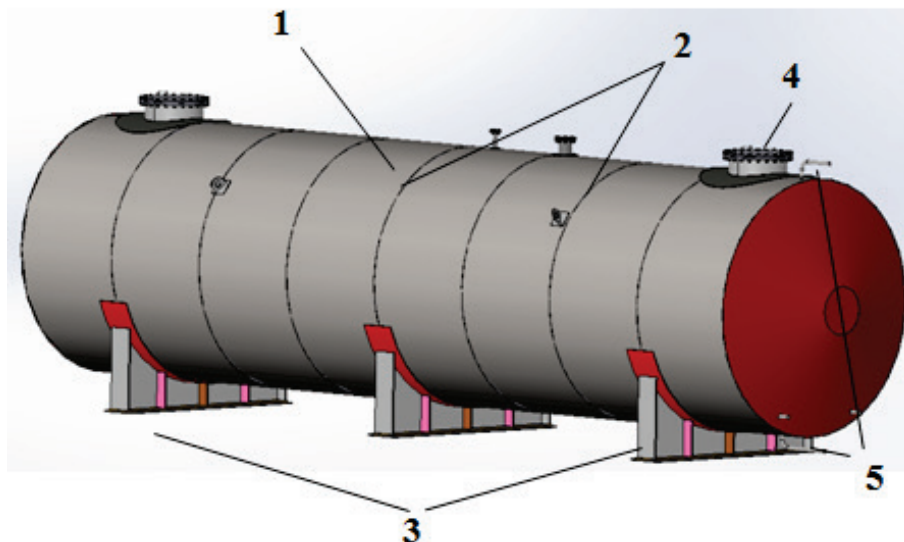


Рис. 1. Сборка модели РГС-100: 1 — корпус; 2 — кольца жесткости; 3 — опоры; 4 — люк-лаз; 5 — патрубки входа-выхода сырья

Основные технические параметры РГС-100 приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные технические параметры РГС-100

Параметр	Значение
Объем, м ³	100
Толщина стенки, мм	6
Внутренний диаметр, мм	3 200
Внешний диаметр, мм	3 212
Длина, мм	12 000
Длина цилиндрической части, мм	12 958

Предполагается, что конструкция модели РГС-100 выполнена из стали марки AISI 304 (The American Iron and Steel Institute) (табл. 2). The American Iron and Steel Institute — это аустенитная сталь с низким содержанием углерода. В России аналогом данной марки стали является сталь марки 08Х18Н10.

Также был спроектирован участок грунта толщиной 3 м, на котором установлена конструкция РГС-100 (табл. 3). Предполагается, что резервуар является одним из объектов базы по хранению и перевалке нефти и химических реагентов, расположенной, на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа — Югры.

Таблица 2

Физико-механические свойства стали марки AISI 304

Свойство	Значение
Модуль упругости, Н/м ²	1,9e + 011
Коэффициент Пуассона	0,29
Модуль сдвига, Н/м ²	7,5e +010
Массовая плотность, кг/м ³	8 000 кг/м ³
Предел прочности при растяжении, Н/м ²	517 017 000
Предел текучести, Н/м ²	206 807 000
Коэффициент теплового расширения / К	1,8e-005
Теплопроводность, W/(м·К)	16
Удельная теплоемкость, J/(кг·К)	500

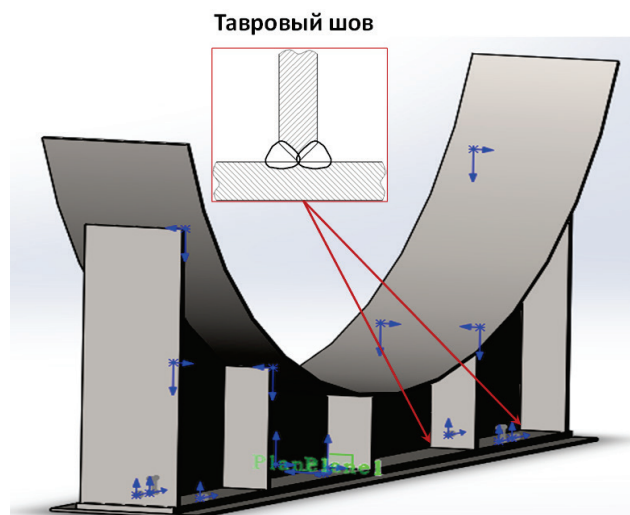
Для данной местности характерны следующие типы грунта: суглинки, супесь, торф. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет для суглинков — 2,4 м, для супесей — 2,9 м, для торфа — 0,6 м.

Таблица 3

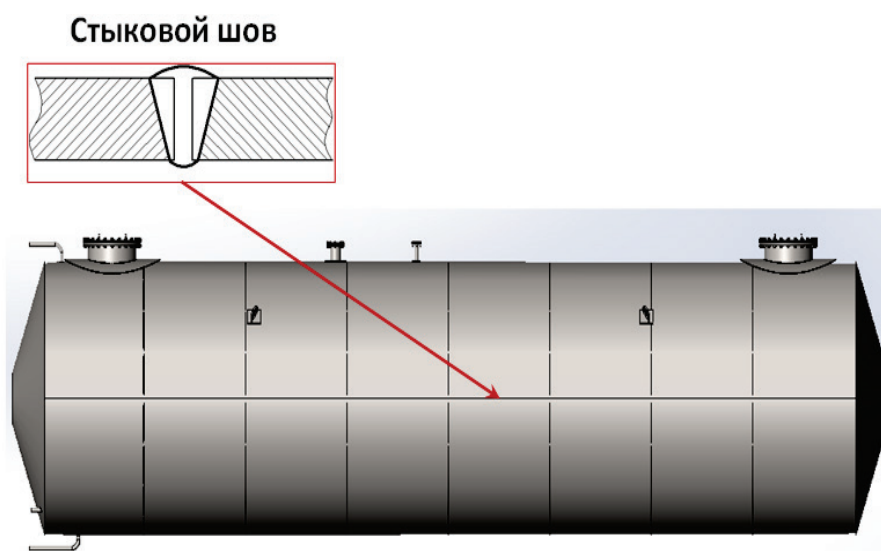
Физико-механические свойства супеси

Свойство	Значение
Модуль упругости, Н/м ²	7 500 000 000
Коэффициент Пуассона	0,4
Массовая плотность, кг/м ³	1 800
Температура, °С	–5

Далее были определены взаимодействия между деталями в сборке. Элементами сборки модели РГС-100 являются сварные швы. Для сварки цилиндрической части применяется стыковой шов, для опор — тавровый сварной шов (рис. 2).



а)



б)

Рис. 2. Сварные швы сборки модели РГС-100:

а) тавровый сварной шов опор; б) стыковой сварной шов цилиндрической части

На первом этапе исследования было принято решение создать пробное исследование на примере опоры модели РГС-100. Для модели опоры была создана сетка. Создание сетки — очень важный этап в анализе конструкций. Сетка сформирована на основе кривизны высокой точности.

Результаты

Частотное исследование осуществляется после проверки построения сетки. Колебания частот при землетрясениях находятся в диапазоне от 2 до 50 Гц. В программе были заданы значения частот близких к 5 Гц (рис. 3).

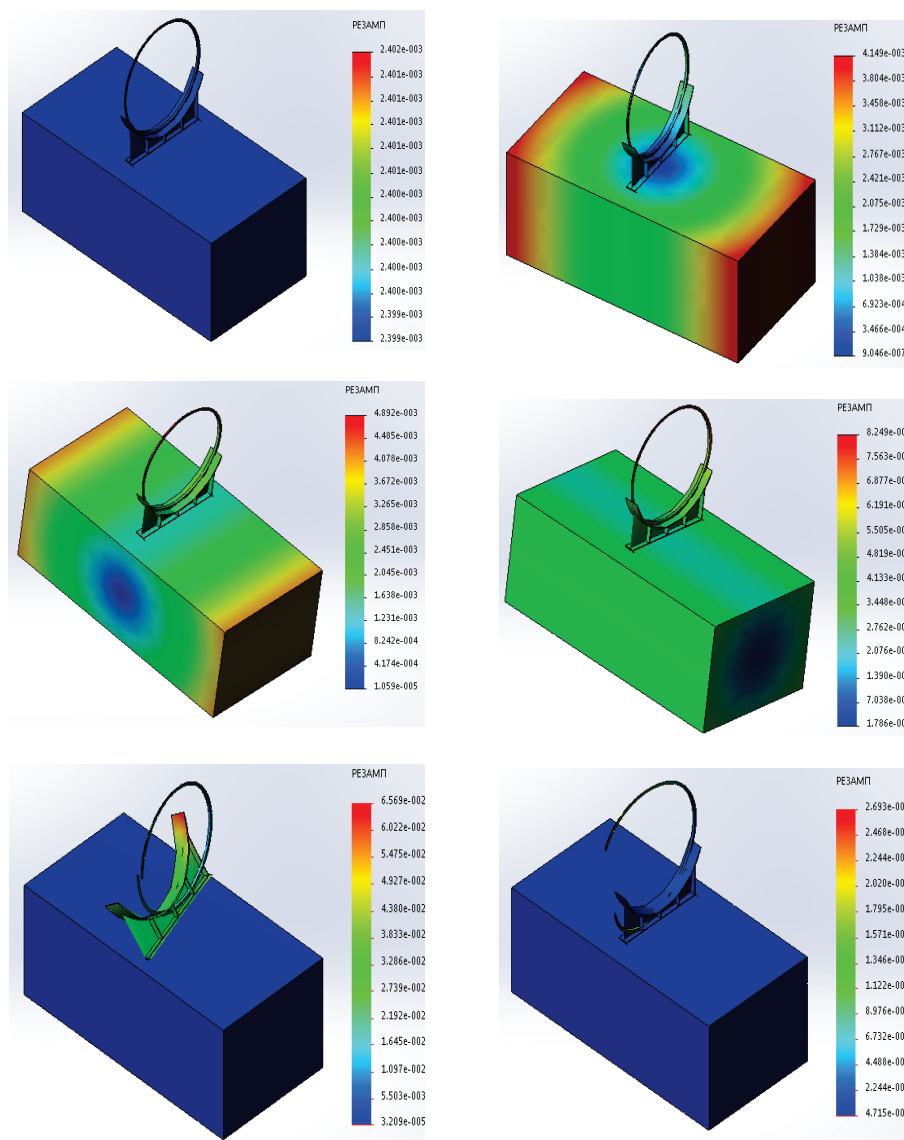


Рис. 3. Деформация опоры РГС-100 при частотном исследовании

Выводы

Наибольшей деформации при выполнении частотного анализа опоры горизонтального стального резервуара подверглось кольцо жесткости. Результат 5 показал расхождение сварного шва кольца жесткости. Опора конструкции РГС-100 потеряла равновесие, однако сохранила целостность конструкции (результат 5 и 6). Кроме того, даже незначительные вибрации способны ослаблять крепежные соединения, используемые в конструктивных элементах опоры.

Интенсивная добыча углеводородов приводит к возникновению новых проблем. Помимо всех известных последствий воздействия нефтегазового комплекса на природную среду, сегодня мы можем наблюдать землетрясения в районах, где это явление раньше считалось почти невозможным. И здесь возникает ряд вопросов. А сможет ли выдержать та или иная конструкция нагрузку, не предусмотренную проектной документацией? И нужно ли вести мониторинг сейсмической ак-

тивности на подобного рода территориях? Следует отметить, что подход к обеспечению безопасности объектов нефтегазодобывающих производств должен иметь комплексный характер, равнозначно рассматриваться с точки зрения экологии, строительства, промышленной безопасности, поскольку только многогранный взгляд на проблему позволит найти ее правильное, рациональное решение [3, 4].

Библиографический список

1. Данные о землетрясениях, зарегистрированных Федеральным исследовательским центром «Единая геофизическая служба Российской академии наук» с 1995 по 2017 год [Электронный ресурс] // ФГБУН Федеральный исследовательский центр «Единая геофизическая служба Российской академии наук». – Режим доступа: <http://www.cemegsras.ru/new/wf/>.
2. Адушкин В. В., Турунтаев С. Б. Техногенная сейсмичность — индуцированная и триггерная. – М.: ИДГ РАН, 2015. – 364 с.
3. Солодовников А. В., Махнёва А. Н. К некоторым вопросам безопасности при осуществлении деятельности нефтегазодобывающих производств // Нефть и газ Западной Сибири: междунар. науч.-техн. конф. – 2017. – С. 302–304.
4. Солодовников А. В., Махнёва А. Н. Причинно-следственный анализ аварий и несчастных случаев на объектах нефтегазодобычи // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 54–58.

Сведения об авторах

Солодовников Александр Владимирович, к. т. н., доцент кафедры промышленной безопасности и охраны труда, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: basheexpert@gmail.com

Махнёва Арина Николаевна, аспирант Тюменского научного центра СО РАН, ассистент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: arina_makhneva@mail.ru

Information about the authors

Alexander V. Solodovnikov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Industrial and Occupational Safety and Health, Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: basheexpert@gmail.com

Arina N. Makhneva, Postgraduate, Tyumen Scientific Centre SB RAS, Assistant at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, e-mail: arina_makhneva@mail.ru

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 плагиат 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 CD-диск 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. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки 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. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.
6. 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 CD-диске, 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]»), оформляются согласно ГОСТ Р 7.0.5 2008.

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 аспирантов 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 plagiarism 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 CD-ROM 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 CD-ROM 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 to the literature are presented in the text in square brackets (for example «as mentioned in [9, 10]) according to Russian National Standard R 7.0.5 2008.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor. References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts of graduate students is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.
Reference to the journal «OIL AND GAS STUDIES»
is obligatory!**

**Памяти известного российского ученого
В. Е. Копылова (24.02.1932 – 9.03.2019)**



Виктор Ефимович Копылов. Имя этого человека, ученого для Тюменского индустриального университета, его преподавателей, сотрудников, выпускников говорит о многом. Он стоял у истоков создания института, с июня 1964 г., с того времени, когда штат сотрудников был всего три человека: ректор А. Н. Косухин, декан нефтегазопромышленного факультета, доцент В. Е. Копылов и начальник административно-хозяйственной части С. И. Соловьев. Они сформировали штат преподавателей, сотрудников, на-

чали прием студентов в индустриальный институт, основав тем самым высшее техническое нефтяное образование в Тюмени. В 1973–1986 гг., возглавляя институт в должности ректора, Виктор Ефимович Копылов преумножил его развитие.

Имя ученого В. Е. Копылова, доктора технических наук (1970), профессора (1972), заслуженного деятеля науки и техники России (1982), члена-корреспондента РАН известно не только в стране, но и в мире. В. Е. Копылов в коллективе авторов провел разработку метода алмазного внеземного бурения, которое и было использовано, в частности, при взятии грунта на Луне. В 1999 г. Виктору Ефимовичу присвоено звание Почетного гражданина города Тюмени.

Музей — особая часть деятельности и жизни В. Е. Копылова. Он создан благодаря его уму, таланту, патриотизму. Музей делает честь областному центру, он — один из тех уникальных хранилищ творений рук человеческих.

В 2017 г. в музее сформирован отдельный зал «Паноптикум доктора технических наук, профессора Копылова Виктора Ефимовича. Всемирная история электроники и фотодела». Уникальные экспонаты позволяют

рассмотреть историю развития радио, телевидения и связи. Эти раритеты, собранные со всего мира, профессор В. Е. Копылов подарил родному вузу.

Многогранная деятельность В. Е. Копылова способствует и сейчас формированию исторического сознания, особенно у молодежи. Любовь к своему Отечеству начинается с любви к своему краю. И эту любовь Виктор Ефимович пронес через всю свою жизнь. Он был преданным гражданином своего края и страны. Он смотрел на мир глазами инженера. Образцы инженерной мысли и творчества собраны и подарены им не вузу, не городу, а стране.

Коллектив Тюменского индустриального университета потерял умного и талантливого человека, ученого, вложившего свою жизнь в судьбы учеников, коллег, сохранившего и подарившего раритеты, создавшего музей в вузе.

Искренние соболезнования родным, близким и коллегам в связи с кончиной известного российского ученого Виктора Ефимовича Копылова.

Светлая память о Викторе Ефимовиче навсегда останется в наших сердцах.

Ректорат ТИУ, коллеги

Сотрудники НИИ и музея Истории науки и техники Зауралья

Редакция журнала «Известия высших учебных заведений. Нефть и газ»