

Министерство науки и высшего образования РФ

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
НЕФТЬ И ГАЗ

Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.

4 (130)

Июль — август 2018

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

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

Главный редактор В. В. Новосёлов

Редакционная коллегия

И. Ю. Быков, А. И. Владимиров, С. И. Грачев, А. Н. Дмитриев, В. В. Долгушин,
А. А. Емекеев, А. Н. Емелюшин, Ю. В. Зейгман, Ю. Д. Земенков, И. М. Ковенский,
И. Р. Кузеев, В. Г. Мартынов, И. И. Нестеров, В. В. Поветкин,
М. К. Рогачев, М. А. Силин, С. К. Туренко, Н. Д. Цхадая, А. Е. Череповицын

Редактор — А. С. Коленникова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Включен в перечень ВАК Министерства науки и высшего образования РФ
ведущих рецензируемых научных журналов и изданий

Адрес редакции для корреспонденции: 625000, г. Тюмень, Володарского, 38,
для посетителей: г. Тюмень, Киевская, 52, офис 314, телефон 8(3452)283076,
<http://www.tyuiu.ru/oilgas>. E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

ISSN 0445-0108

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation

HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS

NEFT'GAZ

Published by Industrial University of Tyumen since 1997

4 (130)

July — August 2018

Registration Certificate of SMI PI №77-14120
Issued in December 9, 2002 by the RF Ministry of Science and Publishing,
Broadcasting Activities and Mass Communication Media

The Journal Promoters
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

Editor-in-Chief V. V. Novoselov

Editorial Board

I. Yu. Bykov, A. I. Vladimirov, S. I. Grachev, A. N. Dmitriev, V. V. Dolgushin,
A. A. Emekeev, A. N. Emelyushin, Yu. V. Zeigman, Yu. D. Zemenkov, I. M. Kovenskiy,
I. R. Kuzeev, V. G. Martynov, I. I. Nesterov, V. V. Povetkin,
M. K. Rogachev, M. A. Silin, S. K. Turenko, N. D. Tskhadaya, A. E. Cherepovitsyn

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

Included in the RF Ministry of Science and Higher Education SAC List
of leading reviewed scientific journals and publications

Editorial office address for correspondence: 625000, Tyumen, Volodarskogo St., 38,
for visitors: Tyumen, Kievskaya St., 52, office 314, phone: 8(3452)283076,
<http://www.tyuiu.ru/oilgas>. E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

© Federal State Budgetary Educational
Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», 2018

Содержание

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Бембель С. Р., Бембель Р. М., Авершин Р. В., Корнев В. А. Перспективы выделения продуктивных участков в юрских отложениях на площадях Фроловской нефтегазоносной области	7
Бешенцев В. А., Сабанина И. Г., Бешенцева О. Г., Абдрашитова Р. Н. Гидрогеохимические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Ярудейского нефтегазоконденсатного месторождения	15
Поднебесных А. В. Построение седиментологической модели в условиях ограниченного набора исходных данных	21
Черных А. В., Новиков Д. А. Палеогидрогеология Анабаро-Хатангского бассейна	27

БУРЕНИЕ СКВАЖИН И РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Аксенова Н. А., Липатов Е. Ю., Харитоновна Т. А. Опыт строительства горизонтальных скважин на Кошильском месторождении	34
Гасумов Р. А., Кукулинская Е. Ю., Димитриади Ю. К. Определение влияния компонентного состава вязущей жидкости на глубину ее проникновения в разуплотненный коллектор продуктивного пласта	38
Дягилев В. Ф., Полищук С. Т., Леонтьев С. А., Спасибов В. М. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта АС₁₋₃ Северо-Ореховского месторождения	44
Иванов А. В., Степанов С. В., Левагин С. А. Исследование влияния неравновесности фазовых проницаемостей на эффективность работы скважины	52
Коваленко И. В., Сохошко С. К., Тенгелиди Д. И., Ниткалиев И. М. Сопровождение бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении в условиях высокой латеральной неоднородности пласта ПК₁₋₃	60
Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л., Бельских Д. С. Математическое моделирование процесса нагнетания теплого газа в насыщенный метаном и его гидратом пласт	68
Овчинников В. П., Таланов И. А., Яковлев И. Г., Герасимов Д. С., Рожкова О. В. Синтез и свойства эмульгаторов обратных эмульсий на основе моноэтаноламидов жирных кислот	75
Телегин И. Г., Бочаров О. Б. Численный анализ влияния вида функции Леверетта на решения уравнения Раппопорта — Лиса	81

МАШИНЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ПРОМЫСЛОВ

- Артамонов Е. В., Тверяков А. М., Штин А. С.
Выбор инструментального твердого сплава для обработки деталей газотурбинных двигателей 89
- Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Сидоркин Д. И., Зайнаглина Л. З.
Исследование напряженного состояния колонны насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств 94

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СООРУЖЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

- Абдубакова Л. В., Волков Р. Е., Сорокина Е. М., Обухов А. Г.
Термодинамические характеристики закрученных течений газа при моделировании их выхода на стационарный режим 100

ХИМИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА

- Ермолин Д. Б., Магарил Е. Р., Магарил Р. З.
Повышение эффективности работы стабилизационных колонн в нефтегазовой промышленности 107
- Лурье М. А., Шмидт Ф. К.
О классификации нефтей. Сернистость как генетический классификационный показатель 115
- Мельников А. П., Коновалов В. В., Склюев П. В., Дальке А. Г.
Исследование влияния фосфорного эфира оксиэтилированного нонилфенола на технологические свойства растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений 122

ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Телицын В. Л., Новиков Ю. А.
Результаты взаимодействия озер, болот водоемного генезиса с окружающей средой и природоохранные мероприятия 130

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Андиева Е. Ю., Толкачева Е. В.
Разработка методологической основы I4.0 для производственных систем нефтеперерабатывающей отрасли 137

Contents

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Bembel S. R., Bembel R. M., Avershin R. V., Kornev V. A. Prospects for the allocation of productive sites in Jurassic sediments in the areas of the Frolovskaya oil and gas bearing region	7
Beshentsev V. A., Sabanina I. G., Beshentseva O. G., Abdrashitova R. N. Hydrogeochemical conditions of the Mesozoic hydrogeological basin in the territory of the Yarudey oil and gas condensate field	15
Podnebesnykh A. V. Definition of sedimentological model in limited initial data set conditions	21
Chernykh A. V., Novikov D. A. Paleohydrogeology of the Anabar-Khatanga basin	27

DRILLING OF WELLS AND FIELDS DEVELOPMENT

Aksenova N. A., Lipatov E. Yu., Haritonova T. A. Experience in construction of horizontal wells at the Koshilskoye oil field	34
Gasumov R. A., Kukulinskaya E. Yu., Dimitriadi Yu. K. Evaluating the influence of component composition of binding fluid on the depth of its penetration into the unconsolidated reservoir of the productive formation	38
Dyagilev V. F., Polischuk S. T., Leontev S. A., Spasibov V. M. Analysis of the tracer studies results: a study of AS₁₋₃ formation of the Severo-Orekhovskoye oil field	44
Ivanov A. V., Stepanov S. V., Levagin S. A. Effect of non-equilibrium relative permeability on well performance	52
Kovalenko I. V., Sokhoshko S. K., Tengilidi D. I., Nitkaliev I. M. Drilling strategy of horizontal wells at the Vostochno-Messoyakhskoye oil field in conditions of high lateral heterogeneity of the PK₁₋₃ formation	60
Musakaev N. G., Borodin S. L., Belskikh D. S. Mathematical modeling of heated gas dissociation process into the reservoir saturated with methane and its hydrate	68
Ovchinnikov V. P., Talanov I. A., Yakovlev I. G., Gerasimov D. S., Rozhkova O. V. Synthesis and properties of emulsifiers of invert emulsions based on fatty acid monoethanolamides	75
Telegin I. G., Bocharov O. B. Numerical analysis of the Leverett function form influence for the Rappoport — Leas equation solutions	81

MACHINERY, EQUIPMENT AND FIELD CONSTRUCTION

- Artamonov E. V., Tveryakov A. M., Shtin A. S.
Selection of tool hard alloy for processing parts of gas turbine engines 89
- Khabibullin M. Ya., Suleymanov R. I., Sidorkin D. I., Zainagalina L. Z.
Stress state columns of tubing string during operation pulsed downhole device 94

DESIGNING, CONSTRUCTION AND OPERATION OF PIPELINE TRANSPORT SYSTEM

- Abdubakova L. V., Volkov R. E., Sorokina E. M., Obukhov A. G.
Thermodynamic characteristics of swirling gas flows in simulation of their output to the stationary mode 100

CHEMISTRY AND TECHNOLOGY OF OIL AND GAS PROCESSING

- Ermolin D. B., Magaril E. R., Magaril R. Z.
Increasing the effectiveness of stabilization columns in the oil and gas industry 107
- Lur'e M. A., Shmidt F. K.
Classification of oils. Sulfur content as genetic classification sign 115
- Melnikov A. P., Konovalov V. V., Sklyuev P. V., Dalke A. G.
Evaluating the influence of phosphoric ester of oxyethylated nonylphenol on technological characteristics of solvents of asphalt-resin-paraffin deposits 122

EMERGENCY SITUATIONS AND ENVIRONMENTAL PROBLEMS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

- Telitsyn V. L., Novikov Yu. A.
The results of interaction of lakes, wetlands of water-bearing genesis with the environment and environmental measures 130

INFORMATION TECHNOLOGIES, AUTOMATION AND MANAGEMENT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

- Andieva E. Yu., Tolkacheva E. V.
Development of methodological basis I4.0 for production systems of oil refining industry 137

УДК 553.9

**ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ УЧАСТКОВ
В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ПЛОЩАДЯХ ФРОЛОВСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ**

С. Р. Бембель¹, Р. М. Бембель¹, Р. В. Авершин², В. А. Корнев¹

¹*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

²*Тюменское отделение Сургутского научно-исследовательского и проектного
института «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Россия*

Аннотация. На основе анализа материалов сейсморазведки, бурения и исследований керна рассмотрены перспективы выделения продуктивных участков в юрском интервале разреза на территории Сыньеганской террасы. Выявлена взаимосвязь участков продуктивности локальных залежей нефти с очагами зон деструкции горных пород, выделяемыми по материалам сейсморазведки.

Ключевые слова: нефтегазоносность; сейсморазведка; зона деструкции; геодинамика; Фроловская мегавпадина; Западная Сибирь

**PROSPECTS FOR THE ALLOCATION OF PRODUCTIVE SITES
IN JURASSIC SEDIMENTS IN THE AREAS OF THE FROLOVSKAYA
OIL AND GAS BEARING REGION**

S. R. Bembel¹, R. M. Bembel¹, R. V. Avershin², V. A. Kornev¹

¹*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

²*Tyumen Branch of Surgut Research and Design Institute «SurgutNIPIneft»,
Tyumen, Russia*

Abstract. Prospects for the allocation of productive sites in the Jurassic interval of the section in the territory of Syngegan terrace were considered, based on the analysis of seismic survey, drilling and core studies. We identified the interrelation between productive sites of local oil deposits and the centers of rock area of destruction allocated according to seismic survey materials.

Key words: petroleum potential; seismic survey; area of destruction; geodynamics; Frolovskaya megadepression; Western Siberia

Введение

Основную долю выявляемых продуктивных объектов в настоящее время составляют малоразмерные залежи нефти и газа. Методика разведки и подготовки к эксплуатации подобных объектов должна опираться на современные теоретические представления о геологической природе и свойствах этих объектов, разработку новых альтернативных моделей залежей нефти и газа. Разработка альтернативных моделей, описывающих параметры залежей нефти и газа, с последующей проверкой, отбраковкой и уточнением параметров будет способствовать повышению успешности геолого-разведочных работ и разработки месторождений нефти и газа.

Одной из перспективных в нефтегазопроисловом отношении территорий на площадях ХМАО — Югры является Фроловская мегавпадина, в пределах которой выделяется несколько положительных элементов I порядка: Верхнеляминский, Туманный, Ай-Пимский, Эргинский валы в сочетании с рядом террас, разделяемых прогибами и котловинами. Участки в пределах Сыньеганской террасы (юго-западная часть Фроловской впадины) находятся в границах изучения ОАО «Сургутнефтегаз».

Характеристика района исследований

Рассмотрим подробно юго-западную часть Фроловской мегавпадины, где находится изучаемый участок территории Фроловской нефтегазоносной области (НГО). Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. А. В. Шпильмана, Л. Л. Подсосовой, 1998) площадь расположена в пределах Сыньеганской террасы (структуры I порядка), с запада подпирается Елизаровским прогибом, с востока и юго-востока — Тундринской котловиной (рис. 1).

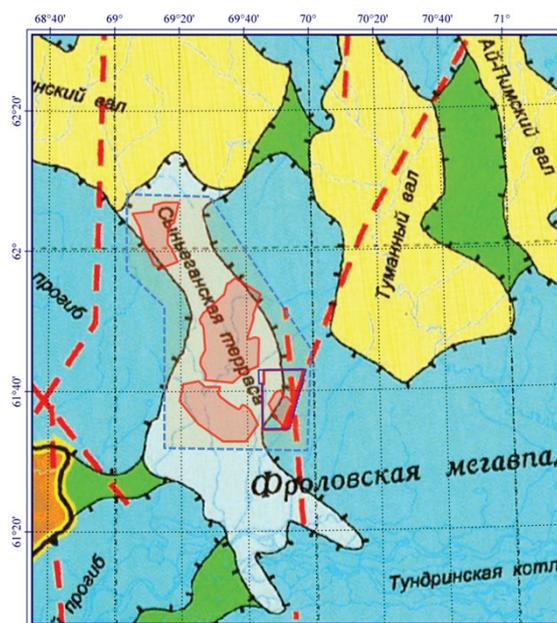


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. А. В. Шпильмана, Л. Л. Подсосовой, 1998; красным цветом выделены контуры открытых месторождений)

Нефтегазоносность участка выявлена в юрско-меловых отложениях, редкие нефтепроявления отмечены в верхней части палеозойских образований. Наиболь-

шая часть выявленных нефтяных залежей связана с юрским интервалом геологического разреза — пласты ЮК0, ЮК1, ЮК2–3, ЮК4 и ЮК10.

Данные опробования и эксплуатации скважин свидетельствуют о локальном характере высокопродуктивных участков по площади залежей принятого «пластово-сводового типа», которые введены в промышленную либо опытно-промышленную разработку. По извлекаемым запасам месторождения в пределах Сынъеганской террасы относятся к категории средних, по геологическому строению — к очень сложным.

Исходные данные и методика исследований

В качестве исходных материалов для проведения комплексной оценки перспектив нефтегазоносности в юрских отложениях территории исследований послужили данные по опробованию скважин, результаты обработки и интерпретации 2D- и 3D-сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки (МОГТ), промыслово-геофизические данные, результаты описания и исследования керна.

Территория покрыта сейсмическими 2D-исследованиями полностью с плотностью наблюдений в среднем 1,2 пог. км/км², сейсмическими 3D-исследованиями — частично.

Проведенный анализ волнового поля по сейсмическим разрезам сейсмической съемки 2D МОВ ОГТ позволил выделить на площади исследований одного из месторождений густую сеть разрывных нарушений, в основном в доюрском комплексе и нижнесреднеюрском интервале разреза (рис. 2). Большинство выявленных нарушений имеют ориентировку вдоль основной оси структуры (рис. 3). Протяженность нарушений по материалам 2D-сейсморазведки составляет на участке исследований от 2 до 20 км.

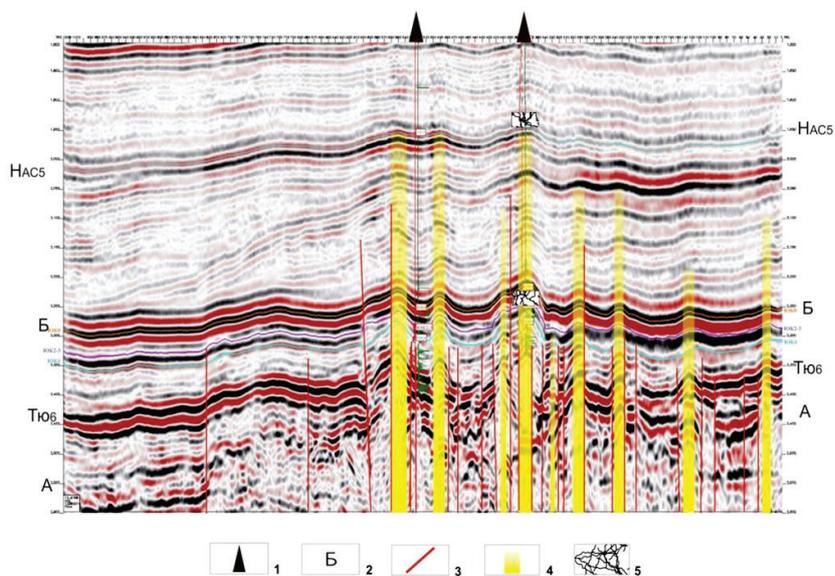


Рис. 2. Временной разрез вдоль линии разведочных скважин по материалам 2D-сейсморазведки: 1 — местоположение разведочной скважины; 2 — индекс отражающего горизонта; 3 — выделенные разрывные нарушения; 4 — участки зон деструкции горных пород; 5 — интервалы с трещиноватыми образцами керна (по результатам послойного описания)

На временных разрезах выявлены наиболее активные участки проявления геодинамики во время и после формирования геологического разреза территории — так называемые зоны деструкции горных пород [1], связанные с локальными вы-

ступами доюрского основания. По площади выполнено картирование этих участков, их местоположение вынесено на разрезы и карты (см. рис. 3). Преобладающий поперечный размер выявленных зон деструкции составляет 500 м. Наиболее выраженные очаги геодинамики и приуроченные к ним зоны деструкции связаны с наиболее амплитудными локальными положительными структурными формами поверхности доюрского комплекса.

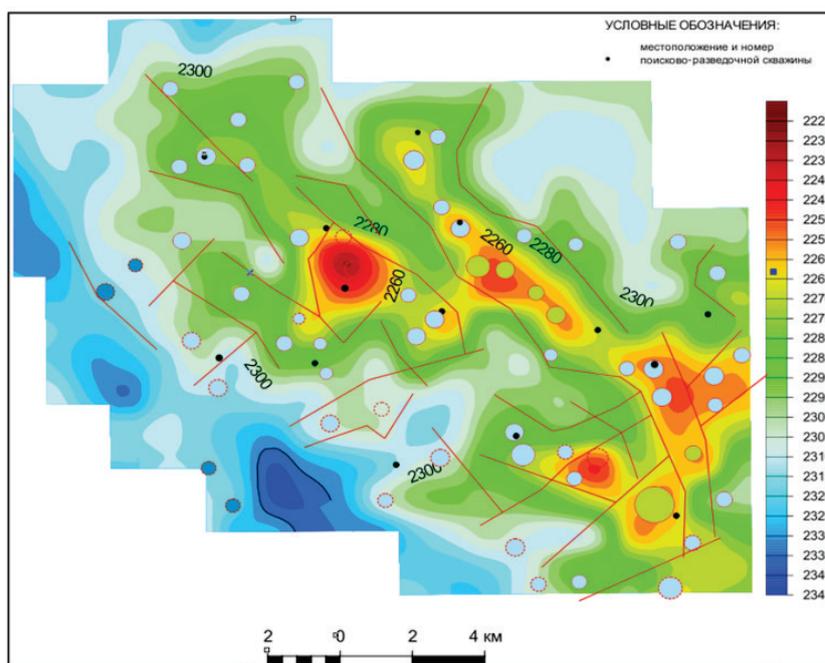


Рис. 3. Структурный план по объекту ЮК2–3 с участками зон деструкции (по данным С. Р. Бембея, 2016 [2])

По результатам анализа материалов детального послойного литологического описания ядерного материала в ряде скважин территории исследования по двум смежным площадям выделены трещиноватые образцы в разных интервалах геологического разреза, включающих отложения от палеозойских, юрских до нижнемеловых — Pz, пласты ЮК11, ЮК6, ЮК4, ЮК2-4, ЮК0, ачимовку, АС5 [2].

Местоположение отбора ядра и положение скважин сопоставлено по площади исследованной территории с временными разрезами по результатам работ 2D- и 3D-сейсморазведки, выделенными очагами проявления локальной геодинамики (см. рис. 2). Весь описанный материал детального послойного литологического описания ядра с признаками трещиноватости совпадает с участками выделенных зон деструкции горных пород.

Аналогичные аномалии с высокой амплитудной выраженностью отмечены на соседних площадях и месторождениях по результатам 3D-сейсморазведочных работ. Прослеживание системы разрывных нарушений по площади выполнено с привлечением карт азимутов и углов наклона по отражающим горизонтам (ОГ) Б и А. По материалам 3D-сейсмического куба выделены участки предполагаемых субвертикальных зон деструкции горных пород, проявляющиеся на вертикальных сечениях волнового поля в районе локальных выступов доюрского основания. Преобладающий поперечный размер выявленных зон деструкции составляет 150–250 м (рис. 4).

По площади и разрезам проведена градация проявления геодинамической активности на площади месторождения по уровню проявления на временных разрезах от ОГ А (кровли доюрского основания), юрского интервала до отражающих горизонтов нижнего мела.

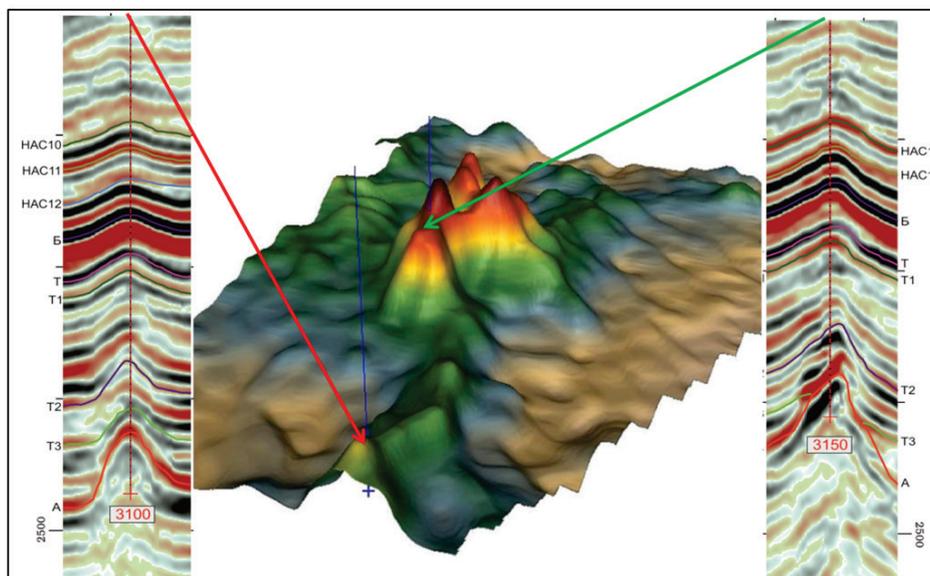


Рис. 4. Изометрическое изображение поверхности отражающего горизонта А по материалам 3D-сейсморазведки с выраженными локальными субвертикальными проявлениями геодинамической активности

Сопоставление особенностей и характера выделенных разрывных нарушений, подчеркивающих основные формы рельефа доюрского основания, юрских отложений на участках с 2D- и 3D-сейсмическими работами показало, что основные направления простирания выделенных разломов в основном сохранились, как и направления простирания структурных элементов и форм. Значительно более дробными стали выделенные разрывные нарушения, их размер по сравнению с материалами 2D-съемки существенно сократился — до 250–500 м в отдельных случаях.

Результаты

На территории исследуемых участков в пределах Сыньеганской террасы получены интересные факты, подтверждающие связь наличия залежей нефти и газа, продуктивности скважин юрского интервала разреза с проявлением локальных геодинамических субвертикальных импульсов, связываемых с неотектогенезом. На временных разрезах 2D- и 3D-сейсморазведки наблюдается значительное число малоразмерных локальных высокоамплитудных поднятий, в районе которых выделены субвертикальные участки повышенной трещиноватости, деструкции горных пород, подтверждаемые описанием керна материала и опробованием скважин.

Анализ местоположения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин со структурным планом и выделенными аномалиями показал, что высокопродуктивные скважины приурочены к локальным поднятиям, осложненным многочисленными разрывными нарушениями, прослеженными в интервале юрского и доюрского комплексов (см. рис. 3). Активные очаги геодинамики, проявляющиеся в

волновом сейсмическом поле в виде локальных высокоамплитудных выступов фундамента, часто со множеством разрывных нарушений, им сопутствующих, способствовали образованию участков повышенной трещиноватости, по которым происходила миграция газа и флюидов. Эти участки в плане имеют размеры от 500–1 500 м по материалам 2D-сейсморазведки, а по результатам 3D-сейсморазведки возможно картирование еще более мелких активных проявлений геодинамики — до 200 метров. Именно с этими участками в первую очередь связаны потенциально более высокопродуктивные участки нефтегазопроявления на большинстве месторождений и залежей Среднего Приобья [2] и других нефтегазоносных территорий России [3].

Кроме того, надо отметить наличие здесь локальных кольцевых структур диаметром до 150–200 м в плане на материалах горизонтальных срезов сейсмического волнового поля. Комбинационный временной разрез через выявленные кольцевые аномалии приведен на рисунке 5.

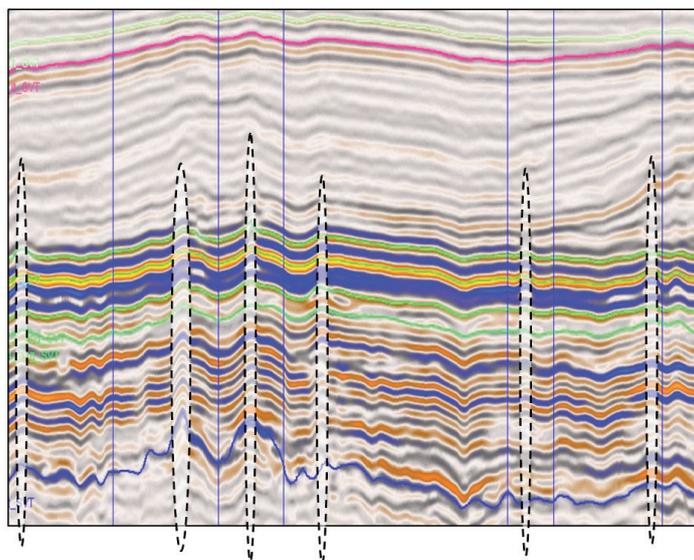


Рис. 5. Фрагмент комбинационного временного разреза через локальные аномалии, связанные с субвертикальными зонами деструкции (по материалам 3D-сейсморазведки)

Все выделенные аномалии приурочены к локальным положительным структурам с поперечными размерами не более 200–250 метров. Горизонтальный срез волнового поля показан на рисунке 6.

Природа подобных объектов связана с механизмом дегазации Земли, проявляющимся в разных масштабах в результате газо-(флюидо-) миграции и выхода углеводородных газов. Другие механизмы, в результате которых могли бы образоваться подобные положительные структуры таких размеров (диаметром 100–200 м и амплитудой до 30–50 м), кроме процесса дегазации, наличия активных глубинных источников локальной геодинамической активности, чтобы сформировать такие объекты и обеспечить их окрестности углеводородными скоплениями (УВС), представить трудно.

Выполненные работы по анализу сейсмических материалов 2D и 3D МОГТ на исследуемой площади четырех нефтяных месторождений, данных опробования скважин, описания керна позволили предположить существование здесь локальных в плане (размерами до 200–250 м) высокопродуктивных очагов нефтеносности с высотой от верхней части палеозойских отложений до верхней юры. Эти

участки связаны с прослеженными субвертикальными зонами деструкции горных пород, проявляющимися на временных сейсмических разрезах различными аномалиями сейсмического поля [2], приуроченными к локальным выступам доюрского основания, часто с разрывными нарушениями. Трещиноватость горных пород в таких зонах подтверждена результатами описания керна по скважинам.

Очевидным следствием такого строения является латерально локальный характер проявления высокопродуктивных участков. Картировать подобные участки вполне реально, имея на вооружении концепции геодинамики [2–5] и соответствующие методы разведки.

Выводы

На основе комплексного анализа проведенных работ по обобщению геолого-геофизического материала и промысловых данных по опробованию и эксплуатации скважин составлено представление о моделях формирования залежей УВС на площади работ, предложены основные закономерности размещения высокодебитных очагов, определены направления по дальнейшему уточнению геологического строения территории и ее перспектив нефтеносности.

Выявлена взаимосвязь участков улучшения коллекторских свойств, продуктивности и нефтеносности локальных залежей нефти и газа с очагами субвертикальных зон деструкции горных пород, выделяемыми по результатам геолого-геофизических работ (в основном сейсморазведки).

Характер и особенности проявления разрывных тектонических нарушений, дизъюнктивов на разведанных и разрабатываемых месторождениях нефти и газа в Западной Сибири свидетельствуют в первую очередь об их взаимосвязи с геодинамическими особенностями формирования современного геологического строения, местоположением и распределением большинства выявленных скоплений нефти и газа [1, 3–5].

Геодинамический подход к изучению осадочных бассейнов в региональном и локальном масштабе на протяжении последних трех десятилетий значительно изменил представления об их строении, эволюции и нефтегазоносности [3, 5]. Палеогеодинамическая обстановка осадконакопления обуславливает вещественный состав пород, тип, количество и условия захоронения органического вещества. Последующие геодинамические режимы влияют на генерацию, миграцию, аккумуляцию и сохранность нефти и газа, тип ловушек, эволюцию пород коллекторов и покрышек природных резервуаров, что определяет геологические ресурсы УВС.

Методику геолого-разведочных работ в настоящее время следует ориентировать на выявление и разведку локальных субвертикальных зон деструкции горных

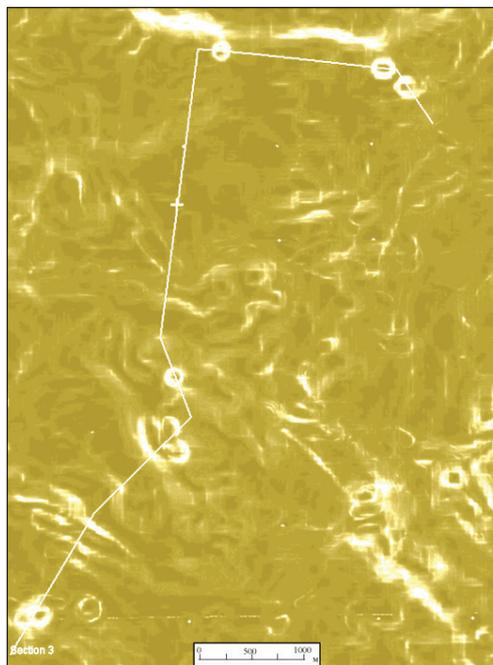


Рис. 6. Горизонтальный срез волнового поля на уровне отражающего горизонта Б с ярко выраженными локальным и кольцевыми объектами (белой линией нанесено положение разреза в плане)

пород, как проявлений геодинамики среды. Эти геологические тела, по всей вероятности, представляющие субвертикальные каналы транспортировки газа и флюидов, формирующих залежи, являются главными поисковыми признаками для месторождений нефти и газа, часто образующих многопластовые системы залежей.

Известно, что эксплуатационное бурение на верхне- и среднеюрские объекты часто планируется на основе материалов 2D-сейсморазведки, хотя именно по результатам выполненных на соседних площадях 3D-исследований видны аномалии, размеры которых сопоставимы с шагом эксплуатационной сетки. Поэтому проектирование эксплуатационных скважин по данным редкой сети 2D-сейсмических профилей часто объясняет невысокую эффективность разработки подобных объектов.

Для повышения эффективности разработки подобных залежей во Фроловской НГО необходимо проведение детальной доразведки на эксплуатационных участках и перспективных площадях методами 3D-сейсморазведки, по результатам которой можно выявлять аномалии волнового сейсмического поля, связанные с локальными геодинамическими воздействиями до и после формирования ловушек и залежей нефти и газа. В дальнейшем следует учитывать эти особенности геологического строения при размещении добывающих скважин, проектировании системы поддержания пластового давления.

Библиографический список

1. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли // Геология нефти и газа. – 2006. – № 2. – С. 2–7.
2. Бембель С. Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири. – Тюмень, 2016. – 214 с.
3. Глобальные и региональные неравномерности формирования и распространения ресурсов и скоплений углеводородов и механизмы процессов нефтегазоаккумуляции [Электронный ресурс] / Б. М. Валяев [и др.] // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. – Вып. 2 (6). – Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_6/valyaev.html.
4. Муслимов Р. Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании, постоянной подпитке (возобновлении) месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 24–29.
5. Петров А. И., Шейн В. С. О необходимости учета современной геодинамики при оценке и пересчете промышленных запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2001. – № 3. – С. 6–13.

Сведения об авторах

Бембель Сергей Робертович, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283963, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Бембель Роберт Михайлович, д. г.-м. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283029, e-mail: bembelrm@tyuiu.ru

Авершин Роман Витальевич, заместитель директора Тюменского отделения Сургутского научно-исследовательского и проектного института «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, тел. 8(3452)687591, e-mail: Avershin_RV@surgutneftegas.ru

Корнев Владимир Александрович, д. т. н., профессор кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390341, e-mail: kornevva@tyuiu.ru

Information about the authors

Bembel S. R., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283963, e-mail: bembel_gsr@mail.ru

Bembel R. M., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283029, e-mail: bembelrm@tyuiu.ru

Avershin R. V., Deputy Director of Tyumen Branch of Surgut Research and Design Institute «SurgutNIPIneft», phone: 8(3452)687591, e-mail: Avershin_RV@surgutneftegas.ru

Kornev V. A., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390341, e-mail: kornevva@tyuiu.ru

УДК 556.3.01

**ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ МЕЗОЗОЙСКОГО
ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО БАСЕЙНА
В ПРЕДЕЛАХ ЯРУДЕЙСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В. А. Бешенцев¹, И. Г. Сабанина², О. Г. Бешенцева³, Р. Н. Абдрашитова¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

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

³ООО «Недра-Консалт», г. Тюмень, Россия

Аннотация. Гидрогеохимические условия Ярудейского месторождения во многом определяются его положением в пределах элизионной литостатической водонапорной системы и присутствием большого количества разрывных нарушений в фундаменте. Проанализированы основные особенности неокомского и юрского гидрогеологических комплексов месторождения. Подземные воды мезозойского бассейна характеризуются хлоридным натриевым ионно-солевым составом, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину, с минерализацией 7,0 г/л — в неокомском и 11,1 г/л — в юрском комплексах. Существование сложных гидрогеохимических условий подтверждает и характер изменения величины генетических натрий-хлорного (до 1,4) и бор-бромного (до 0,49) коэффициентов.

Ключевые слова: тип вод по В. А. Сулину; элизионные воды; минерализация подземных вод; Западно-Сибирский мегабассейн

**HYDROGEOCHEMICAL CONDITIONS OF THE MESOZOIC
HYDROGEOLOGICAL BASIN IN THE TERRITORY
OF THE YARUDEY OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

V. A. Beshentsev¹, I. G. Sabanina², O. G. Beshentseva³, R. N. Abdrashitova¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

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

³LLC «Nedra-Consult», Tyumen, Russia

Abstract. Hydrogeochemical conditions of the Yarudey oil and gas condensate field are largely determined by its position within the elysion lithostatic water pressure system and the presence of a large number of faults in the base plate. In the article we explore the main features of the Neocomian and the Jurassic hydrogeological complexes of the field. Underground waters of the Mesozoic hydrogeological basin are characterized by chloride sodium ion-salt composition. They belong to the hydrocarbonate-sodium type according to V. A. Sulin's classification, mineralization is 7,0 g/l in the Neocomian complex and is 11,1 g/l in the Jurassic complex. The existence of complex hydrogeochemical conditions is confirmed by the nature of the change in the genetic sodium-chlorine coefficient (up to 1,4) and boron-bromine coefficients (up to 0,49).

Key words: type of water according to V. A. Sulin's classification; expelled water; ground water mineralization; the West-Siberian megabasin

За историю освоения Западной Сибири накоплено большое количество информации о гидрогеологических условиях водоносных горизонтов апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов. Это сведения о химическом и газовом составе подземных вод, их свойствах и состоянии. Гидрогеологические особенности этих горизонтов напрямую связаны с процессами формирования, существования и разрушения залежей углеводородов. Нами проанализированы основные особенности неокомского и юрского гидрогеологических комплексов Ярудейского месторождения, относящегося к Ярудейскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области. Актуальность исследования связана с необходимостью выяснения особенностей природных вод нефтегазоносных горизонтов, знание которых позволяет дополнить стандартный состав геолого-промысловой информации. Сведения о гидрогеологических особенностях водоносных горизонтов мезозойского бассейна могут быть использованы для повышения эффективности разработки месторождения и поиска новых залежей углеводородов, что является задачами, решаемыми нефтегазовой гидрогеологией.

В административном отношении Ярудейское месторождение расположено в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 55 км от города Надыма.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Ярудейского крупного вала, который в юго-западном направлении переходит в Надымскую мегавпадину. Нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями тюменской и котухтинской свит.

В гидрогеологическом отношении в разрезе месторождения выделены три гидрогеологических бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский, каждый из которых обладает определенными признаками и характеризуется своеобразной обособленностью в соответствии со стратификацией, предложенной В. М. Матусевичем [1]. Основные нефтегазоносные горизонты месторождения связаны с мезозойским бассейном. На рисунке 1 приведена схематическая литологическая колонка, отображающая геологическое строение района исследований.

Альб-сеноманский гидрогеологический комплекс приурочен к отложениям маррессалинской свиты — песчано-алевролитовым породам с прослоями глин, суммарной мощностью около 350–450 м. Высокопроницаемые песчаные пласты развиты в основном в сеноманской части разреза комплекса. Подстилают комплекс преимущественно водоупорные отложения яронгской свиты мощностью порядка 90–160 м, представленные глинами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Водонасыщенные породы в целом отличаются относительной выдержанностью высоких коллекторских свойств, что, как правило, обуславливает значительную водообильность комплекса. Неоком-аптский гидрогеологический комплекс связан с отложениями танопчинской и ахской свит. Он представлен сложным чередованием аргиллитоподобных глин и песчано-алевритовых пород суммарной мощностью около 800–1350 м. Ниже залегают глины берриас-валанжина и верхней юры. Мощность подстилающего водоупора (даниловская свита) составляет от 25 до 50 м. Юрский гидрогеологический комплекс объединяет осадки нижнесреднеюрского возраста, его особенности — сильная литофациальная неоднородность и сложная гидродинамическая обстановка.

Пласты и линзы песчаников и алевролитов чередуются с глинистыми и аргиллитовыми прослоями, не выдержанными по площади. Мощность комплекса составляет около 430–670 метров [2].

Подощенным водоупором, отделяющим юрские водоносные горизонты от обводненных пород палеозоя, являются аргиллитоподобные глины левинской свиты мощностью до 17 метров.

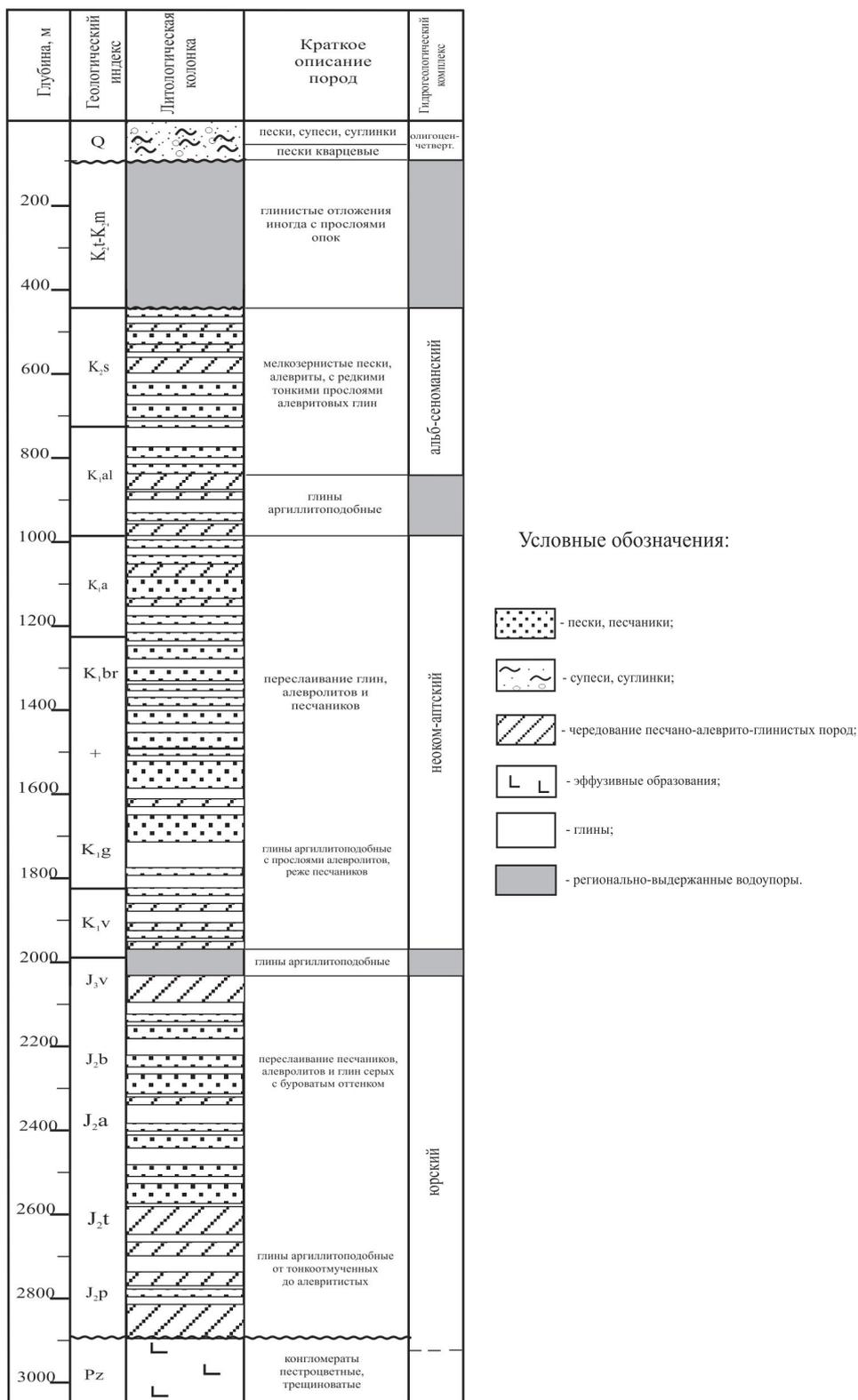


Рис. 1. Литологическая колонка Ярудейского месторождения

Подземные воды мезозойского бассейна характеризуются хлоридным натриевым ионно-солевым составом, относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину, с минерализацией 7,0 г/л — в неокомском комплексе и 11,1 г/л — в юрском. В таблице приведены содержания основных макро- и микрокомпонентов в подземных водах изучаемых комплексов.

Гидрогеохимическая характеристика неокомского и юрского гидрогеологических комплексов в пределах Ярудейского месторождения [2]

Единица измерения	Показатель	Гидрогеологический комплекс	
		Неокомский	Юрский
	pH	7,2	7,5
мг/дм ³	Минерализация	7 000	11 100
	Na ⁺	2 547	4 007
	K ⁺	20	68
	Ca ²⁺	52	92
	Mg ²⁺	16	20
	NH ₄ ⁺	9	10
	Cl ⁻	3 707	5 801
	HCO ₃ ⁻	647	1 097
	SO ₄ ²⁻	0	29
	CO ₃ ²⁻	0	96
	J	14,4	5
	Br	22,3	16,8
	B	6,5	8,3
	NO ₂ ⁻	0	0
	F	1,6	1,1
	SiO ₂ ⁻	24,0	24,3
	Нафтеновые кислоты	0,24	0,8
г/см ³	Удельный вес	1,004	1,007
	Тип вод по В. А. Сулину	Гидрокарбонатно-натриевый	Гидрокарбонатно-натриевый

Примечание. В таблице приведены средние значения.

Кислотно-щелочные свойства подземных вод мезозойского бассейна в целом однородные, pH юрского и неокомского комплексов варьирует от 6,8 до 9,7. Подземные воды рассматриваемых комплексов содержат газ метанового состава, содержание которого достигает 94,8 %.

В подземных водах мезозойского бассейна Ярудейского месторождения преобладают хлоридные и натриевые ионы, концентрации которых достигают 90,8 и 96,6 %-экв — в неокомском комплексе и 89,1 и 96,1 %-экв — в юрском соответственно. Содержание ионов кальция от общей суммы ионов в неокомском комплексе составляет не более 2,3 %-экв, магния — 1,1 %-экв, гидрокарбоната — 9,2 %-экв; в юрском — содержание ионов кальция от общей суммы ионов составляет не более 2,6 %-экв, магния — 0,9 %-экв, гидрокарбоната — 10,5 %-экв.

Интересно, что в пределах мезозойского бассейна изучаемого месторождения в целом прослеживается классическая вертикальная зональность — увеличение минерализации подземных вод с глубиной (рис. 2). Хотя встречаются и низкие зна-

чения в пределах юркого комплекса. Это, вероятно, связано с функционированием в пределах месторождения элизионной литостатической системы. Для элизионной литостатической системы характерно создание напора при отжати элизионных вод из глинистых отложений в пласты-коллекторы [3–6]. При дальнейшем накоплении осадков и возрастании толщи осадочного чехла напор создается уже при уплотнении песчаных коллекторов.

Воды изучаемых комплексов отнесены к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину и характеризуются достаточно низкими для данных глубин значениями минерализации (7 и 11,1 г/л), что может быть иметь следующие причины:

1) поступление элизионных вод, образующихся при отжати глинистых пород в процессе увеличения геостатической нагрузки [3, 4], затем их смешение с седиментационными водами приводят к понижению минерализации;

2) влияние органогенных вод, выделившихся из рассеянного органического вещества при образовании углеводородов, может способствовать увеличению содержания гидрокарбонатов, что в свою очередь благоприятствует формированию гидрокарбонатно-натриевого типа вод [1];

3) поступление высокотемпературных низкоминерализованных глубинных флюидов по зонам субвертикальных деструкций. Этому способствует обстоятельство, что восточная граница Ярудейского вала совпадает с зоной глубинных разломов, разделяющих Уральскую и Центрально-Западносибирскую складчатые системы, западная граница — с глубинным разломом северо-восточного простирания.

Таким образом, гидрогеохимические условия Ярудейского месторождения во многом определяются его положением в пределах элизионной литостатической водонапорной системы и присутствием большого количества разрывных нарушений в фундаменте. Существование сложных гидрогеохимических условий подтверждает и характер изменения величины генетических натрий-хлорного и бор-бромного коэффициентов. Натрий-хлорный коэффициент варьирует в пределах от 1,0 до 1,4. Данный показатель по В. А. Сулину свидетельствует о степени метаморфизации вод. При превышении этого коэффициента равного 1 предполагается глубокая метаморфизация состава подземных вод, что мы и наблюдаем в пределах мезозойского бассейна. В пределах месторождения также интересно поведение бор-бромного коэффициента, его величина меняется от 0,08 до 0,49. Наблюдается тенденция понижения данного коэффициента с увеличением минерализации и, соответственно, с глубиной, что также подтверждает глубокую трансформацию состава вод. Нами представлены предварительные результаты изучения гидрогеохимии подземных вод гидрогеологических комплексов мезозойского бассейна в пределах Ярудейского нефтегазоконденсатного месторождения. Дальнейшие ис-

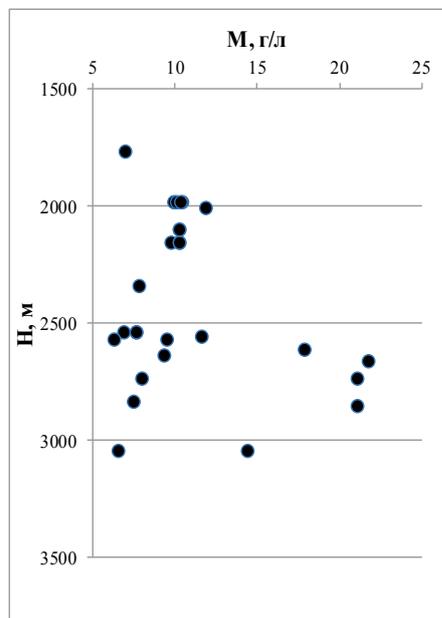


Рис. 2. График распределения минерализации подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Ярудейского месторождения

следования в пределах месторождения связаны с совместным рассмотрением гидродинамических, гидрогеотермических и палеогидрогеологических условий.

Библиографический список

1. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
2. Бешенцев В. А. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Фроловской нефтегазоносной области Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона // Горные ведомости. – 2018. – № 1 (155). – С. 68–74.
3. Карцев А. А., Вагин С. Б., Матусевич В. М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1986. – 244 с.
4. Бурштар М. С., Машков И. В. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 273 с.
5. Chapman R. E. Primary Migration of Petroleum from Clay Source Rocks // AAPG Bulletin. – 1972. – Vol. 56, Issue 11. – P. 2185–2191.
6. Матусевич В. М., Рыльков А. В. Механизм формирования ореолов рассеяния в системе породы – пластовые воды – залежи углеводородов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 6. – С. 7–14.

Сведения об авторах

Бешенцев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Сабанина Ирина Геннадьевна, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, тел. 89129228129, e-mail: irgen@inbox.ru

Бешенцева Ольга Григорьевна, к. г.-м. н., ведущий гидрогеолог, ООО «Недра-Консалт», г. Тюмень, тел. 89123958904, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Абдрашитова Римма Наильевна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

Information about the authors

Beshentsev V. A., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Sabanina I. G., Senior Researcher, the West-Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, phone: 89129228129, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Beshentseva O. G., Candidate of Geology and Mineralogy, Leading Hydrogeologist, LLC «Nedra-Consult», Tyumen, phone: 89123958904, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Abdrashitova R. N., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

УДК 552.143

ПОСТРОЕНИЕ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО НАБОРА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

А. В. Поднебесных

ЗАО «Компания СИАМ», г. Томск, Россия

Аннотация. В работе на примере формации Бентию (Центральная Африка) рассматриваются основные методические приемы, которые существенно повышают достоверность седиментологических моделей в условиях ограниченного набора данных. При применении простых и малозатратных методов можно определить не только основное направление сноса осадочного материала, но и базовые характеристики аллювиальных систем, что позволит уже на стадии геолого-разведочных работ корректно планировать разработку пород-коллекторов такого типа.

Ключевые слова: седиментологическая модель; нефть; Северный Судан

DEFINITION OF SEDIMENTOLOGICAL MODEL IN LIMITED INITIAL DATA SET CONDITIONS

A. V. Podnebesnykh

CJSC «Company SIAM», Tomsk, Russia

Abstract. The article considers the main procedures which essentially increase the validity of sedimentological models in limited initial data set conditions. The Bentiu formation (Central Africa) is studied as an example of the research. Using simple and low-cost methods it is possible to identify not only the main direction of sedimentary material displacement but also the main characteristics of alluvial systems that will let to plan exploitation of reservoir formation of such type correctly even on geological exploration stage.

Key words: sedimentological model; oil; North Sudan

Введение

Построение седиментологической модели — важный этап, необходимый при разработке залежей углеводородного сырья, связанных с качеством пород-коллекторов.

Эффективность интеграции результатов фациального анализа может варьироваться в широких пределах в зависимости не только от качества и количества кернового материала [1]. Большие площади исследований и небольшой объем качественных исходных данных способствуют возникновению неопределенностей, которые могут оказывать прямое влияние на конечный результат. В данной работе приведен пример того, какими приемами и методами можно снять эти неопределенности и улучшить качество конечной седиментологической модели.

Примером построения такой седиментологической модели может служить формация Бентию, которая широко распространена на территории Центральной Африки и приурочена к рифтовым впадинам сквозного развития (рис. 1), активно формировавшимся, начиная с юрского периода до плиоцена [2].

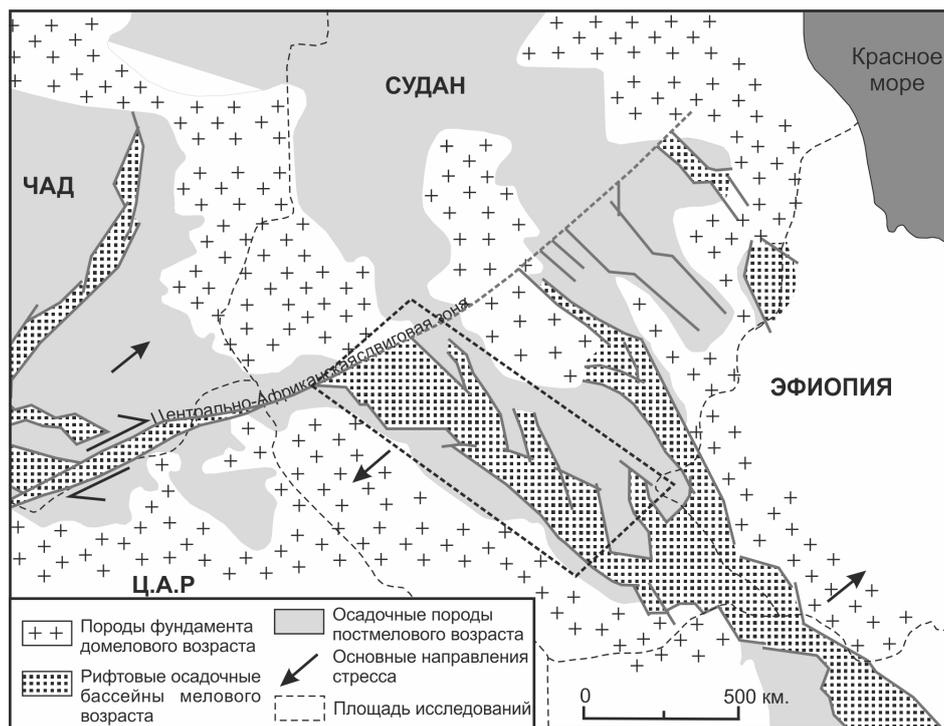


Рис. 1. Геометрия рифтовой системы Западной и Центральной Африки [3, 4]

Рядом авторов установлены прямые аналоги рифтовых нефтегазоносных бассейнов Центральной Африки на территории России и Монголии [5, 6]. Однако до сих пор отсутствуют четкая стратегия, направленная на улучшение качества записей, и план геолого-разведочных работ на наиболее перспективных площадях.

Геологическая позиция формации Бентию

Суданские рифты сформировались в пределах северо-восточного сектора гигантской Пан-Африканской плиты, сложенной главным образом архейскими и протерозойскими кристаллическими породами. В позднем мезозое — кайнозое в результате раздвижения древних глыб земной коры по этим разломам сформировалась система рифтов, которые и определили современное глубинное строение региона.

Современные структурные характеристики рифтовых бассейнов во многом совпадают. Все бассейны формировались в условиях растяжения и прогибания земной коры, общая черта их строения — образование систем бортовых сбросов, вдоль которых блоки осадочных пород опущены к осевой части прогибов. Все бассейны разбиты густой сетью продольных разломов, сбросов и взбросов, формирующих системы продольных горстов и грабенов [7].

Отложения формации Бентию несогласно залегают на отложениях формации Абу Джабра. Формация Бентию представлена грубозернистыми породами. Формирование этих пород происходило в течение верхнего альба — сеномана, а некоторые авторы [8, 9] связывают это стратиграфическое несогласие с окончанием мощного цикла осадконакопления. Формация представлена преимущественно песчаниками, образующими извилистые и ветвящиеся речные пойменные линзы, которые образуют резервуары с хорошими коллекторскими свойствами. Толщина формации достигает 1,5 км.

В подавляющей своей части среди пород осадочного выполнения суданских рифтов представлены терригенные породы континентального происхождения. Полностью отсутствуют пласты и толщи карбонатных пород, весьма редки находки магматических пород.

Седиментологическая модель формации Бентию

Осложняющими факторами, влияющими на качество окончательной седиментологической модели формации Бентию, являются крайне невысокая освещенность керном (около 329 пог. м), неравномерное распределение пробуренных скважин по району исследований и небольшой объем 3D-сейсмических исследований (620 км²). Несмотря на это, на основе всего объема исходных данных по фациальным признакам с помощью вспомогательных методов доминирующая обстановка осадконакопления была определена как конструктивная выдвигающаяся дельта (рис. 2).

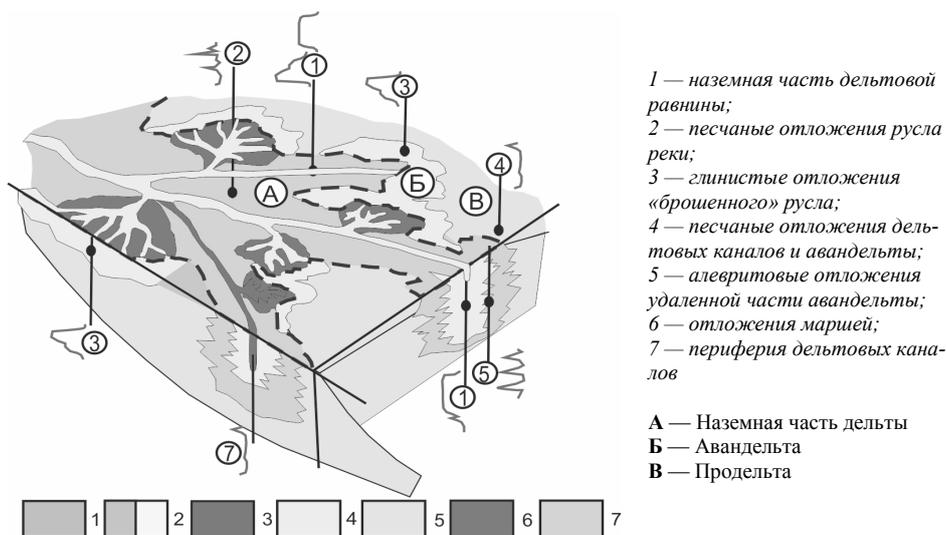


Рис. 2. Модель осадконакопления горизонта Бентию

Определено, что пласт представляет собой систему речных каналов, в разной степени протяженных, изолированных либо связанных по площади и разрезу. Для оценки влияния постседиментационных процессов на характеристики пласта на основе анализа литолого-минералогического состава керновых образцов детализированы основные седиментационные процессы формирования осадков, относящиеся большей частью к гидродинамике речных систем. При комплексировании всех исходных данных в пределах горизонта Бентию были установлены следующие фациальные ассоциации (ФА), которые закономерно сменяют друг друга по разрезу и площади исследований: внутрительтовых заливов/временно заливаемых участков пойм; краевой части дельтовых каналов/краевой части пояса меандрирования; центральной части дельтовых каналов/центральной части пояса меандрирования.

ФА внутрительтовых заливов/временно заливаемых участков пойм образована преимущественно фацией внутрительтовых заливов/временно заливаемых участков пойм, фациями болот, озер. Представляет собой по большей части глинистые отложения с редкими разобщенными линзовидными песчаными телами, обладающими плохими коллекторскими свойствами.

ФА краевой части дельтовых каналов/краевой части пояса меандрирования включает в себя отложения внутريدельтовых заливов, пойм, конусов прорыва, болот, озер и отложения дельтовых каналов. Принципиальное отличие от ФА центральной части дельтовых каналов/центральной части пояса меандрирования — преобладание глинистых отложений заливов и пойм над песчаными отложениями. Для этого типа фаций характерны коллекторы хорошего и среднего качества, но могут встречаться отдельные линзы глинистого материала или локальные глинистые перемычки, разделяющие песчаные пропластки между собой.

ФА центральной части дельтовых каналов/центральной части пояса меандрирования сформирована отложениями дельтовых каналов/аккреционных комплексов и временно заливаемых участков пойм или внутريدельтовых заливов, но отличается от ФА краевой части дельтовых каналов/пояса меандрирования существенно более песчаным разрезом. Коллекторские свойства среднего и хорошего качества зависят от вертикально состыкованных отложений песчаного заполнения дельтовых каналов или аккреционных комплексов. Песчаные отложения дельтовых каналов/аккреционных комплексов настолько перемыты и сливаются в единые песчаные тела, что глинистые пропластки внутри них отсутствуют.

Методы снижения геологических неопределенностей

Достаточно серьезной проблемой стало достоверное определение основного направления сноса терригенного материала в период образования формации Бентю. Одни авторы [2] считают, что снос материала происходил в северо-восточном направлении, другие [8–9] — в северо-западном направлении. Анализ волновой картины, сейсмофациальный анализ этой части разреза и попытка выделения отдельных геологических тел показали, что скорее правы сторонники северо-западного направления. Подтвердить эту гипотезу помогли данные FMI (formation microimager), полученные на вновь пробуренных скважинах района (месторождение South Anna). Данный вид геофизических исследований позволяет определить азимуты и углы наклона песчаных тел, что может однозначно указывать на основное направление сноса терригенного материала. Проведенный анализ показал, что основным направлением падения косоугольной слоистости палеорусел является северо-западное направление (рис. 3).

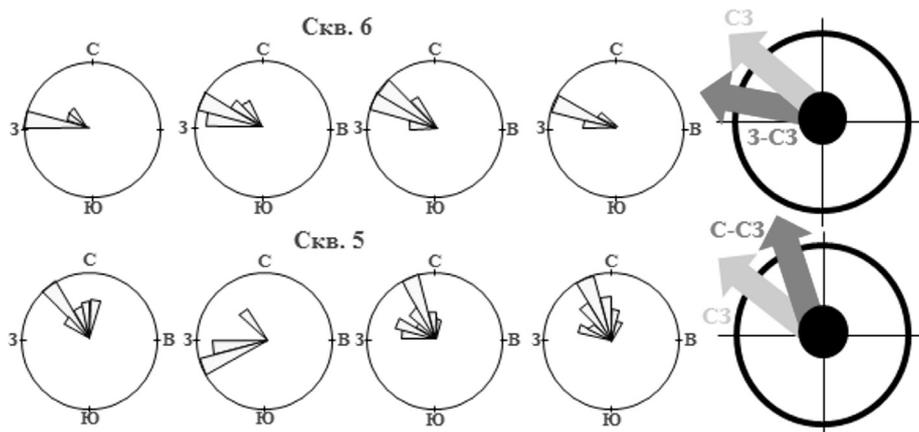


Рис. 3. Данные результатов FMI по скв. 5 и 6 месторождения South Anna

Еще одним вспомогательным методом определения площади с максимальной концентрацией осадочного материала является сравнительный анализ карт палеорельефа и изопахит, который помогает определить взаимосвязь распространения

зон аккумуляции осадков с положительными и отрицательными участками палеорельефа. По рассчитанным значениям в скважинах мощностей циклитов с учетом выбранной величины сечения строится карта равных толщин циклита. На карте изопакит выделяются участки повышенной мощности, соответствующие зонам аккумуляции осадков. Благодаря сопоставлению палеоморфоструктур на карте палеорельефа и накопленных мощностей пород было установлено, что максимальные концентрации осадочного материала характерны для южных частей исследуемого региона.

Динамогенетическая диаграмма Г. Ф. Рожкова, описывающая генетическую связь структуры зернистости коллектора с первичными седиментационными условиями формирования осадка, подтверждает невысокую гидродинамику формирования отложений, связанную со слабыми речными потоками. А подбор современного аналога помогает наиболее точно воспроизвести геологические процессы на современном объекте. На основе полученной информации прямым аналогом обстановки осадконакопления формации Бентию являются отложения комплекса Хенераль Каррера, расположенного на юге Республики Чили и приуроченного к рифтовой зоне южной части Анд (рис. 4).

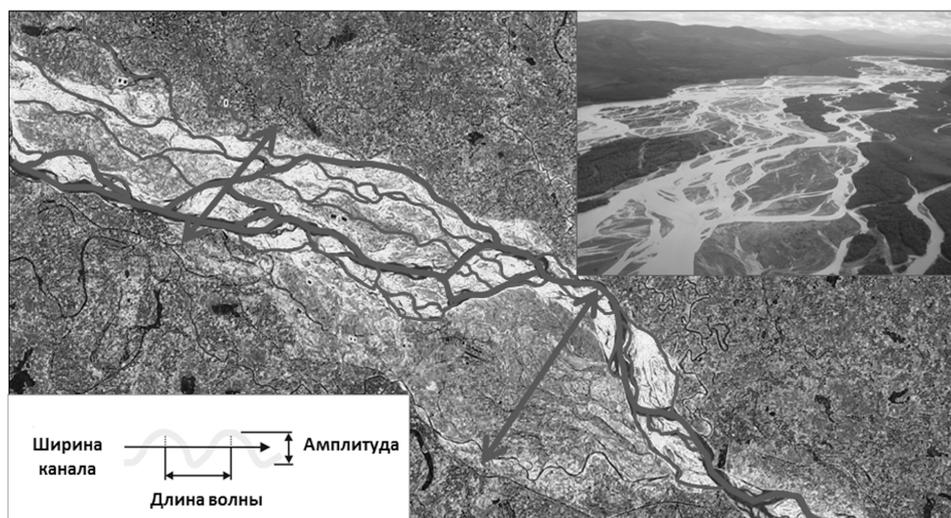


Рис. 4. Современный аналог аллювиального комплекса Бентию — отложения комплекса Хенераль Каррера (Республика Чили)

Предполагаемые параметры пояса меандрирования варьировались в следующих пределах: ширина аллювиальных каналов составляла от 100 до 400 м, амплитуда — 200–500 м, а длина волны колебалась от 1 до 3 км.

Выводы

Комплексное применение довольно простых и малозатратных методов позволило достаточно точно определить не только основное направление сноса терригенного материала, но и показать основные параметры аллювиальных комплексов, которые слагают один из самых мощных и перспективных нефтеносных комплексов Центральной Африки. Полученная в ходе исследований информация поможет не только при планировании дальнейших геолого-разведочных работ, но и уже на данном этапе позволит наиболее корректно подойти к разработке пород-коллекторов данного типа.

Библиографический список

1. Фациально-ориентированные геологические модели как фактор снижения неопределенностей геологического строения нефтяных месторождений Западной Сибири / С. В. Парначев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №. 3 – С. 26–30.
2. Салех Фарах Ф. Особенности геологического строения и условий нефтеобразования в нефтеносных бассейнах Южного Судана: дис. ... канд. геол.- минерал. наук. – М., – 2009. – 168 с.
3. Fairhead J. D. Mesozoic plate tectonic reconstructions of the central South Atlantic Ocean: The role of the West and Central African rift system // Tectonophysics. – 1988. – Vol. 155. – P. 181–191.
4. Guiraud R., Maurin J. C. Early Cretaceous rifts of western and central Africa: an overview // Tectonophysics. – 1992. – Vol. 213. – P. 153–168.
5. Поднебесных А. В. Перспективы промышленной разработки проявлений битумов рифтовых впадин на территории Забайкалья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 38–42.
6. Перспективная оценка на нефть и газ Забайкалья / А. В. Татаринцов [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2008. – № 11. – С. 26–30.
7. Browne S. T., Fairhead J. D. Gravity study of the Central African rift system: a model of continental disruption. The Ngaoundere and Abu Gabra rifts // Tectonophysics. – 1983. – Vol. 94. – P. 187–203.
8. Schull T. J. Rift basins of Interior Sudan: petroleum exploration and discovery // AAPG Bulletin. – 1988. – Vol. 72, Issue 10. – P. 1128–1142.
9. Mohamed A. E., Mohammed A. S. Stratigraphy and tectonic evolution of the oil producing horizons of Muglad basin, Sudan // J. Sc. Tech. – 2008. – Vol. 9. – P. 1–8.

Сведения об авторе

Поднебесных Александр Владимирович,
к. г.-м. н., заместитель исполнительного
директора по науке, ЗАО «Компания СИАМ»,
г. Томск, тел. 8(3822)900008, e-mail:
APodnebesnyh@integra.ru

Information about the author

Podnebesnykh A. V., Candidate of Geology and
Mineralogy, Deputy Executive Director for Science,
CJSC «Company SIAM», Tomsk, phone:
8(3822)900008, e-mail: APodnebesnyh@integra.ru

А. В. Черных^{1,2}, Д. А. Новиков^{1,2}

¹*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
г. Новосибирск, Россия*

²*Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
г. Новосибирск, Россия*

Аннотация. Гидрогеологическая история Анабаро-Хатангского бассейна охватывает период от архея до четвертичного периода и включает в себя 12 гидрогеологических циклов. Юрско-эоплейстоценовый цикл является самым продолжительным, в течение которого существовали континентальные условия седиментации с самым долгим инфильтрационным этапом (от нижнего мела до неоплейстоцена). Соли девонского солеродного бассейна играют ключевую роль в процессах формирования состава подземных вод и рассолов в пределах следующих структур: Нордвик, Южный Тигян, Ильи Кожевникова, Ледовка и Белая.

Ключевые слова: Анабаро-Хатангский бассейн; периодизация гидрогеологической истории; гидрогеологический цикл; инфильтрация; элизия

PALEOHYDROGEOLOGY OF THE ANABAR-KHATANGA BASIN

A. V. Chernykh^{1,2}, D. A. Novikov^{1,2}

¹*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia*

²*Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia*

Abstract. The hydrogeological history of the Anabar-Khatanga basin covers the period from the Archaean to the Quaternary and includes 12 hydrogeological cycles. The Jurassic-Eopleistocene cycle is the longest during which there were continental conditions of sedimentation with the longest infiltration stage (from the Lower Cretaceous to the Neo-Pleistocene). The salts of the Devonian salt basin play a key role in the formation of the groundwater and brines composition within the following structures: Nordvik, Southern Tigyán, Ilya Kozhevnikova, Ledovka and Belaya.

Key words: the Anabar-Khatanga basin; periodization of hydrogeological history; hydrogeological cycle; infiltration; elision

Введение

О роли подземных вод в историческом аспекте высказывались еще в конце XIX века А. Добре (1887) и С. Н. Никитин (1895). В 1929 году П. Н. Чирвинский ввел в научную литературу и обосновал понятие исторической гидрогеологии или палеогидрогеологии [1]. Исследования отечественных ученых, таких как К. И. Маков, А. Н. Семихатов, А. М. Овчинников, М. А. Гатальский, А. А. Карцев, Е. А. Басков, В. М. Матусевич, Я. А. Ходжакулиев, Е. А. Барс, Г. П. Якобсон, А. М. Никаноров, Е. В. Пиннекер, Г. П. Волобуев, Л. А. Абукова, С. Б. Вагин и др., явились основой для применения палеогидрогеологии при изучении условий формирования и закономерностей размещения месторождений нефти и газа [2–6].

В России палеогидрогеологические исследования в последнее время почти не проводятся, опубликованы отдельные работы по осадочным бассейнам Сибири, Восточного Предкавказья, Пермского Прикамья [7–14]. В мире все больше к палеогидрогеологическим реконструкциям привлекаются изотопные данные [15–20].

Исследуемый район расположен в граничных районах Республики Саха (Якутия) и Красноярского края (рис. 1). В исследуемом регионе установлены области распространения инверсионной и нормальной вертикальной гидрогеохимической зональности. Во время Второй мировой войны на территории Анабаро-Хатангского бассейна были начаты широкомасштабные геолого-разведочные работы на нефть и газ. Исследуемый регион рассматривается в последние годы как один из перспективных для прироста ресурсной базы углеводородов в пределах арктических районов Восточной Сибири, в том числе шельфа моря Лаптевых. В июне 2017 года при бурении поисковой скважины Центрально-Ольгинской № 1 на шельфе Хатангского залива ПАО «Роснефть» открыло новое месторождение. Исследуемый регион слабо изучен, особенно его южная часть. Нами рассмотрены палеогидрогеологические аспекты этой проблемы.

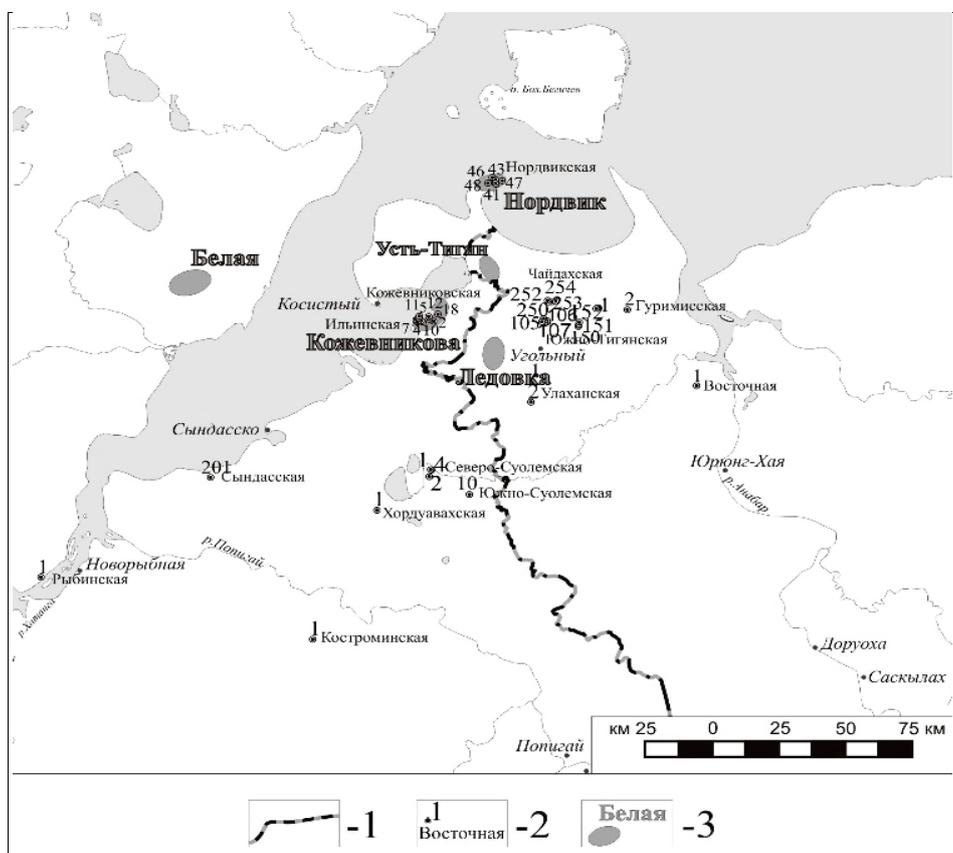


Рис. 1. Обзорная карта Анабаро-Хатангского бассейна (по материалам ИНГГ СО РАН): 1 — административные границы; 2 — изученные скважины; 3 — местоположение основных солянокупольных структур

Фактический материал и методика исследований

Палеогидрогеологические реконструкции осадочных бассейнов выполняются с середины прошлого века. На основе методик А. А. Карцева, Е. А. Баскова и других

исследователей выполнена периодизация гидрогеологической истории Анабаро-Хатангского бассейна, выделены гидрогеологические циклы, элизионные и инфильтрационные этапы развития.

Реконструкция гидрогеологической истории осадочного бассейна основывается на периодизации — выделении гидрогеологических циклов и этапов. Гидрогеологический цикл начинается с трансгрессии, включает в себя процессы осадконакопления с одновременным захоронением седиментационных вод, охватывает время последующего поднятия и регрессии и заканчивается новым погружением и трансгрессией. Первая часть гидрогеологического цикла (от начала трансгрессии до начала регрессии) образует седиментационный (элизионный) этап. Вторая часть гидрогеологического цикла образует инфильтрационный этап, когда в осадочный бассейн проникают инфильтрационные воды, постепенно вытесняя и замещая седиментационные [2]. Ввиду несоответствия границ некоторых циклов границам крупных стратиграфических подразделений (эратемам, системам, отделам) их название было дано по приуроченности к общепринятым в стратиграфической шкале ярусам.

Основой для научных исследований послужили фондовые и опубликованные материалы научных и производственных организаций (ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, НИИГА, ЗАО КЦ «РОСГЕОФИЗИКА»).

Периодизация гидрогеологической истории

В результате проведенных исследований была составлена принципиальная схема периодизации гидрогеологической истории Анабаро-Хатангского бассейна с разделением на гидрогеологические циклы и этапы.

Гидрогеологическую историю бассейна можно разделить на 12 гидрогеологических циклов (рис. 2): архейско-карелийский (I); рифейско-нижневендский (II); верхневендско-силурийский (III); нижнедевонский (IV); среднедевонско-каменноугольный (V); пермско-нижнеоленинский (VI); верхнеоленинский (VII); среднетриасовый (VIII); карнийско-нижнерэтский (IX); верхнерэтский (X); юрско-эоценовый (XI); неоплейстоценово-голоценовый (XII).

Архейско-карелийский цикл (I) характеризуется формированием отложений фундамента и началом формирования плитного комплекса, доминированием инфильтрационных процессов. В начале раннего рифея произошла крупная трансгрессия, охватившая всю территорию исследования, ознаменовавшая начало нового *рифейско-нижневендского гидрогеологического цикла (II)*. Шел процесс терригенно-карбонатной седиментации и захоронения морских вод вместе с осадками — элизионный этап. Отсутствие отложений нижнего венда указывает на инфильтрационный этап. Для *верхневендско-силурийского цикла (III)* характерен длительный элизионный этап с преимущественно карбонатной седиментацией, закончившийся перерывом в осадконакоплении в период ордовика и силура. В позднесилурийское время исследуемый регион представлял собой возвышенную сушу, в пределах которой активно протекали процессы эрозии и денудации, преобладал инфильтрационный водообмен, повсеместно захоранивались пресные метеогенные воды гидрокарбонатного кальциевого состава. Суша была окаймлена с севера и запада мелководным шельфом, где в обстановках закрытого шельфа накапливались известняковые и известняково-глинистые осадки и протекали процессы испарения морской воды. Подобные обстановки просуществовали до начала *эмского века (IV)*, который связан с началом обширной трансгрессии. Максимуму трансгрессии соответствует морская карбонатная толща юктинской свиты. Интенсивное соленакопление в Нордвикской части бассейна происходило в эмское-эйфельское время. В ее пределах сформировался закрытый бассейн, рапа которого достигала величины общей минерализации до 330 г/дм³, захоранивались воды хлоридного натриевого, хлоридного кальциевого и хлоридного магниевого состава.

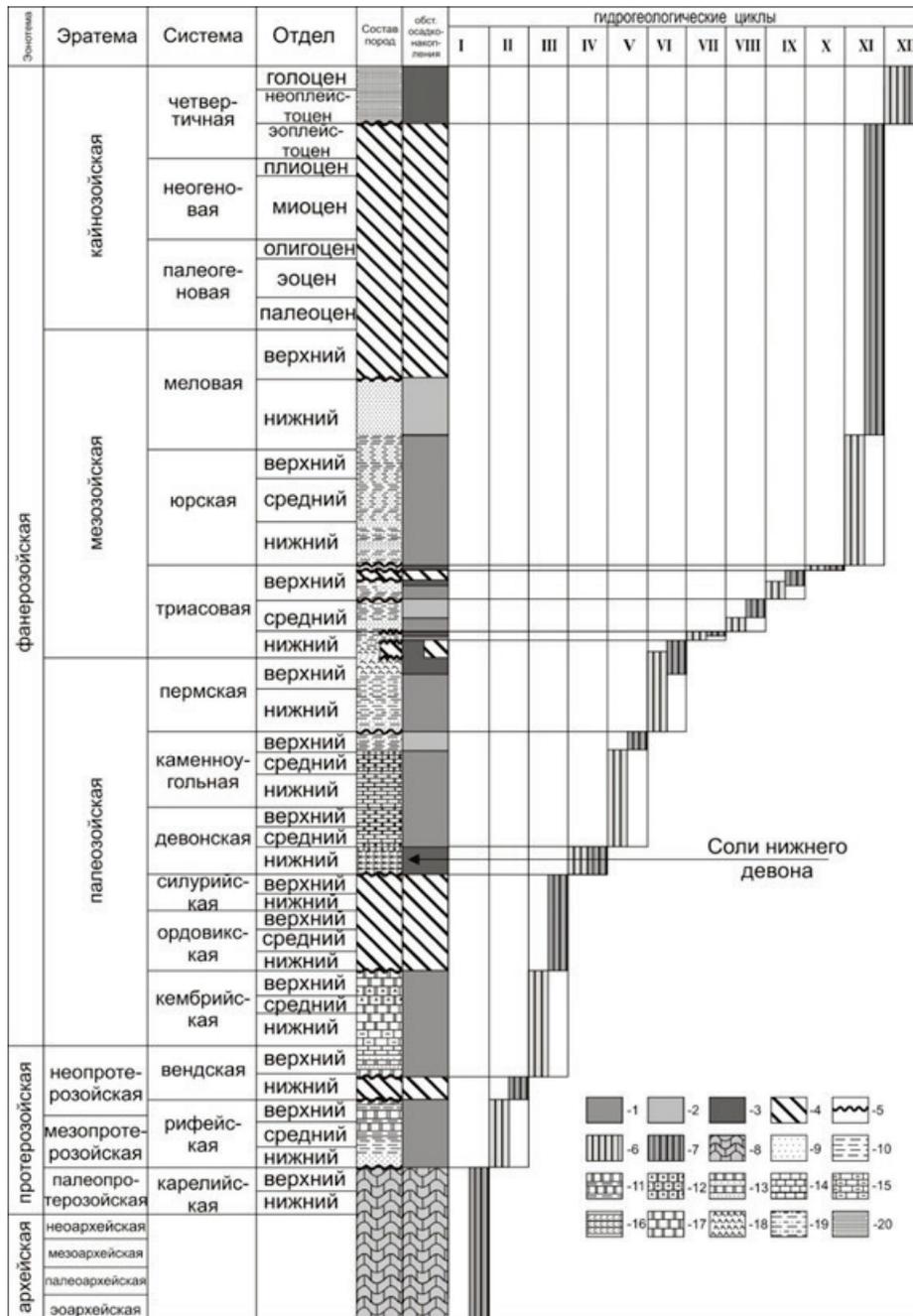


Рис. 2. Периодизация гидрогеологической истории Анабаро-Хатангского бассейна (Обстановки осадконакопления: 1 — морская; 2 — континентальная; 3 — переходная; 4 — зоны отсутствия отложений; 5 — зона размыва и несогласного залегания пластов. Гидрогеологические этапы: 6 — элизионный; 7 — инфильтрационный. Состав пород: 8 — породы кристаллического фундамента; 9 — песчаники; 10 — аргиллиты; 11 — переслаивание доломитов и аргиллитов; 12 — ангидриты; 13 — переслаивание доломитов и песчаников; 14 — известняки; 15 — глинистые известняки; 16 — соленосная толща; 17 — доломиты; 18 — туфы; 19 — переслаивание аргиллитов и алевролитов; 20 — четвертичные отложения, преимущественно пески, супеси, суглинки)

На юго-востоке территории преобладали обстановки низменной равнины. В процессе инфильтрации образовывались воды с минерализацией 0,5–2 г/дм³, с преобладанием в составе ионов Ca²⁺ и HCO₃⁻. На остальной территории Анабаро-Хатангского бассейна существовал мелководный бассейн, где соленость вод достигала 30–35 г/дм³ и в составе преобладали ионы Cl⁻ и Na⁺. В позднем живете начался регрессивный этап развития бассейна, соленость инфильтрогенных вод не превышала 2 г/дм³. С *франского века (V)* начался новый трансгрессивный этап, в течение которого морской бассейн расширился. В наиболее открытых частях бассейна накапливались карбонатные осадки, и вместе с ними захоранивались солоноватые воды с минерализацией 5–15 г/дм³, с преобладанием в составе ионов Cl⁻ и Na⁺. В фамене регрессия охватила все бассейны севера Сибири, обстановки стали более мелководными, Нордвикский купол представлял собой карбонатную платформу, и в его пределах накапливались известняки.

В *пермско-нижнеоленинском цикле (VI)* выделяется пермский элизионный этап, проходивший в условиях морского терригенного осадконакопления. В виндское время исследуемая территория представляла в основном мелкое море, ограниченное с юга прибрежно-морской равниной, с юго-востока — алювиально-озерной равниной, почти на всей территории формировались сингенетичные солоноватые воды с минерализацией 5–15 г/дм³, с преобладанием в составе ионов Cl⁻ и Na⁺ при повышенном содержании ионов Mg²⁺ и Ca²⁺. В середине оленекского века заканчивается *пермско-нижнеоленинский цикл*, и начинается *верхнеоленинский (VII)*, когда на юго-востоке территории протекает терригенное осадконакопление с перерывом на границе оленекского и анизийского веков [21].

В *среднем триасе (VIII)* район исследования испытывал постепенный переход от морских условий к континентальным. В анизийско-ландинское время в северной части исследуемой территории также находилось мелкое море, и формировались сингенетичные солоноватые воды с минерализацией 5–15 г/дм³, с преобладанием в составе ионов Cl⁻ и Na⁺ при повышенном содержании ионов Mg²⁺ и Ca²⁺. Центральная часть находилась в обстановке переходного осадконакопления, здесь захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2–5 г/дм³, с преобладанием в составе ионов Cl⁻ и Na⁺ при повышенном содержании HCO₃⁻ и Ca²⁺. В верхнем триасе можно выделить два гидрогеологических цикла: *карнийско-нижнерэтский (IX)* — характеризующийся регрессией, которая в итоге привела к перерыву в осадконакоплении в период с середины нория до середины рэта, и преобладанием инфильтрационных процессов; *верхнерэтский (X)* — с одновременным протеканием элизионных и инфильтрационных процессов в прибрежно-морских условиях и захоронением солоноватых вод с минерализацией 2–5 г/дм³, закончившийся перерывом в осадконакоплении.

На протяжении всей *юры и раннего неокома (XI)* на территории Анабаро-Хатангского бассейна проходило спокойное терригенное морское осадконакопление [22, 23]. В геттанге и синеморе север территории исследования представлял собой прибрежно-морскую равнину, в пределах которой захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2–5 г/дм³ преимущественно хлоридного натриевого состава с высоким содержанием кальция и гидрокарбоната иона [24, 25]. В центральной и южной частях формировались пресные и солоноватые инфильтрогенные воды с минерализацией 0,5–2 г/дм³, с преобладанием в составе ионов HCO₃⁻ и Ca²⁺ при повышенном содержании Cl⁻ и Na⁺. В плинсбахское время на большей части территории захоранивались соленые воды с минерализацией 5–15 г/дм³, преимущественно хлоридного натриевого состава. В тоаре на территории исследования мелководное море затопило денудационную равнину, теперь его ограничивало лишь денудационное плато, расположенное в пределах современного Таймыра. Повсеместно захоранивались воды с минерализацией 5–15 г/дм³. В байосе совместно с осадками захоранивались соленые таласогенные воды с минерализацией 5–15 г/дм³. В западной части территории захоранивались таласогенные хлоридные натриевые воды соленостью 15–20 г/дм³. Хатангское море обрамляли возвышенные части суши в виде

денудационной равнины и денудационного плато. В батский век Анабаро-Хатангский бассейн представлял собой мелководно-морской бассейн, где совместно с отложениями захоранивались соленоватые воды с минерализацией 2–5 г/дм³.

В позднем гомериве началась очередная крупная регрессия, которая привела к континентальным условиям осадконакопления практически на всей территории исследования в период с баррема по ранний сеноман. До неоплейстоцена Анабаро-Хатангский бассейн представлял собой денудационное плато — инфильтрационный этап. Начиная с *неоплейстоцена (XII)*, район подвергался воздействию многочисленных оледенений. Как показали результаты палеогидрогеохимических исследований изучаемого района, в течение всего геологического времени подземные воды претерпевали различные и сложные изменения, но современный химизм подземных вод во многом носит унаследованный характер. На территории исследования наблюдаются различные остановки осадконакопления и разные генетические типы подземных вод.

Выводы

Палеогеографические обстановки во многом определяют химизм сингенетических вод. Морские воды уже на начальных стадиях захоронения претерпевают изменения своего состава, скорость которых зависит от состава осадков, обогащенности осадка органическим веществом, гидродинамического режима, скорости седиментации. Механизм уплотнения осадков запускается на иловой стадии, как только иловые осадки оказываются гидродинамически изолированными от вод исходного морского бассейна. По мере развития осадочного бассейна и возрастания геостатических нагрузок осадки уплотняются, и из них отжимаются сингенетические пластовые воды, которые затем поступают в песчаные пласты. Элизонные воды глин в коллекторах смешиваются с исходными седиментационными. На больших глубинах (от 3 км и более) происходит также выжимание связанной воды пониженной минерализации за счет процессов термодегидратации глинистых минералов [3].

Таким образом, детальный анализ эволюции развития Анабаро-Хатангского бассейна позволил выделить 12 гидрогеологических циклов. Юрско-эоплейстоценовый цикл является самым продолжительным, в течение которого существовали континентальные условия седиментации с самым долгим инфильтрационным этапом (от нижнего мела до неоплейстоцена).

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, Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-05-70074 Ресурсы Арктики.

Библиографический список

1. Чирвинский П. Н. Палеогидрогеология // Проблемы современной геологии. – 1933. – Т. 3, № 8. – С. 107–122.
2. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие для вузов. – М.: Гостехиздат, 1963. – 353 с.
3. Карцев А. А., Вагин С. Ю., Басков Е. А. Палеогидрогеология. – М.: Недра, 1969. – 150 с.
4. Никаноров А. М., Волобуев Г. П., Барцев О. Б. Палеогидрогеологические реконструкции нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1975. – 192 с.
5. Матусевич В. М., Абдрашитова Р. Н., Куликов Ю. А. Палеогидрогеология и условия формирования подземных вод Фроловской нефтегазоносной области // Подземные воды востока России. Материалы Всероссийского совещания по подземным водам Востока России с междунар. участием (XIX Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Тюмень, 2009. – С. 102–106.
6. Басков Е. А. Основы палеогидрогеологии рудных месторождений. – Л.: Недра, 1983. – 263 с.

7. Шестов И. Н., Тюрина И. М., Шувалов В. М. Влияние палеогидрогеологических условий на формирование нефтегазоносных месторождений Пермского Прикамья // Вестник Пермского университета. Серия: Геология. – 2008. – № 10 (26). – С. 16–19.
8. Баранов В. В. Эволюция климата в раннем и среднем палеозое северо-востока Евразии во взаимосвязи с планетарными событиями // Наука и образование. – 2010. – № 4. – С. 48–50.
9. Садыкова Я. В., Новиков Д. А. Палеогидрогеологические реконструкции верхнеюрских отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 1. – С. 18–26.
10. Московский Г. А., Гончаренко О. П., Свидзинский С. А. Основные черты гидрохимии пермского галогенеза Прикаспия // Известия Саратовского университета. – 2011. – Т. 11, – № 1 – С. 69–75.
11. Московский Г. А., Гончаренко О. П., Ильин К. К. Высаливание хлоридов натрия и калия на заключительных стадиях галогенеза (на примере Гремячинского месторождения калийных солей в Прикаспийской впадине) // Литология и полезные ископаемые. – 2016. – № 1 – С. 95–100.
12. Садыкова Я. В. Палеогидрогеохимические реконструкции нефтегазоносных отложений полуострова Гыдан // Отечественная геология. – 2016. – № 1. – С. 16–24.
13. Садыкова Я. В., Дульцева М. Г. Роль палеогидрогеохимических факторов в формировании состава подземных вод нефтегазоносных отложений северо-восточной части Большехетской мегасинеклизы // Водные ресурсы. – 2017. – Т. 44, № 2. – С. 168–181.
14. Садыкова Я. В. Периодизация гидрогеологической истории Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской и Лаптевской нефтегазоносных областей // Интерэкспо Гео-Сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология: сб. материалов XIII Междунар. науч. конгресса. – Новосибирск, 2017. – Т. 2, № 1. – С. 171–176.
15. Anadon P., Julia R. Hydrochemistry from Sr and Mg contents of ostracodes in Pleistocene lacustrine deposits, Baza Basin (SE Spain) // Hydrobiologia. – 1990. – № 197. – P. 291–303.
16. Оценка условий формирования и защищенности от техногенного загрязнения подземных вод Восточно-Предкавказского артезианского бассейна / Л. Г. Соколовский [и др.] // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 7. – С. 24–31.
17. Linkages between Holocene paleoclimate and paleohydrogeology preserved in a Yucatan underwater cave / P. J. Hengstum [et al.] // Quaternary Science Reviews. – 2010. – № 29. – P. 2788–2798.
18. Comparison of carbonate C and O stable isotope records across the Jurassic/Cretaceous boundary in the Tethyan and Boreal Realms / K. Zak [et al.] // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. – 2011. – Vol. 299. – P. 83–96.
19. Paleohydrogeology of the Cretaceous sediments of the Williston Basin using stable isotopes of water / J. M. Hendry [et al.] // Water resources research. – 2013. – Vol. 49, Issue 8. – P. 4580–4592.
20. Veizer J., Prokoph A. Temperatures and oxygen isotopic composition of Phanerozoic oceans // Earth-Science Reviews. – 2015. – № 146. – P. 92–104.
21. Мезозойские отложения Хатангской впадины / В. Н. Сакс [и др.]. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 226 с.
22. Проблемы стратиграфии оксфорда и кимериджа на севере Средней Сибири (разрез полуострова Нордвик) / Б. Л. Никитенко [и др.] // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 9. – С. 1222–1241.
23. Кох А. А. Палеогидрогеологические реконструкции юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Отечественная геология. – 2014. – № 2. – С. 77–86.
24. Садыкова Я. В. О факторах формирования состава подземных вод нижнесреднеюрских отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины // GEO-Сибирь-2011. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. материалов VII Междунар. науч. конгресса. – Новосибирск, 2011. – С. 102–106.
25. Стратиграфия юры и мела Анабарского района (Арктическая Сибирь, побережье моря Лаптевых) и борельный зональный стандарт / Б. Л. Никитенко [и др.]. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1047–1082.

Сведения об авторах

Черных Анатолий Витальевич, аспирант, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, инженер, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, тел. 8(961)2263376, e-mail: tolyacher-nykh@gmail.com

Новиков Дмитрий Анатольевич, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, заведующий лабораторией гидрогеологии осадочных бассейнов Сибири, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, тел. 8(383)3638036, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

Information about the authors

Chernykh A. V., Postgraduate, Novosibirsk State University, Engineer, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, 8(961)2263376, e-mail: tolyacher-nykh@gmail.com

Novikov D. A., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Petroleum Fields, Novosibirsk State University, 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, Novosibirsk, phone: 8(383)3638036, e-mail: Novikov-DA@ipgg.sbras.ru

УДК 622.245

ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА КОШИЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н. А. Аксенова¹, Е. Ю. Липатов¹, Т. А. Харитоновна²

¹Филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Представлен опыт бурения горизонтальной скважины на Кошильском месторождении в юрских отложениях (пласт ЮВ₁) с применением экологически безопасной эмульсионной системы бурового раствора BARADRIL-N/XP-07. Показана экономическая эффективность от применения раствора.

Ключевые слова: Кошильское месторождение; система бурового раствора; BARADRIL-N/XP-07; горизонтальная скважина

EXPERIENCE IN CONSTRUCTION OF HORIZONTAL WELLS AT THE KOSHILSKOYE OIL FIELD

N. A. Aksenova¹, E. Yu. Lipatov¹, T. A. Haritonova²

¹Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The article presents the experience of drilling horizontal wells at the Koshilskoye oil field in Jurassic sediments (UV₁ formation) with application of environmentally safe emulsion drilling mud system BARADRIL-N XP-07 which has proved cost-effective.

Key words: the Koshilskoye oil field; drilling mud system; BARADRIL-N XP-07; horizontal well

Основным требованием при вскрытии продуктивных пластов является сохранение их естественных коллекторских свойств для обеспечения возможности наиболее полного извлечения продуктивного флюида из скважины в процессе ее эксплуатации [1]. Также немаловажным является необходимость безаварийной проводки скважины, снижение непроизводительного времени при ее строительстве и повышение технико-экономических показателей. В связи с ростом объемов горизонтального бурения, увеличением глубин и протяженности горизонтальных ство-

лов, усложнением условий строительства эти требования становятся особо актуальными. Сказанное определяет необходимость разработки новых технологий и технических средств, и особенно буровых промывочных жидкостей, поскольку буровая промывочная жидкость — это наиболее гибкое технологическое звено, позволяющее адаптировать технологию бурения скважины к геолого-техническим условиям, а также повысить технико-экономические показатели проводки скважины.

Строительство горизонтальных скважин на Кошильском месторождении в юрских отложениях осложняется наличием в них аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей, содержащих глинистые породы (5–12 %), имеющих низкую пористость (15–16 %), проницаемость (0,004–0,030 мкм²), пластовые давления ($K_a = 0,85 \div 0,9$), что вызывает вероятность возникновения дифференциальных прихватов, поглощений, осыпей и обвалов. Перечисленные осложнения обусловлены также нарушением технологии промывки: превышением плотности на 20 %, статического напряжения сдвига и вязкости промывочной жидкости в связи с низким качеством очистки затрубного пространства, а также высокими значениями скорости спуска бурильного инструмента [2].

На основании вышесказанного на Кошильском месторождении при бурении горизонтального ствола была испытана экологически безопасная система раствора, действующая по принципу прямой эмульсии (масло в воде), BARADRIL-N/XP-07. Применяемое в составе системы синтетическое масло XP-07 (10–40 %) плотностью 740–770 кг/м³ используется также в фармацевтике (медицинское белое масло), пищевой промышленности и отвечает требованиям, рекомендованным управлением по санитарному надзору за качеством медикаментов и пищевых продуктов (США). Плотность раствора — от 940 кг/м³ и выше в зависимости от содержания XP-07 и кольматанта/утяжелителя.

Применение данной системы раствора способствует сохранению фильтрационно-емкостных характеристик пласта, поскольку раствор имеет низкую водоотдачу (2–4 см³/30 мин) и все компоненты системы кислоторастворимы. Ингибирующие набухание глин компоненты раствора XP-07 и KCl обеспечивают стабильность стенок скважины. Высокий реологический профиль промывочной жидкости способствует повышению качества очистки ствола скважины. Состав раствора представлен в таблице 1.

Таблица 1

Компонентный состав раствора BARADRIL-N/XP-07

Реагент	Характеристика реагента	Назначение
XP-07	Масло синтетическое	Добавка, ингибирующая набухание глин и снижающая коэффициент трения
Hypermer A70	Эмульгатор (ПАВ)	Повышение устойчивости эмульсии
N-VIS	Биополимерный реагент	Загуститель
NaOH	Сода каустическая	Добавка, регулирующая pH/Pf/Pm
N-DRILHTPLUS	Модифицированный неионогенный крахмал	Понизитель водоотдачи
BARACARB	Мрамор молотый	Кольматант
Microbiocide	Бактерицид	Ингибитор деструкции биополимеров
KCl	Хлорид калия	Добавка, ингибирующая набухание глин
DRIL-N-SLIDE	Смазывающая добавка	Добавка, снижающая коэффициент трения

Испытания бурового раствора BARADRIL-N/XP-07 на Кошильском месторождении на проектный пласт ЮВ₁ проводились при бурении под хвостовик диамет-

ром 114 мм на горизонтальной скважине с длиной по горизонту 409 м. Параметры раствора представлены в таблице 2.

Таблица 2

Свойства бурового раствора BARADRIL-N/XP-07

Параметр	Параметры раствора при бурении интервала	Программные параметры промывки
Условная вязкость, сек/кварта	40–43	40–60
Удельный вес, кг/м ³	1 000–1 020	1,00 ± 0,03
Пластическая вязкость, сПз/ PV	10–12	10–18
Водоотдача (Ф)	2–3,6	<4
СНС, 10 сек/10 мин, Па	8–9/9–12	5–9/8–22
ДНС, Па	25–28	25–34
МБТ, кг/м ³	0–5,6	< 14
pH	9,5–10,5	9,0–10,5
Масло/вода, %	20–21/80–79	20–30/70–80
Концентрация песка, %	0,2–0,5	< 1
Концентрация CaCO ₃ , кг/м ³	46–55	40–60
Жесткость раствора по Ca ²⁺ , мг/л	80–120	< 200
Концентрация KCl, кг/м ³	23–25	20–30

В интервале бурения слайдом 2 820–2 880 м под хвостовик наблюдалось подвисяние инструмента с затяжками до 10–15 т, что связано с превышением значений фактической нагрузки над допустимыми программными значениями режимов бурения на долото до 20 тонн.

Согласно расчетам виртуальной гидравлики и на основе полученных в процессе проводки скважины фактических данных установлено, что применение раствора BARADRIL-N/XP-07 способствует нормальному выносу шлама и предотвращает образование шламowego ложа в скважине (рис. 1).

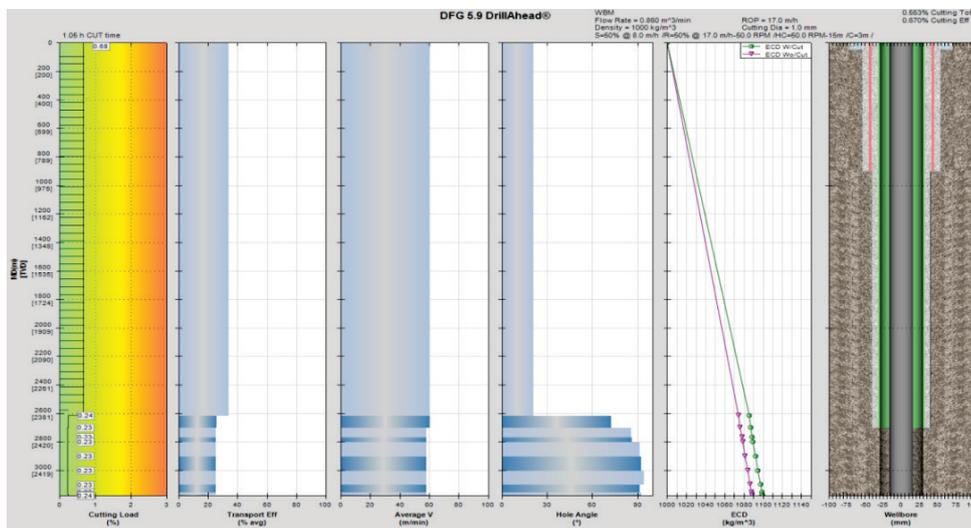


Рис. 1. Гидравлические расчеты (система DFG) процесса бурения горизонтального участка на растворе BARADRIL-N/XP-07 при фактических значениях параметров раствора и режима бурения

Экономический эффект от применения биополимерного раствора BARADRIL-N/XP-07 представлен в виде диаграммы (рис. 2).



Рис. 2. Экономические показатели применения системы бурового раствора BARADRIL-N/XP-07

Таким образом, применение промывочной жидкости BARADRIL-N/XP-07 на Кошильском месторождении при вскрытии продуктивного пласта ЮВ₁ горизонтальным стволом позволило обеспечить минимальную репрессию на пласт, минимизировать риск возникновения поглощений и сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта (экономический эффект от применения раствора составил 78 706 рублей).

Библиографический список

1. Овчинников В. П., Аксенова Н. А. Буровые и промывочные растворы: учеб. пособие. – Тюмень: Экспресс, 2011. – 309 с.
2. Групповой рабочий проект на строительство наклонно-направленных эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием ствола по пласту ЮВ₁ Кошильского месторождения. ООО «СИБТЕХНОБУРПРОЕКТ». – г. Нижневартовск. – 2012. – Т. 2. – 263 с.

Сведения об авторах

Аксенова Наталья Александровна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, тел. 8(3466)491073, e-mail: na-ac@yandex.ru

Липатов Евгений Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, тел. 8(3466)312082, e-mail: eulip@rosneft.ru

Харитоновна Татьяна Александровна, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: haritonovata@tyuiu.ru

Information about the authors

Aksenova N. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, phone: 8(3466)491073, e-mail: na-ac@yandex.ru

Lipatov E. Yu., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, phone: 8(3466)312082, e-mail: eulipatov@rosneft.ru

Haritonova T. A., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: haritonovata@tyuiu.ru

УДК 622.276.7:622.245

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ВЯЖУЩЕЙ ЖИДКОСТИ НА ГЛУБИНУ ЕЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ В РАЗУПЛОТНЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Р. А. Гасумов¹, Е. Ю. Кукулинская¹, Ю. К. Димитриади²

¹АО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт
природных газов», г. Ставрополь, Россия

²Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Аннотация. Одним из факторов, определяющих эффективность укрепления слабосцементированного коллектора химическим способом, является глубина проникновения вяжущей жидкости в пласт. Эта величина зависит от характеристик продуктивного коллектора, компонентного состава и реологических свойств вяжущей жидкости, а также от технологических параметров ее закачки в разуплотненную зону. В работе приведены результаты расчета взаимосвязи перечисленных факторов на величину радиуса проникновения жидкости, установлены оптимальные реологические свойства и параметры закачки вяжущей жидкости.

Ключевые слова: призабойная зона пласта; вяжущая жидкость; реологические характеристики; глубина проникновения; репрессия на пласт

EVALUATING THE INFLUENCE OF COMPONENT COMPOSITION OF BINDING FLUID ON THE DEPTH OF ITS PENETRATION INTO THE UNCONSOLIDATED RESERVOIR OF THE PRODUCTIVE FORMATION

R. A. Gasumov¹, E. Yu. Kukulinskaya¹, Yu. K. Dimitriadi²

¹JSC «SevKavNPIgaz», Stavropol, Russia

²North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russia

Abstract. The depth of penetration of the binding fluid into the formation is one of the factors to determine the effectiveness of semiconsolidated reservoir stabilization by a chemical method. This value depends on the properties of the productive formation, the component composition and rheological characteristics of the binding fluid, as well as the technological parameters of its injection into the unconsolidated reservoir. The article presents the results of the interrelation of the above factors on the value of fluid penetration radius, the optimum rheological characteristics and the parameters of the binding fluid injection are established.

Key words: bottomhole formation zone; binding fluid; rheological characteristics; the depth of penetration; overbalance

Укрепление разуплотненной призабойной зоны пласта (ПЗП) химическим способом является одним из видов ремонтно-восстановительных работ, направленных на сохранение производительности скважин газовых и газоконденсатных месторождений. Химический способ укрепления коллектора предполагает закачку в разуплотненную зону пласта закрепляющих технологических жидкостей и позво-

ляет путем реакции между компонентами раствора скрепить песчаные зерна пласта в единый прочный конгломерат и исключить вынос песка в скважину [1–3]. Эффективность данного способа укрепления неконсолидированного пласта зависит от множества взаимосвязанных факторов, в том числе характеристик продуктивного коллектора, компонентного состава и реологических свойств вязущей жидкости, технологических параметров ее доставки в разуплотненный пласт. Критерием, объединяющим вышеперечисленные факторы и определяющим качество укрепления разуплотненного продуктивного пласта путем создания прочного проницаемого песчаного барьера, снижающего влияние депрессии при последующей эксплуатации скважины, является глубина (радиус) проникновения вязущей жидкости в неконсолидированную зону коллектора.

С целью установления глубины проникновения вязущей жидкости в разуплотненный пласт применяют следующую формулу [4]:

$$R_{\phi} = R_c \sqrt{1 + \frac{1,728 \cdot \Delta P \cdot T \cdot K}{m \cdot \eta \cdot R_c}} \quad (1)$$

где ΔP — репрессия на пласт, МПа; T — время контакта состава с пластом, сут; K — проницаемость пласта, мкм²; m — открытая пористость, доли; η — вязкость жидкости, мПа·с.

В соответствии с формулой (1) характеристики продуктивного коллектора (K , m) являются неуправляемыми факторами и зависят от конкретных горно-геологических условий газового месторождения, а параметры вязущей жидкости (непосредственно η и косвенно ΔP) являются управляемыми, и поэтому их можно регулировать на начальном этапе.

Величина параметра ΔP обуславливается реологическими характеристиками и значением плотности самого вязущего раствора. Прохождение вязущей жидкости через пористую среду разуплотненного коллектора происходит за счет разности забойного и пластового давлений

$$\Delta P_{\text{репрес.}} = P_{\text{забойн.}} - P_{\text{пласт.}} \quad (2)$$

где $P_{\text{забойн.}}$ — величина забойного давления, МПа; $P_{\text{пласт.}}$ — величина пластового давления, МПа.

Необходимо отметить, что важным моментом при создании репрессии на пласт и прокачке вязущей жидкости в разуплотненный коллектор с целью создания укрепленного интервала является недопущение гидравлического разрыва пород, которое устанавливается согласно условию

$$P_{\text{пласт.}} + \Delta P_{\text{репрес.}} < P_{\text{забойн.}} < P_{\text{грп}} \quad (3)$$

Исходя из неравенства (3), можно записать условие, ограничивающее величину создаваемой репрессии при закачке вязущей жидкости в разуплотненный коллектор,

$$\Delta P_{\text{репрес.}} < P_{\text{грп}} - P_{\text{пласт.}} \quad (4)$$

Для расчета давления гидроразрыва пласта $P_{\text{грп}}$ применяют известную формулу Б. А. Итона

$$P_{\text{грп}} = P_{\text{пласт.}} + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \cdot (P_{\text{геост.}} - P_{\text{пласт.}}) \quad (5)$$

где $P_{\text{грп}}$ — давление гидроразрыва пласта, МПа; $P_{\text{пласт.}}$ и $P_{\text{геост.}}$ — пластовое и геостатическое давление, МПа; ν — коэффициент Пуассона (для песчанистого пласта $\nu = 0,38-0,45$).

Тогда неравенство (4) можно записать следующим образом:

$$\Delta P_{репрес.} < \left(\frac{v}{1-v}\right) \cdot (P_{геост.} - P_{пласт.}). \quad (6)$$

В соответствии с неравенством (6) можно рассчитать допустимое значение величины репрессии вязущей жидкости на пласт, при котором можно создать оптимальный радиус укрепленного интервала коллектора.

С целью определения влияния регулируемого фактора — реологических характеристик вязущей жидкости на глубину ее проникновения в разуплотненный коллектор — были приготовлены растворы № 1–6 на основе реагента «Монасил Н-28» [5] путем постепенного добавления при постоянном перемешивании навески последнего в предварительно подогретую до 60 °С воду до полного растворения. Затем в растворы № 2–5 при непрерывном помешивании вводили белковый реагент (БР) в количестве 0,3; 0,5; 1 и 1,5 масс. % от массы сухого реагента «Монасил Н-28» соответственно. На основе комбинированного реагента, представляющего собой сухую смесь реагента «Монасил Н-28» и компонента органической природы — водорастворимого полимера реагента гипан (ВПРГ), содержание которого в составе вязущего раствора составляет 6 масс. % — приготовлен раствор № 6.

Основные реологические характеристики вязущих растворов № 1–6 приведены в таблице 1.

Таблица 1

Реологические показатели вязущих растворов

Номер состава раствора	Компонентный состав вязущего раствора на основе реагента «Монасил Н-28»	η , мПа·с	$\eta_{эф.}$, мПа·с	τ_0 , дПа	СНС _{1/10} , дПа	n
1	Без добавки	6	6,5	4,788	4,78/4,78	0,89
2	+ 0,3 масс. % БР	6	6,5	4,788	4,78/4,78	0,89
3	+ 0,5 масс. % БР	7,5	7,75	2,394	7,18/7,18	0,95
4	+ 1 масс. % БР	8	8	4,728	7,18/7,18	0,99
5	+ 1,5 масс. % БР	8	7,8	4,788	7,18/7,18	0,99
6	+ 6 масс. % ВПРГ	16	16,5	5,516	7,18/7,18	0,99

Примечание. Исследования выполнены при стандартных условиях.

Для создания прочного и надежно укрепленного интервала вязущему раствору необходимо проникнуть на минимально достаточную глубину, то есть радиус проникновения должен составлять не менее 0,5–0,65 м.

Таблица 2

Влияние величины репрессии на глубину проникновения вязущей жидкости в пласт

Номер состава раствора	Пластическая вязкость, мПа·с	Глубина проникновения, м			
		при репрессии $\Delta P = 0,5$ МПа	при репрессии $\Delta P = 1,0$ МПа	при репрессии $\Delta P = 2,0$ МПа	при репрессии $\Delta P = 5,0$ МПа
1	6	0,39	0,55	0,77	1,2
2	6	0,39	0,55	0,77	1,2
3	7,5	0,35	0,49	0,69	1,11
4	8	0,34	0,48	0,66	1,0
5	8	0,34	0,48	0,66	1,0
6	16	0,25	0,34	0,47	0,74

Примечание. K, m, R_c, T = const, где K = 2,5 мкм²; m = 0,3 доли; R_c = 0,11 м; T = 1 сут.

Согласно формуле (1) в таблицах 2–4 и на соответствующих рисунках 1–3 представлены результаты расчета глубины проникновения вязущей жидкости рецептур № 1–6 в слабосцементированный коллектор при различных значениях репрессии на пласт (ΔP) — от 0,5 до 5,0 МПа, проницаемости (K) — от 0,5 до 2,0 мкм² и пористости пласта (m) — от 0,1 до 0,9 долей.

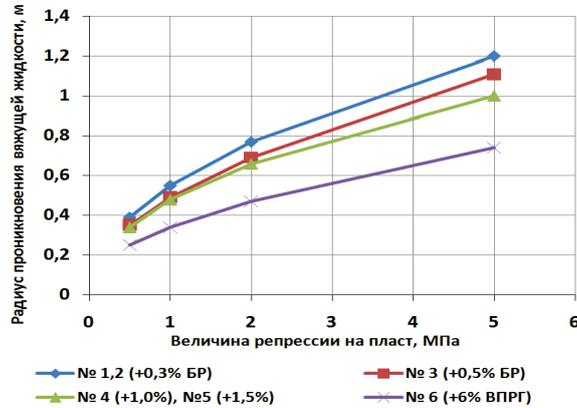


Рис. 1. Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от величины репрессии на пласт

Таблица 3

Влияние величины проницаемости продуктивного разуплотненного пласта на глубину проникновения вязущей жидкости в пласт

Номер состава раствора	Пластическая вязкость, мПа·с	Глубина проникновения, м			
		при проницаемости $K = 0,5$ мкм ²	при проницаемости $K = 1,0$ мкм ²	при проницаемости $K = 1,5$ мкм ²	при проницаемости $K = 2,0$ мкм ²
1	6	0,36	0,47	0,57	0,66
2	6	0,36	0,47	0,57	0,66
3	7,5	0,33	0,49	0,47	0,60
4	8	0,30	0,38	0,45	0,57
5	8	0,30	0,38	0,45	0,57
6	16	0,22	0,30	0,33	0,41

Примечание. $\Delta P, m, R_c, T = \text{const}$, где $\Delta P = 2,0$ МПа; $m = 0,3$ доли; $R_c = 0,11$ м; $T = 1$ сут.

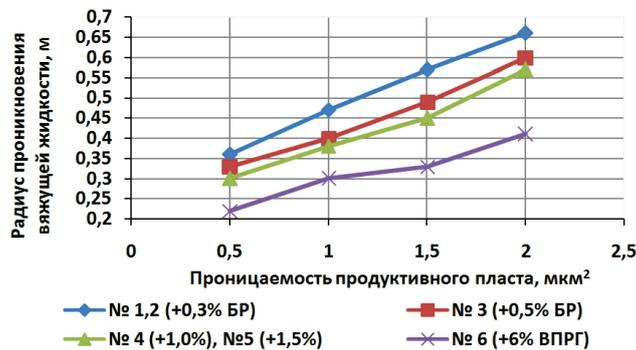


Рис. 2. Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от величины репрессии на пласт

Влияние величины пористости продуктивного разуплотненного пласта на глубину проникновения вязущей жидкости в пласт

Номер состава раствора	Пластическая вязкость, мПа·с	Глубина проникновения, м			
		при пористости $m = 0,1$ доли	при пористости $m = 0,3$ доли	при пористости $m = 0,5$ доли	при пористости $m = 0,9$ доли
1	6	0,98	0,57	0,45	0,34
2	6	0,98	0,57	0,45	0,34
3	7,5	0,87	0,51	0,41	0,31
4	8	0,85	0,49	0,39	0,30
5	8	0,85	0,49	0,39	0,30
6	16	0,61	0,36	0,29	0,23

Примечание. $\Delta P, K, R_c, T = const$, где $\Delta P = 2,0$ МПа; $K = 1,5$ мкм²; $R_c = 0,11$ м; $T = 1$ сут.

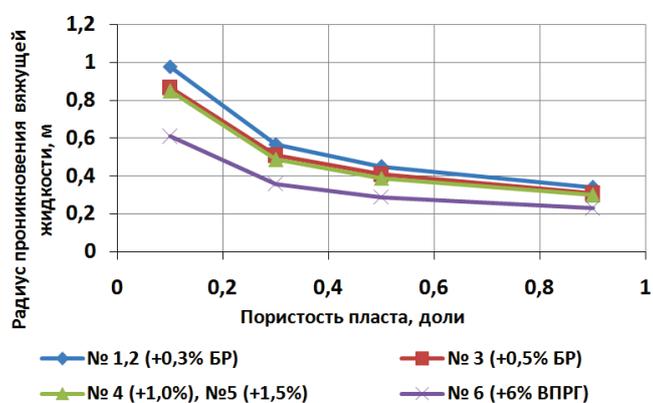


Рис. 3. Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от величины пористости пласта

На рисунке 4 проиллюстрирована зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от концентрации БР.

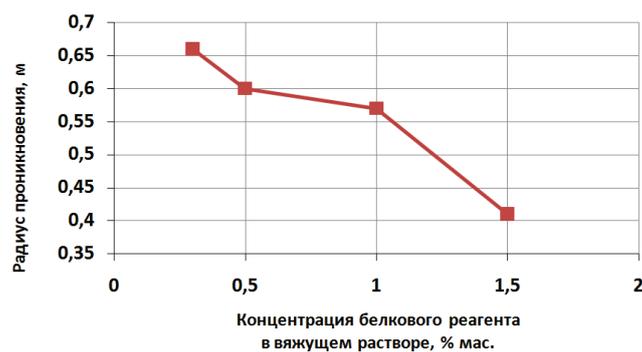


Рис. 4. Зависимость радиуса проникновения вязущей жидкости от концентрации белкового реагента

Опираясь на представленные результаты расчета и соответствующие графики, можно констатировать закономерную зависимость — чем ниже показатель пластической вязкости вязущей жидкости, тем больше глубина проникновения вязущей жидкости в разуплотненный пласт. С повышением величины репрессии и проницаемости продуктивного пласта радиус проникновения жидкости увеличивается, при этом повышение пористости пласта приводит к снижению проникающей способности.

Введение полимерных реагентов БР и ВПРГ в состав вязущего раствора с целью увеличения прочностных показателей скрепляемого керна приводит к увеличению вязкости вязущих растворов № 2–5. Это, в свою очередь, отражается на радиусе проникновения жидкости в сторону его уменьшения. На рисунках 1–3 проиллюстрировано, что кривые вязущих жидкостей с БР за счет невысокой вязкости лежат выше, чем кривая вязущей с ВПРГ, поэтому в составе вязущего раствора предпочтительней использовать полимер белкового происхождения БР. Например, при одинаковых параметрах $\Delta P = 2$ МПа и $K = 1,5$ мкм² глубина проникновения вязущей жидкости при введении БР с концентрацией 1 масс. % равна 0,5 м, а при добавлении ВПРГ — всего 0,36 м.

Таким образом, на основе проведенных исследований установлено, что регулирование управляемых факторов — компонентного состава и непосредственно реологических характеристик вязущей жидкости — влияет на глубину проникновения жидкости в разуплотненный пласт и опосредованно воздействует на качество укрепления разуплотненного коллектора. Введение модифицирующей добавки БР в состав вязущей жидкости в отличие от ВПРГ не приводит к повышению вязкости вязущей жидкости, обеспечивая технологически достаточную глубину ее проникновения в неконсолидированный пласт.

Библиографический список

1. Разработка композиции для крепления призабойной зоны пласта в скважинах подземных хранилищ газа / Л. А. Магадова [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2012. – № 5. – С. 63–67.
2. Гасумов Р. А., Кукулинская Е. Ю. Технологические решения, направленные на ограничение выноса пластового песка из добывающих газовых скважин // Наука. Инновации. Технологии. – 2016. – № 3. – С. 165–176.
3. Укрепление слабосцементированных пород продуктивного пласта / Р. А. Гасумов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 11. – С. 32–35.
4. Бабаян Э. В. Буровые технологии. – 2-е изд., доп. – Краснодар: Совет. Кубань, 2009. – 896 с.
5. Григорьев П. Н., Матвеев М. А. Растворимое стекло. – М.: Промстройиздат, 1956. – 443 с.

Сведения об авторах

Гасумов Рамиз Алиевич, д. т. н., профессор, заслуженный деятель науки РФ, первый заместитель генерального директора АО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, тел. 88652563026, e-mail: Priemnaya@scnipigaz.ru

Кукулинская Екатерина Юрьевна, младший научный сотрудник научного отдела восстановления и повышения производительности скважин, АО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, тел. 865235969, e-mail: kukulinskayaEY@scnipigaz.ru

Димитриади Юлианна Константиновна, к. т. н., доцент, и. о. заведующего кафедрой строительства нефтяных и газовых скважин, Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, тел. 8652330432, e-mail: ms.sngs@mail.ru

Information about the authors

Gasumov R. A., Doctor of Engineering, Professor, Honoured Scientist of the Russian Federation, First Deputy General Director of JSC «SevKavNIPigaz», Stavropol, phone: 88652563026, e-mail: Priemnaya@scnipigaz.ru

Kukulinskaya E. Yu., Junior Researcher of the Scientific Department of Recovery and Well Productivity Improvement, JSC «SevKavNIPigaz», Stavropol, phone: 865235969, e-mail: kukulinskayaEY@scnipigaz.ru

Dimitriadi Yu. K., Candidate of Engineering, Associate Professor, Acting Head of Department of Oil and Gas Well Construction, North-Caucasus Federal University, Stavropol, phone: 8652330432, e-mail: ms.sngs@mail.ru

УДК 622.276

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА АС₁₋₃
СЕВЕРО-ОРЕХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В. Ф. Дягилев¹, С. Т. Полищук¹, С. А. Леонтьев^{1,2}, В. М. Спасибов²

¹Филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. В нефтепромысловой практике трассерные (индикаторные) исследования являются эффективным и оперативным методом контроля состояния разработки месторождений. С помощью применения многофакторного математического анализа характер и интенсивность влияния нагнетательных скважин на отборы добывающих скважин были сопоставлены с результатами закачки индикаторных жидкостей. Закачка индикаторных жидкостей проводилась по пласту АС₁₋₃ на Северо-Ореховском месторождении через устья нагнетательных скважин. Методика предусматривает соотнесение закачки по всем потенциально возможным направлениям в задаваемом радиусе действия (обычно не более 2 рядов), при исключении из анализа одной или нескольких скважин и более. Отмечается прямая положительная корреляция между данными оценки по индикаторным закачкам и данными многофакторного математического анализа. Сходимость результатов составляет 65 %.

Ключевые слова: трассерный метод; нагнетательные скважины; высокопроницаемые каналы; вытеснение нефти

**ANALYSIS OF THE TRACER STUDIES RESULTS: A STUDY OF AS₁₋₃
FORMATION OF THE SEVERO-OREKHOVSKOYE OIL FIELD**

V. F. Dyagilev¹, S. T. Polischuk¹, S. A. Leontev^{1,2}, V. M. Spasibov²

¹Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, Nizhnevartovsk, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. In oil field practice tracer (indicator) studies are an effective and efficient method of monitoring the state of field development. Using the multifactor mathematical analysis, the nature and intensity of the impact of injection wells on production wells have been compared with the results of injection of indicator liquids. Injection of indicator liquids was carried out along the AS₁₋₃ formation at the Severo-Orekhovskoye oil field through the wellheads of the injection wells. The technique provides for correlation of injection in all potentially possible directions within a given range of action (usually no more than 2 rows), excluding one or more of the wells and more from the analysis. There is a direct positive correlation between evaluation data on indicator downloads and multivariate mathematical analysis data. The convergence of the results is 65%.

Key words: tracer study; injection wells; high-permeability channels; oil recovery

В нефтепромысловой практике трассерные (индикаторные) исследования являются эффективным и оперативным методом контроля состояния разработки месторождений. В бывшем СССР этот метод начал применяться с середины прошлого века (месторождения Куйбышевской области, 1948 г., [1]) и получил свое раз-

вите благодаря работам К. Б. Аширова, Э. В. Соколовского, Г. Б. Соловьева, Ю. И. Тренчикова и других ученых. В результате были сформулированы основные задачи, решаемые трассерными исследованиями, предложены методики исследований и интерпретации результатов [2].

В настоящее время этот метод нашел применение для определения гидродинамической связи по площади заводненных пластов, выявления высокопроницаемых каналов между нагнетательными и обводненными добывающими скважинами, оценки эффективности потокоотклоняющих технологий регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин и охвата пласта вытеснением.

Сущность индикаторных исследований основывается на том, что на поверхности различными стабильными водорастворимыми индикаторами метятся порции воды, которые вводятся через нагнетательные скважины в исследуемый пласт и затем оттесняются к добывающим скважинам закачиваемой водой. Путем регулярного отбора и анализа проб жидкости в лабораторных условиях определяются наличие и количественное содержание индикаторов, а также обводненность продукции добывающих скважин.

В качестве трассирующих агентов используются экологически чистые вещества: роданистый аммоний, тринатрий фосфат, эозин, флуоресцеин натрия. Интерпретация результатов трассерных исследований производилась по апробированной методике в «СевКавНИПИнефть»¹.

Выявленные с помощью применения многофакторного математического анализа характер и интенсивность влияния нагнетательных скважин на отборы добывающих скважин были сопоставлены с результатами закачки индикаторных жидкостей. Закачка индикаторных жидкостей проводилась по пласту АС₁₋₃ по скв. 104, 127, 147, 169, 192 Северо-Ореховского месторождения².

Прежде чем проводить сравнение данных векторной оценки характера влияния закачки по предложенной методике с результатами исследований токов индикаторных жидкостей, необходимо отметить следующие важные моменты. Первое, методика предусматривает соотнесение закачки по всем потенциально возможным направлениям в задаваемом радиусе действия (обычно не более 2 рядов), при исключении из анализа одной или нескольких скважин и более, характер влияния и иногда направления токов по анализируемым скважинам изменяется относительно предыдущего результата. Второе, при исследовании влияния индикаторных жидкостей были рассмотрены неэксплуатируемые скважины, что не позволяет сравнивать их с данными математического анализа динамик (по методике). Третье, отбор проб в процессе исследований токов меченых жидкостей производился не по всем возможным направлениям окружения, как по методике, а лишь по некоторым из них. Таким образом, анализ соответствия векторной оценки влияния закачки по методике с результатами исследований токов индикаторных жидкостей имеет три фактора несоответствия. Это существенно снижает адекватность проводимых соотнесений векторов [3–5].

Из доступных для анализа данных исследований скв. 147, 127, 104, 192, 169 (по пласту АС₁₋₃) отсеяны скв. 104 и 192. Соотнесение по наиболее подходящим скважинам также имеет сложности в отношении адекватности сравнений.

Ниже приводятся результаты по исследованиям трассерной оценки и сравнительный анализ.

В зоне влияния нагнетательной скв. 147 в качестве жидкости трассирования применяли 0,1 % раствор флуоресцеина. Всего в скважину закачали 10 м³ этого раствора.

¹ РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля заводнения нефтяных залежей / Э. В. Соколовский [и др.]. – Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. – 79 с.

² Проведение трассерных исследований на объекте АС1-3 Северо-Ореховского месторождения. – М.: ВНИИнефть, 2012.

Отбор проб проводили по добывающим скв. 133, 145, 167, 179, 183, 196, 198, 566 Б. Всего отобрано и исследовано 529 проб жидкости, среди которых 508 (96 %) оказались качественными. За период исследований, который составил 59 суток, через добывающие скважины получено 1,1 кг флуоресцеина, что составляет 11 % от объема закачанного в скв. 147 индикатора.

Анализ результатов исследований показал, что основные объемы меченой жидкости от нагнетательной скв. 147 направлены к добывающим скв. 198, 167 и 183. В направлении этих скважин поступает 70 % закачиваемой в скв. 147 воды. До 26,4 % индикатора поступает в направлении скв. 179, 196 и 133. Незначительно сказывается влияние нагнетательной скв. 147 на работу добывающих скв. 145 и 566 Б, в направлении перечисленных скважин поступает не более 3,6 % закачиваемой воды (рис. 1, 2).



Рис. 1. Сопоставление скоростей перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скв. 147 Северо-Ореховского месторождения

Приведенные данные свидетельствуют о весьма высокой неоднородности пласта в зоне действия нагнетательной скв. 147. В направлении добывающих скважин от исследованной нагнетательной скв. 147 поступает не более 10,5 % закачиваемой воды. По-видимому, на работу этих добывающих скважин оказывают влияние другие источники поступления воды.

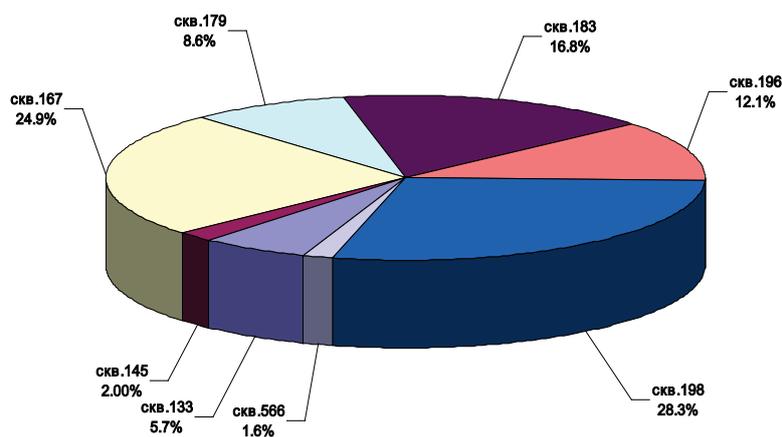


Рис. 2. Блок-диаграмма распределения фильтрационных потоков от нагнетательной скв. 147 Северо-Ореховского месторождения (закачка флуоресцеина)

Результаты векторной оценки характера влияния закачки по методу множественного математического анализа представлены на рисунке 4.

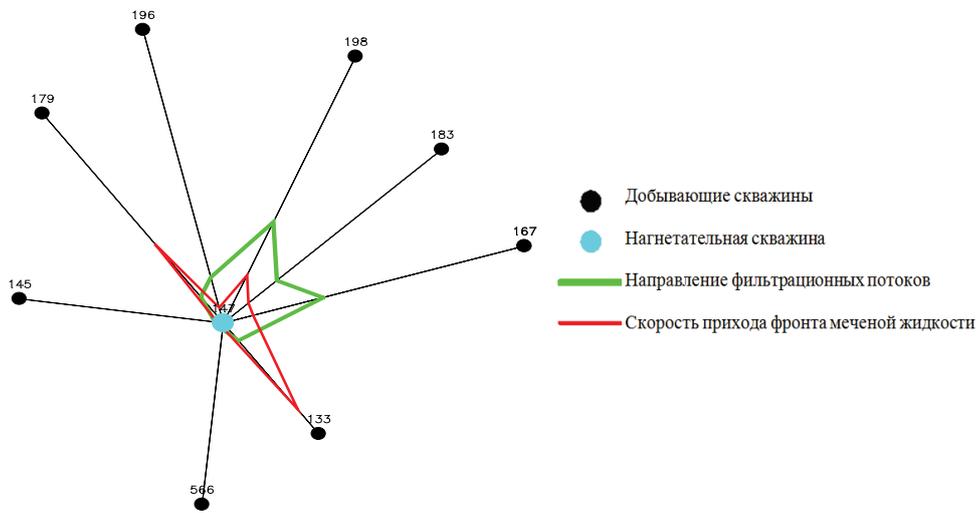
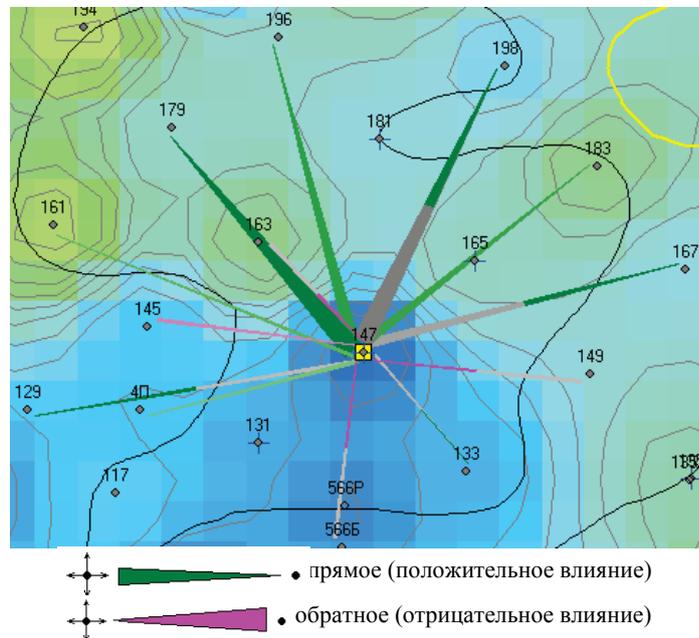


Рис. 3. Роза-диаграмма распределения основных фильтрационных потоков и максимальных скоростей движения меченой жидкости на участке нагнетательной скв. 147 Северо-Ореховского месторождения (пласт АС₁₋₃)

По рисункам 3 и 4 видно, что отбор проб по потенциально возможным реагирующим скв. 129, 149, 163, 4П не проводился, тем не менее, отмечаются сходные оценки в интенсивности и характере влияния скв. 147 на окружение.

Рис. 4. Соотнесение структурного плана и характера распределения токов от нагнетательной скважины по окружению по данным множественного математического анализа влияния закачки по скв. 147



Очень низкие объемы приходящейся жидкости по трассерной оценке по скв. 145, 566 Б соответствуют незначительному отрицательному влиянию закачки на отборы по методике. Низкий характер влияния по скв. 133 — 5,7 % по трассерной оценке соответствует 2 % по данным математического анализа. На рисунке 5 показано процентное соотношение приходящейся жидкости в направлении исследуемых реагирующих скважин.

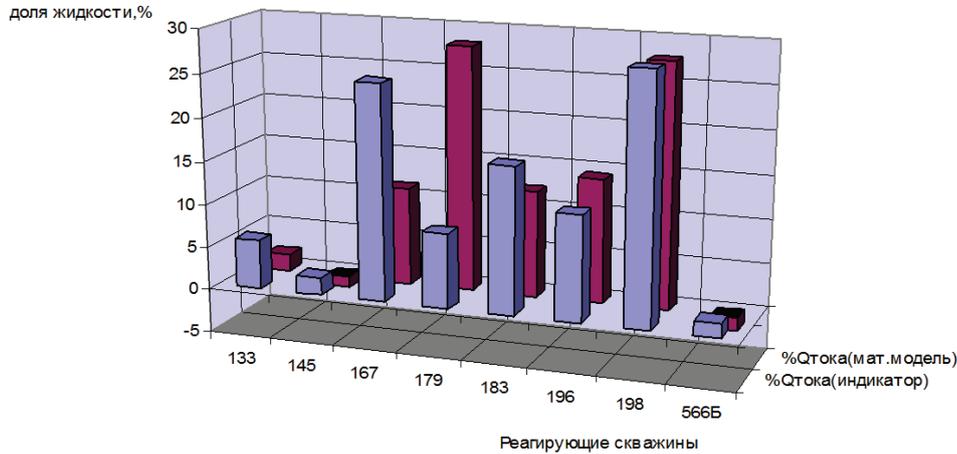


Рис. 5. Соотнесение векторов по данным математического анализа характера влияния закачки с результатами исследований индикаторных жидкостей по скв. 147

В зоне влияния нагнетательной скв. 169 закачивали раствор нитрата аммония. Отбор проб проводили по добывающим скв. 137, 153, 167, 187, данные приведены на рисунках 6 и 7. Анализ результатов исследований показал, что основные объемы меченой жидкости от нагнетательной скв. 169 направлены к добывающим скв. 153, 167 и 187. В направлении этих скважин поступает более 95 % закачиваемой в скв. 169 воды. До 1,4 % закачиваемой воды поступает в добывающую скв. 137.



Рис. 6. Сопоставление скоростей перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скв. 169 Северо-Ореховского месторождения

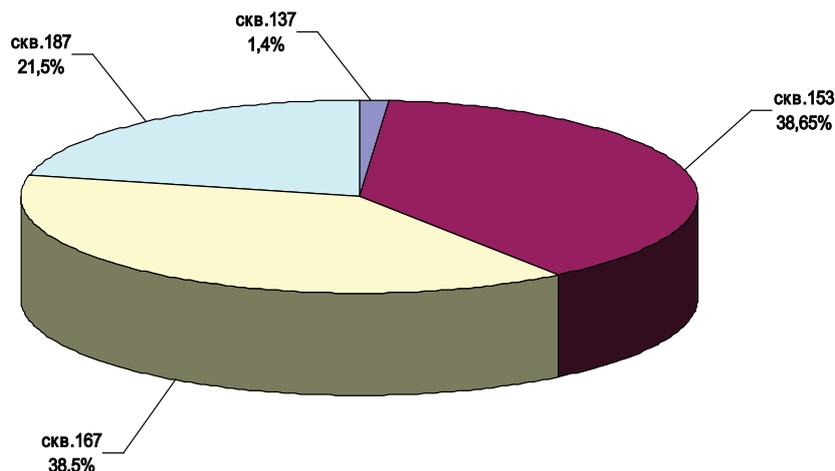


Рис. 7. Блок-диаграмма распределения фильтрационных потоков от нагнетательной скв. 169 Северо-Ореховского месторождения (закачка нитрата аммония)

Как видно из рисунков 8 и 9, скв. 153, 187, аккумулирующие основную долю тока, не эксплуатировались, следовательно, не учитывались в математическом анализе влияния. Отбор проб не производился по скв. 183, 149. Незначительный отрицательный характер влияния $-0,14\%$ соотносится с крайне низким объемом приходящейся жидкости в $1,4\%$ по скв. 137. По скв. 153 доля тока в $38,6\%$ по индикаторной оценке соотносится с положительным объемом в 65% по предложенной методике.

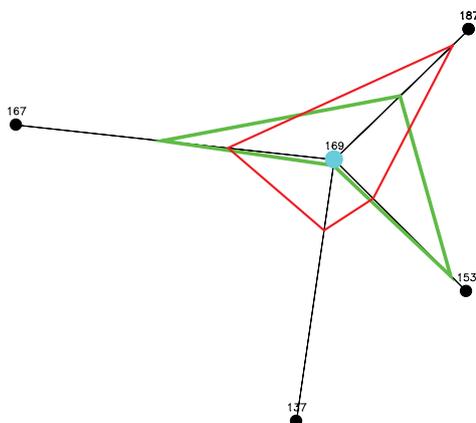


Рис. 8. Роза-диаграмма распределения основных фильтрационных потоков и максимальных скоростей движения меченой жидкости на участке нагнетательной скв. 169 Северо-Ореховского месторождения (пласт АС₁₋₃)

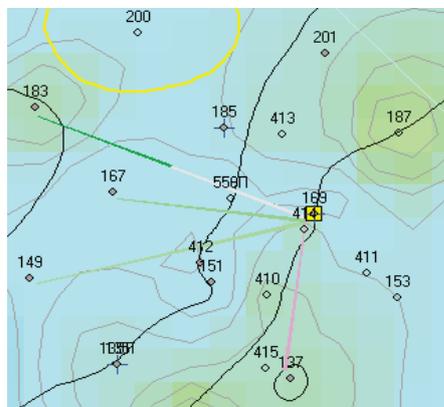


Рис. 9. Соотнесение структурного плана и характера распределения токов от нагнетательной скважины по окружению по данным множественного математического анализа влияния закачки по скв. 169

На рисунке 10 показано процентное соотношение приходящейся жидкости в направлении исследуемых реагирующих скважин.

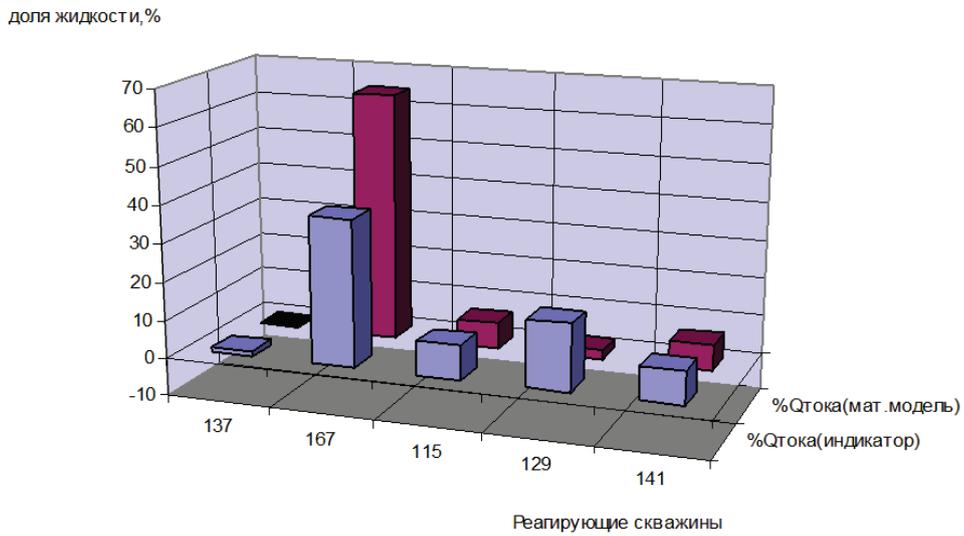


Рис. 10. Соотнесение векторов по данным математического анализа характера влияния закачки с результатами исследований индикаторных жидкостей по скв. 169

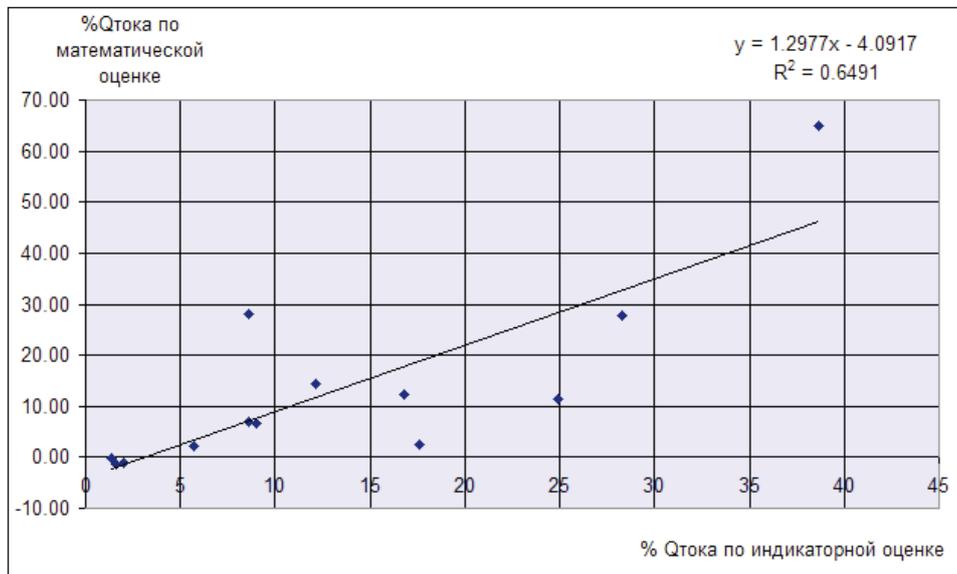


Рис. 11. Определение характера взаимосвязи по данным оценок объемов приходящейся жидкости методом индикаторных жидкостей и методом множественного математического анализа

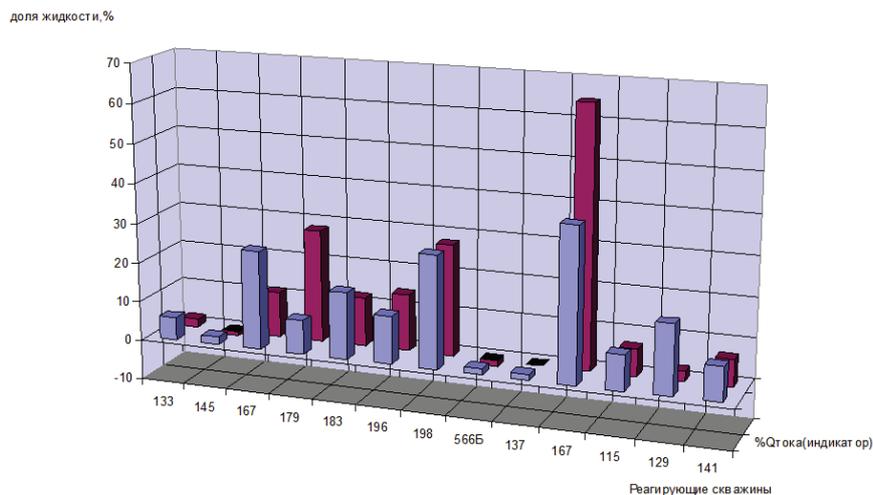


Рис. 12. Соотношение оценок объемов приходящейся жидкости методом индикаторных жидкостей и методом множественного математического анализа

Таким образом, по результатам проведенных исследований можно отметить следующее. Несмотря на наличие несопоставимости сравниваемых данных, связанной с отбором проб по неэксплуатируемым (немоделируемым) скважинам, отбором проб не по всему окружению, отмечается прямая положительная корреляция между данными оценки по индикаторным закачкам и данными многофакторного математического анализа (рис. 11, 12). Сходимость результатов составляет 65 %.

Библиографический список

1. Аширов К. Б. Трециноватость коллекторов месторождений Куйбышевской области // Геология и разработка нефтяных месторождений: тр. Гипровостокнефть. – 1961. – Вып. 3. – С. 3–21.
2. Соколовский Э. В., Соловьев Г. Б., Тренчиков Ю. И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986. – 158 с.
3. Дягилев В. Ф., Кононенко А. А., Леонтьев С. А. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта ЮВ₁¹ Чистинного месторождения // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 1. – С. 93–101.
4. Чернокожев Д. А. Совершенствование технологии индикаторных исследований для оценки фильтрационной неоднородности межскважинного пространства нефтяных пластов: дис. ... канд. техн. наук. – Дубна, 2008. – 141 с.
5. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи / В. А. Коротенко [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104 с.

Сведения об авторах

Дягилев Валерий Федорович, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, тел. 89199367828, e-mail: glibazval.dyagilev@yandex.ru

Полищук Сергей Тимофеевич, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, e-mail: 201819@bk.ru

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры нефтегазового дела, филиал Тюменского индустриального университета, г. Нижневартовск, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Спасибов Виктор Максимович, д. т. н., профессор кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: spasi-bovvtm@tyuiu.ru

Information about the authors

Dyagilev V. F., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, phone: 89199367828, e-mail: glibazval.dyagilev@yandex.ru

Polishchuk S. T., Senior Lecturer at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, e-mail: 201819@bk.ru

Leontev S. A., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Nizhnevartovsk branch of Industrial University of Tyumen, Professor, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Spasibov V. M., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Cybernetic Systems, Industrial University of Tyumen, e-mail: spasi-bovvtm@tyuiu.ru

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕРАВНОВЕСНОСТИ
ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ
РАБОТЫ СКВАЖИНЫ**

А. В. Иванов^{1,2}, С. В. Степанов^{1,2}, С. А. Левагин^{1,2}

¹Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

Аннотация. Рассмотрены результаты применения разработанной компьютерной программы для численного исследования эффективности работы нефтяной скважины на примере объекта, по своему геологическому строению и геолого-физическим характеристикам аналогичного пласту БВ8(1–2) Самотлорского месторождения. Компьютерная программа создана на основе физико-математической модели, описывающей фильтрацию нефти и воды в пласте, в том числе и с учетом неравновесных относительных фазовых проницаемостей.

Ключевые слова: неравновесная фильтрация; неравновесные фазовые проницаемости; моделирование одиночной скважины; эксплуатация нефтяных скважин

**EFFECT OF NON-EQUILIBRIUM RELATIVE PERMEABILITY
ON WELL PERFORMANCE**

A. V. Ivanov^{1,2}, S. V. Stepanov^{1,2}, S. A. Levagin^{1,2}

¹Tyumen State University, Tyumen, Russia

²LLC «Tyumen Oil Research Center», Tyumen, Russia

Abstract. The article discusses the results of applying the developed software for numerical analysis of the effectiveness of oil well work. We have studied the object which is similar to BV8(1–2) formation of the Samotlor oil field in its geology and geological and physical characteristics. The software has been created on the basis of physico-mathematical model describing the filtration oil and water in the reservoir, including taking into account the non-equilibrium relative permeability.

Key words: non-equilibrium flow; non-equilibrium relative permeability; single well modeling; oil well operation

Введение

На эффективность добычи нефти существенное влияние оказывает правильность выбора стратегии эксплуатации скважин, поскольку от этого зависят и стартовые дебиты скважин, и интенсивность изменения дебита с течением времени, и, как следствие, величина достигаемого коэффициента извлечения нефти (КИН). Для эффективного управления работой скважины с целью увеличения полноты извлечения нефти необходимо адекватно понимать пластовые процессы и иметь соответствующие инструменты для принятия технологических решений. В качестве основы для такого инструмента может выступать физико-математическая модель, позволяющая на достаточно детальном уровне имитировать работу скважины.

Как следует из фактических данных по работе скважин, динамика их технологических показателей очень часто характеризуется резко выраженной немонотонностью. Проблема изучения физических и/или технологических факторов, обу-

словливающих немонотонную, часто с выраженными пульсациями динамику показателей работы скважины, на сегодняшний день до конца не изучена, но имеется ряд работ, посвященных данному направлению. Так, в работе С. В. Степанова [1] сложный характер обводнения скважин объясняется с позиции комплексного влияния нескольких факторов: конусообразования, притока воды с контура питания скважины, а также протекающих на их фоне упруго-деформационных процессов. С точки зрения геологического строения и тектонических процессов данное явление рассматривает О. Н. Пичугин с соавторами [2]: «...такое поведение динамических показателей работы скважины может быть объяснено с позиции разломно-блокового строения, в соответствии с которым пульсационные характеристики режимов работы скважины объясняются соответствующими колебательными движениями блоков». В монографии М. М. Хасанова, Г. Т. Булгаковой [3] отмечается, что «...колебания на самом деле связаны с внутренними свойствами пластовых систем...», при этом авторы делают акцент на неравновесность пластовых процессов.

Опыт математического моделирования работы отдельных скважин даже с использованием секторных моделей, как правило, демонстрирует невозможность гидродинамических симуляторов с достаточной степенью детальности имитировать сложную немонотонную динамику технологических показателей. В этой связи необходимо использовать специализированное программное обеспечение.

На сегодняшний день существуют специализированные программные продукты, позволяющие имитировать работу отдельных скважин, однако сложность многофазной фильтрации вблизи скважин, которая часто не может быть объяснена с позиции традиционных физико-математических моделей, обуславливает необходимость разработки собственного оригинального программного обеспечения. В частности, это касается учета влияния нелинейных эффектов и неравновесности на относительные фазовые проницаемости (ОФП). При этом фактор неравновесности является значительно менее изученным.

Учитывая вышесказанное, целью работы являлось численное исследование влияния динамики дебита жидкости на эффективность добычи нефти с учетом и без учета неравновесности ОФП. При этом задачи работы состояли в следующем:

1. Создание компьютерной программы для детальной имитации работы нефтяной вертикальной скважины, физико-математическая модель которой учитывает нестационарные эффекты, неравновесные ОФП и неоднородность пласта.
2. На созданной программе расчет вариантов с разными динамиками отбора жидкости — режимами работы скважины (с постоянным, падающим, растущим, фактическим отбором жидкости) для пластов с однородным, слоисто-неоднородным, случайно-неоднородным распределением свойств.
3. Расчет всех вариантов в условиях неравновесных ОФП.
4. Анализ полученных результатов.

Физико-математическая модель

Рассмотрим задачу изотермической неравновесной двухфазной (нефть — вода) фильтрации в горизонтально ориентированном пласте постоянной мощности. Скважину считаем вертикальной, в общем случае несовершенной по степени вскрытия пласта. Также примем допущение, что течение флюидов может быть описано в системе координат r - z . С учетом сделанных допущений система уравнений имеет вид

$$\begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_w \frac{\partial p_w}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_w \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r R_o \frac{\partial p_o}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[Z_o \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) + q_o \\ S_w + S_o = 1 \\ \gamma_w = \rho_w g \quad \gamma_o = \rho_o g \\ p_o - p_w = p_c(S_w) \end{cases}, \quad (1)$$

где $R_w = \frac{k_h f_w}{\mu_w B_w}$, $R_o = \frac{k_h f_o}{\mu_o B_o}$, $Z_w = \frac{k_v f_w}{\mu_w B_w}$, $Z_o = \frac{k_v f_o}{\mu_o B_o}$ — горизонтальные и вертикальные проводимости нефтяной и водной фаз; k_h, k_v — абсолютная проницаемость в горизонтальном и вертикальном направлениях; f_w, f_o — ОФП воды и нефти; μ_w, μ_o — вязкость воды и нефти; B_w, B_o — объемный коэффициент воды и нефти; ρ_w, ρ_o — истинная плотность воды и нефти; p_w, p_o — давление воды и нефти; ϕ — пористость; q_w, q_o — источникные члены для воды и нефти; S_w, S_o — насыщенность воды и нефти; $p_c(S_w)$ — функция капиллярного давления от водонасыщенности.

Система дифференциальных уравнений (1) решается методом IMPES [4], причем в конечно-разностные уравнения входят неявные коэффициенты, в результате чего для решения требуются итерации. Тестирование созданной программы показало хорошее соответствие с точным решением задачи Баклея — Леверетта и решением задачи плоскорадиального потока однородной упругой жидкости (рис. 1, 2).

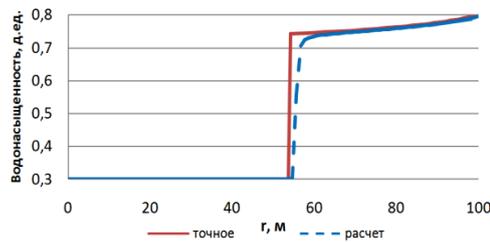


Рис. 1. Сравнение с точным аналитическим решением задачи Баклея — Леверетта

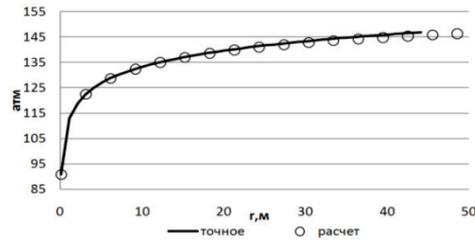


Рис. 2. Сравнение с точным аналитическим решением пластового давления плоскорадиального потока упругой жидкости

Также оценивалось влияние капиллярного давления на структуру фронта вытеснения, в итоге чего установлено, что у численного решения имеется правильная тенденция в поведении стабилизированной зоны в сравнении с решением задачи Раппопорта — Лиса (рис. 3).

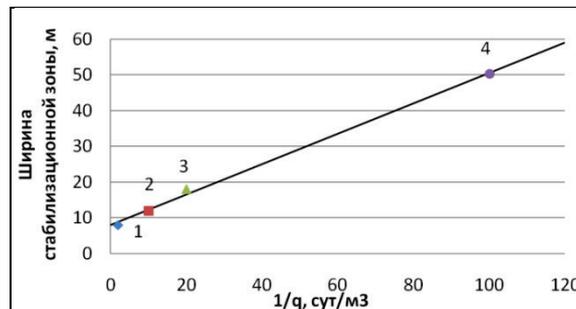


Рис. 3. Качественная оценка влияния скорости фильтрации на ширину стабилизационной зоны в задаче Раппопорта — Лиса (приемистость по вариантам соответственно 0.5, 0.1, 0.05, 0.01 м³/сут)

В численных расчетах использовалась модель неравновесной фильтрации Баренблатта [3], которая заключается в разделении насыщенности на активную \tilde{s} и пассивную s , связанные уравнением $\tilde{s} = s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}$, где τ — время релаксации. Неравновесные ОФП при мгновенной насыщенности s равны соответствующим рав-

новесным ОФП при эффективной насыщенности \tilde{s} , то есть $\tilde{f}_l(s) = f_l(\tilde{s}) = f_l\left(s + \tau \frac{\partial s}{\partial t}\right)$, где \tilde{f}_l — неравновесные ОФП; $l = w, o$.

Из этой модели видно, что интенсивность неравновесных процессов наиболее значительно происходит в областях пласта, в которых имеется наиболее интенсивное во времени изменение насыщенности. Следовательно, неравновесный характер ОФП сильнее всего будет проявляться в призабойной зоне пласта. Вид кривых ОФП, используемых в расчетах, представлен на рисунке 4.

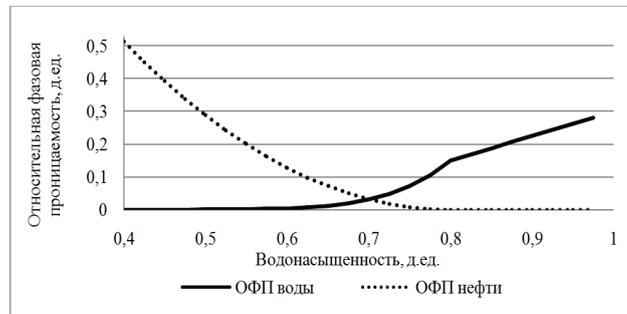


Рис. 4. ОФП нефти и воды

Был проведен анализ чувствительности численной модели к изменению времени релаксации (рис. 5). Изменение времени релаксации на ± 1 сут относительно базового значения (50 сут) не приводит к существенному изменению динамики обводнения. Численные решения устойчивы к малым возмущениям, то есть осцилляции носят физический, а не численный характер. По динамике накопленной добычи нефти с этими временами релаксации различие составляет не более 0,6 %.

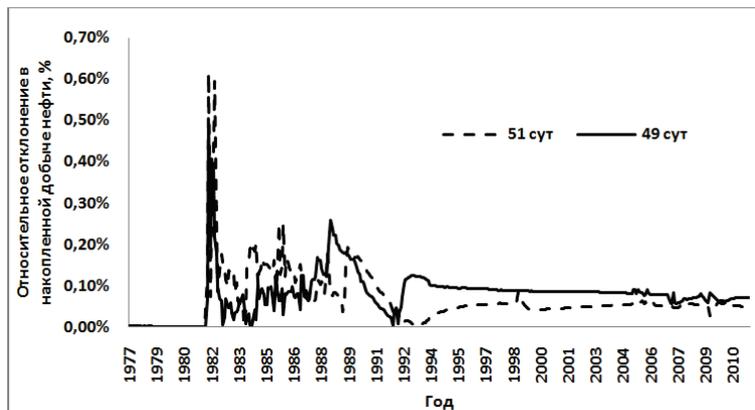


Рис. 5. Анализ чувствительности решения к изменению времени релаксации

Исходя из средних скоростей фильтрации в пласте, характерное время релаксации составляет порядка года, тем не менее, относительно величины времени релаксации нет однозначной оценки. Так, в работе [3] утверждается, что влияние неравновесности проявляется уже при времени релаксации равном 6 суткам. В этой связи предварительно проведено исследование влияния величины времени релаксации на динамику обводненности работающей скважины. Получено, что при неравновесных ОФП на кривой динамики обводненности проявляется выра-

женный пульсационный характер, причем с увеличением величины времени релаксации пульсации увеличиваются. Исходя из сопоставления реальной и расчетной динамик обводненности, для рассматриваемой системы пласт — флюид время релаксации составляет ориентировочно 100 суток. В дальнейшем расчеты при неравновесных ОФП проводились при данной величине времени релаксации.

Результаты расчетов

Расчеты проводились на модели типовой скважины, по своим средним геолого-физическим характеристикам аналогичной пласту БВ8(1-2) Самотлорского месторождения. В моделях пласт представлен тремя типами строения: однородным, слоисто-неоднородным, случайно-неоднородным. Режимы работы скважин задавались различной динамикой дебита жидкости — постоянной, растущей, падающей, немонотонной (соответственно режимы 1–4) (рис. 6) с учетом и без учета неравновесности ОФП. Режим 4 (немонотонный) соответствует реальной динамике дебита жидкости одной из скважин. Отметим, что все варианты режимов работы скважины обеспечивают одинаковый накопленный отбор жидкости за рассматриваемый промежуток времени работы скважины.

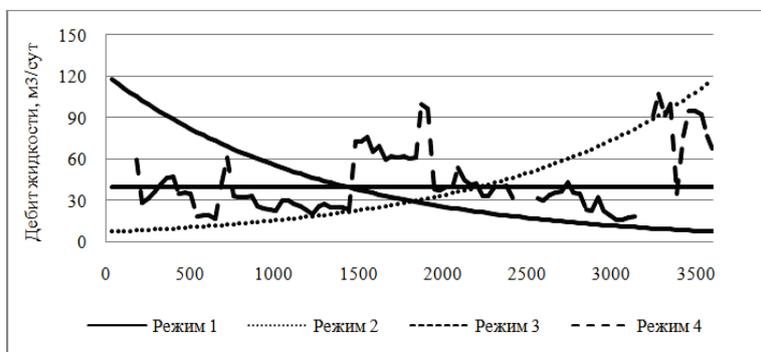


Рис. 6. Варианты динамики дебита жидкости

Результаты расчетов для всех типов строения пласта и режимов работы скважин в случае равновесных ОФП приводятся на рисунках 3–5. Для сравнения они представлены в виде характеристики вытеснения, построенной в координатах КИН от обводненности. Для всех рассмотренных случаев геологического строения скважина, работающая на режиме 3 (форсированном режиме отбора жидкости в начале эксплуатации), обводняется наиболее интенсивно, а на режиме 2 (растущем отборе жидкости) отмечается самая высокая добыча нефти в течение безводного периода эксплуатации. В то же время наиболее высокий КИН достигается при эксплуатации скважины на режиме 3, минимальный КИН получен на режиме 2. Анализ полей насыщенности показал, что скважина на режиме 3 обводняется больше за счет притока подошвенной воды, а на режиме 4 — преимущественно за счет притока законтурной воды. Для остальных режимов оба фактора действуют совместно и примерно в равной степени.

Из сравнения рисунков 7–9 видно, что для случая однородного пласта динамика обводнения имеет монотонный характер, а для случаев неоднородного пласта — слабо выраженный немонотонный характер. Этот результат отличается от представленного в работе [1], где показано, что и для однородного пласта может иметь место немонотонная динамика обводненности. Для объяснения данного факта на разработанной программе были проведены расчеты при тех же геолого-физических характеристиках, что и в работе [1].

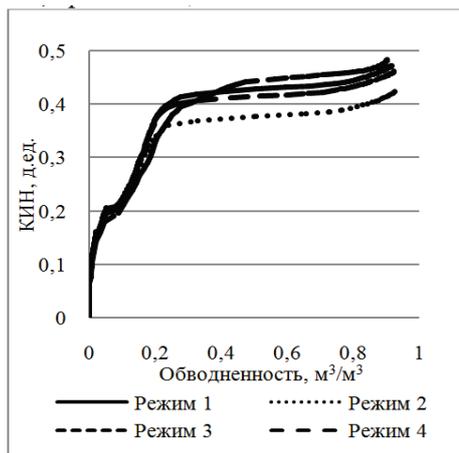


Рис. 7. Характеристики вытеснения для однородного пласта при разных режимах работы скважины в случае равновесных ОФП

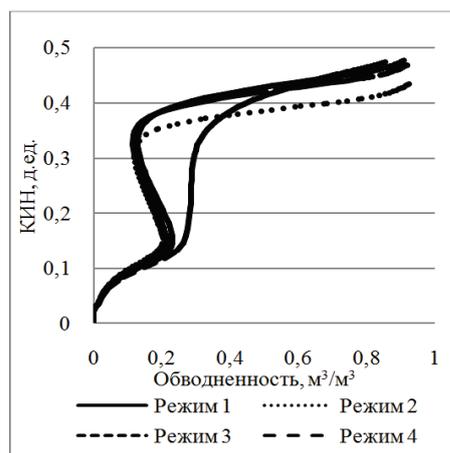


Рис. 8. Характеристики вытеснения для слоисто-однородного пласта при разных режимах работы скважины в случае равновесных ОФП

В результате для случая однородного пласта также был получен выраженный немонотонный характер обводнения скважины. Это означает, что даже для однородного пласта специфика динамики обводненности имеет индивидуальные особенности, проявляющиеся в зависимости от значимости тех или иных факторов.

На рисунках 10, 11 представлены результаты расчетов, выполненные для однородного и случайно-неоднородного пластов при разных режимах работы скважины в случае неравновесных ОФП. Видно, что неравновесные ОФП приводят к пульсациям обводненности при любом режиме работы скважины и для любого строения пласта. В начальный период эксплуатации скважины отмечается повышение амплитуды колебаний при увеличении отборов жидкости.

Наиболее существенные отличия получены при сравнении с результатами расчетов в случае равновесных ОФП. Для одного и того же типа строения пласта и режима работы скважины динамика обводнения и, соответственно, добычи нефти имеет абсолютно разный характер, что хорошо видно по характеристикам вытеснения. Также поменялась и приоритетность режимов эксплуатации скважины. Если в случае равновесных ОФП режим 3 позволял достигнуть наиболее высокого КИИ, то в случае использования неравновесных ОФП получена минимальная величина КИИ. Все представленные расчетные варианты характеризуются различной величиной накопленной добычи нефти.

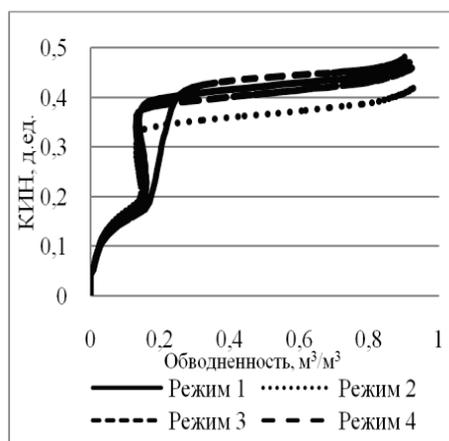


Рис. 9. Характеристики вытеснения для случайно-неоднородного пласта при разных режимах работы скважины в случае равновесных ОФП

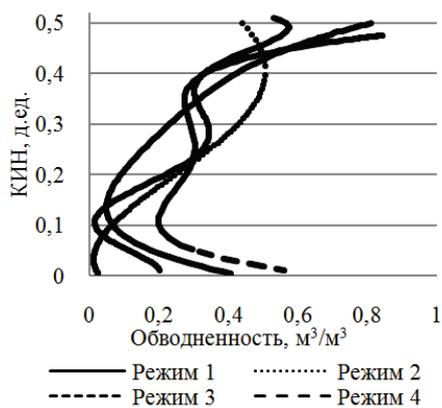


Рис. 10. Характеристики вытеснения для однородного пласта при разных режимах работы скважины в случае неравновесных ОФП

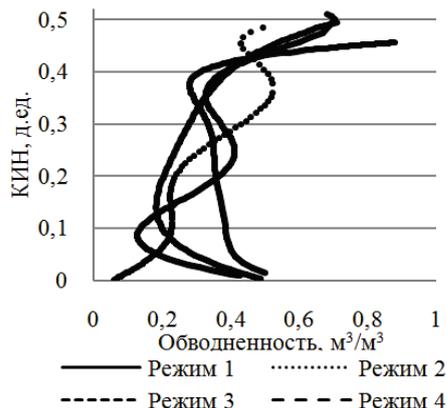


Рис. 11. Характеристики вытеснения для случайно-неоднородного пласта при разных режимах работы скважины в случае неравновесных ОФП

Показаны отклонения в накопленной добыче нефти в зависимости от учета неравновесности ОФП (таблица). Видно, что фактор неравновесности ОФП влияет на величину накопленной добычи нефти в различной степени в зависимости от типа неоднородности и режима работы скважины, а относительное отклонение достигает в рамках рассмотренных примеров 17,1 %. Следовательно, при поскважинной адаптации гидродинамической модели неучет фактора неравновесности ОФП может привести к необходимости использования в модели каких-то других факторов, что в конечном итоге отражается на адекватности модели и, соответственно, на качестве прогнозных расчетов.

Отклонения в накопленной добыче нефти в зависимости от учета неравновесности ОФП

Тип неоднородности	Режим работы скважины	Абсолютное отклонение, тыс. т	Относительное отклонение, %	Максимальное отклонение в накопленной добыче нефти при разных режимах, тыс. т	
				Равновесные ОФП	Неравновесные ОФП
Однородный	1	4,8	5,6	10,3	6,3
	2	13,0	17,1		
	3	1,5	1,8		
	4	8,8	10,6		
Слоисто-неоднородный	1	3,2	3,8	7,4	9,7
	2	9,5	12,2		
	3	3,2	3,8		
	4	7,5	8,9		
Случайно-неоднородный	1	1,5	1,8	10,9	6,8
	2	9,8	13,0		
	3	1,5	1,8		
	4	9,3	11,3		

В таблице показаны максимальные отклонения в накопленной добыче нефти в зависимости от режима работы скважины. Видно, что специфика режима работы скважины — динамики дебита жидкости влияет на величину накопленной добычи нефти. При этом в зависимости от типа неоднородности пласта и равновесности/неравновесности ОФП не выявляются какие-то тенденции. Это означает, что

выбор максимально эффективного режима работы скважины имеет индивидуальный характер, исходя из проявления особенностей строения пласта и фактора неравновесности ОФП.

Выводы

На примере типовой скважины пласта БВ8(1–2) Самотлорского месторождения с использованием разработанной компьютерной программы проведены исследования влияния динамики дебита жидкости на динамику обводненности и накопленную добычу нефти. Выявлено, что неравновесные эффекты существенно влияют на работу скважины, при этом чем более неоднороден пласт, тем выше влияние. Учет неравновесности ОФП позволил имитировать сложную немонотонную динамику обводненности реальной скважины.

Сравнивая накопленную добычу нефти рассчитанных вариантов при равновесных и неравновесных ОФП, можно сделать вывод, что влияние неравновесности на эффективность работы скважины зависит от режима работы скважины. Максимальный прирост в накопленной добыче нефти достигается при растущем дебите жидкости, в рамках рассмотренных примеров относительное отклонение составляет 17,1 %. При падающем режиме работы эффект отрицательный — 3,8 %, а при постоянном и немонотонном в среднем небольшой прирост в 7 %.

Учет фактора неравновесности также повлиял на приоритетность режимов эксплуатации скважины. Так, например, если в случае равновесных ОФП режим с падающим дебитом жидкости позволял достигнуть наиболее высокого КИН, то при неравновесных ОФП получена минимальная величина КИН. Для всех рассмотренных строений пласта при неравновесных ОФП максимальный КИН достигается при немонотонном режиме работы скважины.

По результатам расчетов установлено, что выбор режима эксплуатации скважин и учет неравновесности ОФП могут существенно повлиять на выбор оптимального сценария дальнейшей разработки месторождения и требуют дальнейшего изучения вопросов использования неравновесных ОФП при проведении гидродинамических расчетов.

Библиографический список

1. Степанов С. В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 72–74.
2. Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях / О. Н. Пичугин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 5–15.
3. Хасанов М. М., Булгакова Г. Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.
4. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем / Пер. с англ. А. В. Королева, В. П. Кестнера – М.: Недра, 1982. – 407 с.

Сведения об авторах

Иванов Александр Владимирович, аспирант кафедры механики многофазных сред, Тюменский государственный университет, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, тел. 8(3452)529090, e-mail: avivanov8@tnc.rosneft.ru

Степанов Сергей Викторович, д. т. н., к. ф.-м. н., доцент, Тюменский государственный университет, старший эксперт Экспертного совета, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, тел. 8(3452)529090, e-mail: svstepanov@tnc.rosneft.ru

Левагин Сергей Анатольевич, эксперт Экспертного совета, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)529090, e-mail: salevagin@tnc.rosneft.ru

Information about the authors

Ivanov A. V., Postgraduate at the Department of Mechanics of Multiphase Media, Tyumen State University, Chief Specialist, LLC «Tyumen Oil Research Center», phone: 8(3452)529090, e-mail: avivanov8@tnc.rosneft.ru

Stepanov S. V., Doctor of Engineering, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Tyumen State University, Chief Expert, LLC «Tyumen Oil Research Center», phone: 8(3452)529090, e-mail: svstepanov@tnc.rosneft.ru

Levagin S. A., Expert, LLC «Tyumen Oil Research Center», Tyumen State University, phone: 8(3452)529090, e-mail: salevagin@tnc.rosneft.ru

УДК 622.276

**СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
НА ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ЛАТЕРАЛЬНОЙ
НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА ПК_{1,3}**

И. В. Коваленко¹, С. К. Сохошко², Д. И. Тенгелиди¹, И. М. Ниткалиев¹

¹ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. В работе описаны роль учета латеральной неоднородности континентальных отложений, актуализация стратегии бурения и прогнозирование элементов залегания пласта. Цель работы заключается в описании подходов для подбора наиболее оптимального расположения скважины при планировании бурения, с учетом постоянно пополняемой и обновляемой геологической информации о пласте.

Ключевые слова: континентальный генезис отложений; неоднородность; стратегия бурения

**DRILLING STRATEGY OF HORIZONTAL WELLS
AT THE VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE OIL FIELD
IN CONDITIONS OF HIGH LATERAL
HETEROGENEITY OF THE PK_{1,3} FORMATION**

I. V. Kovalenko¹, S. K. Sokhoshko², D. I. Tengilidi¹, I. M. Nitkaliev¹

¹LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The article describes the role of the account the lateral heterogeneity of the continental sediments, updating of drilling strategy, and prediction of the occurrence of the formation. Our aim is to describe approaches for the selection of the most optimal arrangement of wells in drilling strategy, taking into account the constantly updated geological information about the formation.

Key words: continental genesis of sediments; heterogeneity; drilling strategy

Введение

На текущий момент пласт ПК_{1,3} Восточно-Мессояхского месторождения находится на этапе полномасштабного эксплуатационного бурения. Трудности разработки таких отложений описаны во многих источниках, и существует множество статей, освещающих данную проблематику [1–3]. В таких отложениях одним из обязательных условий стратегии бурения становится планирование пилотного ствола, способствующего изучению геологического разреза и дальнейшей успешной проводки горизонтальных стволов. Однако геология данных отложений не позволяет с достаточной степенью уверенности сказать, какое количество данных скважин пилотов будет достаточным. Пример латеральной и вертикальной неод-

нородности Восточно-Мессояхского месторождения показан на рисунке 1. На расстоянии 400 м между скважинами наблюдается резкое изменение не только качества коллекторов, но и характера их насыщения.

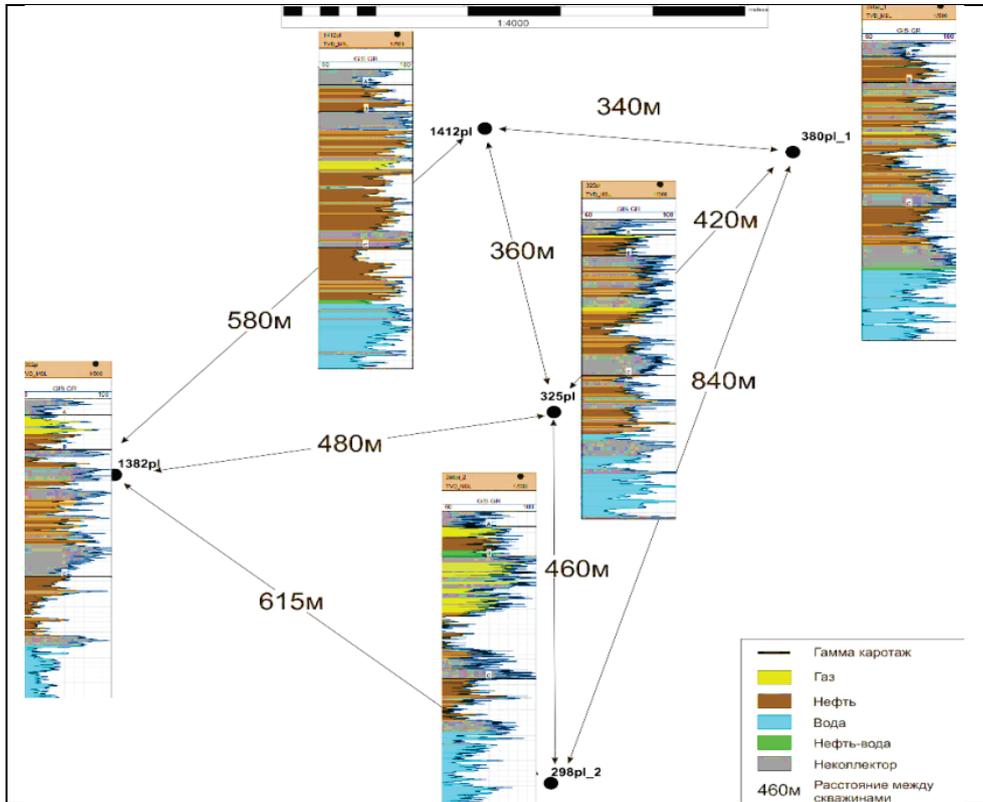


Рис. 1. Обзорная схема расположения пилотов и неоднородность разреза по вертикали

В связи с этим стратегия бурения горизонтальных скважин не должна являться статичной, а должна постоянно адаптироваться под новую получаемую геологическую информацию, в том числе и в режиме реального времени. Таким образом, геонавигация при сопровождении бурения является неотъемлемой частью такой стратегии.

На рисунке 2 схематично изображены эволюция стратегии бурения пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения и основные изменения в геологической концепции отложений.

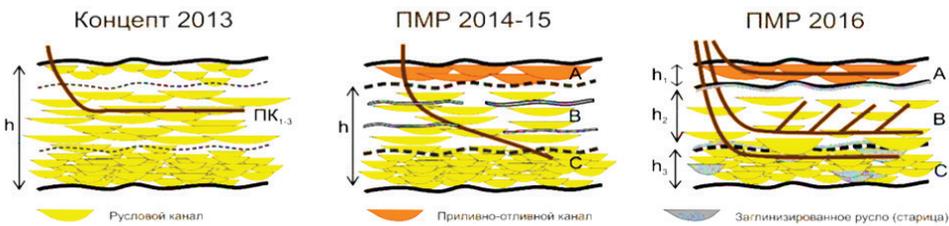


Рис. 2. Изменение геологической концепции и стратегии бурения с годами

Полномасштабная разработка 2014–2015 гг.

В процессе эксплуатационного бурения подтвердилась высокая неоднородность распределения песчаника и коллекторских свойств как по разрезу, так и по латерали. В результате выполненных исследовательских работ на сегодня сформировано следующее представление о геологическом строении продуктивного интервала: разрез состоит из трех интервалов (циклитов *A*, *B*, *C*), разделенных первоначально поверхностями затопления. Условия формирования отложений каждого циклита устоявлены по результатам седиментологического анализа данных керна и материалам региональной геологии: отмечается переход от континентальных отложений (система меандрирующих русел) в нижней части (циклит *C*), до мелководно-морских отложений (фронт дельты) в кровельной части (циклит *A*).

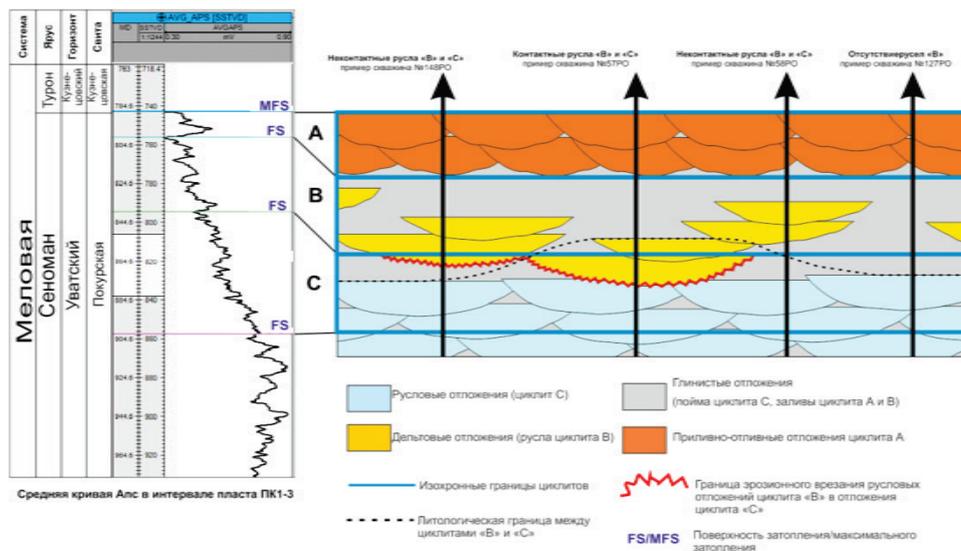


Рис. 3. Принципиальная схема строения продуктивного разреза

На рисунке 3 приведена принципиальная схема строения продуктивного разреза. Анализируя кривые геофизических исследований, можно достаточно уверенно идентифицировать границу между циклами *A* и *B*. Однако при корреляции границы между интервалами *B* и *C* возникают трудности, и в первую очередь в местах предполагаемых эрозивных врезаний каналов циклита *B*. В этой связи для определения изначального положения циклитов реализован способ создания средней кривой $\alpha_{дс}$, описанный в работе [4]. На ее основе установлено первоначальное (стратиграфическое) положение границ циклитов, которое затем скорректировано для границы между циклитами *B* и *C*: граница проведена по кровле выдержанных коллекторов, приуроченных к русловым отложениям континентальной равнины (коллектора характеризуются большой мощностью и выдержанностью по разрезу, в большинстве случаев отсутствием мощных глинистых пропластков). Такое разделение разреза пласта ПК_{1,3} позволяет разделить разрез по контрасту фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Благодаря выполненной типизации разрезов скважин с привлечением данных сейсморазведочных исследований удалось закартировать области развития преимущественно русловых отложений, обладающих улучшенными ФЕС.

Помимо установленных закономерностей распределения отложений по площади и разрезу, уточнена методика расчета проницаемости коллекторов, переоценка которой стала одной из ключевых проблем полномасштабной разра-

ботки (ПМР) 2014–2015 гг. Выполненный объем керновых исследований в совокупности с имеющимися методами ГИС позволяет количественно оценить долю глинистой составляющей порового пространства, которая оказывает прямое влияние на проницаемость.

На рисунке 4 приведены кросс-плоты зависимостей проницаемости от открытой пористости (а) и от эффективной пористости (б), учитывающей долю глинистой составляющей. Как видно из примера, во втором случае разброс фактических значений проницаемости от рассчитанных намного ниже, чем в первом.

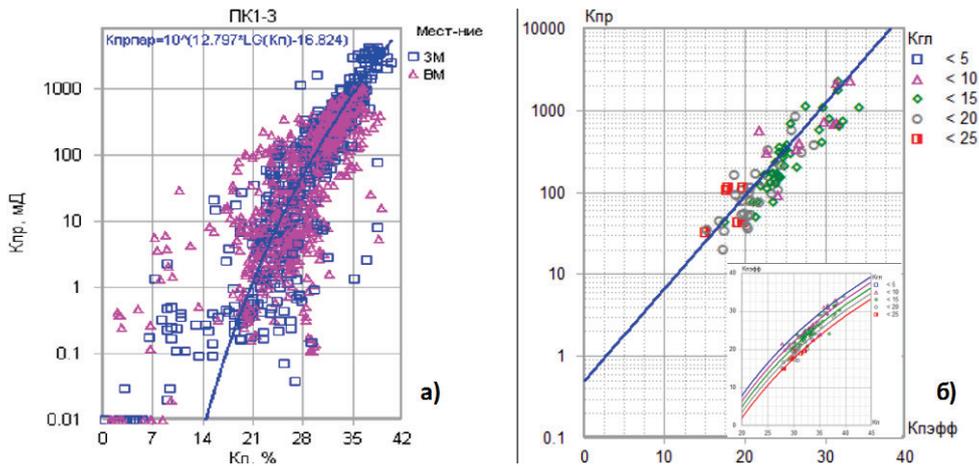


Рис. 4. Зависимость проницаемости от открытой пористости (а) и от эффективной пористости (б)

Новая стратегия бурения (полномасштабная разработка 2016 г.)

Обновление концептуальных представлений на основе новых скважинных данных фонда ПМР (18 горизонтальных и 9 пилотных стволов) выявило необходимость пересмотра стратегии бурения с целью оптимизации профиля добычи, что главным образом связано со следующими причинами:

- значительное недостижение проектных дебитов скважин ПМР, пробуренных в циклит В;
- наличие зон гидродинамической разобщенности циклита А и циклитов В + С;
- недоизученность потенциала циклита А;
- наличие локальных газонасыщенных и водонасыщенных пропластков;
- существенные различия эффективности проводки скважин в зависимости от принадлежности к циклиту;
- неподтверждение прогнозных параметров на удалении уже первых сотен метров от опорного пилотного ствола в циклите В.

Комплекс сформированных мероприятий доизучения залежи, направленный на снятие и снижение вышеописанных неопределенностей, включает в себя следующие ключевые решения:

- ориентация зон первоочередного бурения на наиболее уверенные, выдержанные отложения циклита С в районы с нефтенасыщенными толщинами (более 12–15 м), рентабельными для разработки;
- запись гамма-гамма плотностного (ГГК-П) и нейтрон-нейтронного каротажей (ННК) в транспортной секции ствола для оценки характера насыщения циклитов А и В, а также изучения их ФЕС при бурении скважин на циклит С;

- опытно-промышленные работы (ОПР) в безгазовый цикллит А для оценки продуктивности скважин, планируемых в краевые зоны залежи;
- ОПР по бурению горизонтальных стволов с многозабойным заканчиванием и бурению скважин по технологии Fishbone.

В рамках ОПР куста № 38 были пробурены 3 скважины с разным количеством отростков Fishbone, основные горизонтальные стволы при этом имеют как ниспадающие, так и восходящие профили с успешными срезками отростков Fishbone (рис. 5). Наличие мощного руслового канала позволило провести горизонтальный ствол скв. 182 преимущественно по коллектору с высокими ФЕС на абсолютную отметку 797 м, при этом вовлекая в разработку отделенные расчлененными отложениями коллектора на абсолютную отметку 777–780 м. Скважина 248 + 4FB была пробурена в разрезе пойменных отложений, что позволит оценить эффект применения технологии Fishbone в разных геологических условиях.

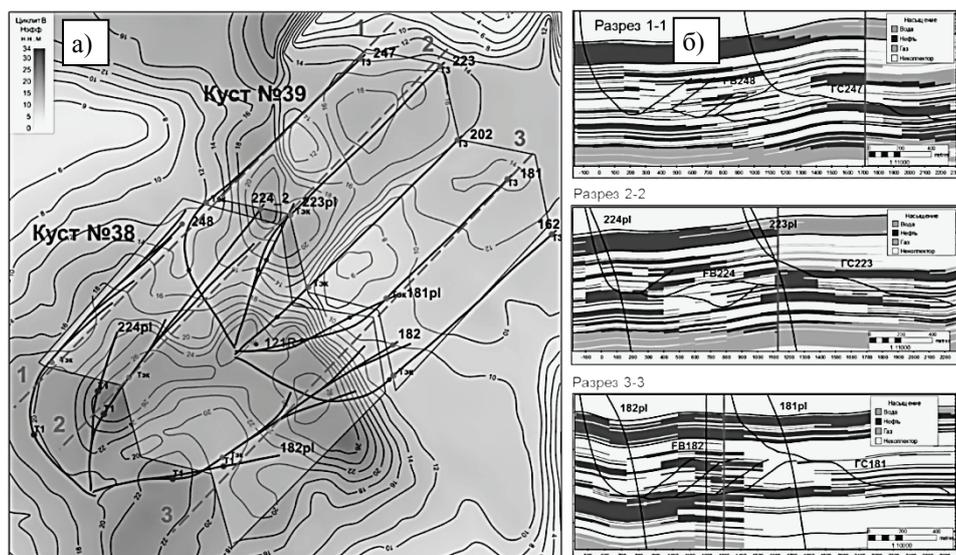


Рис. 5. Схема расположения скважин на карте эффективных нефтенасыщенных толщин циклита В (а) и разрезы вдоль горизонтальных скважин (б)

Анализ стартовых показателей работы скважин на 15-е сутки показал эффективность использования данной технологии как в сильно расчлененных коллекторах с низкими ФЕС, так и при наличии высокопроницаемых каналов в разрезе, прирост продуктивности оценивается на уровне 55 %.

Анализ результатов геонавигации и факта работы скважин пробуренного фонда свидетельствует о том, что наиболее эффективным способом проводки траектории является стратиграфическое бурение, когда профиль скважины параллельно повторяет изменения структуры, а в случае потери коллектора проводка осуществляется в зоне статистически наиболее вероятного вскрытия русловых отложений с большим шансом вскрытия коллекторов с высокими ФЕС.

Геонавигация горизонтальных стволов скважин в континентальных отложениях — весьма наукоемкий процесс, требующий наличия обширного геофизического комплекса исследований по причине отсутствия уверенных прослеживаемых границ-маркеров для привязки синтетических каротажей к опорным пилотным стволам. Кроме того, залежь пласта ПК_{1,3} Восточно-Мессояхского месторождения осложнена амплитудными и малоамплитудными разломами, которые могут стать причиной наличия резких границ «коллектор — неколлектор», фиксируемых ме-

тодами LWD вдоль направления бурения стволов скважин. Соответственно, от результата интерпретации этой границы (связано ли это со структурными особенностями или же с изменением фациальной зоны) зависит выбор решения. С целью сужения диапазона неопределенности в компоновку LWD включены азимутальные плотностные каротажи (имиджеры), определяющие структурные и геологические особенности элементов залегания. Анализ углов падения сейсмической структурной поверхности, привязанной к фактическим отбивкам пилотных стволов, в радиусе 100 м вдоль пробуренных горизонтальных скважин, отображает отсутствие резких изменений структуры (рис. 6), в то время как имиджеры показывают гораздо более широкий диапазон изменения элементов залегания, что, вероятно, связано с размерностью исследуемого пространства, однако несоответствие фактических поверхностей и интерпретируемых свидетельствует о большем вкладе аккреционных комплексов с косослоистыми текстурами отложений циклитов *B + C*. Поэтому потеря или встреча коллектора в данных геологических обстановках в первую очередь ассоциируются с фациальными, а не структурными границами, что подтвердилось бурением последующих скважин куста.

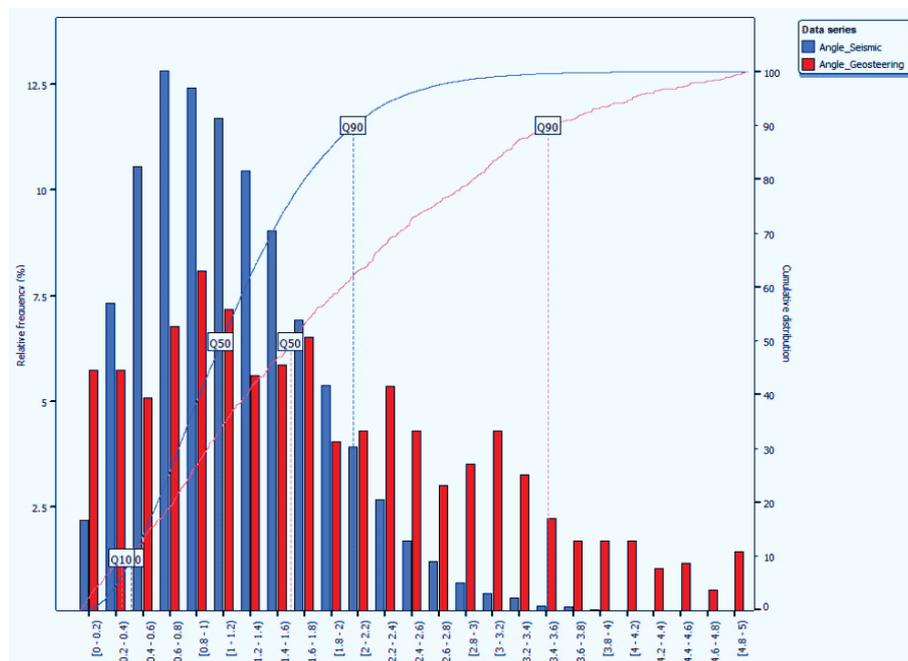


Рис. 6. Гистограммы распределения углов падения по структурной поверхности и результаты интерпретации имиджа плотности

Однако стоит отметить, что в неразбуренных зонах среднеквадратическая ошибка сейсмической поверхности достигает 10–15 м, поэтому благодаря качественной интерпретации имиджера удастся формировать представление о структурах на забое горизонтальных скважин, нацеленных на циклиты *B + C*, порой не изученных бурением пилотных стволов. Вклад данного метода наблюдается при сопровождении скважин на периклинальных областях района бурения, для которых характерны градиентные зоны со значительными углами падения. Целевым объектом краевых зон является безгазовый циклит *A*, представленный мелководноморскими отложениями, в значительной степени выдержанными по площади. Примером геонавигации в такой обстановке является скв. 1 163 куста № 38 (рис. 7), проведенная с эффективной длиной по коллектору 90 %.

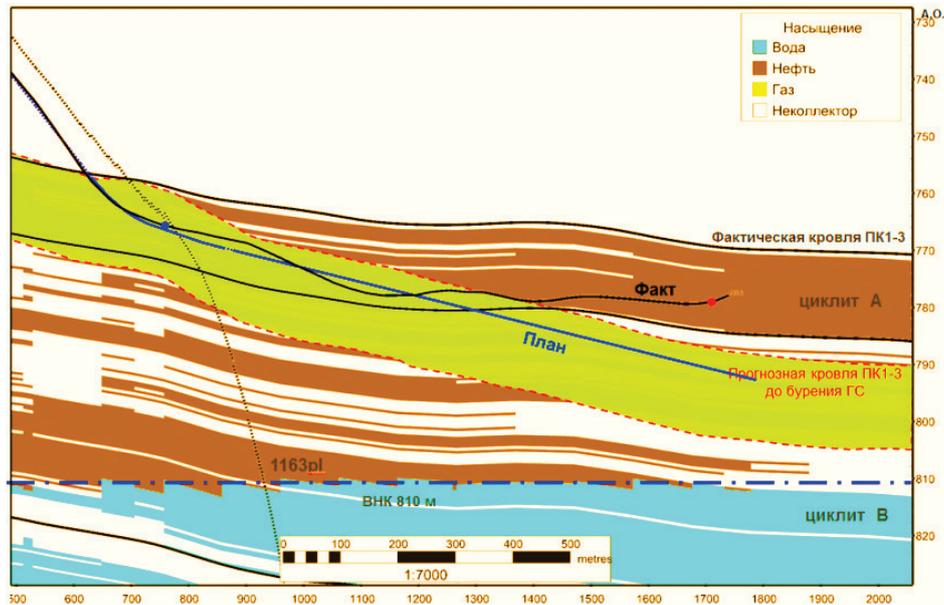


Рис. 7. Разрез по кубу насыщения вдоль горизонтальной скв. 1163

Попытка учета латеральной неоднородности на основе сейсмических данных была предпринята в районе кустов № 17–18 (рис. 8).

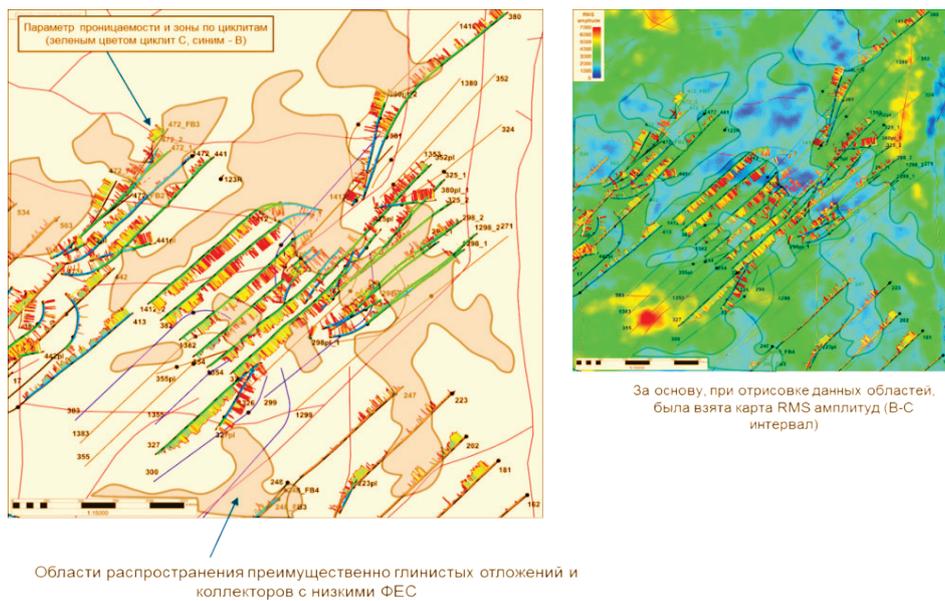


Рис. 8. Концептуальное геологическое представление района бурения кустов № 17–18

Несмотря на ориентацию скважин в цикллит С, где эффективность проходки по статистическим данным составляет 80 %, часть скважин попали в зону с развитием преимущественно глинистых отложений, вероятнее всего сформированных в условиях старицы или поймы. Пробурив несколько неуспешных скважин и получив качественную корреляцию с параметром RMS, было принято решение отказаться от

бурения скважины, попавшей в зону с максимальным развитием заглинизированной области, а также увеличить количество пилотных стволов, и изменить очередность бурения на кустах.

Выводы

Резюмируя все вышесказанное, можно представить текущую стратегию бурения следующим образом:

- бурение уверенных зон циклита *C*, параллельное изучение вышележащего разреза — поиск «sweetspots» в циклите *B*, концептуальная отрисовка изменения русловых тел на основе корреляции скважинных данных;
- использование статистических данных по пробуренному фонду для оценки потенциала скважин;
- планирование профиля скважины согласно стратиграфическому залеганию пласта;
- учет интерпретации имиджей, в первую очередь в краевых зонах;
- учет несогласного характера залегания отложений на границе циклитов *B* и *C*.

Библиографический список

1. State of Art in Prediction of Fluvial Sandbodies in Low Permeable Tyumen Formation of West Syberia / M. E. Martynov [et al.]. – SPE, 2014. – SPE 171171 RU.
2. Successful Application of Horizontal Well Completions for Development of Low Permeability Gas Reservoirs in a Complex Fluvial Deltaic Environment – A Case Study / H. A. Hazman [et al.]. – SPE, 2008. – SPE 116542.
3. Reservoir Characterization and Modelling of Stacked Fluvial/Shallow Marine Reservoirs: What is Important for Fluid-Flow Performance and Effective Reservoir Prediction? / A. S. Shell [et al.]. – SPE, 2007. – SPE 110348.
4. Зунде Д. А., Попов И. П. Методика построения сиквенс-стратиграфической модели покурской свиты // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 5. – С. 54–59.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохосшко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Тенгелиди Дмитрий Иванович, ведущий специалист, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Tengelidi.DI@gazpromneft-ntc.ru

Ниткалиев Ильнур Маратович, главный специалист, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Nitkaliev.IM@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Tengelidi D. I., Lead Specialist, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Tengelidi.DI@gazpromneft-ntc.ru

Nitkaliev I. M., Chief Specialist, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Nitkaliev.IM@gazpromneft-ntc.ru

УДК 553.98;536.2

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НАГНЕТЕНИЯ ТЕПЛОГО ГАЗА В НАСЫЩЕННЫЙ МЕТАНОМ И ЕГО ГИДРАТОМ ПЛАСТ

Н. Г. Мусакаев^{1,2}, С. Л. Бородин¹, Д. С. Бельских^{1,3}

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

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

³Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Приведено математическое описание процесса диссоциации газового гидрата при закачке в залежь, насыщенную в начальном состоянии метаном и его гидратом, теплого (с температурой, большей исходной температуры пласта) газа. Изучено влияние различных факторов на протекание данного процесса. Показано, что диссоциация газового гидрата в пористой среде при нагнетании в пласт теплого газа происходит на фронтальной границе.

Ключевые слова: газовый гидрат; фазовый переход; математическая модель; численная схема

MATHEMATICAL MODELING OF HEATED GAS DISSOCIATION PROCESS INTO THE RESERVOIR SATURATED WITH METHANE AND ITS HYDRATE

N. G. Musakaev^{1,2}, S. L. Borodin¹, D. S. Belskikh^{1,3}

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

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

³Tyumen State University, Tyumen, Russia

Abstract. The article presents the mathematical modeling of heated gas dissociation process into the reservoir saturated with methane and its hydrate. We studied how different factors has affected the dissociation process. The article shows that the gas hydrate dissociation in porous medium originates on a frontal border during the injection of heated gas.

Key words: gas hydrate; phase transition; mathematical model; numerical scheme

Введение

Газовые гидраты — это твердые кристаллические соединения воды и газа, их еще называют «горючий лед» [1–4]. Существует так называемая зона стабильности газогидратов — часть литосферы и гидросферы Земли, термобарический и геохимический режим которой соответствует условиям устойчивого накопления и существования газогидратов, например, в районах распространения вечномерзлых пород или в донных осадках акватории морей и океанов [4, 5]. По некоторым оценкам общее количество природного газа, связанного в форме гидрата, может превышать все обычные газовые ресурсы или даже количество всех углеводородных ресурсов — нефти, свободного природного газа и угля [1, 4, 6]. Таким обра-

зом, газовые гидраты могут выступить в качестве потенциально огромного нового источника энергии для компенсации сокращения добычи обычного природного газа или для обеспечения большей энергетической безопасности для ряда стран, которые имеют ограниченные внутренние источники [1, 6].

Для того чтобы газовые гидраты стали важной частью энергетического будущего, необходимо решить ряд сложных проблем, включая создание и обоснование методов разработки газогидратных залежей [1, 7, 8]. В настоящее время основными методами добычи углеводородного газа (в основном метана) из гидратного пласта являются понижение давления и нагрев гидратосодержащих пород [2, 8, 9]. При депрессионном методе разработки необходимо, чтобы давление в пласте стало ниже равновесного давления разложения гидрата. При тепловом методе разработки газогидратных месторождений необходимое для разложения гидрата повышение пластовой температуры достигается в основном за счет закачки в пласт теплоносителя (теплой воды или газа).

Так как любые технологические идеи должны быть подкреплены соответствующими расчетами, актуальным является построение адекватной математической модели, которая позволяет уменьшить объем необходимых экспериментальных и промысловых данных и выбрать оптимальные условия для разработки газогидратных месторождений [7, 8, 10, 11].

Постановка задачи

Пусть имеется горизонтальный пористый пласт постоянной толщины, заполненный в исходном состоянии метаном и его гидратом. Исходные давление p_0 и температура T_0 в пласте соответствуют термодинамическим условиям существования метана и его гидрата в свободном состоянии. Исходная гидратонасыщенность известна. Пусть кровля и подошва пласта не проницаемы. Примем, что пласт является однородным и изотропным, а также пренебрежем влиянием верхней и нижней границ. В этой связи можно считать, что задача является одномерной и параметры процесса зависят только от пространственной координаты и времени [12].

Положим, что через левую границу пласта ($x > 0$) в некоторый момент времени начинается закачка теплого (с температурой выше исходной температуры пласта) газа (метана) с постоянной температурой $T_e > T_0$ и под постоянным давлением p_e . Температура нагнетаемого в пласт газа выше температуры фазового равновесия гидрата метана, таким образом, в пласте происходит разложение газового гидрата.

В соответствии с принятой постановкой задачи запишем начальные и граничные условия

$$\begin{aligned}
 t = 0, 0 < x < L: \quad T = T_0, \quad p = p_0, \quad S_h = S_{h0}, \quad S_g = 1 - S_{h0}; \\
 t > 0, x = 0: \quad p = p_e > p_0, \quad T = T_e > T_0; \\
 t > 0, x = L: \quad \frac{\partial p}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial x} = 0.
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

где t — время; x — пространственная координата; L — длина пласта; S_j ($j = w, h, g$) — насыщенность пор j -й фазой (w — вода, h — гидрат, g — газ); S_{h0} — начальная гидратонасыщенность.

Процесс нагнетания теплого газа в гидратонасыщенный пласт с учетом диссоциации газового гидрата будем исследовать методами механики многофазных сред при следующих основных допущениях [13]. Гидрат является двухкомпонентной системой с известной массовой концентрацией G . Так как рассматриваются процессы, длительность которых значительно превышает характерное время вы-

равнивания температур, то будем полагать, что температуры пористой среды и насыщающего вещества совпадают (однотемпературный процесс). Движение газа в породе безынерционно и подчиняется закону Дарси, отсутствуют изменение объема гидрата метана и деформация скелета породы, то есть скелет пористой среды и гидрат несжимаемы и неподвижны, пористость m постоянна. Процесс фазового перехода (разложение газового гидрата) происходит на скачке, разделяющем зоны пористой среды (рис. 1): ближняя (первая), где поры заполнены газом и водой; дальняя (вторая), насыщенная метаном и его гидратом (то есть нет зоны смеси газа, воды и гидрата метана).

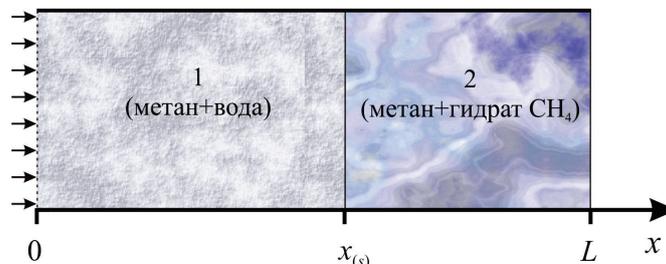


Рис. 1. Схема задачи о диссоциации газового гидрата в пласте

Запишем в прямолинейно-параллельном приближении систему основных уравнений, которая описывает процессы фильтрации и теплопереноса при разложении газового гидрата в пористой среде. Данная система состоит из уравнений сохранения масс и энергии, закона Дарси и уравнения состояния для газа и воды [8, 13–17]

$$\frac{\partial}{\partial t} (mS_g \rho_g + mGS_h \rho_h) + \frac{\partial}{\partial x} (mS_g \rho_g v_g) = 0,$$

$$mS_g v_g = -\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial x},$$

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial t} (m\rho_h L_h S_h) - \rho_g c_g mS_g v_g \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \rho_g c_g mS_g \eta \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2)$$

$$p = z_g \rho_g R_g T, \quad \rho_w = const, \quad k_g = k S_g^3$$

$$z_g = \left[0,17376 \cdot \ln \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0,73 \right]^{p/p_c} + \frac{0,1p}{P_c},$$

$$\rho c = (1-m)\rho_{sk}c_{sk} + m \sum_{j=g,w,h} \rho_j S_j c_j, \quad \lambda = (1-m)\lambda_{sk} + m \sum_{j=g,w,h} S_j \lambda_j,$$

где ρ_j и c_j ($j = g, w, h$) — плотность и удельная теплоемкость j -й фазы; v_g и μ_g — скорость и коэффициент динамической вязкости газа; ρ_{sk} , λ_{sk} и c_{sk} — плотность, коэффициент теплопроводности и удельная теплоемкость скелета пористой среды; k — проницаемость пористой среды; R_g — удельная газовая постоянная; ε и η — коэффициент дросселирования и адиабатический коэффициент; L_h — теплота разложения гидрата метана; T_c и P_c — эмпирические критиче-

ские параметры для газа; ρc и λ — удельная объемная теплоемкость и коэффициент теплопроводности системы «пласт — насыщающее вещество».

Для описания кривой трехфазного равновесия «газ — вода — гидрат» использована корреляция Хафермана — Миллера [3].

На основе системы уравнений (2) можно записать уравнения температуро- и пьезопроводности

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\rho_g c_g}{\rho c} \left(\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x} + \varepsilon \frac{k_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^2 + m S_g \eta \frac{\partial p}{\partial t} \right) + \frac{1}{\rho c} \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{m \rho_h L_h}{\rho c} \frac{\partial S_h}{\partial t}, \quad (3)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{p}{T} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{p}{z_g} \frac{\partial z}{\partial t} - \frac{p}{S_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{p \rho_h G}{\rho_g S_g} \frac{\partial S_h}{\partial t} + \frac{z_g R T}{S_g} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho_g k_g}{m \mu_g} \frac{\partial p}{\partial x} \right).$$

Гидратонасыщенность будем определять, исходя из следующих лимитирующих условий:

- при разложении газового гидрата давление повышается, пока не достигнет равновесного давления или не разложится весь гидрат;
- при разложении гидрата температура понижается, пока не достигнет равновесной температуры или не разложится весь гидрат;
- при образовании гидрата давление уменьшается, пока не достигнет равновесного давления или не закончатся все фазы образователи гидрата (в данном случае — вода и газ);
- при образовании гидрата температура повышается, пока не достигнет равновесной температуры или не закончатся все фазы образователи гидрата.

Данные условия служат для уточнения итерационных параметров, которые подставляются в уравнения системы (3) до тех пор, пока не будет достигнута приемлемая погрешность. Численная реализация математической модели осуществлена с использованием неявной разностной схемы, метода прогонки, метода простых итераций [18, 19]. Расчетная схема представлена в работе [20]. На основе приведенной математической модели разработан компьютерный код [21], позволяющий рассчитать основные параметры неизотермической фильтрации газа при наличии фазовых переходов.

Численные эксперименты

Рассмотрим особенности неизотермической фильтрации метана с учетом разложения газового гидрата, который изначально заполняет часть порового пространства. При проведении расчетов были приняты следующие значения используемых параметров [3, 8, 16, 20, 22, 23]: $p_0 = 6$ МПа; $p_e = 10$ МПа; $T_0 = 281$ К; $T_e = 323$ К; $L = 200$ м; $m = 0,1$; $k = 10^{-15}$ м²; $G = 0,12$; $S_{h0} = 0,2$; $p_c = 4,6$ МПа; $T_c = 190,56$ К; $c_{sk} = 1\,000$ Дж/(кг·К); $c_h = 2\,000$ Дж/(кг·К); $c_w = 4\,200$ Дж/(кг·К); $c_g = 1\,560$ Дж/(кг·К); $\lambda_{sk} = 1,5$ Вт/(м·К); $\lambda_h = 0,45$ Вт/(м·К); $\lambda_w = 0,56$ Вт/(м·К); $\lambda_g = 0,04$ Вт/(м·К); $\mu_g = 1,14 \cdot 10^{-5}$ Па·с; $R_g = 519$ Дж/(кг·К); $\rho_{sk} = 2\,300$ кг/м³; $\rho_h = 910$ кг/м³; $\rho_w = 1\,000$ кг/м³; $L_h = 437$ кДж/кг. Основные расчеты проводились для момента времени 10 суток после начала эксплуатации гидратосодержащей залежи.

На рисунке 2 представлена эволюция во времени полей температуры и гидратонасыщенности. Из приведенных данных видно, что протяженность первой области пласта, насыщенной газом и водой, со временем растет. Для всех моментов

времени температура в первой области выше равновесной температуры образования газового гидрата $T_s(p)$, а во второй (в этой зоне поровое пространство заполнено метаном и его гидратом) — ниже, то есть фронтальная схема диссоциации газогидрата адекватно описывает процесс. Также стоит отметить, что темпы увеличения зоны, в которой гидрат метана уже разложился, со временем падают (см. рис. 2 б).

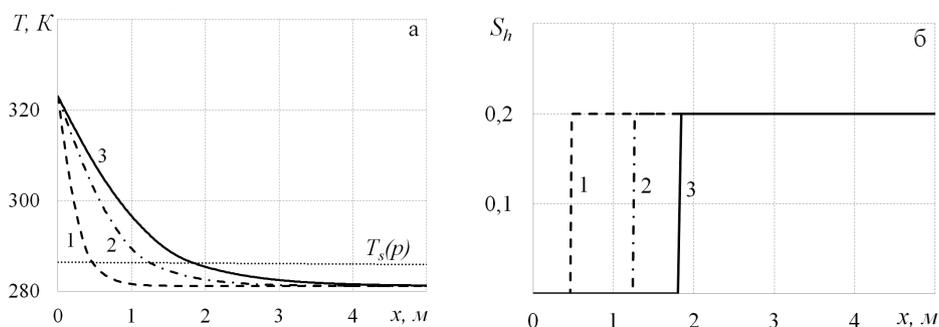


Рис. 2. Распределение по координате x температуры (а) и гидратонасыщенности (б) в различные моменты времени t после начала эксплуатации гидратосодержащей залежи: линии 1, 2 и 3 соответствуют $t = 1, 7$ и 15 сут

Параметрами процесса закачки метана в гидратонасыщенную залежь можно управлять, меняя на входе в пласт величину давления и температуру нагнетаемого газа. На рисунке 3 проиллюстрировано влияние давления p_e закачиваемого газа на распределение температуры и гидратонасыщенности в пласте. Как следует из этого рисунка, фронтальная схема разложения газового гидрата реализуется при любом значении p_e из приведенного диапазона давлений.

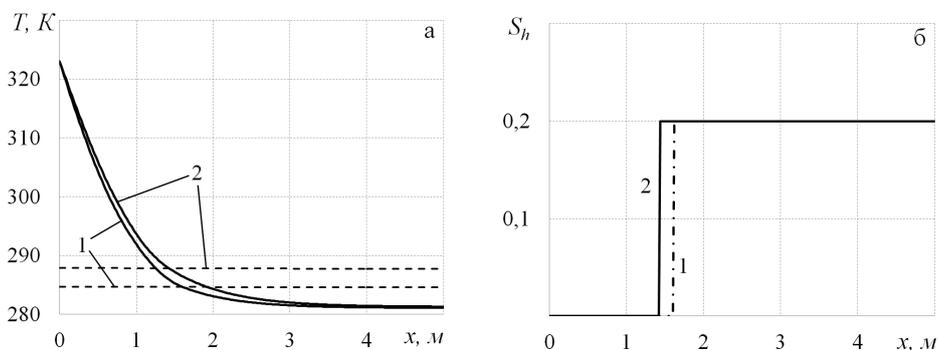


Рис. 3. Распределение по координате x температуры (а) и гидратонасыщенности (б) при различном давлении p_e нагнетания газа: линии 1 и 2 соответствуют $p_e = 8$ и 12 МПа; на рис. 3 а сплошные линии соответствуют температуре в пласте, штриховые — равновесной температуре образования газового гидрата $T_s(p)$

С повышением давления нагнетания газа в гидратонасыщенный пласт уменьшается протяженность области пористой среды (первая зона), в которой газовый гидрат уже разложился (см. рис. 3). Данное обстоятельство связано с тем, что с ростом величины p_e повышается равновесная температура разложения гидрата, что и приводит к смещению фронта фазовых переходов к левой границе.

Вычислительные эксперименты с различной температурой нагнетаемого газа в пласт, насыщенного в исходном состоянии метаном и его гидратом, также показали, что диссоциация газового гидрата происходит на фронтальной поверхности (рис. 4). При нагнетании более газа с большей температурой увеличивается протяженность первой зоны пласта, но этот рост не является значительным.

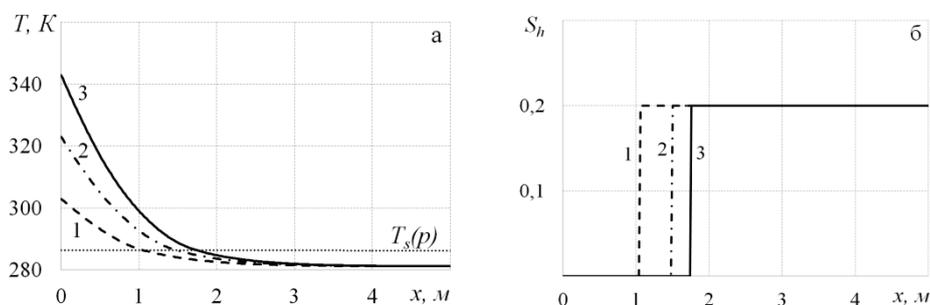


Рис. 4. Распределение по координате x температуры (а) и гидратонасыщенности (б) при различной температуре T_e закачиваемого в пласт газа: линии 1, 2 и 3 соответствуют $T_e = 303, 323$ и 343 К

Выводы

Приведена постановка задачи о нагнетании в пористый пласт, заполненный в начальном состоянии метаном и его гидратом, теплого (с температурой выше исходной температуры пласта) метана. Разработана математическая модель неизотермической фильтрации газа с учетом диссоциации газового гидрата. В модели учтены основные физические особенности этого процесса: разложение газового гидрата, реальные свойства газа, эффекты адиабатического охлаждения и Джоуля — Томсона. Построен алгоритм решения рассматриваемой задачи, позволяющий рассчитать основные параметры теплового воздействия на пористую среду, насыщенную в исходном состоянии метаном и его гидратом, с учетом диссоциации газового гидрата.

Библиографический список

1. Makogon Yu. F. Natural gas hydrates – A promising source of energy // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2010. – Vol. 2, Issue 1. – P. 49–59.
2. Коллетт Т. С., Льюис Р., Учида Т. Растущий интерес к газовым гидратам // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – С. 38–53.
3. Истомина В. А., Якушев В. С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
4. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. – 2003. – № 3. – С. 70–79.
5. Оценка возможности захоронения углекислого газа в криолитозоне Западной Сибири / А. Д. Дучков [и др.] // Криосфера Земли. – 2009. – Т. 13, № 4. – С. 62–68.
6. Makogon Yu. F., Holditch S. A., Makogon T. Yu. Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st Century // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – Vol. 56. – P. 14–31.
7. Цыпкин Г. Г. Течения с фазовыми переходами в пористых средах. – М.: Физматлит, 2009. – 232 с.
8. Шагапов В. Ш., Мусакаев Н. Г. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. – М.: Наука, 2016. – 240 с.
9. Shagapov V. Sh., Khasanov M. K., Musakaev N. G., Ngoc Hai Duong Theoretical research of the gas hydrate deposits development using the injection of carbon dioxide // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2017. – Vol. 107. – P. 347–357.
10. New hydrate formation methods in a liquid-gas medium / A. A. Chernov [et al.] // Scientific Reports. – 2017. – Vol. 7.

11. Мусакаев Н. Г., Шагапов В. Ш. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях // Прикладная механика и техническая физика, 1997. – Т. 38, № 2. – С. 125–134.
12. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
13. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. Ч. 2. – М.: Наука, 1987. – 360 с.
14. Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л. Отбор газа из гидратосодержащей залежи при отрицательных температурах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 80–85.
15. Bondarev E. A., Argunova K. K., Rozhin I. I. Plane-parallel nonisothermal gas filtration: The role of thermodynamics // Journal of Engineering Thermophysics. – 2009. – Vol. 18, Issue 2. – P. 168–176.
16. Shagapov V. Sh., Urazov R. R., Musakaev N. G. Dynamics of formation and dissociation of gas hydrates in pipelines at the various modes of gas transportation // Heat and Mass Transfer. – 2012. – Vol. 48, Issue 9. – P. 1589–1600.
17. Musakaev N. G., Borodin S. L., Khasanov M. K. The mathematical model of the gas hydrate deposit development in permafrost // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2018. – Vol. 118. – P. 455–461.
18. Бородин С. Л. Численный алгоритм решения задачи одномерной радиальной неизотермической фильтрации газа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1, № 4 (4). – С. 58–68.
19. Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л., Хасанов М. К. Оценка возможности образования гидрата в пласте при добыче газа для условий Южно-Русского газового месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 93–98.
20. Мусакаев Н. Г., Бородин С. Л., Бельских Д. С. Математическая модель и алгоритм решения задачи неизотермической фильтрации газа в пласте с учетом разложения гидрата // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Математика. Механика. Физика. – 2017. – Т. 9, № 2. – С. 22–29.
21. Бельских Д. С., Бородин С. Л., Мусакаев Н. Г. Программа «Hydrate Formation or Decomposition in a Porous Medium». – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017617298. – 04.07.2017.
22. Мусакаев Н. Г., Уразов Р. Р. Превентивные методы борьбы с гидратообразованием в трубопроводах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2006. – № 1. – С. 50–56.
23. 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.

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, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Бородин Станислав Леонидович, к. ф.-м. н., научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Бельских Денис Сергеевич, лаборант, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, аспирант кафедры фундаментальной математики и механики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Information about the authors

Musakaev N. G., 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, phone: 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Borodin S. L., Candidate of Physics and Mathematics, Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, phone: 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

Belskikh D. S., Laboratory Assistant, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Postgraduate at the Department of Fundamental Mathematics and Mechanics, Tyumen State University, phone: 8(3452)682745, e-mail: timms@tmn.ru

УДК: 547.47. 661.185.76

СИНТЕЗ И СВОЙСТВА ЭМУЛЬГАТОРОВ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ОСНОВЕ МОНОЭТАНОЛАМИДОВ ЖИРНЫХ КИСЛОТ

В. П. Овчинников¹, И. А. Таланов¹, И. Г. Яковлев^{1,2}, Д. С. Герасимов¹,
О. В. Рожкова¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²ООО «НПП Инновации ТЭК»

Аннотация. Цель работы — осуществить синтез различных производных карбоновых кислот и этаноламина, а именно моноэтаноламидов стеариновой и тридекановой кислот, методом азеотропной отгонки воды, а также оценить их применимость в качестве эмульгаторов обратных эмульсий.

Ключевые слова: обратные эмульсии; моноэтаноламид; синтез

SYNTHESIS AND PROPERTIES OF EMULSIFIERS OF INVERT EMULSIONS BASED ON FATTY ACID MONOETHANOLAMIDES

V. P. Ovchinnikov¹, I. A. Talanov¹, I. G. Yakovlev^{1,2}, D. S. Gerasimov¹,
O. V. Rozhkova¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²LLC «NPP Innovations TEK»

Abstract. The article discusses the results of synthesis of various derivatives of carboxylic acids and ethanolamine, namely monoethanolamides of stearic and tridecanoic acids. We used azeotropic distillation method for the synthesis. This research allows to value applicability of monoethanolamides as emulsifier invert emulsion.

Key words: invert emulsion; monoethanolamide; synthesis

Задачи обеспечения сохранности естественных фильтрационных свойств коллекторов нефти показывают перспективность и целесообразность применения в процессе их вскрытия растворов на основе обратных эмульсий [1, 2]. Основными реагентами при компоновке такого рода систем выступают эмульгаторы обратных эмульсий [3, 4]. Так, актуальным представляется применение эмульгаторов на основе этаноламидов жирных кислот. В этой связи были рассмотрены следующие вопросы:

- синтез, очистка и идентификация моноэтаноламидов (МЭА), являющихся разновидностью жирных кислот;
- возможность их использования в приготовлении эмульсионных промывочных жидкостей для сооружения нефтяных и газовых скважин.

Исследованиям эмульгирующей способности эмульгаторов на основе моноэтаноламидов жирных кислот посвящены работы Е. И. Черных, А. С. Шестакова, Т. Н. Поярковой, К. В. Илюшиной, А. В. Фалалеева.

Объектами исследования (табл. 1) выступают синтезированные образцы МЭА для сравнения влияния различных карбоновых кислот и эмульгатор алкилфосфат ФЭС-1, полученный ранее [5–7].

Объекты исследования

Продукты синтеза и опытные образцы	
Моноэтаноламид стеариновой кислоты (МЭАС18)	$C_{17}H_{35}CO-NH-C_2H_4OH$
Моноэтаноламид тридекановой кислоты (МЭАС13)	$C_{12}H_{25}CO-NH-C_2H_4OH$
Смесь алкилфосфатов различной длины УВ радикала (ФЭС-1)	$RPO_2(OH)_2$ RPO_3OH

Для реализации изложенного предпринята попытка возможности получения различных продуктов взаимодействия карбоновых кислот и этаноламина с моноэтаноламидом стеариновой и тридекановой кислот, путем отгонки части воды в азеотропных условиях [5, 6]. При этом был использован азеотропообразующий агент — толуол — для удаления воды из реакционной смеси. При помощи насадки Дина — Старка толуол возвращался обратно в реакционную емкость, пройдя этап отделения воды из конденсата паров. Такой прием из-за непрерывного удаления воды позволяет достичь почти полной конверсии исходных веществ из зоны реакции. Кроме того, возможно протекание реакции осуществлять при более низких температурах — 95–100 °С. В качестве кислотного катализатора предлагается использовать концентрированную серную кислоту. Реагенты брались в эквимольном соотношении [8, 9]. Эксперименты проводились на установках, представленных на рисунке 1.

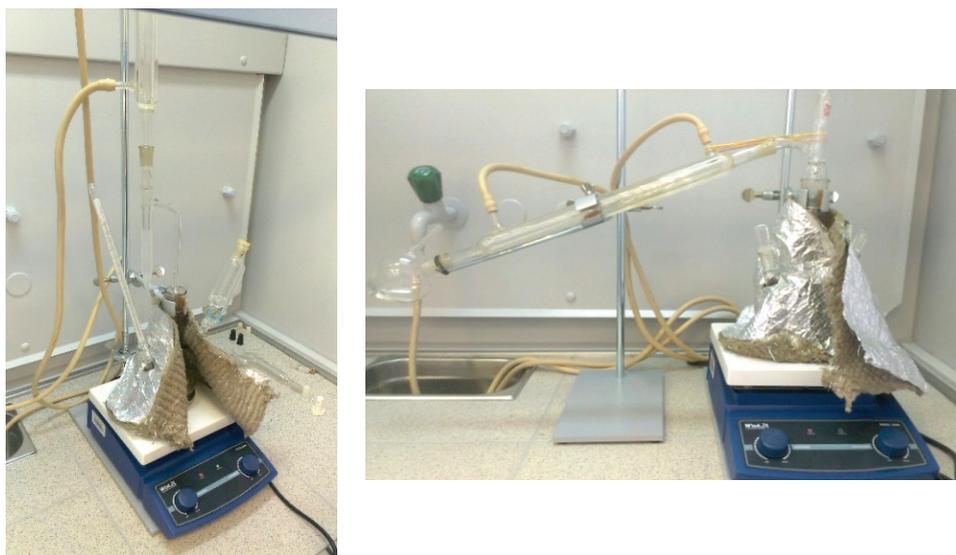


Рис. 1. Установки по приготовлению эмульгаторов

Согласно таблице 2, полученные продукты соответствуют по основным физико-химическим свойствам требуемым, что подтверждается совпадением литературных данных с данными, полученными опытным путем [10, 11].

Потери продукта в ходе очистки методом перекристаллизации объясняют то, что выход реакции оказался меньше расчетного.

Идентификация и выход продуктов реакции

Наименование	Температура плавления, °С		Выход, %
	Данные литературных источников [2,15–17]	Данные эксперимента	
Моноэтаноламид стеариновой кислоты	98,5	97,6–99,0	45,55 %
Моноэтаноламид тридекановой кислоты	96,0	95,7–96,4	56,80 %

Эмульсионные системы готовились из смесей с разным содержанием водной и углеводородной фазы. В качестве углеводородного компонента использовалось дизельное топливо, а в состав водной фазы входил раствор CaCl_2 ($\rho = 1\,180 \text{ кг/м}^3$). Полученные в ходе синтеза эмульгаторы вводились в состав смеси в соотношении углеводородной фазы к водной — 70:30. Диспергирование системы осуществлялось с использованием высокооборотной лабораторной мешалки [12, 13]. Время диспергирования (наиболее оптимальное) для данной системы определялось по получению стабильных свойств системы, которые замерялись по истечении каждого часа.

Электростабильность систем определяли прибором ПЭС-1000, она соответствовала электростабильности систем [14, 15].

На ротационном вискозиметре модели OFITE 900 задавали необходимую скорость сдвига в диапазоне от 3 до 600 грт и требуемую температуру смеси. Таким образом получали реологические параметры обратной эмульсии, такие как статическое напряжение сдвига и вязкость.

По результатам исследований было установлено, что синтезированный в лаборатории эмульгатор — МЭА тридекановой кислоты — образует эмульсии недостаточной стабильности. Напряжение электропробоя для данной эмульсии составляет 20–30 В, что не позволяет считать полученную систему стабильной [16, 17]. Эти результаты являются косвенными признаками «прямого» вида. Такое несоответствие показаний прибора определения электростабильности и экспрессных методов определения типа эмульсии свидетельствует об образовании в данных условиях так называемой множественной эмульсии. Крупные мицеллы, состоящие из водной фазы (CaCl_2), объясняют низкое напряжение электропробоя [18–21].

В частности, сведения, представленные на рисунке 3, показывают, что электростабильность эмульсии, содержащей эмульгатор МЭА стеариновой кислоты, в 4 раза выше, чем аналогичная система, но с алкилфосфатом ФЭС-1.

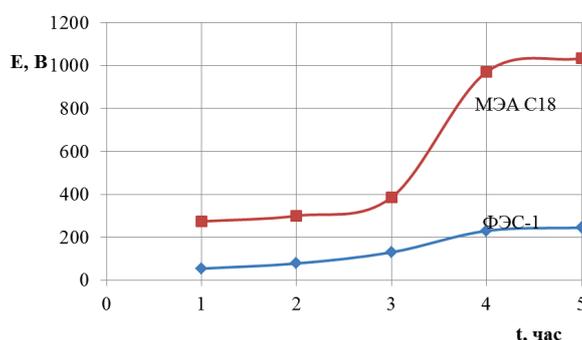


Рис. 3. Значения электростабильности во времени диспергирования обратных эмульсий ($\text{ВФ:ОФ} = 30:70$)

Вязкость эмульсии (рис. 4) зависит от скоростей сдвига. При низких скоростях различие имеет значительные величины, при более высоких — они почти одинаковы и независимы от скорости сдвига.

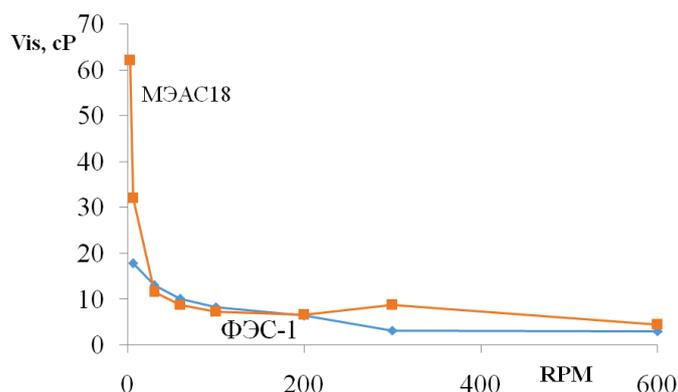


Рис. 4. Значения динамической вязкости от скорости сдвига обратных эмульсий (ВФ:ОФ = 30:70)

Иной характер имеет изменение статического напряжения (СНС). В зависимости от скорости сдвига от 200 грм темп изменения СНС почти одинаков (рис. 5). При более высоких значениях грм и поведения кривых $SS = f(\text{грм})$ различен.

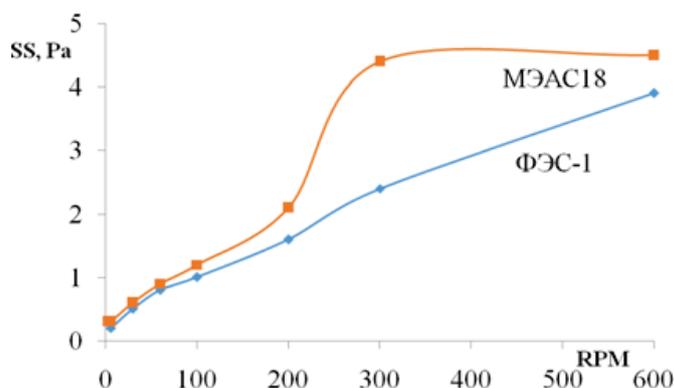


Рис. 5. Значения статического напряжения от скорости сдвига обратных эмульсий (ВФ:ОФ = 30:70)

Методами математической статистики установлены регрессионные зависимости ряда технологических параметров промывочной жидкости от представленных на рисунке 5 значений СНС (1) и эффективной вязкости (2).

$$Vэ = СНС_{600} - СНС_{300}, \quad (1)$$

$$ДНС = СНС_{300} - Vэ, \quad (2)$$

где $Vэ$ — вязкость эффективная (пластическая); $ДНС$ — динамическое напряжение сдвига. Полученные значения представлены в таблице 3.

Значения эффективной (пластической) вязкости и динамического напряжения сдвига

Образец	Т, °С	Статистическое напряжение сдвига (СНС)		Эффективная (пластическая) вязкость (Vэ)	Динамическое напряжение сдвига (ДНС)
		СНС ₃₀₀	СНС ₆₀₀		
ФЭС-1	25	6,4	10,6	4,2	2,2
	75	2,4	3,9	1,5	0,9
МЭАС18	25	17,7	22,6	4,9	12,8
	75	4,4	4,5	0,1	4,3

Таким образом, электростабильность эмульсионных растворов с использованием эмульгатора на основе МЭА стеариновой кислоты может составить порядка 1 000 ф, их реологические значения выше аналогичных систем с добавкой ФЭС-1, как при температуре 25 °С, так и при 75 °С.

Выводы

- Установлено, что время диспергирования 5 часов для получения эмульсий из систем на основе дизельного топлива и раствора CaCl₂ с добавками опытных образцов эмульгаторов является оптимальным.
- Полученный эмульгатор не является базовым для получения эмульсионных растворов «прямого» вида, может быть использован для приготовления эмульсий обратного типа, оптимальное его содержание — порядка 1,5 %.
- Обратная эмульсия на основе дизельного топлива и раствора CaCl₂ при концентрации 1,5 % от массы вводимого образца МЭАС18 характеризуется высокой агрегативной устойчивостью (1 034 В) и удовлетворительными реологическими параметрами.
- Моноэтаноламид стеариновой кислоты может быть использован в качестве альтернативного эмульгатора обратных эмульсий при приготовлении буровых растворов на углеводородной основе.

Библиографический список

1. Бродский Ю. А., Файнштейн И. З., Заворотный В. [Электронный ресурс] // Специальное приложение к журналу «Нефть и капитал». – Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (Дата обращения 30.09.2016).
2. Огородников С. К. Справочник нефтехимика. Л.: Химия, 1978. – 496 с.
3. Орлов Г. А., Кендис М. Ш., Глушенко В. Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – М.: Недра, 1991. – 224 с.
4. Требин Г. Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. Н. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1974. – 423 с.
5. Bancroft W. D. The Theory of Emulsification // Physical Chemistry. – 1913. – Issue 17 (6). – P. 501–519.
6. Dense Cluster Formation during Aggregation and Gelation of Attractive Slippery Nanoemulsion Droplets / J. N. Wilking [et al.] // Physical Review Letters. – 2006.
7. Бабак В. Г. Эмульсии-гели, или двухжидкостные пены: получение, свойства, применение // Общественный семинар «Новейшие достижения в области науки о полимерах». – М.: ИНЭОС РАН, 2002.
8. Бюлер К., Пирсон Д. Органические синтезы. – М.: Мир, 1973.
9. Непер Д. Стабилизация коллоидных дисперсий полимерами. – М.: Мир, 1986. – 487 с.
10. Ланге К. Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / Под ред. Л. П. Зайченко. – СПб.: Профессия, 2004. – 240 с.
11. Титце Л., Айхер Т. Препаративная органическая химия. Реакции и синтезы в практикуме органической химии и научно-исследовательской лаборатории / Пер. с нем. – М.: Мир, 1999. – 704 с.

12. Евдокимов И. Н., Елисеев Н. Ю., Иктисанов В. А. Особенности формирования промежуточных слоев в водонефтяных эмульсиях // *Химия и технология топлив и масел*. – 2005. – № 4. – С. 37–39.
13. Клейтон В. Эмульсии, их теория и технические применения. / Пер. с англ. – М., 1950.
14. Космачева Т. Ф., Губайдулин Ф. Р. Особенности механизма действия деэмульгаторов при разрушении эмульсий // *Нефтяное хозяйство*. – 2005. – № 12. – С. 114–118.
15. Лихтерова Н. М., Коваленко В. П., Лебедев В. В. Стабильность водных микроэмульсий в моторных топливах // *Химия и технология топлив и масел*. – 2003. – № 4. – С. 24–28.
16. Позднышев Г. Н., Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий, М., 1982. – 221 с.
17. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем / Р. З. Сафиева [и др.]; под ред. В. Н. Кошелева. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. – 49 с.
18. Микроэмульсии: структура и динамика / Дж. Равви [и др.]; пер. с англ.; под ред. С. М. Фриберга и П. Ботореля. – М.: Мир, 1990. – 320 с.
19. Высокомолекулярные соединения / А. А. Тагер [и др.]. – 1979.
20. Тагер А. А., Шолохович Т. И., Целипоткина М. В. Оценка термодинамической устойчивости систем полимер-полимер // *Высокомолекулярные соединения. Серия А*. – 1972. – Т. 14, № 6. – С. 1423–1424.
21. Эмульсии / Под ред. А. А. Абрамзона. – Л.: Химия, 1972. – 448 с.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199418359, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Таланов Иван Алексеевич, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89829223828, e-mail: talanov.ivan1@gmail.com

Яковлев Игорь Григорьевич, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, генеральный директор, ООО «НПП Инновации ТЭК», г. Тюмень, тел. 89526715102, e-mail: vakovleff@vandex.ru

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Рожкова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Information about the authors

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89199418359, e-mail: ovchinnikovvp@tyuiu.ru

Talanov I. A., Student, Industrial University of Tyumen, phone: 89829223828, e-mail: talanov.ivan1@gmail.com

Yakovlev I. G., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, General Director, LLC «NPP Innovations TEK», Tyumen, phone: 89526715102, e-mail: vakovleff@vandex.ru

Gerasimov D. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Rozhkova O. V., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

УДК 532.546:949.8

ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВИДА ФУНКЦИИ ЛЕВЕРЕТТА НА РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ РАППОПОРТА — ЛИСА

И. Г. Телегин¹, О. Б. Бочаров²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Новосибирский Технологический Центр, АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, Россия

Аннотация. В работе рассматривается классическая математическая модель фильтрации двух несмешивающихся жидкостей в недеформируемой пористой среде с учетом капиллярных сил — модель Маскета — Леверетта (МЛ модель). В основе модели лежат экспериментально определяемые функции от водонасыщенности — относительные фазовые проницаемости и функция капиллярного давления Леверетта. В работе численно изучается одномерное радиальное течение с заданным расходом смеси. В этом случае уравнения МЛ модели приводятся к одному квазилинейному, вырождающемуся на решении гиперболо-параболическому уравнению для водонасыщенности — уравнению Раппопорта — Лиса. Исследуется влияние представления капиллярных сил в пористых средах различной структуры на поведение решения в изотермическом случае.

Ключевые слова: модель Маскета — Леверетта; капиллярное давление; уравнение Раппопорта — Лиса; функция Леверетта; водонасыщенность

NUMERICAL ANALYSIS OF THE LEVERETT FUNCTION FORM INFLUENCE FOR THE RAPPOPORT — LEAS EQUATION SOLUTIONS

I. G. Telegin¹, O. B. Bocharov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Novosibirsk Technology Center, JSC «Baker Hughes», Novosibirsk, Russia

Abstract. The article deals with the classical mathematical model of filtration of two immiscible liquids in a non-deformable porous medium taking into account capillary forces. It is the Muskat — Leverett model. The model is based on the experimentally determined functions of water saturation — relative phase permeability and the Leverett's function of capillary pressure. In the article we study numerically the one-dimensional radial flow with a given flow rate of the mixture. In this case, the Muskat — Leverett model equations are reduced to one quasilinear hyperbolic-parabolic equation for water saturation — Rappoport-Leas equation. The article investigates the influence of the representation of capillary forces in porous media of different structures on the behavior of solutions in the isothermal case.

Key words: Muskat — Leverett model; capillary pressure; Rappoport — Leas equation; Leverett's function; water saturation

Введение

Наиболее распространенной математической моделью, описывающей фильтрацию несмешивающихся жидкостей в недеформируемой пористой среде с учетом капиллярных сил, является модель Маскета — Леверетта (МЛ модель) [1]. В осно-

в модели лежат экспериментально определяемые функции от водонасыщенности — относительные фазовые проницаемости и функция капиллярного давления Леверетта. Ранее неоднократно отмечалось, что именно поведение функциональных параметров оказывает определяющее влияние на структуру решения [2–6]. В данной работе численно изучается одномерное течение с заданным расходом смеси Q . В этом случае уравнения МЛ модели приводятся к одному квазилинейному, вырождающемуся на решении гиперболо-параболическому уравнению для водонасыщенности [5] (уравнение Раппопорта — Лиса). В работе исследуется влияние капиллярных сил на структуру решения в изотермическом случае.

Постановка задачи

Систему уравнений плоской радиальной изотермической фильтрации двухфазной несжимаемой жидкости в однородной пористой среде можно записать в виде [2]

$$\begin{cases} rm \frac{\partial s_i}{\partial t} = -\frac{\partial r v_i}{\partial r}, & v_i = -\frac{K_0 k_i(s)}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial r}, \quad i=1,2; \\ p_2 - p_1 = p_c(s) = (m_0 / K_0)^{1/2} \sigma j(s), & s_1 + s_2 = 1, \end{cases} \quad (1)$$

где r — пространственная переменная, $0 \leq r \leq R$; R — радиус контура питания; t — время; s — динамическая водонасыщенность порового пространства, определяемая по формуле $s = (s_1 - S_1^0) / (1 - S_1^0 - S_2^0)$; s_i — истинная насыщенность флюидом порового пространства (индекс $i = 1$ соответствует вытесняющей фазе «воде», а $i = 2$ — нефти); S_i^0 — остаточная насыщенность i -ой фазы; p_i — давление в i -той фазе; $m = m_0(1 - S_1^0 - S_2^0)$, m_0 — пористость; K_0 — тензор абсолютной проницаемости; $k_i(s)$ — относительные фазовые проницаемости; $a(s) = k_2(s)b(s)/\mu_2$, $b(s) = k_1(s)/(k_1(s) + \mu k_2(s))$ — доля водной фазы в потоке; $\mu = \mu_1/\mu_2$, μ_i — вязкость i -ой фазы; $k_i(s)$ — относительные фазовые проницаемости; $p_c(s)$ — капиллярное давление; v_i — скорости фильтрации i -ой фазы, $v = v_1 + v_2$; $j(s)$ — функция Леверетта; σ — коэффициент поверхностного натяжения.

Свойства функциональных параметров МЛ модели, а также качественные свойства ее решений описаны в работах [2, 3].

Отметим, что $k_1(0) = k_2(1) = j(1) = 0$; $j(s) > 0$, $dj/ds \leq 0$, $s \in [0,1]$.

В данной работе изучаются решения в условиях несжимаемости жидкостей, в горизонтальном несжимаемом однородном нефтяном пласте ($\rho_i = \text{const}$, $m_0 = \text{const}$, $K_0 = \text{const}$).

Рассмотрим задачу о законтурном заводнении, то есть добывающая скважина будет в точке $r = 0$. Приняв темп законтурного заводнения постоянным $|2\pi R v| = Q = \text{const}$, введем безразмерные переменные: $\tilde{r} = r/R$, $\tilde{t} = tQ/(2\pi R^2 m)$. Волна над безразмерными переменными далее опускается. Система (1) в этом случае сводится к одному уравнению (Раппопорта — Лиса) для водонасыщенности, которое запишется в следующем виде:

$$r \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} [\varepsilon r a(s) \frac{\partial p(s)}{\partial r} + b(s)], \quad (2)$$

где $\varepsilon = 2\pi\sigma(m_0 K_0)^{1/2} / (Q\mu_2)$, $p = -j(s)$. При $\varepsilon = 0$ будем иметь модель Баклея — Леверетта.

Для уравнения (2) рассмотрим начально-краевую задачу с заданным расходом вытесняющей фазы («воды») на контуре заводнения $r = 1$ и с условием отбора фаз пропорционально их подвижности при $r = 0$ [2, 7]:

$$s|_{t=0} = 0; \quad v_1|_{r=1} = -[\varepsilon a(s) \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{1}{r} b(s)]|_{r=1} = -1, \quad \frac{\partial s}{\partial r}|_{r=0} = 0. \quad (3)$$

О функциональных параметрах модели

Влияние параметров k_1 и k_2 на решение $s(x, t)$ достаточно хорошо изучено [4, 8], поэтому обратим внимание на третий функциональный параметр — функцию Леверетта $j(s)$. В литературе встречаются зависимости разного вида. В данной работе мы использовали следующие параметры: $k_1 = s^2$, $k_2 = (1-s)^2$, а функция Леверетта $j(s)$ была взята в обобщенном виде:

$$j(s) = C_1 - C_1 s^\xi + (1 - C_1)(1 - s)^\omega, \quad \xi \geq 1, \quad \omega \geq 1, \quad C_1 \in (0, 1). \quad (4)$$

Условие корректности традиционных краевых задач для уравнения (2) накладывает только одно требование — монотонность $j(s)$, $dj(s)/ds \leq 0$ [2, 3]. Вид функции Леверетта определяется по натурным или экспериментальным данным.

Наиболее интересны случаи с участком, на котором $dj(s)/ds = 0$. На этом участке $p_c(s) = \text{const} = P_v$, а P_v — давление вытеснения. Как показывают наблюдения, пласт с большим диаметром однородных поровых каналов будет иметь низкое давление вытеснения (P_v).

Если размер пор неодинаков (неоднородные поры), необходима дополнительная сила выталкивания для миграции углеводородов в мелкие поры, и поэтому форма кривой $j(s)$ будет более пологой (рис. 1, тонкая линия, вариант 1).

Если размер пор приблизительно одинаков, порода быстро заполняется углеводородами после превышения давления вытеснения, и $j(s)$ образует L-образную форму (см. рис. 1, жирная линия, вариант 2).

Если поры однородные и мелкие, то P_v будет больше, чем для пород с крупными порами (см. рис. 1, линия, отмеченная темными кружками, вариант 3). Легко увидеть, что формула (4) описывает все эти случаи, а P_v определяется через C_1 . Далее варианту 1 будет соответствовать $C_1 = 0,5, \xi = \omega = 5$; варианту 2 — $C_1 = 0,01, \xi = \omega = 17$; варианту 3 — $C_1 = 0,5, \xi = \omega = 17$.

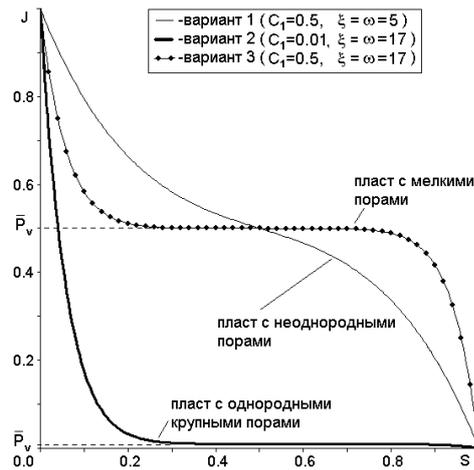


Рис. 1. Варианты функции Леверетта $j(s)$, на рисунке $\bar{P}_v = P_v / \max(p_c)$

Особенности вычислительного алгоритма

Введем сетку с распределенными узлами

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

$h = 1/N$ — шаг по пространственной координате; $\tau = Kh^2$ — шаг по временной переменной, $K = \tau/h^2$.

Шаг h был взят равным 0,005 ($N = 200$), $\tau = 0,000025$. При записи разностных схем используются обозначения, принятые в работе [10]. Уравнение для $s(r, t)$ аппроксимировалось неявной разностной схемой первого порядка:

$$r_i \frac{s_i^{n+1} - s_i^n}{\tau} = \frac{\varepsilon}{h} (r_{i+1/2} a_{i+1/2}^n p_{r,i}^{n+1} - r_{i-1/2} a_{i-1/2}^n p_{r,i}^{n+1}) + b_{r,i}^{n+1}, i = \overline{1, N-1}, n = \overline{0, 1, \dots}; \quad (5)$$

$$s_{r,0}^{n+1} = 0; s_i^0 = 0, i = \overline{0, N}.$$

Краевое условие на правом конце в (3) аппроксимировалось с использованием уравнения (2) следующим образом:

$$\frac{h}{2} \frac{s_N^{n+1} - s_N^n}{\tau} = -\varepsilon \cdot r_{N-1/2} a_{N-1/2}^n p_{r,N-1}^{n+1} + 1 - b_{N-1/2}^{n+1}.$$

Для нелинейных функций $b(s)$ и $p(s)$ применялась линеаризация по Ньютону

$$b(s_i^{n+1}) = b(s_i^n) + \frac{db_s(s_i^n)}{ds} (s_i^{n+1} - s_i^n), \quad p(s_i^{n+1}) = p(s_i^n) + \frac{dp_s(s_i^n)}{ds} (s_i^{n+1} - s_i^n).$$

Полученная система линейных уравнений решалась методом правой прогонки. Для контроля и анализа полученных решений на каждом временном шаге вычислялась обводненность нефтяного пласта $\eta(t) = 2 \int_0^1 r \cdot s(r, t) dr \cdot 100\%$, которую находили численным интегрированием по формуле трапеций. В дальнейшем для всех случаев проводится сравнение вариантов 1–3 представлений функции Леверетта.

Влияние интенсивности капиллярных сил (разные ε)

На рисунке 2 представлена серия решений задачи (3), при заданных параметрах $\varepsilon = 0,1$ и $\mu = 0,1$.

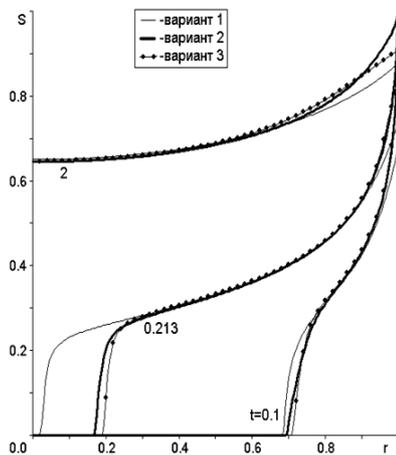


Рис. 2. Решения $s(r, t)$ при разных функциях Леверетта $j(s)$, $\varepsilon = 0,1$ и $\mu = 0,1$

Из рисунка следует, что в случае варианта 1 вытеснение проходит в наихудших условиях: медленное обводнение линии нагнетания, ранний приход воды на добывающую скважину.

В случае варианта 2 вытеснение проходит в лучших условиях: хорошее обводнение линии нагнетания ($r = 1$), поздний приход воды на добывающую скважину ($r = 0$).

Случай варианта 3 — промежуточный между вариантами 1 и 2, поздний приход воды на добывающую скважину, умеренное обводнение линии нагнетания.

Для более наглядного определения влияния капиллярных сил на структуру решения (рис. 3 а) приведены решения с $\varepsilon = 10$.

Соответствующие обводненности $\eta(t)$ представлены на рисунке 3 б. Из

рисунка 3 можно выделить следующие особенности решений с разными $j(s)$.

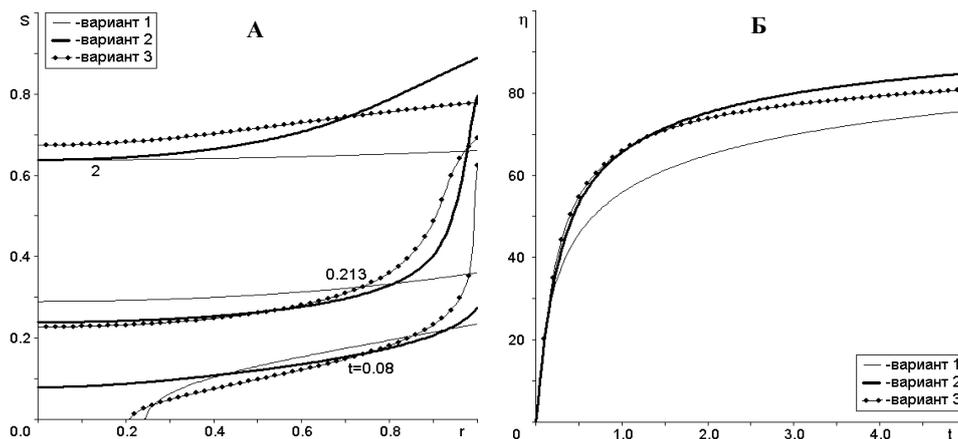


Рис. 3. Решения с разными функциями $j(s)$, $\varepsilon = 10$ и $\mu = 0,1$ А) $s(r,t)$; Б) $\eta(t)$

Вариант 1. Как и при $\varepsilon = 0,1$ (см. рис. 2) вытеснение проходит в худших условиях: медленное обводнение линии нагнетания, график $\eta(t)$ расположен ниже других вариантов. Имеет место более поздний приход воды на добывающую скважину.

Вариант 2. В этом случае вытеснение проходит в лучших условиях: интенсивное обводнение линии нагнетания, график $\eta(t)$ расположен выше других вариантов, однако имеет место более ранний приход воды на добывающую скважину. Интересная особенность решения наблюдается на ранних стадиях — формирование зоны больших градиентов профиля водонасыщенности в окрестности линии нагнетания.

Вариант 3. Этот вариант характеризуется быстрым ростом водонасыщенности в окрестности нагнетательной скважины на начальном этапе заводнения. Скачок водонасыщенности (зона больших градиентов) в окрестности линии нагнетания формируется уже при $t = 0,08$. График $\eta(t)$ вначале расположен выше остальных, однако после $t > 1,2$ обводненность отстает от варианта 2.

Особенностью задачи в радиальных переменных является наличие перед диффузионным слагаемым члена r . На структуру решения этот параметр влияет кардинальным образом: по мере приближения к эксплуатационной скважине усиливается влияние конвективных сил, и ослабляется влияние капиллярных. В окрестности добывающей скважины капиллярные силы настолько малы, что становятся существенно меньше погрешности аппроксимации разностной схемы. Увеличение параметра ε до 10 значительно усилило активность капиллярных сил, так, на рисунке 4 представлены графики функции $Z(r,t) = |\varepsilon a(s) \frac{\partial p}{\partial r} / b(s)|$, характеризующей отношение капиллярного потока к

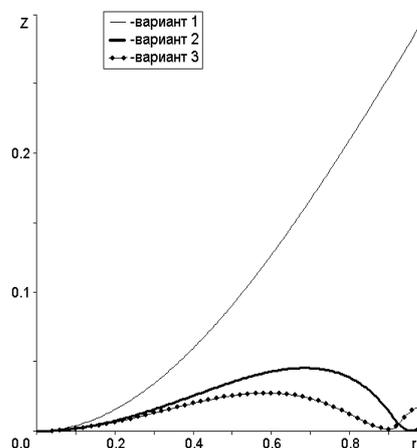


Рис. 4. Функции $Z(r, t)$ при $t = 0,22$, $\varepsilon = 10$ и $\mu = 0,1$

конвективному при $t = 0,22$. Из рисунка следует, что в варианте 1 функция Z расположена выше остальных вариантов и является монотонно возрастающей.

В этом случае капиллярные силы работают равномерно во всем диапазоне насыщенностей и формируют пологое распределение водонасыщенности (см. рис. 3 а). В вариантах 2 и 3 функция $Z(r, 0,22)$ имеет немонотонный вид. Локальные минимумы в окрестности линии нагнетания соответствуют наличию точек перегиба на профиле водонасыщенности (см. рис. 3 а), что связано с образованием зоны больших градиентов, условно можно сказать скачку водонасыщенности. Это в свою очередь приводит к росту влияния капиллярных сил (Z) в непосредственной окрестности зоны нагнетания. Локальные максимумы появляются в зоне переднего фронта вытеснения, тоже области больших градиентов.

Проявление различий в подвижностях фаз на фоне действия капиллярных сил

Фазовая подвижность характеризуется величиной $k_i(s)/\mu_i$. То есть здесь проявляется различие в вязкостях и относительных фазовых проницаемостях.

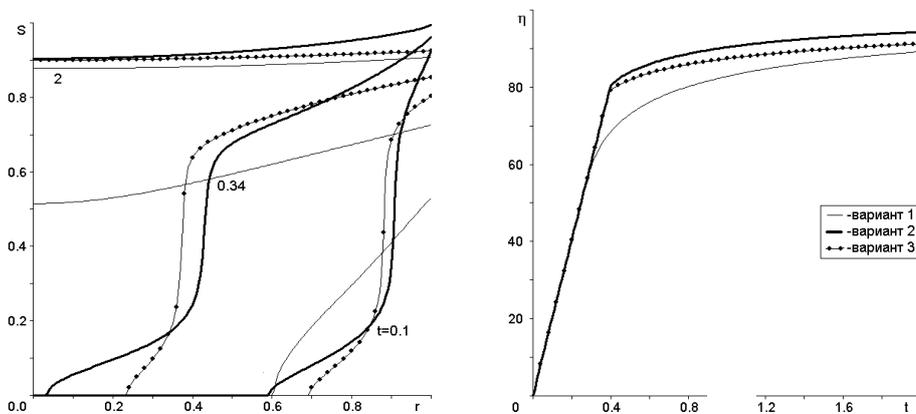


Рис. 5. Решения с разными $j(s)$ при $\varepsilon = 10$ и $\mu = 1$ А) $s(r,t)$; Б) $\eta(t)$

Расчеты при $\mu = 1$ для трех вариантов, при старых относительных фазовых проницаемостях, приведены на рисунке 5. Полученные решения (см. рис. 5 а) имеют две особенности, отличающие их от случая с $\mu = 0,1$ (см. рис. 3 а):

- 1) классический скачок водонасыщенности трансформируется с образованием за счет действия капиллярных сил опережающего носика (варианты 2, 3). Эти носики не исчезают со временем и доходят до точки $r = 0$ (добывающая скважина);
- 2) в пласте с разнородными порами (вариант 1) наблюдается существенно опережающий приход воды на добывающую скважину.

Особенностью решений при $\mu = 0,01$ (рис. 6) является формирование в вариантах 2 и 3 фронтов насыщенности в окрестности нагнетающего контура на поздних стадиях, которые медленно смещаются к добывающей скважине. В этом случае «баклеевская» фронтальная насыщенность $s_c = 0,0995$, и второй фронт вытеснения определяется как раз работой капиллярных сил.

Для изучения вопроса влияния относительных фазовых проницаемостей на решения в условиях вариантов 1–3 была проведена серия расчетов с фиксированными $\varepsilon = 10$, $\mu = 0,1$ и с разными k_i , которые были взяты в виде полиномиальных функций [10]:

$$k_1(s) = s^\alpha, k_2(s) = s^\beta, \quad (6)$$

при этом изменялись степени $\alpha \in [1;5]$ и $\beta \in [1;5]$. На рисунке 7 приведены результаты расчетов при $\alpha = \beta = 3$.

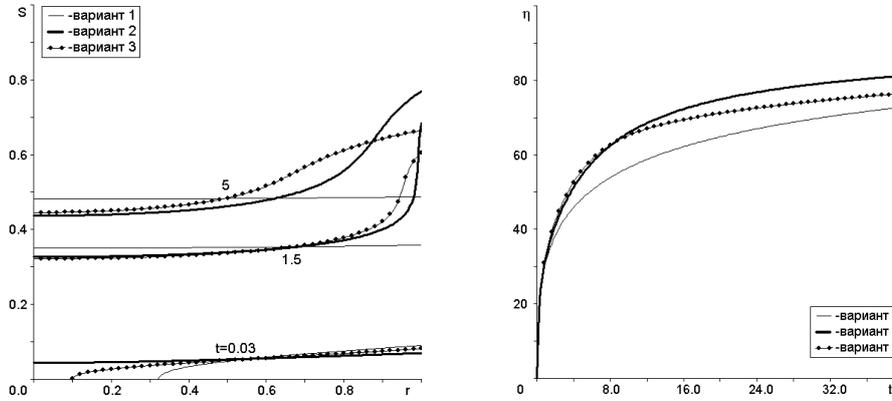


Рис. 6. Решения с разными $j(s)$ при $\varepsilon = 10$ и $\mu = 0,01$; А) $s(r, t)$; Б) $\eta(t)$

Отметим особенности решений, характерные для $\alpha, \beta \leq 3$:

- в пласте с разнородными порами (вариант 1) имеет место опережающий приход воды на добывающую скважину;
- капиллярные силы в варианте 1 работают равномерно, что обеспечивает наличие одного переднего фронта вытеснения, а далее, в общем, плавное изменение водонасыщенности;
- в вариантах 2 и 3 классический скачок водонасыщенности трансформируется в волнообразную структуру; капиллярные силы размывают, сглаживают скачки вне зон с $|dj(s)/ds| \ll 1$.

При α и β больше 3 решения по вариантам 2 и 3 становятся мало отличимыми от решений по модели Баклея — Леверетта (отсутствие капиллярных сил) в промежутке $s \in (0;0,7)$ (рис. 8). Различия с БЛ моделью проявляются только вблизи линии нагнетания.

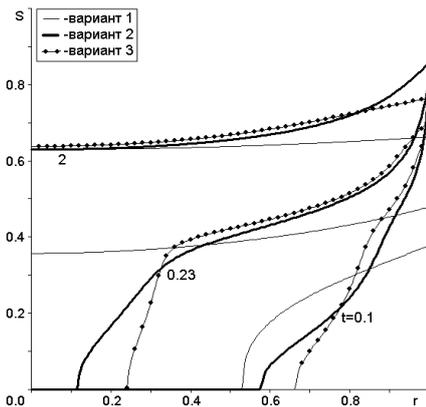


Рис. 7. Решения $s(r, t)$ с разными $j(s)$ при $\alpha = \beta = 3$, $\varepsilon = 10$, $\mu = 0,1$

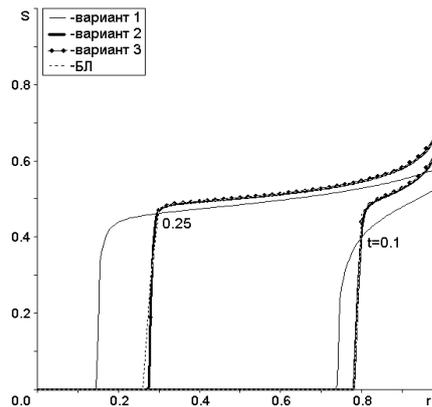


Рис. 8. Решения $s(r, t)$ с разными $j(s)$ при $\alpha = \beta = 5$. Сравнение с БЛ моделью

Выводы

Как показывают численные расчеты, при невысоких темпах вытеснения в однородном по размерам пор нефтяном пласте (варианты 2, 3) может сформироваться скачок водонасыщенности (зона больших градиентов) вблизи нагнетательной скважины, этот скачок при движении к добывающей скважине размазывается, однако в ряде случаев все-таки достигает зоны отбора, что характеризуется резким ростом обводнения продукции. Если же пласт сложен породами с неоднородными порами, то скачок водонасыщенности не образуется, и темп обводнения пласта ниже, чем для вариантов с однородным по размерам пор пластом.

Библиографический список

1. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы. – М.: Мир. –1964. – 353 с.
2. Бочаров О. Б. Пеньковский В. И. Введение в теорию фильтрации жидкостей и газов в пористых средах. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2005. – 132 с.
3. Антонцев С. Н., Кажихов А. В., Монахов В. Н. Краевые задачи механики неоднородных жидкостей. – Новосибирск: СО АН СССР, Наука. –1983. – 316 с.
4. Бочаров О. Б., Кузнецов В. В., Чехович Ю. В. О структуре решений задачи Раппопорта — Лиса // Динамика сплошной среды. – Новосибирск. – 1988. – Вып. 85. – С. 13–21.
5. Rappoport L. A., Leas W. J. Properties of linear water floods / Trans. AIME. 1953. Vol. 198. – P. 139–148.
6. Швидлер М. И., Леви Б. И. Одномерная фильтрация несмешивающихся жидкостей. – М.: Недра. – 1970. – 156 с.
7. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Влияние граничных условий на водонасыщенность вблизи скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 2. – С. 19–26.
8. Дмитриев Н. М., Максимов В. М. Обобщенный закон Дарси. Фазовые и относительные проницаемости для фильтрационных течений в анизотропных пористых средах // Моделирование процессов фильтрации и разработки нефтяных месторождений: сб. – Казань, 1992.
9. Самарский А. А. Введение в теорию разностных схем. – М.: Наука. – 1971. – 552 с.
10. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917–1967). – М.: Наука. – 1969. – 546 с.

Сведения об авторах

Телегин Игорь Григорьевич, к. ф.-м. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)670036, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Бочаров Олег Борисович, к. ф.-м. н., доцент, Новосибирский технологический центр, АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, тел. 8(383)3332808, e-mail: oleg.bocharov@bakerhughes.com

Information about the authors

Telegin I. G., Candidate of Physics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)670036, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Bocharov O. B., Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Novosibirsk Technology Center, JSC «Baker Hughes», Novosibirsk, phone: 8(383)3332808, e-mail: oleg.bocharov@bakerhughes.com

УДК 621.91.02

**ВЫБОР ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО ТВЕРДОГО СПЛАВА
ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДЕТАЛЕЙ ГАЗОТУРБИННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ**

Е. В. Артамонов, А. М. Тверяков, А. С. Штин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Приведен краткий обзор выбора инструментального твердого сплава для обработки резанием жаропрочных материалов, применяемых для изготовления деталей газотурбинных двигателей ДР-59, ДЖ-59 и ДГ-90.

Ключевые слова: твердые сплавы; обработка резанием; изготовление деталей газотурбинных двигателей

**SELECTION OF TOOL HARD ALLOY FOR PROCESSING PARTS
OF GAS TURBINE ENGINES**

E. V. Artamonov, A. M. Tveryakov, A. S. Shtin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The article reports a brief overview of the choice of tool hard alloy for processing heat-resistant materials used for the manufacturing of parts of gas turbine engines DR-59, J-59, and DG-90.

Key words: hard alloys; cutting; manufacturing of parts of gas turbine engines

В 80-е годы прошлого столетия, когда было развернуто широкое строительство газопроводов с компрессорными станциями из северных районов Тюменской области в центральные регионы России, более половины потребностей в газоперекачивающих аппаратах (ГПА) было удовлетворено за счет агрегатов с конвертированными транспортными газотурбинными двигателями. С учетом более простой установки и большей индустриализации строительства в короткое время было построено и укомплектовано ими значительное число компрессорных цехов¹.

¹ Корпоративная газета ООО «Центрремонт». – 2018 (май). – № 4 (93).

Цель данной работы — анализ механизма выбора инструментального твердого сплава для обработки труднообрабатываемых материалов, применяемых для изготовления деталей газотурбинных двигателей.

На данный момент ведущие газоперекачивающие предприятия нашей страны используют широкую номенклатуру газотурбинных двигателей (ДР-59, ДЖ-59 и ДГ-90) для своих ГПА.

В современных двигателях рабочая температура может превышать температуру плавления сплавов рабочих лопаток.

Все обрабатываемые материалы подразделяются на группы резания, в соответствии с принадлежностью к той или иной группе осуществляется выбор геометрии режущего инструмента, марки сплава и режимов резания.

Материалы, способные выдерживать такие температуры, обычно очень тяжело подвергаются обработке резанием. Данные сплавы относятся к особой группе обрабатываемости — коррозионно- и теплостойкие стали (аустенитного класса), «ГРУППА М» по ISO 513. В зависимости от обрабатываемого материала и типа снимаемой стружки твердые сплавы подразделяются на три основные группы резания: Р, М, К (рис. 1).

ГРУППА Р	ГРУППА М	ГРУППА К
<p>Обрабатываемые материалы:</p> <p>Конструкционные стали: нелегированные; легированные; подшипниковые; рессорно-пружинные.</p> <p>Инструментальные стали: углеродистые; для режущего и мерительного инструмента; штамповые; быстрорежущие.</p> <p>Стали для отливок: углеродистые; низколегированные.</p> <p>Коррозионно-теплостойкие стали (мартенситно/ферритного классов)</p>	<p>Обрабатываемые материалы:</p> <p>Коррозионно- и теплостойкие стали (аустенитного класса)</p> <p>Жаростойкие и жаропрочные сплавы: мартенситного, аустенитного/мартенситного и аустенитного классов; на Ni-Cr основе.</p> <p>Никель-кобальтовые сплавы</p> <p>Титановые сплавы: деформируемые; литейные.</p>	<p>Обрабатываемые материалы:</p> <p>Чугуны: ковкие; серые; антифрикционные; с шаровидным графитом.</p> <p>Алюминиевые сплавы: деформируемые; литейные.</p> <p>Магниеые сплавы: деформируемые; литейные.</p> <p>Медь и медные сплавы: медь; латуни; бронзы.</p> <p>Антифрикционные сплавы: цинковые сплавы; алюминиевые сплавы; порошковые спеченные алюминиевые сплавы; баббиты.</p>

Рис. 1. Группы резания

Группы разбиты на подгруппы, каждая из которых обозначается числовым индексом, характеризующим вид обработки, режим резания и свойства твердого сплава.

Для выбора марки инструментального твердого сплава (ИТС), предназначенного для обработки заготовки на той или иной операции, предлагается использование специальных карт, где приведены марки твердых сплавов всех областей и подгрупп применения для соответствующих методов и условий обработки, а также ориентировочные режимы резания (рис. 2–4).

Основные шаги по выбору ИТС:

1. Определить материал заготовки и принадлежность выбираемой марки твердого сплава к одной из групп Р, М или К.
2. Определить вид операции.
3. Определить условия и характер обработки.

4. Подобрать карту, соответствующую определенным условиям, и выбрать марку твердого сплава².

ТВЕРДЫЕ СПЛАВЫ ДЛЯ ТОКАРНОЙ ОБРАБОТКИ															
Марки	Области применения														
	Р					М				К					
	Подгруппы														
	01	10	20	30	40	50	10	20	30	40	01	10	20	30	40
Т30К4	■														
Т15К6		■													
Т14К8			■												
МС121		■													
Т5К10				■											
МС146					■										
ТТ7К12						■									
ВК60М							■								
ВП322								■							
МС221									■						
ВК6										■					
МС321											■				
ВК8												■			
МС1465													■		
МС2215														■	
МС3215															■
ТС1Т															■
ВП3115															■
ВП3325															■

Рис. 2. Выбор инструментального твердого сплава по группам резания

Код обработки	Характеристика процесса обработки при точении, сверлении, расточке	Характеристика процесса обработки при фрезеровании
F (чистовая обработка)	Подача при точении наружных поверхностей $S \leq 0,25$ мм/об, при расточке $S \leq 0,20$ мм/об; глубина резания $t \leq 1,5$ мм ($t < 0,5$ мм при HRC > 30); высокая скорость резания.	Подача $S \leq 0,15$ мм/зуб; глубина резания $t < 2$ мм ($t < 1$ мм при HRC ≤ 30); высокая скорость резания.
M (получистовая обработка)	Подача при точении наружных поверхностей $S \leq 0,6$ мм/об, при расточке $S \leq 0,4$ мм/об; глубина резания $t \leq 4$ мм ($t < 1$ мм и $S \leq 0,2$ мм/об при HRC ≥ 30); при сверлении отверстий для обеспечения точности 9,10 квалитетов $S \leq 0,20$ мм/об; высокие и средние скорости резания.	Подача $S \leq 0,2$ мм/зуб; глубина резания $t \leq 4$ мм ($t < 1,5$ мм и $S \leq 0,1$ мм/зуб при HRC ≥ 30); высокие и средние скорости резания.
R (черновая обработка)	Подача при точении наружных поверхностей $S \leq 1,2$ мм/об, при расточке $S \leq 0,8$ мм/об; глубина резания $t > 4$ мм; умеренные и низкие скорости резания. При сверлении отверстий $S \leq 0,4$ мм/об; умеренная скорость резания.	Подача при обработке обдирочными торцевыми и концевыми цилиндрическими фрезами $S > 0,2$ мм/зуб; глубина резания $t > 4$ мм; умеренные и низкие скорости резания.

Рис. 3. Характеристика процесса обработки поверхности

При анализе особенностей механизма отказа инструмента при резании трудно-обрабатываемых материалов было выявлено, что основными факторами, определяющими характер износа и разрушения режущих пластин, являются как высокие

²Пластины сменные многогранные твердосплавные. Каталог. КЗТС. – 2017 г. – 59 с.

температурно-силовые нагрузки, так и нерациональные для рассматриваемых инструментальных твердых сплавов и обрабатываемых материалов геометрические и конструктивные параметры сменных твердосплавных пластин (СТП) [4–8].

Условия обработки	Характеристика условий обработки	Характеристика заготовок
○ (хорошие)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Незначительное биение обрабатываемой поверхности до 0,3 мм. 2. Непрерывное резание (отсутствие раковин, пазов и др.). 3. Абразивные свойства и твердость корки невелики. 4. Незначительные изменения температуры режущей кромки пластины и сил резания. 5. Высокая жесткость технологической системы. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Предварительно обработанные заготовки. 2. Калиброванный прокат. 3. Заготовки из порошковых материалов. 4. Редуцированные заготовки (продавленные через матрицы-фильеры).
● (средние)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Биение обрабатываемой поверхности 0,3...1,0 мм. 2. Прерывистое резание (раковины и канавки до 2 мм по ширине; резьба). 3. Корка поверхности средней твердости и глубиной 0,1...0,2 мм. 4. Средние колебания сил резания и температуры в зоне резания. 5. Средняя и высокая жесткость технологической системы. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Предварительно обработанные и закаленные и незакаленные поверхности. 2. Холодно- и горячекатанный прокат. 3. Точные отливки (литье по выплавляемым, выжигаемым, керамическим, металлическим моделям и формам и др.).
● (тяжелые)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Биение обрабатываемой поверхности более 2 мм. 2. Прерывистое резание - раковины, отверстия, канавки на поверхности шириной более 3 мм. 3. Высокая твердость и абразивные свойства корки (песок, нагар, оксиды и др.) 4. Значительные изменения сил резания и температуры в зоне резания. 5. Средняя и низкая жесткость технологической системы. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Прокат, рубленый в штампах, после газорезки. 2. Квадратный, шестигранный прокат. 3. Штамповки, поковки, поперечно-клиновой прокат. 4. Обжатые болванки. 5. Грубые отливки (в песчано-земляные формы). 6. Наварные, наплавленные, шлицевые и др. поверхности.

Рис. 4. Условия обработки заготовок

Подбор ИТС по рекомендациям завода изготовителя не всегда подходит, так как одному обрабатываемому материалу может соответствовать несколько инструментальных материалов. Довольно часто причиной выхода из строя сборного инструмента являются неправильно назначенные режимы резания, которые приводят к внутриконтakтным выкрашиваниям, сколам, изломам режущей кромки. В связи с неравномерностью при фрезерной обработке наблюдается значительное увеличение контактных разрушений по сравнению с токарными операциями. Учеными доказано, что скорость резания является основной причиной сколов, внутриконтakтных выкрашиваний и изломов, а подача — основной причиной поломок сменных многогранных пластин [9–15].

Таким образом, проанализировав алгоритм выбора ИТС для обработки трудно-обрабатываемых и жаропрочных материалов, применяемых для изготовления деталей газотурбинных двигателей ДР-59, ДЖ-59, ДГ-90, и механизм отказа инструмента при обработке этих материалов, мы установили, что работоспособность СТП зависит от физико-механических характеристик твердого сплава, способа базирования и крепления сменной многогранной пластины, формы применяемой пластины, а также режимов резания.

Для рационального назначения режимов резания и ИТС необходимо проанализировать существующие физико-механические свойства твердых сплавов, сигнализирующие об изменениях, происходящих под действием температур в диапазоне, характерном для процесса резания, и определение которых возможно независимо от формы или покрытия сменных режущих пластин из твердых сплавов.

Библиографический список

1. Артамонов Е. В. Прочность и работоспособность сменных твердосплавных пластин сборных режущих инструментов: моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – С 101–104.
2. Бобров В. Д. Основы теории резания металлов. – М.: Машиностроение, 1975. – 344 с.
3. Верещака А. С. Работоспособность режущего инструмента с износостойкими покрытиями. – М.: Машиностроение, 1993. – 336 с. – (Библиотека инструментальщика).
4. Полетика М. Ф., Козлов В.Н. Контактные нагрузки и температуры на изношенном инструменте // Прогрессивные технологические процессы в машиностроении: – Томск: ТПУ, 1997. – С.18–21.
5. Григорьев С. Н., Методы повышения стойкости режущего инструмента: учеб. для студентов вузов. – М.: Машиностроение, 2011. – 368 с.
6. Васин С. А., Верещака А. С., Кушнер В. С. Резание материалов: термомеханический подход к системе взаимосвязей при резании. Учебник для технических вузов. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2001. – 448 с.
7. Музыкант Я. А. Новые марки твердых сплавов и конструкций резцов «ISCAR» // Рынок оборудования. – 2007. – № 6. – С. 9–10.
8. Обработка резанием жаропрочных сталей, сплавов и тугоплавких металлов / А. М. Даниелян [и др.] – М.: Машиностроение, 1965. – 308 с.
9. Zorev N. N., Uteshev M. H. Untersuchung der Kintakt-spannung auf den Arbeits-flachen des Werkzeugs miteiner Schneidenabrundung // Berichte der Internationalen Forschungsgemein-schaft fur mechanische produktionstechnikstechnik. – 1971. – Vol. 20–1. – P. 31–32.
10. Режимы резания труднообрабатываемых материалов: справочник / Я. Л. Гуревич [и др.]. – М.: Машиностроение, 1986. – 240 с.
11. Подураев В. Н. Резание труднообрабатываемых материалов: учеб. пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 1974. – 590 с.
12. Резание конструкционных материалов, режущие инструменты и станки / В. А. Кривоухов [и др.]; под ред. П. Г. Петрухи. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1974. – 616 с.

Сведения об авторах

Артамонов Евгений Владимирович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)539333, e-mail: artamonov@tyuiu.ru

Тверяков Андрей Михайлович, к. т. н., доцент кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)539333, e-mail: tverjakov@tyuiu.ru

Штин Антон Сергеевич, аспирант кафедры станков и инструментов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89538269802, e-mail: shtinas@tyuiu.ru

Information about the authors

Artamonov E. V., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)539333, e-mail: artamonov@tyuiu.ru

Tveryakov A. M., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)539333, e-mail: tverjakov@tyuiu.ru

Shtin A. S., Postgraduate at the Department of Machines and Tools, Industrial University of Tyumen, phone: 89538269802, e-mail: shtinas@tyuiu.ru

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ
КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ
ПРИ РАБОТЕ ИМПУЛЬСНЫХ УСТРОЙСТВ**

М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, Д. И. Сидоркин, Л. З. Зайнагилина

*Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский, Россия*

Аннотация. При обработке призабойной зоны рабочая жидкость подается на забой, как известно, неравномерно, вследствие того, что агрегаты снабжены поршневыми насосами. Как правило, изменяющаяся амплитуда давления жидкости срабатывает в забойном импульсном устройстве, в результате чего в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) создаются продольные колебания. По мере распространения колебаний жидкости амплитуда их уменьшается. Для данных условий это связано с диссипативными процессами, называемыми вязкостью и теплопроводностью среды, влиянием стенок, а также рассеянием на неоднородностях. Получены выражения для определения вынужденных динамических перемещений и растягивающих напряжений в каждом сечении колонны НКТ, по которым построены графические зависимости. В результате анализа приведенных кривых было установлено, что применение забойных импульсных устройств с большей площадью сопротивления потоку жидкостной струи уменьшает надежность колонны НКТ, причем это зависит прямо пропорционально как от конструктивных особенностей устройства, так и от расхода нагнетаемой жидкости в пласт. Также выявлено, что надежность колонны НКТ повышается в 1,8 раза при использовании пакера для оборудования забоя обрабатываемой скважины.

Ключевые слова: забойное импульсное устройство; колонна насосно-компрессорных труб; колебания; пакер; насос

**STRESS STATE COLUMNS OF TUBING STRING DURING
OPERATION PULSED DOWNHOLE DEVICE**

M. Ya. Khabibullin, R. I. Suleymanov, D. I. Sidorkin, L. Z. Zainagalina

*Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky, Russia*

Abstract. When treating the bottomhole zone, the working fluid is supplied to the bottom unevenly due to the fact that the units are equipped with piston pumps. The changing amplitude of the liquid pressure is triggered in the pulsed downhole device. As a result, longitudinal oscillations are created in the tubing string. As the oscillations of the liquid propagate, their amplitude decreases. For these conditions, this is due to dissipative processes, which are called viscosity and thermal conductivity of the medium, the influence of the walls, and also scattering by inhomogeneities. We obtained expressions for determining the forced dynamic displacements and tensile stresses in each section of the tubing string, on which graphical dependences are plotted. As a result of the analysis of these curves, it was found that the usage of pulsed downhole device with a larger area of resistance to the flow of a liquid jet reduces the reliability of the tubing string, and it depends directly on both the design features of the device and the flow rate of fluid pumped into the formation. We also revealed that the reliability of the tubing

string is increased by 1,8 times when using a packer for the equipment of the bottomhole of the treated well.

Key words: pulsed downhole device; tubing string; oscillations; packer; pump

В основу импульсного воздействия входит использование упругой волны, излучаемой на устье или непосредственно на забое скважины, для возмущения состояния среды в течение определенного времени (перемещения частиц среды в волне). Величина амплитуды смещения и колебательная скорость частиц среды зависят от амплитуды и интенсивности источника возмущения [1–9]. У данного эффективного и универсального метода воздействия возникает необходимость в повышении надежности применяемого скважинного оборудования. При импульсной закачке жидкостей в скважину в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) создаются гидравлические удары с частотой равной частоте закачиваемой жидкости, вследствие перекрытия проходного отверстия рабочими органами забойных устройств.

Изучение процесса поведения колонны НКТ вызывает значительный интерес с точки зрения ее надежности. Изменение давления рабочей жидкости на выходе из забойных импульсных устройств оказывает влияние на движущийся по колонне НКТ поток, выявляемое вследствие создания гидравлических ударов на входе в вибратор. Циклическое изменение параметров движущегося потока рабочей жидкости создает определенные нагрузки на колонну НКТ. Результаты исследований приведенного влияния представлены в работах [10–12].

Мы предлагаем рассмотреть данный вопрос, не используя громоздкие математические исследования. При обработке призабойной зоны рабочая жидкость подается на забой, как известно, неравномерно, вследствие того, что агрегаты снабжены поршневыми насосами. Как правило, изменяющаяся амплитуда давления жидкости срабатывает в забойном импульсном устройстве, в результате чего в колонне НКТ создаются продольные колебания. Вынужденные динамические перемещения при колебаниях можно представить в виде следующего ряда [13]:

$$U = \varphi_1 \sin \frac{\pi x}{2l} + \varphi_3 \sin \frac{3\pi x}{2l} + \dots = \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \varphi_i \sin \frac{i\pi x}{2l}, \quad (1)$$

где $\varphi_1, \varphi_3, \varphi_5, \dots$ — некоторые неизвестные функции времени; x — произвольная точка на длине колонны НКТ, взятая от свободного конца, м; l — длина колонны НКТ с учетом удлинения от собственного веса и веса столба жидкости, м.

Применяя принцип возможной работы, мы получили выражение для полной возможной работы, приравненное к нулю [14],

$$\frac{d^2 \varphi_i}{dt^2} + P_i^2 \frac{d\varphi_i}{dt} = \frac{2}{\rho S l} R(-1)^{(i-1)/2}, \quad (2)$$

где $P_i = \frac{i\pi d}{2l}$; $i = 1, 3, 5, \dots$; ρ — плотность материала труб, кг/м³; S — площадь поперечного сечения труб, м²; R — возмущающая сила, Н; a — скорость распространения звука в трубах, м/с.

Полученное выражение (2) представляет собой уравнение установившихся вынужденных колебаний при условии, что возмущающая сила R является функцией от времени.

Для одноцилиндрового насоса одностороннего действия изменение амплитуды давления, графическая зависимость которого представлена на рисунке 1 (график 1), на выходе можно представить в виде ряда Фурье [14]

$$P(t) = \frac{P_0}{2} + \sum_{i=1}^{\infty} (a_i \cdot \cos \omega t + b_i \cdot \sin \omega t). \quad (3)$$

После определения коэффициентов ряда получаем

$$P(t) = \frac{P_0}{2} + \frac{P_0}{\pi} \left(\sin \omega t - \frac{\sin 3\omega t}{3} + \frac{\sin 5\omega t}{5} - \dots \right), \quad (4)$$

где P_0 — амплитуда изменения давления, МПа; ω — частота вращения кривошипного вала насоса, c^{-1} .

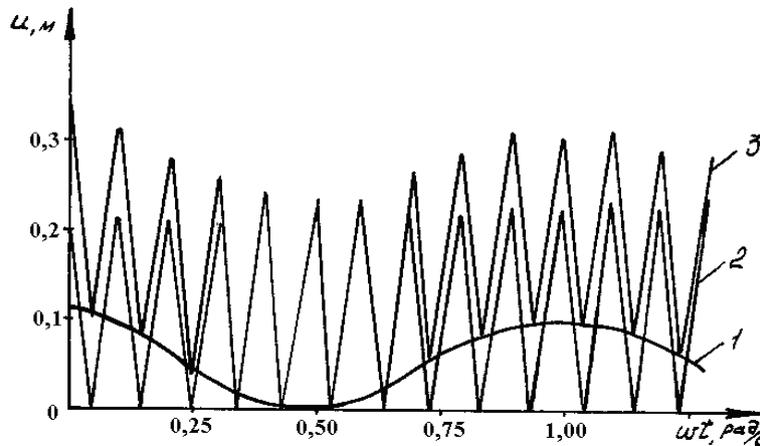


Рис. 1. Перемещение нижнего конца колонны НКТ:

- 1 — при работе насоса с элементарным сопротивлением на конце колонны НКТ;
- 2 — при установке забойного импульсного устройства (частота колебаний закачиваемой жидкости в пласт — 100 Гц) без учета неравномерности работы насоса;
- 3 — при установке забойного импульсного устройства (частота колебаний закачиваемой жидкости в пласт — 100 Гц) с учетом неравномерности работы насоса

Нетрудно заметить, что возмущающую силу в дальнейшем мы рассматриваем в критическом положении при отказе из работы пневмокомпенсаторов насоса. Выражение (4) можно представить для различных конструкций насосов.

По мере распространения колебаний жидкости амплитуда их уменьшается. Для данных условий это связано с диссипативными процессами, называемыми вязкостью и теплопроводностью среды, влиянием стенок, а также рассеянием на неоднородностях. Из работы [2] имеем следующую зависимость:

$$(P)_x = P(t) \cdot e^{-\alpha x}, \quad (5)$$

где α — коэффициент поглощения, определяемый из работы [2].

Решая уравнение (3) с учетом представлений (4) и (5), мы получили выражение для определения неизвестных функций времени [15, 16]

$$\varphi_i = \frac{2(-1)^{(i-1)/2} \cdot R_v \cdot e^{-\alpha x}}{\rho S l (P_i^2 - \omega^2)} \left(\frac{P_0}{2} + \frac{P_0}{\pi} \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{(-1)^{(i-1)/2}}{i} \sin i \omega t \right), \quad (6)$$

где R_v — площадь импульсного устройства, на которую действует амплитуда изменения давления, м².

Подставляя эти функции в первоначальный ряд (1), находим искомые динамические перемещения произвольно выбранной точки при вынужденных колебаниях колонны НКТ.

$$U = \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \left[\frac{2(-1)^{(i-1)/2} \cdot R_v \cdot e^{-\alpha x}}{\rho S l (P_i^2 - \omega^2)} \left(\frac{P_0}{2} + \frac{P_0}{\pi} \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{(-1)^{(i-1)/2}}{i} \sin i \omega t \right) \right] \sin \frac{i \pi x}{2l} \quad (7)$$

Или

$$U = \frac{R_v \cdot e^{-\alpha x} \cdot P_0}{\rho \cdot S \cdot l \cdot \pi} \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{(-1)^{(i-1)/2}}{P_i^2 - \omega^2} (\pi + 2 \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{(-1)^{(i-1)/2}}{i} \sin i \omega t) \sin \frac{i \pi x}{2l}. \quad (8)$$

Для двухцилиндровых насосов двойного действия с учетом гармонического закона изменения давления жидкости выражение (8) можно записать следующим образом:

$$U = \frac{2R_v e^{-\alpha x} P_0 \sin \omega t}{\rho S l} \sum_{i=1,3,5,\dots}^{\infty} \frac{(-1)^{(i-1)/2}}{(P_i^2 - \omega^2)} \sin \frac{i \pi x}{2l}. \quad (9)$$

Растягивающие напряжения, возникающие в колонне, определяются на основании выражений, приведенных в [11], преобразованных с учетом исследования значения напряжений в каждом сечении колонны труб,

$$\sigma_x = \left(\frac{1 - \mu}{1 - 2\mu} \right) \cdot E \cdot u \cdot \left(1 - \frac{x}{l} \right), \quad (10)$$

где μ — коэффициент Пуассона; E — модуль упругости материала труб, МПа; x — произвольное сечение колонны труб, м; l — длина колонны труб, м.

Полученные выше выражения были определены для случая абсолютно вертикальной скважины при отсутствии сил трения ($F_{mp} = 0$).

При использовании пакера в нижней части колонны НКТ продольные колебания последней будут отсутствовать (при условии полной герметизации затрубного пространства), но появятся поперечные колебания, следовательно, к напряжениям растяжения (уже меньшим в 3 раза) добавятся напряжения сдвига. Амплитуда изменения давления жидкости действует по всей колонне, вызывая поперечные колебания, изменяющиеся по частоте колебания жидкости.

По полученным выражениям (9) и (10) были построены графические зависимости перемещения нижнего конца и напряжения в верхнем сечении колонны НКТ от частоты гидравлических ударов, представленные на рисунках 1 и 2. В качестве основных исходных данных были выбраны следующие величины, соответствующие данным при обработке забойным импульсным устройством скв. 2 378 НГДУ «Туймазанефть»: длина колонны НКТ — 1 250 м; давление закачки на устье скважины — 12 МПа; диаметр колонны НКТ (толщина стенки) —

73 мм (5,5 мм); частота колебания жидкости — 100 Гц; плотность жидкости — 1 000 кг/м³.

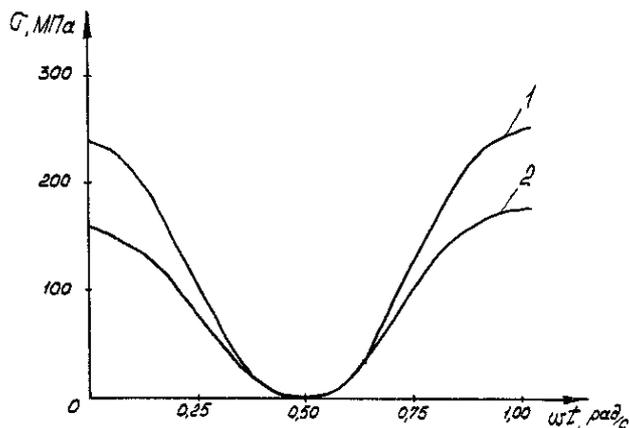


Рис. 2. Напряжение в верхнем сечении колонны НКТ:
1 — без установки пакера; 2 — с установкой пакера (полная герметизация затрубного пространства) — суммарные напряжения растяжения и сдвига

Таким образом, в результате анализа приведенных кривых было установлено, что применение забойных импульсных устройств с большей площадью сопротивления потоку жидкостной струи уменьшает надежность колонны НКТ, причем это зависит прямо пропорционально как от конструктивных особенностей устройства, так и от расхода нагнетаемой жидкости в пласт. Сопоставляя полученные теоретические результаты, представленные на рисунке 2, можно сделать вывод, что надежность колонны НКТ повышается в 1,8 раза при использовании пакера для обводнения забоя обрабатываемой скважины.

Библиографический список

1. Хабибуллин М. Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Уфа, 1999. — 23 с.
2. Хабибуллин М. Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой с циклически изменяющейся амплитудой давления // Нефтегазовое дело. — 2012. — № 6. — С. 233–241.
3. Патент на изобретение RUS 2198288. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления / Султанов Б. З., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я.; заявл. 12.10.99; опубл. 10.02.03.
4. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Давыдов А. Ю. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. — 2016. — № 3. — С. 16–21.
5. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Сидоркин Д. И. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2016. — № 5. — С. 109–113.
6. Хабибуллин М. Я. Повышение эффективности закачки жидкости в нагнетательные скважины // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2015: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф.: в 2 т. / Отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. — С. 161–167.
7. Хабибуллин М. Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2014: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / Отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. — Уфа: Изд-во УГНТУ. — 2014. — С. 392–397.
8. Хабибуллин М. Я., Шангареев Р. Р. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2016. — № 4. — С. 120–125.
9. Патент на изобретение RUS 2241825. Устройство для закачки жидкости / Гилаев Г. Г., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я., Ибраев Р. А.; заявл. 13.02.03; опубл. 10.12.04.

10. Параметры гашения колебаний колонны насосно-компрессорных труб при работе забойных импульсных устройств / М. Я. Хабибуллин [и др.] // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2017. – № 6. – С. 19–23.

11. Хабибуллин М. Я., Сидоркин М. Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 3, № 3. – С. 27–32.

12. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 1. – С. 148–165.

13. Тимошенко С. П., Янг Д. Х., Уивер У. Колебания в инженерном деле. – М.: Машиностроение, 1985. – 472 с.

14. Корн Г. А., Корн Т. М. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1984. – 832 с.

15. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Расчеты в теоретической и прикладной механике. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2016. – 94 с.

16. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2016: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию филиала. – Уфа, 2016. – С. 10–13.

Сведения об авторах

Хабибуллин Марат Яхиевич, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru

Сулейманов Рустэм Исхакович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: rustamsul@rambler.ru

Сидоркин Дмитрий Иванович, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: npmo@mail.ru

Зайнагалина Ляйсан Зулфаровна, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: npmo@mail.ru

Information about the authors

Khabibullin M. Ya., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, phone: 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru

Suleymanov R. I., Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, phone: 8(34767)65401, e-mail: rustamsul@rambler.ru

Sidorkin D. I., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, tel. 8(34767)65401, e-mail: npmo@mail.ru

Zainagalina L. Z., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, tel. 8(34767)65401, e-mail: npmo@mail.ru

Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Designing, construction and operation of pipeline transport system

УДК 519.63+533.6

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАКРУЧЕННЫХ ТЕЧЕНИЙ ГАЗА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ИХ ВЫХОДА НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ

Л. В. Абдубакова¹, Р. Е. Волков¹, Е. М. Сорокина², А. Г. Обухов³

¹Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

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

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Методика распараллеливания численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса применяется для описания трехмерных нестационарных течений вязкого сжимаемого теплопроводного газа в восходящих закрученных потоках. При этом учитывается действие сил тяжести и Кориолиса, а также предполагается постоянство коэффициентов вязкости и теплопроводности. Приведены результаты численных расчетов термодинамических характеристик течений на более мелких расчетных сетках при моделировании выхода на стационарный режим восходящего закрученного потока воздуха в искусственно созданном торнадо. В работе численно определены значения плотности, температуры и давления для различных фиксированных моментов времени и различных высот расчетной области. Показано, что в процессе разгона течения газа в центре вертикальной области наблюдается формирование воронкообразной области с пониженными значениями плотности, температуры и давления.

Ключевые слова: полная система уравнений Навье — Стокса; краевые условия; параллельные вычисления; термодинамические характеристики

THERMODYNAMIC CHARACTERISTICS OF SWIRLING GAS FLOWS IN SIMULATION OF THEIR OUTPUT TO THE STATIONARY MODE

L. V. Abdubakova¹, R. E. Volkov¹, E. M. Sorokina², A. G. Obukhov³

¹Tyumen State University, Tyumen, Russia

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

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. The method of parallelizing a numerical solution of the complete system of Navier — Stokes equations is used to describe three-dimensional unsteady flows of

a viscous compressible heat-conducting gas in ascending swirling flows. In this case, the action of gravity and Coriolis forces is taken into account, the coefficients of viscosity and thermal conductivity are assumed to be constant. The results of numerical calculations of the thermodynamic characteristics of flows on smaller computational grids are presented in simulation of the output to the stationary mode of an ascending swirling air flow in an artificially created tornado. We numerically determined the values of density, temperature, and pressure for various fixed times and for different heights of the calculated region. The research shows that in the process of accelerating the gas flow in the center of vertical region a funnel-shaped region with reduced values of density, temperature, and pressure is observed.

Key words: a complete system of Navier-Stokes equations; boundary conditions; parallel calculations; thermodynamic characteristics

Введение

Идея проведения масштабного натурного эксперимента с целью получения достаточно больших значений скоростей вращательного движения вязкого сжимаемого теплопроводного газа и достижения выхода закрученного течения газа на стационарный режим появилась в результате проведенных ранее исследований [1–4]. В них численно моделировалось возникновение сложных закрученных течений газа при холодном вертикальном продуве через трубу большого диаметра. В частности, подробно исследовалась зависимость энергетических характеристик восходящих закрученных потоков от скорости вертикального продува. Сопоставление рассчитанных и измеренных численных значений геометрических размеров и кинетических энергий позволило сделать вывод о том, что энергия вращательного движения превосходит половину кинетической энергии всего потока для диаметра трубы продува не менее 5 м и скорости продува не менее 15 м/с.

В данной работе предложенная ранее методика распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса используется для проведения численных экспериментов по исследованию изменений во времени термодинамических характеристик восходящего закрученного потока воздуха. В частности, целью работы является детальный анализ характера изменений температуры, плотности и давления в формирующемся закрученном потоке воздуха при выходе его на стационарный режим.

Математическая модель. Начальные и граничные условия

В качестве математической модели для описания сложных течений воздуха как сжимаемой сплошной среды, обладающей диссипативными свойствами вязкости и теплопроводности, используется полная система уравнений Навье — Стокса, которая в безразмерных переменных с учетом действия сил тяжести и Кориолиса в векторной форме приведена в работах [1–4]. Полная система уравнений Навье — Стокса является дифференциальной формой записи основных законов природы — законов сохранения массы, импульса и энергии. Кроме того, она учитывает законы термодинамики, действие сил тяжести и Кориолиса.

Начальные условия при описании течений вязкого сжимаемого вязкого теплопроводного газа при постоянных значениях коэффициентов вязкости и теплопроводности представляют собой функции, задающие точное решение [5] полной системы уравнений Навье — Стокса.

Расчетная область представляет собой прямоугольный параллелепипед с длинами сторон по 50 м и высотой 2 метра. Для плотности на всех шести гранях параллелепипеда ставится условие непрерывности потока [6], которое предусматривает вычисление значений плотности на гранях расчетной области линейной интерполяцией значений плотности в ближайших внутренних узлах расчетной об-

ласти. Нормальная компонента вектора скорости газа на боковых гранях соответствует условиям непрерывности. Две другие компоненты вектора скорости удовлетворяют условиям симметрии, то есть значения этих компонент вектора скорости на боковых гранях рассчитываются из условия равенства нулю производной по нормали к соответствующей грани в ближайших внутренних узлах расчетной сетки. На нижней и верхней гранях нормальная составляющая скорости соответствует условиям непротекания (она принимается равной нулю), а две другие компоненты вектора скорости — условиям симметрии. Для температуры на боковых гранях значения задаются из начального стационарного распределения, а на нижней и верхней гранях — соответствуют условиям симметрии. Продув газа через вертикальную трубу моделируется заданием вертикальной скорости течения газа через квадратное отверстие длиной стороны 5 м в центре верхней грани расчетной области.

Расчеты проводились при следующих входных параметрах: масштабные размерные значения плотности, скорости, расстояния и времени равны соответственно $\rho_{00} = 1,29 \text{ кг/м}^3$, $u_{00} = 333 \text{ м/с}$, $x_{00} = 50 \text{ м}$, $t_{00} = x_{00} / u_{00} = 0,15 \text{ с}$.

Разностные шаги по трем пространственным переменным $\Delta x = \Delta y = 0,25 \text{ м}$, $\Delta z = 0,1 \text{ м}$, а шаг по времени $\Delta t = 0,00015 \text{ с}$. Максимальная скорость продува в расчетах принималась равной 20 м/с.

Результаты расчетов

На рисунках 1–4 приведены графики плотности газа как функции двух переменных $\rho(x, y)$ на фиксированной высоте 1 м для четырех моментов времени: $t_1 = 4 \text{ мин}$, $t_2 = 8 \text{ мин}$, $t_3 = 12 \text{ мин}$, $t_4 = 17,5 \text{ мин}$. По осям Ox и Oy отложены номера узлов расчетной сетки, а по оси Oz — безразмерные масштабные значения плотности. За промежуток времени 17,5 минут происходит выход закрученного потока газа на стационарный режим. В этом режиме все газодинамические характеристики, в том числе и плотность, перестают изменяться с течением времени. Изменения плотности в процессе выхода течения газа на стационарный режим можно охарактеризовать следующим образом.

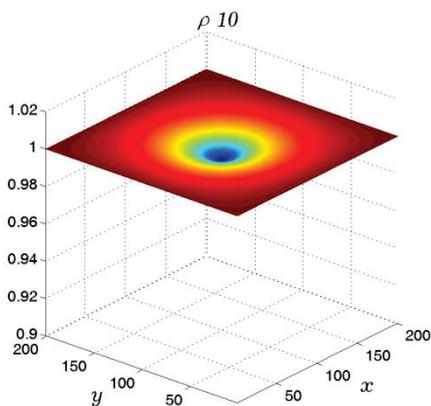


Рис. 1. Плотность при $t_1 = 4 \text{ мин}$

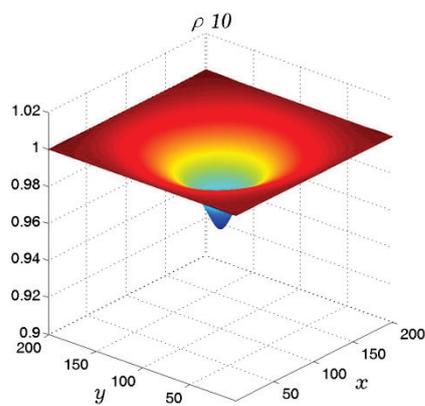


Рис. 2. Плотность при $t_2 = 8 \text{ мин}$

В начальные моменты времени плотность газа соответствует начальному стационарному распределению плотности атмосферного воздуха, а график плотности представляет собой горизонтальную плоскость, аппликаты всех точек которой равны безразмерному масштабному единичному значению плотности. С течением времени в центре под отверстием продува возникает область с пониженными значениями плотности (см. рис. 1), которые постепенно начинают уменьшаться. Гра-

фически это локальное уменьшение значений плотности представлено в виде воронки (см. рис. 2), при этом периферийные значения плотности остаются равными единичным масштабным значениям.

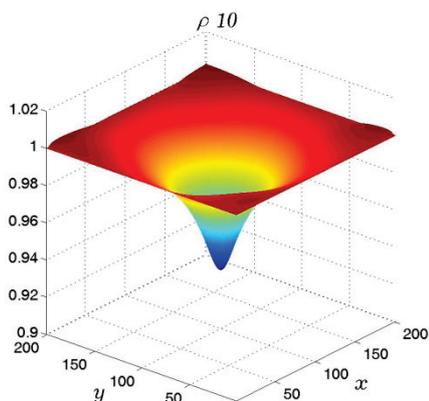


Рис. 3. Плотность при $t_3 = 12$ мин

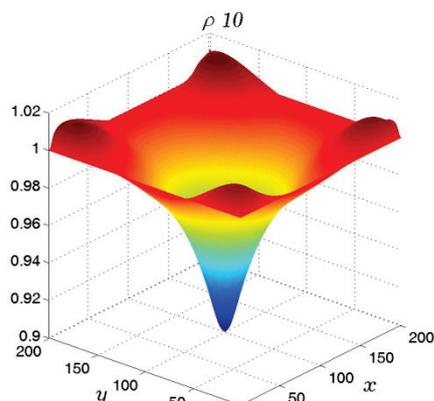


Рис. 4. Плотность при $t_4 = 17,5$ мин

Дальнейшее развитие закрученного потока газа характеризуется уменьшением плотности в центральной части и некоторым повышением плотности вблизи вертикальных ребер расчетной области (см. рис. 3). По мере приближения вращающегося воздушного потока к стационарному состоянию уменьшение плотности в центральной области замедляется и в стационарном состоянии достигает своего минимального значения $\rho = 0,9$ (см. рис. 4).

Что касается увеличенных значений плотности вблизи вертикальных ребер, то это превышение составляет 0,01 от начального стационарного распределения плотности. Подобное увеличение плотности может быть объяснено, во-первых, некоторым скоплением движущегося газа у вертикальных ребер, во-вторых, расчетными эффектами, связанными с используемой прямоугольной системой координат.

На рисунках 5–8 представлены графики температуры газа как функции двух переменных $T(x, y)$ на фиксированной высоте 1 м для тех же четырех моментов времени: $t_1 = 4$ мин, $t_2 = 8$ мин, $t_3 = 12$ мин, $t_4 = 17,5$ мин. По осям Ox и Oy отложены номера узлов расчетной сетки, а по оси Oz — безразмерные масштабные значения температуры. Изменения температуры в процессе выхода течения газа на стационарный режим можно охарактеризовать следующим образом.

В начале формирования закрученного потока температура газа соответствует начальному стационарному распределению температуры атмосферного воздуха, а график температуры представляет собой горизонтальную плоскость, аппликаты всех точек которой равны безразмерному масштабному единичному значению температуры. С течением времени в центре под отверстием продува возникает область с пониженными значениями температуры (см. рис. 5), которые постепенно начинают уменьшаться. Графически локальное уменьшение значений температуры выглядит также в виде воронки (см. рис. 6), при этом периферийные значения температуры остаются равными единичным масштабным значениям.

Дальнейший разгон закрученного потока газа характеризуется уменьшением температуры в центральной части и некоторым повышением температуры вблизи вертикальных ребер расчетной области (см. рис. 7). По мере приближения вращающегося воздушного потока к стационарному состоянию уменьшение температуры в центральной области замедляется и в стационарном состоянии достигает своего минимального значения $T = 0,75$ (см. рис. 8). Превышение температуры

вблизи вертикальных ребер над начальным стационарным значением температуры составляет 0,05. Такое превышение температуры может быть связано с расчетными эффектами, связанными с используемой прямоугольной системой координат.

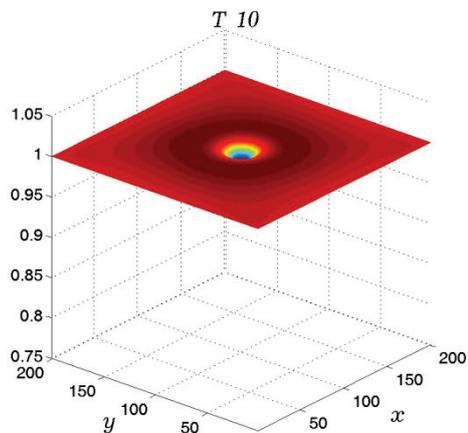


Рис. 5. Температура при $t_1 = 4$ мин

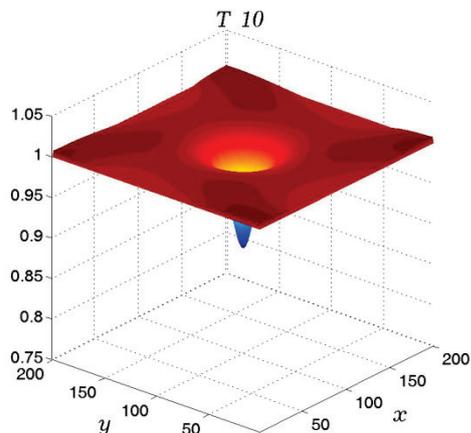


Рис. 6. Температура при $t_2 = 8$ мин

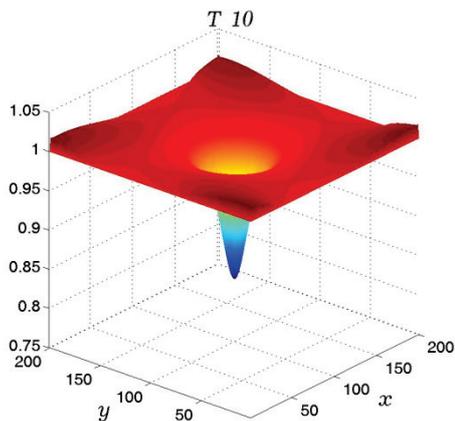


Рис. 7. Температура при $t_3 = 12$ мин

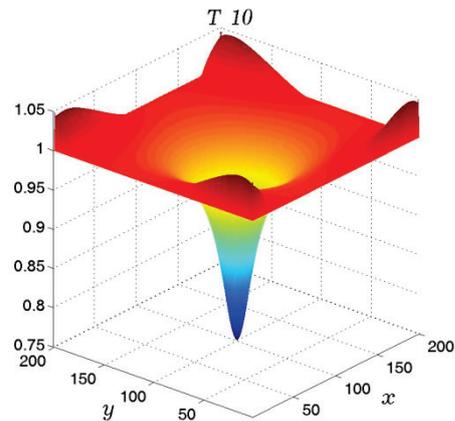


Рис. 8. Температура при $t_4 = 17,5$ мин

На рисунках 9–12 приводятся графики давления газа как функции двух переменных $p(x, y)$ на высоте 1 м для четырех моментов времени $t_1 = 4$ мин, $t_2 = 8$ мин, $t_3 = 12$ мин, $t_4 = 17,5$ мин. По осям Ox и Oy отложены номера узлов расчетной сетки, а по оси Oz — безразмерные масштабные значения давления.

В начальные моменты времени давление газа соответствует начальному стационарному распределению давления атмосферного воздуха, а график давления представляет собой горизонтальную плоскость, аппликаты всех точек которой равны безразмерному масштабному единичному значению давления. С течением времени под отверстием продува возникает область с пониженными значениями давления (см. рис. 9), которые постепенно уменьшаются. Графически это локальное уменьшение значений давления представляется в виде воронки (см. рис. 10), при этом периферийные значения давления сохраняются равными единичным масштабным значениям.

С течением времени наблюдаются уменьшение давления в центральной части и некоторое повышение давления вблизи вертикальных ребер (см. рис. 11). При выходе на стационарный режим скорость уменьшения давления в центральной области уменьшается и в стационарном состоянии достигает своего минимального значения $p = 0,73$ (см. рис. 12). Увеличение значений плотности вблизи вертикальных ребер на 0,05 от начального стационарного значения давления можно объяснить аналогичными причинами, как и для плотности и температуры.

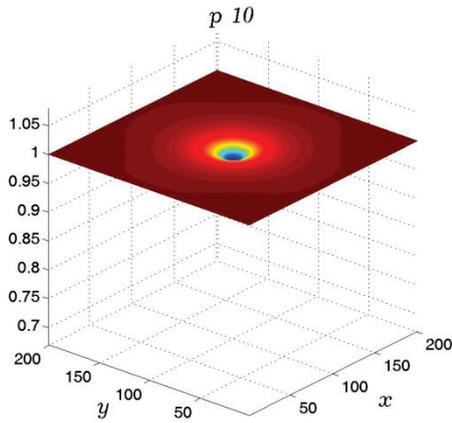


Рис. 9. Давление при $t_1 = 4$ мин

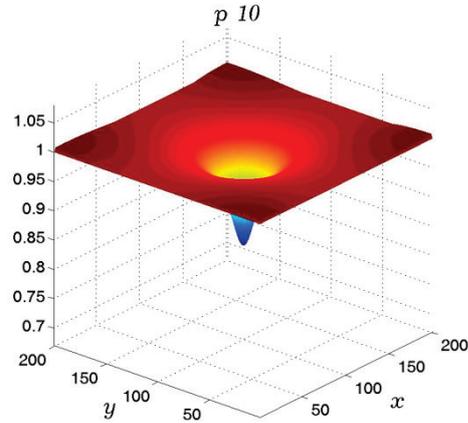


Рис. 10. Давление при $t_2 = 8$ мин

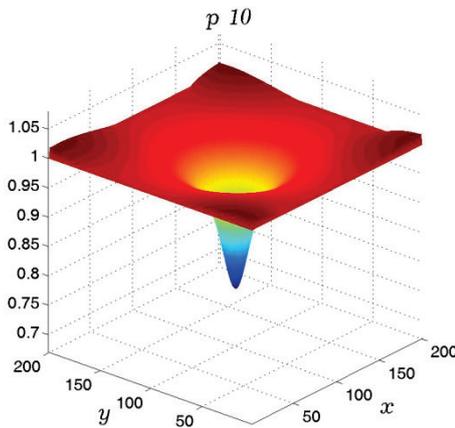


Рис. 11. Давление при $t_1 = 4$ мин

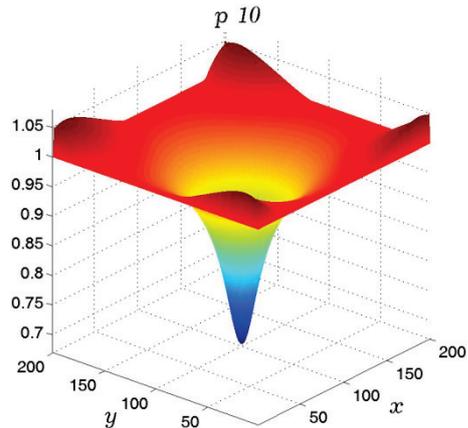


Рис. 12. Давление при $t_2 = 8$ мин

Выводы

Численное решение полной системы уравнений Навье — Стокса с использованием методики распараллеливания алгоритма позволило в данной работе провести расчет трех термодинамических характеристик течения газа во всех узлах прямоугольной расчетной сетки при моделировании сложного течения воздуха в предполагаемом натурном эксперименте по созданию восходящего закрученного потока и разгона его до выхода на стационарный режим.

В работе численно определены значения плотности, температуры и давления для различных фиксированных моментов времени и для различных высот расчетной области. Анализ результатов расчетов позволил установить характер изменения термодинамических характеристик закрученного потока воздуха в процессе

выхода его на стационарный режим функционирования. Показано, что в процессе разгона течения газа в центре вертикальной области наблюдается формирование воронкообразной области с пониженными значениями плотности, температуры и давления. Возникновение области пониженного давления способствует выходу всего потока на самоподдерживающийся режим, при котором за счет разности давлений внешний воздух втягивается внутрь вращающегося вихря.

Результаты работы имеют принципиальное значение для формулирования конкретных предложений по проведению масштабного натурного эксперимента по созданию восходящего закрученного потока, инициированного вертикальным продувом газа через трубу большого диаметра.

Исследования поддержаны Министерством образования и науки РФ (проект № 1.4539.2017/8.9).

Библиографический список

1. Волков Р. Е., Обухов А. Г. Параллельные вычисления в исследованиях зависимости газодинамических параметров восходящего закрученного потока газа от скорости продува // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 92–97.
2. Волков Р. Е., Обухов А. Г. Метод распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 92–98.
3. Разрушительные атмосферные вихри и вращение Земли вокруг своей оси / С. П. Баутин [и др.]. – Екатеринбург: УрГУПС, 2017. – 336 с.
4. Волков Р. Е., Обухов А. Г., Терехова Н. В. Численные расчеты энергетических характеристик при моделировании выхода на стационарный режим искусственного торнадо координат // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 84–92.
5. Баутин С. П., Обухов А. Г. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 81–86.
6. Баутин С. П., Обухов А. Г. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 55–63.

Сведения об авторах

Абдубакова Лилия Варисовна, к. ф.-м. н., доцент кафедры алгебры и математической логики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89220785984, e-mail: abli-li@mail.ru

Волков Роман Евстафьевич, аспирант кафедры алгебры и математической логики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89129211245, e-mail: email@romanvolkov.ru

Сорокина Елена Михайловна, к. ф.-м. н., доцент, Тюменское высшее военно-инженерное командное училище имени маршала инженерных войск А. И. Прошлякова, г. Тюмень, тел. 89058221749, e-mail: semaiia@mail.ru

Обухов Александр Геннадьевич, д. ф.-м. н., профессор кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru

Information about the authors

Abdubakova L. V., Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Algebra and Mathematical Logics, Tyumen State University, phone: 89220785984, e-mail: abli-li@mail.ru

Volkov R. E., Postgraduate at the Department of Algebra and Mathematical Logics, Tyumen State University, phone: 89129211245, e-mail: email@romanvolkov.ru

Sorokina E. M., Candidate of Physics and Mathematics, Tyumen Higher Military Engineering Command School named after Marshal of Engineering Troops A. I. Proshlyakov, phone: 89058221749, e-mail: cemaiia@mail.ru

Obukhov A. G., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru

УДК 665.276

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ
СТАБИЛИЗАЦИОННЫХ КОЛОНН
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Д. Б. Ермолин¹, Е. Р. Магарил², Р. З. Магарил³

¹*Сосногорский газоперекачивающий завод ООО «Газпром переработка»,
г. Сосногорск, Россия*

²*Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия*

³*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия*

Аннотация. В работе установлено, что повышение давления в стабилизационной колонне улучшает четкость разделения бутанов от пентанов, что способствует росту качества продуктов. Проведенные опытно-промышленные пробеги подтверждают возможность повышения эффективности работы стабилизационных колонн в различных процессах путем повышения давления в допустимых пределах.

Ключевые слова: ректификация; стабилизация; давление; четкость разделения

**INCREASING THE EFFECTIVENESS OF STABILIZATION
COLUMNS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY**

D. B. Ermolin¹, E. R. Magaril², R. Z. Magaril³

¹*Sosnogorsk Gas Processing Plant LLC «Gazprom Pererabotka», Sosnogorsk, Russia*

²*Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin*

³*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

Abstract. According to the results of the study, we found that increasing the pressure in a stabilization column improves the sharpness of separation of butanes from pentanes. As a result, the product quality is getting better. The pilot-industrial runs confirm the possibility of improving the effectiveness of the stabilization columns in various processes by increasing the pressure within the permissible limits.

Key words: rectification; stabilization; pressure; rectification sharpness

Введение

Процесс ректификации достаточно давно широко применяется в нефтепереработке и нефтехимии, и рассмотрен многими исследователями [1–4]. С помощью ректификации при первичной переработке нефти и газа получают прямогонные фракции, для их последующего использования в качестве сырья в процессах производства моторных топлив или в нефтехимической промышленности [1].

Важно также использование ректификации при стабилизации конечных продуктов [5]. Высокое энергопотребление в процессе ректификации обуславливает внимание к проблемам энергоэффективности установок [6, 7].

Актуальной задачей является совершенствование технологии процесса, что позволит повысить эффективность ректификации.

Как правило, выбор давления в ректификационной колонне связывают с необходимым температурным режимом [1, 8, 9]. Имеющиеся исследования влияния давления на производительность ректификационных колонн носят противоречивый характер [7, 10, 11]. Ранее было теоретически показано, что четкость разделения ректификационных колонн в процессе их эксплуатации может быть существенно улучшена повышением их рабочего давления [12, 13]. На этой основе разработаны рекомендации для обеспечения четкости разделения в колоннах дестанизации повышением давления [14].

Значительный интерес представляет исследование возможности повышения четкости разделения путем изменения давления на других ректификационных колоннах, в том числе на колоннах стабилизации, которые обеспечивают разделение газов и жидких продуктов.

Возможности повышения эффективности работы стабилизационных колонн путем изменения рабочего давления

В технологические схемы ряда процессов нефтепереработки для повышения качества продуктов включают стабилизационные колонны. Процесс стабилизации представляет собой разделение в отгонных колоннах газов, включая бутаны, и жидких продуктов, начиная с пентанов. Процесс применяется при выделении газового бензина из попутного нефтяного газа (ПНГ), получении бензинов в различных процессах нефтепереработки, переработке дестанизованного конденсата.

Скорость взаимодействия газа с жидкостью определяется диффузией газа в жидкость. При увеличении давления увеличивается время контакта между газовой и жидкой фазами, и благодаря увеличению плотности газов снижается поверхностное натяжение на границе газ : жидкость. Это приводит к увеличению дисперсности газов, барботирующих через жидкость, и влияние давления должно ускорять диффузионный межфазный массообмен.

Скорость диффузии G (количество вещества, продиффундировавшего за единицу времени, кг/с), согласно I закону Фика, определяется уравнением (1)

$$G = K \cdot \frac{D \cdot F}{\delta} \cdot (\pi \cdot y - P \cdot x), \quad (1)$$

где K — коэффициент, $\text{с}^2/\text{см}^2$; D — коэффициент диффузии молекул газа в жидкость, $\text{см}^2/\text{с}$; F — площадь контакта жидкости и газа, см^2 ; δ — толщина пограничной пленки, см; π — общее давление газа, Па; P — парциальное давление диффундирующего компонента, находящегося в жидкости, Па; y — мольная доля данного компонента в газе; x — мольная доля данного компонента в жидкости.

Увеличение общего давления газа согласно уравнению (1) приводит к увеличению скорости диффузии.

Исследование влияния давления на эффективность работы стабилизационных колонн

С целью исследования влияния изменения давления в системе ректификации на эффективность работы колонны стабилизации нами была проведена опытно-промышленная эксплуатация на базе установки НТК Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ) ООО «Газпром переработка» при постоянной производительности установки по ПНГ 280 тыс. м³/ч.

Для проведения опытно-промышленной эксплуатации колонного оборудования выбран диапазон изменения значения рабочего давления для дебутанизатора с 0,9 до 1,2 МПа. Верхний предел рассматриваемого параметра ограничен максимальным рабочим (регламентным) значением давления аппарата. Загрузка бутановой колонны по сырью колонны — 14 т/ч.

В таблице 1 и на рисунке 1 приведены результаты исследования влияния давления на работу бутановой колонны.

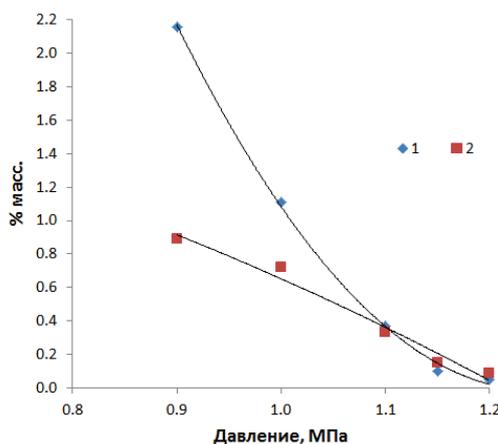
Таблица 1

Данные по эффективности работы дебутанизатора 106-С3 Сосногорского ГПЗ ООО «Газпром переработка»

Параметр режима	Значение параметров при определенном давлении, МПа				
	0,90	1,00	1,10	1,15	1,20
Температура верха, °С	60	61	63	64	66
Температура низа, °С	128	127	128	129	128
Данные аналитического контроля					
Содержание C ₅ H ₁₂ в пропан-бутановой фракции, %	2,16	1,11	0,37	0,10	0,05
Содержание C ₃ H ₈ + C ₄ H ₁₀ в газовом бензине, %	0,89	0,72	0,33	0,15	0,09

Полученные результаты опытно-промышленной эксплуатации бутановой колонны Сосногорского ГПЗ показывают, что повышение рабочего давления в дебутанизаторе при переработке ПНГ приводит к существенному улучшению четкости разделения получаемых продуктов.

*Рис. 1. Влияние давления в бутановой колонне на четкость разделения:
1 — содержание C₅H₁₂ в пропан-бутановой фракции, % масс.;
2 — содержание C₃H₈ + C₄H₁₀ в газовом бензине, % масс.*



В таблице 2 представлены информация по конструкции и среднестатистические данные по режиму работы колонн стабилизации прямогонных бензинов ряда нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ).

Статистические данные по работе колонн стабилизации прямогонных бензиновых фракций НК–180 °С ряда НПЗ

Показатель	Значение показателя		
	Новошахтинский НПЗ	НГДП ООО «Енисей», г. Усинск	Нижнекамский НПЗ
Контактные устройства			
Тип	Клапанные		
Количество, шт.	31	27	40
Расстояние, мм	700	700	700
Значение давления, МПа			
рабочего	0,80	0,80	0,80
допустимого	1,40	1,80	1,40
Значение температуры, °С			
верха	68	67	67
низа	187	190	188
ввода сырья	170	168	174
Кратность орошения	9,0	8,5	8,7
Содержание C ₄ H ₁₀ в стабилизированной фракции НК–180, % масс.	1,63	1,89	1,47
Содержание C ₅ H ₁₂ в головной фракции стабилизации, % масс.	2,38	2,24	2,17

Из приведенных данных (см. табл. 2) следует, что все колонны стабилизации обеспечивают выход кондиционной фракции НК–180. В каждом случае наблюдается запас качества относительно требований по содержанию бутана. Содержание пентана в верхнем продукте колонн находится в диапазоне 2,17–2,38 % масс. Рассматриваемые колонны стабилизации имеют сопоставимый технологический режим эксплуатации. Температурный режим и кратность орошения соответствуют оптимальным значениям, допускаемым технологическим регламентом. Для каждого завода наблюдается значительный запас по возможности повышения рабочего давления в колонне до значений, допускаемых технологическим регламентом. Все колонны стабилизации имеют одинаковый тип контактных устройств — клапанные тарелки, их количество для рассматриваемых колонн находится в диапазоне 27–40 тарелок. Представленная в таблице 2 четкость разделения в колоннах стабилизации с изменением показателей технологического режима и количества контактных устройств почти не меняется.

На рисунке 2 и в таблице 3 приведены результаты исследования влияния давления на процесс стабилизации бензина, содержащего 6,52 % масс. C₄H₁₀ и 18,8 % масс. C₅H₁₂. Опытно-промышленный пробег проводили на Сургутском заводе стабилизации конденсата (ЗСК).

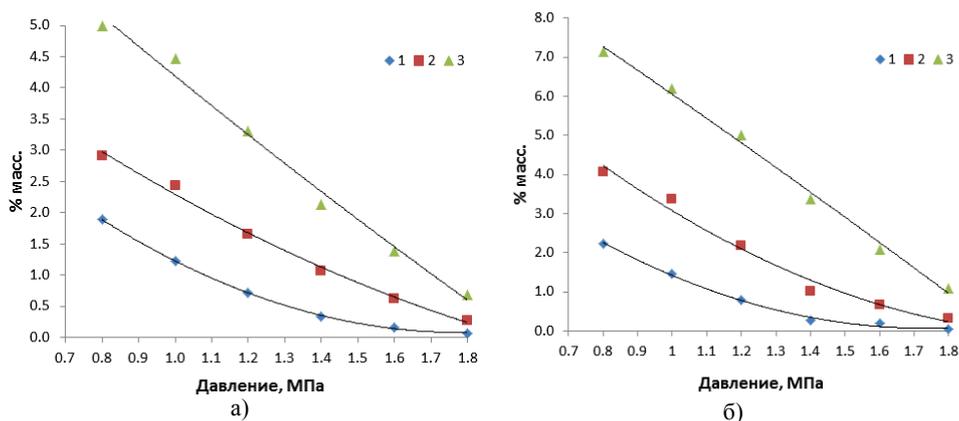


Рис. 2. Влияние давления в колонне на четкость стабилизации бензина (производительность колонны стабилизации по сырью, м³/ч: 1 — 70; 2 — 100; 3 — 140):
 а) содержание C₄H₁₀ в стабильном бензине, % масс.;
 б) содержание C₅H₁₂ в головной фракции стабилизации, % масс.

Таблица 3

Режим работы колонны стабилизации бензина Сургутского ЗСК при постоянной производительности и изменяющемся давлении

Показатель	Значение показателей при определенном давлении в колонне, МПа					
	0,80	1,00	1,20	1,40	1,60	1,80
Производительность колонны стабилизации по сырью 70 м ³ /ч						
Температура верх, °С	67	68	68	67	69	70
Температура низа, °С	190	190	192	190	192	191
Кратность орошения	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Содержание C ₄ H ₁₀ в стабильном бензине, % масс.	1,89	1,23	0,71	0,34	0,16	0,07
Содержание C ₅ H ₁₂ в головной фракции стабилизации, % масс.	2,24	1,47	0,78	0,26	0,19	0,06
Производительность колонны стабилизации по сырью 100 м ³ /ч						
Температура верх, °С	67	69	68	70	70	71
Температура низа, °С	191	190	192	191	193	192
Кратность орошения	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Содержание C ₄ H ₁₀ в стабильном бензине, % масс.	2,91	2,43	1,66	1,07	0,62	0,27
Содержание C ₅ H ₁₂ в головной фракции стабилизации, % масс.	4,06	3,36	2,19	1,02	0,67	0,31
Производительность колонны стабилизации по сырью 140 м ³ /ч						
Температура верх, °С	69	72	70	71	73	72
Температура низа, °С	193	195	196	194	196	195
Кратность орошения	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Содержание C ₄ H ₁₀ в стабильном бензине, % масс.	4,99	4,47	3,31	2,13	1,39	0,69
Содержание C ₅ H ₁₂ в головной фракции стабилизации, % масс.	7,14	6,20	5,01	3,37	2,08	1,10

Полученные результаты демонстрируют возможность существенного повышения эффективности работы колонн стабилизации бензина при повышении давления, увеличивающего четкость ректификации. Так, повышение давления с 0,8 до 1,4 МПа (что соответствует допустимому давлению для стабилизационных колонн Новошахтинского и Нижнекамского НПЗ, см. табл. 2) в проведенном опытно-промышленном пробеге снизило содержание C_4H_{10} в стабильном бензине на 57–82 %, и содержание C_5H_{12} в головной фракции стабилизации на 53–88 % при разной производительности. Увеличение давления с 0,8 до 1,8 МПа (что соответствует допустимому давлению для стабилизационной колонны НГДП ООО «Енисей», г. Усинск, см. табл. 2) снизило содержание C_4H_{10} в стабильном бензине на 86–96 %, а содержание C_5H_{12} в головной фракции стабилизации на 85–97 % при разной производительности.

В таблице 4 и на рисунке 3 приведены результаты исследования влияния давления на процесс стабилизации дезэтанализованного конденсата. Содержание компонентов в сырье, % масс.: $C_1 + C_2$ — 0,5; C_3 — 12,09; $i-C_4$ — 7,14; $n-C_4$ — 10,6; $i-C_5$ — 5,47; $n-C_5$ — 5,29. Опытно-промышленный пробег проводили на колонне стабилизации Сургутского ЗСК.

Таблица 4

Режим работы колонны стабилизации дезэтанализованного конденсата при постоянной производительности и изменяющемся давлении

Показатель	Значение показателей при определенном давлении в колонне, МПа					
	0,60	0,80	1,00	1,20	1,40	1,60
Производительность колонны стабилизации по сырью 200 м ³ /ч						
Температура верха, °С	74	74	76	75	77	76
Температура низа, °С	197	197	200	198	196	199
Кратность орошения	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Содержание C_4H_{10} в стабильном конденсате, % масс.	1,40	0,84	0,43	0,16	0,06	0,04
Содержание C_5H_{12} в головной фракции стабилизации, % масс.	3,08	1,87	1,12	0,54	0,31	0,21
Производительность колонны стабилизации по сырью 260 м ³ /ч						
Температура верха, °С	76	75	77	76	78	79
Температура низа, °С	200	197	198	199	200	198
Кратность орошения	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Содержание C_4H_{10} в стабильном конденсате, % масс.	2,19	1,22	0,66	0,39	0,22	0,13
Содержание C_5H_{12} в головной фракции стабилизации, % масс.	6,45	4,06	2,81	1,22	0,53	0,26
Производительность колонны стабилизации по сырью 300 м ³ /ч						
Температура верха, °С	75	77	78	76	79	80
Температура низа, °С	200	197	198	196	202	201
Кратность орошения	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Содержание C_4H_{10} в стабильном конденсате, % масс.	3,01	2,02	1,38	0,79	0,51	0,28
Содержание C_5H_{12} в головной фракции стабилизации, % масс.	9,32	6,99	4,72	3,30	1,51	0,72

Повышение давления с 0,6 до 1,6 в проведенном опытно-промышленном пробеге снизило содержание C_4H_{10} в стабильном конденсате на 90–97 %, и содержание C_5H_{12} в головной фракции стабилизации на 92–96 % при разной производительности.

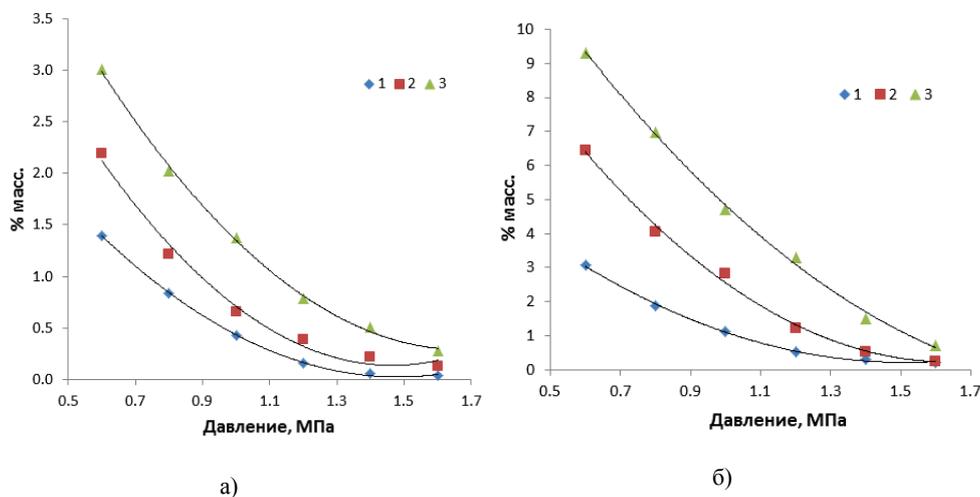


Рис. 3. Влияние давления в колонне на четкость стабилизации дегтанизированного конденсата (производительность колонны стабилизации по сырью, $m^3/ч$: 1 — 200, 2 — 260, 3 — 300): а) содержание C_4H_{10} в стабильном конденсате, % масс.; б) содержание C_5H_{12} в головной фракции стабилизации, % масс.

Выводы

Таким образом, мы установили, что повышение давления увеличивает четкость разделения бутанов от пентанов, что положительно влияет как на баланс процесса, так и на качество получаемых продуктов. Повышение давления в стабилизационных колоннах в пределах допустимого для данных колонн может повысить эффективность их работы. Ранее был предложен подход к повышению эффективности процесса ректификации с помощью поверхностно-активных веществ (ПАВ) [15]. Представляет интерес исследование совместного применения ПАВ и повышения давления в допусаемых пределах для увеличения эффективности процессов ректификации.

Библиографический список

1. Мановян А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учеб. пособие для вузов. – 2-е изд. – М.: Химия, 2001. – 566 с.
2. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учеб. для вузов / А. И. Скобло [и др.]. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 2000. – 676 с.
3. Nag A. Distillation & Hydrocarbon Processing Practices. – Tulsa; Oklahoma: PennWell Corporation, 2016 – 270 p.
4. Thermodynamic optimization of distillation columns / F. S. Pinto [et al.] // Chemical Engineering Science. – 2011. – Issue 66. – P. 2920–2934.
5. Александров И. А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке. – М.: Химия, 1981. – 352 с.
6. Halvorsen I. J., Skogestad S., Energy efficient distillation // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2011. – Issue 3. – P. 571–580.
7. Long N. V. D., Lee M. Review of Retrofitting Distillation Columns Using Thermally Coupled Distillation Sequences and Dividing Wall Columns to Improve Energy Efficiency // Journal of Chemical Engineering of Japan. – 2014. – Issue 47 (2). – P. 87–108.
8. Kister H. Z., Doig, I. D. Studies of the effect of pressure on distillation heat requirements // Chemical Engineering Communications. – 1981. – Issue 11 (1–3). – P. 1–12.

9. Jobson M. Energy considerations in Distillation: Fundamentals and Principles. Distillation. Vol. 1. – London: Elsevier Academic Press, 2014. – P. 225–270.
10. Liu Z. Y., Jobson M. The Effect of Operating Pressure on Distillation Column Throughput // Computer & Chemical Engineering. – 1999. – Vol. 23, Issue Supplement. – P. S831–S834.
11. Castillo F. J. L., Dhole V. R. Pressure Analysis of the Ethylene Cold-End Process. Computer & Chemical Engineering. – 1995. – P. 89–94, 1995.
12. Рогалев М. С., Магарил Р. З. Повышение и оценка эффективности работы контактных устройств ректификационной колонны // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 6. – С. 90–95.
13. Rogalev M. S., Magaril R. Z. The influence of rectification sharpness on the quality of motor fuels // WIT Transactions on Ecology and the Environment. – 2014. – Issue 190 (2). – P. 833–843.
14. Влияние давления на четкость разделения колонн деэтанализации / Д. Б. Ермолин [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 107–113.
15. Acceleration of boiling in the desired conditions. Application of its effect in refinery and petrochemical industries / A. A. Ali [et al.] // WIT Transactions on Ecology and the Environment. – 2014. – Issue 186. – P. 535–543.

Сведения об авторах

Ермолин Денис Борисович, инженер производственно-технологического отдела, Сосногорский газоперерабатывающий завод ООО «Газпром переработка», г. Сосногорск, тел. 8(82149)50576, e-mail: den-750@list.ru

Магарил Елена Роменовна, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой экономики природопользования, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б. Н. Ельцина, г. Екатеринбург, тел. 8(343)3743320, e-mail: magaril67@mail.ru

Магарил Ромен Зеликович, д. т. н., профессор-консультант кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)256925, e-mail: png@tsogu.ru

Information about the authors

Ermolin D. B., Engineer of the Production and Technological Department, Sosnogorsk Gas Processing Plant LLC «Gazprom Pererabotka», Sosnogorsk, phone: 8(82149)50576, e-mail: den-750@list.ru

Magaril E. R., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Environmental Economics, Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin, Ekaterinburg, phone: 8(343)3743320, e-mail: magaril67@mail.ru

Magaril R. Z., Doctor of Engineering, Professor-Consultant at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)256925, e-mail: png@tsogu.ru

УДК 547.91.553.98.041

О КЛАССИФИКАЦИИ НЕФТЕЙ. СЕРНИСТОСТЬ КАК ГЕНЕТИЧЕСКИЙ КЛАССИФИКАЦИОННЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ

М. А. Лурье, Ф. К. Шмидт

Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

Аннотация. Рассмотрены различные варианты классификации нефтей: технологические, химические, геохимические (генетические). Обсуждается пригодность тех или иных классификационных показателей (состав углеводородов, фракционный состав нефти, количество асфальтосмолистых компонентов, серосодержание, металлоносность) для отнесения нефтей к различным химическим типам. Наличие устойчивых прямых связей концентрации серы в нефтях со многими их показателями позволяет считать сернистость показателем, имеющим, прежде всего, генетический характер.

Ключевые слова: состав нефтей; технологические, химические, генетические классификации

CLASSIFICATION OF OILS. SULFUR CONTENT AS GENETIC CLASSIFICATION SIGN

M. A. Lur'e, F. K. Shmidt

Irkutsk State University, Irkutsk, Russia

Abstract. In the article we considered the following variants of oil classification: technological, chemical, and geochemical (genetic). Applicability of the classification indicators (hydrocarbon composition, fractional composition of oils, asphaltic-resinous components, sulfur content, metal content) is discussed to separate oils to different chemical types. Stable direct correlations between sulfur concentration in oils and diverse characteristics of oils allow to consider the sulfur content as an indicator of genetic nature.

Key words: oil composition; technological, chemical, and genetic characteristics

Необходимость классифицировать нефть обусловлена причинами как научного, так и практического характера, поэтому классификации должны быть по возможности рациональными, то есть отражать оба указанных аспекта. Трудности в создании классификации нефти связаны со сложностью и разнообразием ее состава (даже на разных скважинах одного месторождения), недостатком знаний о нефтегенезе, необходимостью выбора из множества различных показателей оптимального числа классификационных параметров, которые были бы максимально информативны, то есть содержали информацию об источниках нефтяного вещества, характере преобразований в процессе нефтегенеза и геохимическом типе образующейся нефти.

В настоящее время выделяют три группы классификаций: технологические, химические и геохимические (генетические). Подобное деление достаточно условно, поскольку две последние группы связаны друг с другом и могут служить некой основой для отнесения нефти к технологическим показателям (промышлен-

ным и товарным). Скопления нефти подразделяют по месту нахождения, делят на локальные и региональные [1]. Локальные — это залежи и месторождения, а совокупность залежей в пределах некоей площади образует месторождение. Выделяют светлые сорта и тяжелые [2]. В качестве имеющих прикладное (рыночное) значение используют также показатели по промышленной значимости [3], характеризующие нефть как сырье для производства тех или иных нефтепродуктов. Цель таких классификаций — выбор наиболее рациональной схемы переработки нефти и прогнозирования качества получаемых продуктов. Предложены классификации для узконаправленных характеристик нефти, например для выбора транспортных показателей [4].

Рассматриваемые в последние десятилетия различные химические классификации основаны на данных об углеводородном составе с учетом наличия в нефти неуглеводородных компонентов. Наиболее простая классификация предлагает следующее деление нефтей: по групповому углеводородному составу — метановые, нафтеновые и ароматические; по содержанию парафинов — малопарафиновые (< 1,5 %), парафиновые (1,51–6,0 %) и высокопарафиновые (> 6 %); по содержанию серы — малосернистые (до 0,5 %), сернистые (0,51–2,0 %) и высокосернистые (> 2,0 %) [2]. В соответствии с работой [5] углеводородный состав разделен на 3 класса (парафино-нафтеновая, нафтено-ароматическая и ароматическо-нафтеновая нефти), а каждый класс — на три группы с группообразующим признаком по выходу бензина. Предлагается в дополнение к этому подклассификация, параметрами которой служат массовое (в %) содержание алканов, циклоалканов и аренов (всего 16 типов). Одна из классификаций [6] предполагает наличие 6 классов нефтей (метановые, метано-нафтеновые, нафтеновые, нафтеново-метаново-ароматические, нафтеново-ароматические и ароматические). К этой классификации близка другая, в которой отсутствует ароматический тип, а граничные параметры указанных групп установлены с учетом количества серы [6]. Предложена также классификация по содержанию алканов (7 классов) с учетом еще 13 показателей [6]. Учитывая, что в нефтях имеются гибридные формы углеводородов, в работе [3] предлагается для выделения классов достаточно сложное правило: используя сочетания метано-, нафтено-, ароматико-, алкано-, циклоалкано-, арено-, метаново-, нафтеново- и т. д., выделить 19 подгрупп, разделяющихся еще на более мелкие единицы. Ал. А. Петровым [7] выявлен принцип типизации нефтей, основанный на распределении нормальных и изопреноидных алканов. В соответствии с этим нефти подразделяются на 2 большие группы (А и Б), а в зависимости от их соотношения выделяются еще 2 подтипа (A^1 и A^2 , B^1 и B^2). Эта классификация не может быть широко использована, так как она не учитывает содержание гетероатомных соединений и легких фракций.

Очевидно, что отнесение нефтей к разным типам только на основе углеводородного состава, являющегося лишь частью нефти, недостаточно информативно, поэтому предлагается [8] в дополнение к совокупности насыщенных и ароматических углеводородов учитывать количество серы и асфальтенов. В работе [5] выделены подклассификации с учетом плотности, выхода светлых фракций, содержания серы, смолисто-асфальтеновых веществ и твердых углеводородов. Для каждого из этих параметров устанавливается несколько интервалов, в результате чего можно насчитать около 700 типов нефтей, в том числе не найденных в природе. Следовательно, такая типизация формальна и очень громоздка. В работе [9] имеется также информация о необходимости в дополнение к содержанию серы и углеводородов использовать плотность. По этому показателю считается целесообразным делить нефти на легкие, средние, тяжелые и очень тяжелые. При этом по серосодержанию их стоит разделять на малосернистые, сернистые и высокосернистые, а для характеристики углеводородного состава следует использовать соотношение алканов к циклоалканам и аренов к циклоалканам. Учет состава всех час-

тей нефти содержится в варианте химической классификации, в которой нефти разделены на 7 групп в зависимости от числа атомов углерода в усредненных молекулах алифатических, нафтеновых и ароматических структур, а по содержанию серы, смол, асфальтенов, твердых парафинов и легких фракций — на 12 подгрупп [9]. Для деления нефтей на классы, группы, подгруппы и виды, помимо содержания парафинов, серы, выхода фракций до 350 °С, используются также потенциальное содержание базовых масел и индекс их вязкости [9]. Следует отметить, что все перечисленные виды классификаций требуют проведения большого количества анализов.

Учитывая металлоносность нефтей, их подразделяют на обогащенные металлами (> 10 г/т) и обедненные (< 1 г/т), а также по преобладанию того или иного элемента. По содержанию V, Ni и Fe выделяют «ванадиевый» ($V > Ni > Fe$), «железистый» ($Fe > V > Ni$), «никеливый» ($Ni > Fe > V$) типы [10].

Помимо перечисленных выше химических классификаций, основанных на данных о составе нефтей, предлагается [11] условное разделение нефтяных месторождений по содержанию H_2S в попутном нефтяном газе и по фактическому остаточному содержанию этого газа в пластовых нефтях после их однократного разгазирования. Если содержание H_2S в попутном нефтяном газе не превышает 2 г на 100 м^3 , нефтяное месторождение относят к категории, не содержащей H_2S . Если этот показатель выше, нефть считают сероводородсодержащей. При наличии H_2S в пластовой нефти в количестве до 0,5 % моль его считают пришедшим в нефть в результате деятельности сульфатредуцирующих бактерий, а в нефтях с более высоким содержанием часть H_2S считается «реликтовой». Следует отметить, что сероводородсодержащие нефти обычно являются более легкими [12].

Как видно из изложенного, создание рациональной химической классификации, учитывающей все аспекты качественного и количественного состава нефтей, очень сложно, хотя и имеет определенную прикладную ценность. Вместе с тем какая-либо информация о характере и механизме генезиса нефти в перечисленных вариантах классификаций не содержится. Разнообразие предлагаемых химических классификаций обусловлено трудностью выбора оптимальных показателей, что связано с решением этой задачи на основе представлений о биосферном происхождении нефти, в соответствии с которыми состав нефти должен зависеть от многочисленных факторов (тип исходного сырья, условия протекания процесса генезиса нефти, характер окружающих пород, временной фактор и т. д.). Неопределенность химического смысла терминов «диагенез», «термогенез», «катагенез», «метаморфизм» и др., а также отсутствие ясных представлений о комплексе протекающих реакций вносят дополнительные трудности. Предложена также точка зрения [13], учитывающая влияние на состав нефти процессов окисления, адсорбции, фильтрации, выветривания и пр., протекающих в недрах Земли.

При отнесении нефтей к тому или иному типу предпринято несколько попыток учесть геохимические (генетические) факторы, геолого-геохимическую историю нефтеобразования, включая процессы генерации и преобразования в залежах. В работе [14] это сделано на основе предположения о том, что определяющим фактором биосферного образования нефти являются условия геохимического преобразования исходного нефтематеринского органического вещества. Допущено, в частности, что нефти нафтенового типа под термокаталитическим воздействием превращаются в парафиновые, а основным направлением преобразования состава нефти в ходе их метаморфизма являются «облегчение» и «метанизация». При этом механизм указанных процессов не представлен. Противоположный этому подход основан на предположении, что первоначально образуются нефти парафинового типа, которые в процессе геохимической эволюции претерпевают окисление [9]. Появление противоположных представлений — это следствие отсутствия точных

знаний о том, какие химические реакции контролируют формирование состава нефтей. Генетический аспект усматривается и при избрании в качестве классификационного показателя состава так называемых реликтовых углеводов (нормальные и изопреноидные алканы), которые, как считают сторонники органической теории, унаследованы от нефтематеринского органического вещества и структура которых наименее подвержена трансформации во времени [7, 15]. При выборе классификационного признака, имеющего генетический характер, обращается внимание на определенные пространственные изменения в составе нефти. Так, в работе [7] отмечается, что с увеличением глубины залегания независимо от возраста вмещающих пород наблюдается переход от нефти типа B^1 к типу A^1 . Как указывалось выше, в нефтях типа B^1 алканы почти отсутствуют, а в типе A^1 они преобладают. Наиболее ярко пространственная вертикальная изменчивость состава нефтей проявляется в том, что с уменьшением глубины залегания нефти, как правило, становятся более сернистыми и более тяжелыми, с повышенными количествами асфальто-смолистых компонентов [16, 17], что согласуется с давно известной общей (независимо от направленности пространственного расположения нефтей) закономерностью повышения содержания ароматических углеводов, смол, асфальтенов и серы при уменьшении количества насыщенных углеводов [8].

В многочисленных работах, опубликованных в последние десятилетия и посвященных составу нефтей, содержатся сведения о том, что наблюдается устойчивая прямая корреляция между серосодержанием и такими показателями, как плотность, вязкость нефтей, количество ароматических углеводов, асфальто-смолистых компонентов, доля тяжелых фракций. Объяснить эту закономерность в рамках концепции органического происхождения нефтей затруднительно, поскольку, во-первых, ресурсов серы в биогенных остатках недостаточно [18], а предположение о проникновении серы в нефтяную систему в результате вторичного процесса благодаря взаимодействию углеводов с H_2S и S^0 , вырабатываемых сульфатредуцирующими бактериями, не объясняет, прежде всего, наблюдаемой прямой связи серосодержания с масштабами нефтенакплений. По мере их увеличения возможность проникновения сульфатсодержащих вод должна уменьшаться, что должно приводить к обратной связи серосодержания и размеров залежей нефтей. В действительности же наблюдается прямая связь [16, 17].

Взаимосвязь степени осерненности нефтей с содержанием других компонентов, типами нефтяных систем и окружающих пород давно привлекала внимание исследователей. Так, в работе [19] указывается, что осерненность нефтей не зависит от возраста сопутствующих пород, а соотношение гетерокомпонентов в нефтях не согласуется с составом биоструктур, так как соотношение процентного содержания органогенных элементов в организмах характеризуется значительным постоянством. Отношение содержания азота к содержанию серы в них колеблется в пределах 8–12, а в нефтях намного ниже и изменяется в широких пределах (от десятых до сотых долей). Сформулирован вывод [19], что в малосернистых нефтях содержится первичная сера, а многосернистые нефти наряду с этим содержат «чуждую» серу, которая попала из нефтепроизводящей и коллекторной пород. При этом было отмечено, что химические реакции, ответственные за вторичное осернение, неизвестны.

Следующий шаг к пониманию причин сернистости нефтей сделан в работе [12]. На основе результатов исследования закономерностей фракционного и химического состава нефтей, в частности, сопоставления содержания серы и углерода, которое для сухого вещества биомассы близко 1:550, а для нефти более

чем на порядок выше (может достигать 1:16), сделан вывод, что, вероятнее всего, образование углеводородов и сераорганических соединений нефти происходило в едином комплексе превращений исходного материала, содержащего серу и углеводород в том же примерном соотношении, что и в нефти. Сделан также вывод об одновременном образовании углеводородов и S-соединений, о первичности последних и о том, что гипотеза вторичного осернения не в состоянии объяснить имеющиеся данные о составе реальных нефтей. Подробное изучение состава нефтей показало, что сера «распределена в нефтях всех месторождений мира в однозначной зависимости от распределения в них углеводородов. Ни общие химические характеристики нефтей (включая общее серосодержание), ни геологический возраст вмещающих пород, ни глубина залежей не отражаются на этой взаимозависимости» [12, 20]. Видимо, наблюдаемый детерминизм обусловлен тем, что нефтегенез строго контролируется комплексом химических реакций. Осталось, тем не менее, неясным, какие именно реакции составляют этот единый комплекс и какие соединения являются его участниками на самых ранних ступенях нефтегенеза.

Результаты математического исследования формирования углеводородных систем [21] показывают, что место сырья неизменно занимает CH_4 . Это согласуется с точкой зрения геологов и геохимиков относительно состава изначально восстановленных глубинных флюидов. Выводы об одновременном образовании углеводородов и сернистых соединений нефти в едином комплексе превращений исходного материала [12], то есть о том, что сера принимает участие в образовании нефти уже на начальных стадиях нефтегенеза, согласуются с данными о ее наличии в глубинных флюидах в виде H_2S и S^0 [22–25]. Сходство структурных особенностей, парагенетичность нефтяных углеводородов и серосодержащих соединений нефти, отличие структурных особенностей последних от типичных биогенных углеводородов [18] могут также служить подтверждением общности процессов образования углеводородов и сераорганических соединений глубинной нефти.

Таким образом, можно полагать, что именно сера и метан являются исходными участниками процесса зарождения нефти. Для того чтобы выяснить, каков механизм их превращения в многокомпонентную смесь более тяжелых углеводородов и сернистых соединений, следует обратиться к рассмотрению реакционного потенциала смесей углеводород — сера. К настоящему времени этот вопрос достаточно хорошо исследован. В лабораторных условиях показано [18, 26, 27], что при 150–170 °C и выше в результате взаимодействия углеводородов (в том числе CH_4) и S^0 образуется смесь различного типа и молекулярного веса углеводородных структур (вплоть до асфальтосмолистых) и сернистых соединений (меркаптаны, сульфиды, тиофены). Под воздействием S^0 меркаптаны могут окисляться до сульфидов, а последние, в свою очередь, могут превращаться в тиофены [26]. Элементарная сера выступает как катализатор и инициатор окислительных конденсационных преобразований, а также входит в структуру образующихся продуктов, причем процесс протекает с участием радикалов [26].

Следует заметить, что H_2S в отличие от S^0 , которая взаимодействует со всеми типами углеводородов, не обладает подобными свойствами и вступает в реакцию лишь с олефинами [26, 28]. Именно H_2S , имеющийся в глубинных флюидах, при их движении в направлении к поверхности Земли и усилении окислительной обстановки, окисляясь, может быть источником дополнительного количества S^0 , поскольку изначально восстановленный глубинный флюид, попадая в оксидную мантию, вступает во взаимодействие с ее веществом и претерпевает окислительные преобразования [29]. Это должно привести к увеличению плотности, конден-

сированности и сернистости нефтей, залегающих на меньших глубинах. Многочисленные данные, подтверждающие, что с уменьшением глубины залегания показатели нефтей изменяются в соответствии с этим, приведены в работе [17]. В работе [30], посвященной пространственному изменению физико-химических свойств нефтей, на основе базы данных о 20 тысяч образцов убедительно показано, что почти все основные запасы тяжелых нефтей (95 %) залегают на глубине до 3 км, а на глубинах до 2 км ~ 80 %. Содержание серы, смол, асфальтенов уменьшается с глубиной, а содержание парафинов, наоборот, увеличивается. При этом изменение содержания серы и асфальтенов в тяжелых нефтях от возраста пород не наблюдается.

Из вышеизложенного следует, что чем больше серы во флюиде, тем интенсивнее протекают конденсационные преобразования углеводородов, и тем более тяжелой, более сернистой, содержащей большее количество тяжелых фракций и асфальтосмолистых компонентов должна быть образующаяся нефть. При этом доля газовой составляющей в нефтегазовых системах должна, соответственно, снижаться вследствие большей ее вовлеченности в конденсационные процессы. Это должно сопровождаться увеличением масштабов нефтеобразования. Действительно, на примере обычных нефтей показано, что с увеличением их сернистости масштабы нефтяных залежей увеличиваются, а соотношение количества газа к нефти, а также величина газового фактора уменьшаются [16, 17]. Подтверждением этой закономерности является кратное превышение запасов высокосернистых тяжелых нефтей в сравнении с обычными, а в работе [30] на базе описания показателей более 20 тысяч образцов различных нефтей установлено, что среди подклассов тяжелых нефтей запасы битуминозных «наибольшие и превышают 45 % общемировых ресурсов тяжелых нефтей».

Таким образом, существующее представление об эволюции изначально восстановленных мантийных потоков в целом как процессе их окислительного преобразования [31] и возможность конденсационных превращений углеводородов под действием S^0 позволяют заключить, что образование абиогенной нефти — это часть единого комплекса окислительных преобразований эндогенных поступлений. При отнесении нефтей к различным типам сернистость использовалась как одна из многих химических характеристик нефтей, не содержащая какой-либо информации о процессе их образования. Учитывая, что серосодержание жестко связано со многими показателями нефтей, в том числе с масштабами нефтенакпления, есть все основания рассматривать концентрацию серы в нефтях как характеристику, содержащую генетическую информацию.

Библиографический список

1. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / А. А. Бакиров [и др.]. – М.: Высшая школа. – 1968. – 476 с.
2. Репин А. Г. Газ и нефть: краткий глоссарий. – М.: Научный мир, 2011. – 198 с.
3. Вассоевич Н. Б., Бергер М. Г. Наименование нефтей и их фракций по углеводородному составу // Геология нефти и газа. – 1968. – № 12. – С. 38–41.
4. Каспарьянц К. С. Труды государственного института по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности. – 1977. – С. 32–40.
5. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 673 с.
6. Геология и геохимия нефти и газа / О. К. Баженова [и др.]. – М.: МГУ, 2012. – 429 с.
7. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 280 с.
8. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти и газа. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
9. Химия нефти и газа / Под ред. З. И. Сюняева. – Л.: Химия, 1984. – 360 с.
10. Нуменов Д. Н., Пунанова С. А. Металлы в нефтях и перспективы добычи ванадия в нефтях Бузачинского свода Туранской платформы // Современные проблемы геологии нефти и газа. – М.: Научный мир, 2001. – С. 347–353.
11. Подготовка и очистка нефтей от сероводорода / Р. З. Сахавутдинов [и др.]. – Казань: ИХЛАС, 2012. – 162 с.
12. Эйгенсон А. С., Шейх-Али Д. М. Закономерности компонентно-фракционного и химического состава нефтей // Химия и технология топлив и масел. – 1988. – № 10. – С. 29–34.

13. Курбский Г. П. К вопросу о превращении нефтей в природе и их классификации // Нефтехимия. – 1980. – Т. 20, № 4. – С. 505–513.
14. Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. – М.–Л.: Гостопттехиздат, 1948. – 476 с.
15. Химические типы нефтей и превращения нефтей в природе / М. Н. Забродина [и др.] // Нефтехимия. – 1978. – Т. 18, № 2. – С. 280–290.
16. Лурье М. А., Шмидт Ф. К. Серосодержание и металлоносность нефтей как генетические характеристики // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2001. – № 3. – С. 89–93.
17. Lur'e M. A., Schmidt F. K. Oil discussion. Sulfur and metal content as genetic characteristics. – Germany, Saarbrücken: Lap Lambert Academic Publishing, 2012. – 280 с.
18. Аксенов В. С. Камьянов В. Ф. Состав и строение сернистых соединений нефтей // Нефтехимия. – 1980. – Т. 20, № 3. – С. 323–345.
19. Мустафин И. С. К проблеме генезиса сернистых нефтей // Доклады академии наук СССР. – 1948. – Т. 60, № 6. – С. 1015–1016.
20. Эйгенсон А. С. О противостоянии двух концепций нефтегазообразования // Химия и технология топлив и масел. – 1998. – № 3. – С. 3–5.
21. Эйгенсон А. С. О количественном исследовании формирования техногенных и природных углеводородных систем с помощью методов математического моделирования // Химия и технология топлив и масел. – 1990. – № 12. – С. 19–25.
22. Летников Ф. А. Дегазация Земли и проблема образования скоплений углеводородов в земной коре // Топливо-энергетический комплекс. – 2002. – № 3. – С. 39–40.
23. Летников Ф. А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология рудных месторождений. – 2001. – Т. 43, № 4. – С. 291–307.
24. Летников Ф. А. Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов // Доклады академии наук. – 2005. – Т. 401, № 2. – С. 205–207.
25. Малышев А. И. Особенности поведения серы в магматическом процессе // Доклады академии наук. – 2000. – Т. 374, № 5. – С. 675–677.
26. Реакции серы с органическими соединениями / Под ред. М. Г. Воронкова. – Новосибирск: Наука, 1979. – 364 с.
27. Савченко В. И., Диденко Л. П., Завьялова Л. В. Взаимодействие метана с серой с образованием продуктов парциального окисления и конденсации метана // Кинетика и катализ. – 1996. – Т. 37, № 2. – С. 165–170.
28. Савченко В. И., Диденко Л. П., Семенцова Л. А. Термодинамическая возможность образования продуктов конденсации при взаимодействии метана с сероводородом // Нефтехимия. – 1998. – Т. 38, № 1. – С. 68–74.
29. Жатнуев Н. С. Трансмагнитные флюидные потоки и происхождение плюмов // Доклады академии наук. – 2012. – Т. 444, № 1. – С. 50–55.
30. Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Анализ пространственного распределения тяжелых нефтей и изменения их физико-химических показателей // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 57–64.
31. Иванкин П. Ф., Назарова Н. И. Глубинная флюидизация земной коры и ее роль в петрогенезе, соле- и нефтеобразовании. – М.: ЦНИГРИ, 2001. – 206 с.

Сведения об авторах

Лурье Михаил Абрамович, д. х. н., старший научный сотрудник Института нефте- и углехимического синтеза, Иркутский государственный университет, г. Иркутск, тел. 8(3952)429757, e-mail: miklur@rambler.ru

Шмидт Федор Карлович, д. х. н., профессор Института нефте- и углехимического синтеза, Иркутский государственный университет, г. Иркутск, тел. 8(3952)427698, e-mail: fkschmidt@mail.ru

Information about the authors

Lur'e M. A., Doctor of Chemistry, Senior Researcher of Institute of Petroleum and Carbon Chemistry, Irkutsk State University, phone: 8(3952)429757, e-mail: miklur@rambler.ru

Schmidt F. K., Doctor of Chemistry, Professor, Institute of Petroleum and Carbon Chemistry, Irkutsk State University, phone: 8(3952)427698, e-mail: fkschmidt@mail.ru

УДК 622.276.8

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФОСФОРНОГО
ЭФИРА ОКСИЭТИЛИРОВАННОГО НОНИЛФЕНОЛА
НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРИТЕЛЕЙ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

А. П. Мельников¹, В. В. Коновалов¹, П. В. Склюев¹, А. Г. Дальке²

¹Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия
²ООО «Сервисная Компания ИНТРА», г. Самара, Россия

Аннотация. В работе представлены результаты исследования влияния фосфорного эфира оксиэтилированного нонилфенола (ФЭ ОЭФ) на эффективность растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Проведены сопоставительные эксперименты изменения технологических свойств растворителя при содержании ФЭ ОЭФ до 2 % об. Показано, что использование ФЭ ОЭФ существенно изменяет технологические свойства растворителя: увеличиваются растворяющая способность, предельная концентрация насыщения растворителя АСПО и незначительно снижается скорость растворения АСПО. Установлено, что максимальная эффективность растворителя наблюдается при концентрации ФЭ ОЭФ, соответствующей критической концентрации мицеллообразования.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества; асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО); фосфорный эфир неонла АФ 9-12; растворители (удалители) АСПО; растворяющая способность; предельная концентрация насыщения растворителя АСПО

**EVALUATING THE INFLUENCE OF PHOSPHORIC ESTER
OF OXYETHYLATED NONYLPHENOL ON TECHNOLOGICAL
CHARACTERISTICS OF SOLVENTS
OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS**

A. P. Melnikov¹, V. V. Konovalov¹, P. V. Sklyuev¹, A. G. Dalke²

¹Samara State Technical University, Samara, Russia
²LLC «INTRA Service Company», Samara, Russia

Abstract. The article discusses the results of evaluating the influence of phosphoric ester of oxyethylated nonylphenol (PE NP) on solvent asphalt-resin-paraffin deposits efficiency. Comparative experiments of the changes in solvent technological characteristics, when the content of PE NP is up to 2 vol. %, have been performed. The research shows that usage PE NP significantly not only modifies the solvent technological properties increasing the solvency, the saturation of the solvent asphalt-resin-paraffin deposits, but slightly decreases the rate of the asphalt-resin-paraffin deposits dissolution. We have established that the maximum efficiency of the solvent is observed at concentration of PE NP corresponding to the critical concentration of micelle formation.

Key words: surfactants; asphalt-resin-paraffin deposits; phosphoric ether neonol AF 9-12; solvents (removers) asphalt-resin-paraffin deposits; solvency; saturation of the solvent asphalt-resin-paraffin deposits

Введение

За последние годы разработки месторождений нефтедобывающие предприятия столкнулись со следующими основными проблемами. Основная часть крупных и средних месторождений находится в завершающей стадии разработки, характеризующейся высокой степенью выработки запасов и обводненностью скважинной продукции. Вводимые в разработку месторождения, как правило, относятся к категории мелких, характеризуются сложным геологическим строением, ухудшенными коллекторскими свойствами пластов, в том числе с нефтями повышенной и высокой вязкости. Поэтому количество осложнений при работе скважин, связанных с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), неизбежно растет, а следовательно, борьба с АСПО становится приоритетной задачей для нефтедобывающих предприятий. Например, в Самарской области в 39 % случаев остановка скважин происходит по причине образования АСПО. Формирование АСПО приводит к снижению производительности погружного оборудования и, как следствие, снижению показателей наработки на отказ скважинного оборудования и межремонтного периода работы скважины, а также повышает энерго- и ресурсозатраты в системе сбора и подготовки скважинной продукции.

В борьбе с АСПО, возникающими в процессе добычи нефти, можно выделить два основных направления [1–5]: предотвращение (профилактика образования) и удаление АСПО.

К методам профилактики образования отложений относятся химические методы (смачиватели, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы и т. д.); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей); применение гладких (защитных) покрытий и т. д. К методам удаления АСПО относятся тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции и т.д.); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические методы (растворители) и т. д. [1, 5].

Среди большого многообразия способов, применяемых для предотвращения и удаления АСПО, можно выделить наиболее часто используемый — химический метод. Несмотря на применение специального оборудования и, как правило, достаточно высокую стоимость реагентов, химические методы сочетают в себе простоту технологических операций проведения работ в промысловых условиях, высокую эффективность и продолжительный эффект [2].

В последние годы количество отечественных и зарубежных публикаций по химическим методам борьбы с АСПО неуклонно растет. Анализ публикаций показывает, что для адресного подбора реагента для эффективного удаления отложений необходимы сведения о групповом составе АСПО, в связи с различной растворимостью компонентов АСПО в углеводородных системах, а также об условиях применения разрабатываемого реагента (время контакта, температура, скорость движения, количество отложений, наличие механических примесей и т. д.).

На рынке сервисных услуг по удалению АСПО с помощью химических методов представлен широкий спектр растворителей [5, 6]: растворители различных классов органических соединений, растворители на водной основе; многокомпонентные смеси и растворители на эмульсионной основе. Почти все представленные классы растворителей содержат в своем составе различные индивидуальные поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также их смеси. В ряде работ [3, 7–17] было показано, что ПАВ позволяют повысить эффективность базового растворителя и придать ему необходимые технологические свойства.

В ряде работ в качестве диспергаторов, которые смогут повысить эффективность удаления АСПО, предложено использование простых эфиров карбоновых кислот и сложных эфиров фосфорных кислот [18–23]. Другие исследователи со-

общают о синергетических эффектах в удалении АСПО смеси эфиров фосфорной кислоты алкилфенилэтоксилатов с жирными кислотами диэтаноламинов [22]. Помимо водородных связей фосфорных групп с асфальтенами, фенильная группа в эфире фосфорной кислоты алкилфенилэтоксилатов также может взаимодействовать посредством π - π перекрывания с асфальтенами, что повышает эффективность удаления АСПО. Схожие эффекты наблюдаются при использовании смеси эфиров фосфорной кислоты с карбоновыми кислотами или производными карбоновых кислот [23]. В целом фосфорные эфиры могут быть диспергаторами АСПО и существенно влиять на эффективность удалителей (растворителей) АСПО.

Несмотря на существующие сведения по применению алкилфенилэтоксилатов в составах для удаления АСПО [18–21], число публикаций по влиянию данного класса реагентов на технологические свойства растворителей АСПО ограничено.

Цель работы — оценить влияние фосфорного эфира неопола АФ 9-12 (оксиэтилированного нонилфенола) на технологические свойства растворителя АСПО: на растворяющую способность, скорость растворения, предельную концентрацию насыщения растворителя АСПО.

В качестве объектов исследования использованы АСПО, отобранные с внутренней поверхности технологического нефтепровода.

Анализ группового состава АСПО показал, что образец АСПО относится к парафиновому типу (тип П согласно классификации АСПО [24], отношение парафинов к сумме смол и асфальтенов составляет более 1,1). Содержание асфальтенов — 7,4 % масс., смол — 7,0 % масс., парафинов — 36,1 % масс.

В качестве базового растворителя выбрана система, состоящая из смеси 10 % (об.) газового конденсата и ароматического компонента. Плотность растворителя составляет 0,75 г/см³. Фракционный состав растворителя: температура начала кипения — 35 °С; температура выкипания 50 % растворителя — 115 °С; температура конца кипения растворителя — 207 °С. Содержание предельных углеводородов — 39 % масс., содержание ароматических углеводородов — 61 % масс.

В роли анионного ПАВ выбран фосфорный эфир этоксилированного (12 молей ОЭ) нонилфенола (ФЭ ОЭФ) производства компании «НАФТЕХ» (г. Самара). Определение изменения межфазного натяжения на границе раздела фаз «пресная вода — растворитель + ФЭ ОЭФ» проводили с использованием видеотензиометра Spinning Drop Video Tensiometer (Data Physics, SVT-15N) при достижении равновесия системы при постоянной скорости вращения и температуре 22 °С. Критическая концентрация мицеллообразования составила 0,59 % об. ФЭ ОЭФ.

Методы и результаты исследования

Растворяющую способность растворителя по отношению к АСПО определяли статическим методом корзинок. Перед проведением испытаний пробу АСПО привели к однородному состоянию тщательным перемешиванием. Далее пробу АСПО набили в цилиндрическую форму (шприцы объемом 5 мл) и охладили в течение 30 минут при температуре +5 °С. Пробу из цилиндрической формы выдавили в предварительно взвешенную с точностью до 0,0001 г корзинку из металлической сетки, которую закрыли, и вновь взвесили. По разности результатов взвешивания нашли массу образца АСПО с точностью до 0,0001 г. Корзинку с навеской АСПО поместили в закрываемую термостатируемую емкость, налили 100 мл исследуемого растворителя и выдержали в статических условиях в течение 3 часов. Испытания проводили при 20 ± 2 °С. По истечении заданного времени термостатирования корзинку вынули из емкости и просушили в подвешенном состоянии при комнатной температуре. Сушку корзинок с остатком осуществляли до постоянного веса (не менее 12 ч). По разнице веса корзинок с остатком и пустой корзинок определили массу остатка АСПО в корзинке. Для обеспечения достовер-

ности получаемых результатов исследование проводили не менее трех раз. Расхождение между полученными значениями не превышало 5 % отн.

Предельная концентрация насыщения растворителя определялась по следующей методике. Пробу АСПО массой 20 г поместили в закрываемую емкость, содержащую 100 мл испытуемого растворителя. Смесь выдержали при температуре $(22 \pm 2) ^\circ\text{C}$ в течение 24 ч в статических условиях. Через 24 ч смесь интенсивно встряхнули. Через 30 мин пипеткой отобрали 1 мл с верхнего уровня раствора в колбе (не касаясь дна колбы) и поместили в доведенный до постоянного веса бюкс. Бюкс с раствором взвесили, определили массу раствора в бюксе. Раствор в бюксе высушили до постоянного веса при температуре не менее $70 ^\circ\text{C}$ (первое взвешивание выполнили не ранее чем через 7 ч). Для обеспечения достоверности получаемых результатов исследование проводили не менее трех раз. Расхождение между полученными значениями не превышало 5 %.

Скорость растворения АСПО с образцов из секции трубопровода определялась по следующей методике ¹. Образец трубопровода взвесили, зафиксировали исходную массу (m_1). Образец поместили в стакан поверхностью, загрязненной АСПО, вверх. Образец залили растворителем в объеме, необходимом для погружения образца в растворитель (но не более 200 мл), и поместили на орбитальный шейкер на 5 минут. Образец вынули, просушили 30 мин на воздухе и взвесили. Опыт повторили до постоянного значения массы образца.

Анализируя результаты проведенных исследований, мы пришли к выводу, что методология проведения испытаний по скорости растворения пристенных АСПО не является воспроизводимой и может быть использована только для предварительных (тестовых) испытаний, реально оценить эффективность растворителя по скорости растворения АСПО не представляется возможным. Различия в результатах параллельных экспериментов объясняются неравномерностью распределения АСПО на поверхности образца трубопровода, а также различной толщиной отложений АСПО на образце. Для устранения недостатков обозначенного метода в данной работе использовали модифицированный метод оценки эффективности растворителей по скорости отмыва АСПО [25]. Методика оценки эффективности растворителей по скорости отмыва АСПО, описанная в работе [25] и частично модифицированная нами, основана на том, что для исследования используются специально подготовленные образцы трубопровода. В центральной части образца (размер 5 x 5 см, толщина 0,85 см) формировалось углубление с радиусом 1,5 см и глубиной 0,6 см. Объем углубления рассчитывали таким образом, что в него помещалось от 0,9 до 1,1 г АСПО. Методология проведения эксперимента заключалась в подготовке образца (промывка горячим толуолом и обезжиривание), взвешивании, нанесении АСПО в углубление и определении массы АСПО на образце. Нанесение АСПО на подготовленные образцы осуществляли шпателем, обеспечив полное наполнение углубления АСПО. Далее подготовленные образцы помещали в растворитель с контролем убыли массы АСПО через каждые 10 минут.

Исследования влияния фосфорного эфира неонала АФ 9-12 (ФЭ ОАФ) на эффективность растворителя АСПО провели для серии реагентов, отличающихся содержанием ПАВ от 0 до 2 % об. Результаты определения эффективности растворителя АСПО представлены в таблице 1 и на рисунках 1 и 2.

Добавление ФЭ ОАФ значительно увеличивает потерю массы отложений при воздействии растворителем до концентрации 0,5 % об. (94,6 %). Дальнейшее повышение содержания ФЭ ОАФ не приводит к существенному росту потери массы отложений: при увеличении концентрации ФЭ ОАФ с 0,5 до 2 % потеря массы отложений растет незначительно (на 3,1 %), а расход реагента возрастает в 4 раза.

¹ОР-75.180.00-КТН-018-10. Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтосмолапарафиновых веществ (АСПВ). – М., 2010. – 96 с.

Сопоставление результатов с базовым растворителем (без добавления ФЭ ОАФ) показывает повышение эффективности растворителей выше на 30,6 % отн. Таким образом, введение ФЭ ОАФ в состав растворителя повышает его растворяющую способность.

Таблица 1

Результаты определения потери массы отложений, растворяющей способности и предельной концентрации насыщения растворителей, содержащих ПАВ и их смеси, при температуре 22 °С

Содержание ФЭ ОАФ, % об.	Растворяющая способность, г/дм ³ , среднее значение	Потеря массы отложений, %, среднее значение	Предельная концентрация насыщения, кг/м ³ , среднее значение
0,00	5,6	72,5	127,8
0,25	6,6	85,4	134,6
0,50	7,3	94,6	137,7
1,00	7,2	94,6	137,8
1,50	7,3	95,3	–
2,00	7,6	97,7	–

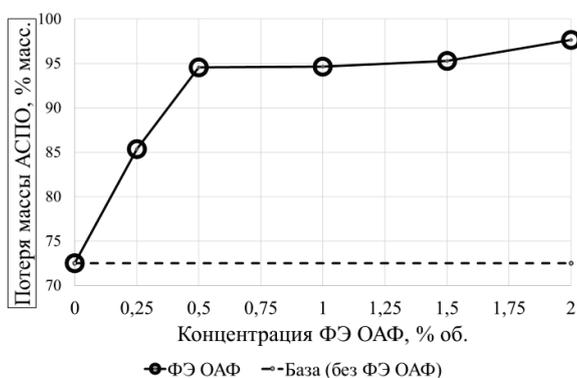


Рис. 1. Зависимость потери массы отложений от содержания ФЭ ОАФ в растворителе

Изменение предельной концентрации насыщения (ПКН) растворителя АСПО в зависимости от концентрации ФЭ ОАФ представлено в таблице 1 и на рисунке 2.

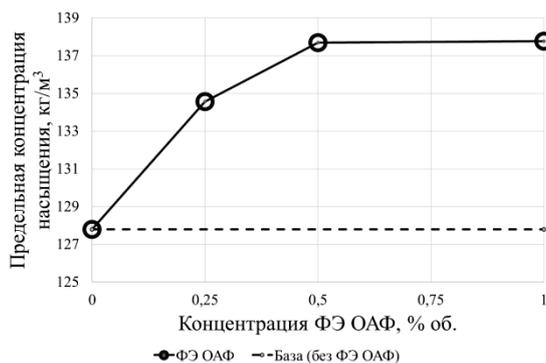


Рис. 2. Зависимость ПКН растворителя от содержания ФЭ ОАФ

Увеличение содержания ФЭ ОАФ приводит к росту предельной концентрации насыщения растворителя АСПО (см. рис. 2). Для базового растворителя ПКН составляет 127,8 кг/м³, при содержании ФЭ ОАФ 0,5 % об. ПКН повышается на 8,3 % отн., достигая 137,7 кг/м³. Дальнейшее повышение концентрации ФЭ ОАФ ПКН не меняется. Необходимо отметить, что максимальная растворяющая спо-

способность и предельная концентрация насыщения растворителя АСПО (см. табл. 1) достигаются при содержании ФЭ ОАФ соответствующей критической концентрации мицеллообразования (ККМ).

Оценка эффективности очистки растворителем образцов из секции трубопровода по предложенным методикам представлена в таблице 2 и на рисунке 3.

Таблица 2

Результаты определения скорости растворения

Номер строки	Наличие шва	Масса образца, г			Исходное количество АСПО на образце, г	Время экспозиции в растворителе, мин	Количество растворившегося АСПО		Остаток АСПО на образце	
		До испытаний	После обработки растворителем ¹	После обработки толуолом			г	%	г	%
Растворитель без ФЭ ОАФ (база)										
1.	Нет	166,7370	166,3898	166,3863	0,3507	5	0,3408	97,18	0,0099	2,82
						10	0,3464	98,77	0,0043	1,13
2.	Да	154,7973	154,4053	154,4013	0,3960	5	0,3736	94,34	0,0224	5,66
						10	0,3920	98,99	0,0040	1,01
3.	Нет ²	152,6797	151,6922	–	0,9893	10	0,3226	32,61	0,6667	67,39
						20	0,6316	63,84	0,3577	36,16
						30	0,9650	97,54	0,0243	2,46
						40	0,9877	99,84	0,0016	0,16
Растворитель с концентрацией ФЭ ОАФ 0,5 % об.										
4.	Нет	171,2607	170,8158	170,8153	0,4454	5	0,4275	95,98	0,0179	4,02
						10	0,4449	99,89	0,0005	0,12
5.	Да	171,2607	170,8158	170,8153	0,4454	5	0,9568	59,85	0,6419	40,15
						10	1,2961	81,07	0,3026	18,93
6.	Нет ²	159,2046	158,1839	–	1,0215	10	0,1530	14,98	0,8685	85,02
						20	0,6783	66,4	0,3432	33,6
						30	0,8736	85,52	0,1479	14,48
						40	0,9948	97,39	0,0267	2,61
						50	1,0161	99,47	0,0054	0,53
						60	1,0194	99,79	0,0021	0,21
						70	1,0207	99,92	0,0008	0,08

Примечание. ¹ – вес образца, до контакта с толуолом; ² – исследования проведены по модернизированной методике.

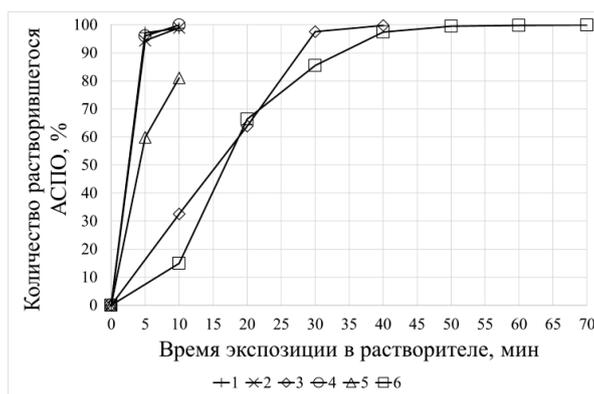


Рис. 3. Зависимость количества, растворившегося АСПО от времени нахождения экспозиции в растворителе (номера на рисунке соответствуют номерам строк в таблице 2)

При добавлении к базовому растворителю ФЭ ОАФ с концентрацией 0,5 % об. наблюдается снижение скорости растворения АСПО (см. рис. 3).

Выводы

На основании проведенных исследований можно сформировать следующие выводы. Использование ФЭ ОАФ существенно изменяет технологические свойства растворителя АСПО: увеличиваются растворяющая способность, предельная концентрация насыщения растворителя АСПО и незначительно снижается скорость растворения АСПО. Причем наиболее интересна концентрация ФЭ ОАФ до 0,5 %, дальнейшее повышение содержания ФЭ ОАФ не приводит к существенному повышению эффективности растворителя. Необходимо отметить, что максимальная эффективность растворителя наблюдается при концентрации ФЭ ОАФ, соответствующей критической концентрации мицеллообразования.

Библиографический список

1. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
2. Глущенко В. Н., Шипигузов Л. М., Юрпалов И. А. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С. 84–88.
3. Патент на изобретение *RUS 2137796*. Состав для удаления асфальтено-смолистых и парафиновых отложений / Чичканова Т. В., Талипов Р. С., Байрес С. В., Шулаева Р. В., Южанинов В. Г., Глебов И. В., Шулаков А. А., Денисова А. В.; заявл. 03.08.98; опубл. 20.09.99.
4. Лесин В. И. Нетепловое воздействие электромагнитных и акустических полей на нефть для предотвращения отложений парафинов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 68–70.
5. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на Туймазинском месторождении / И. Г. Фаттахов [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2–25. – С. 5573–5576.
6. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти / Д. Г. Антониади [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 9. – С. 32–37.
7. Патент на изобретение *RUS 2309979*. Моющее средство «пан» для очистки поверхности от органических загрязнений (варианты) и способ его использования для очистки скважин, трубопроводов и емкостей от осадков нефтепродуктов и их отложений / Афанасьева Л. И., Красницкий В. В., Поврозник С. В.; заявл. 31.07.06; опубл. 27.05.14.
8. Патент на изобретение *RUS 2183650*. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Рагулин В. В., Михайлов А. Г., Хасанов М. М., Смолянец Е. Ф.; заявл. 25.05.01; опубл. 20.06.02.
9. Патент на изобретение *RUS 2129583*. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Баженов В. П., Лесничий В. Ф., Глущенко В. Н., Шуверов В. М., Кобяков Н. И., Шипигузов Л. М., Рахимкулов Р. С., Герин Ю. Г., Антропов А. И., Рябов В. Г.; заявл. 08.09.98; опубл. 27.04.99.
10. Патент на изобретение *RUS 2129651*. Способ удаления асфальтосмолопарафиновых отложений из внутрискважинного оборудования / Лесничий В. Ф., Баженов В. П., Глущенко В. Н., Шуверов В. М., Кобяков Н. И., Шипигузов Л. М., Рахимкулов Р. С., Герин Ю. Г., Антропов А. И., Рябов В. Г.; заявл. 08.09.98; опубл. 27.04.99.
11. Патент на изобретение *RUS 2146725*. Состав для удаления асфальтенов, смол и парафинов из промышленного оборудования / Манжай В. Н., Юдина Н. В., Прозорова И. В., Алтунина Л. К., Труфакина Л. М.; заявл. 06.03.98; опубл. 20.03.00.
12. Патент на изобретение *RUS 2152423*. Состав для разрушения водонефтяной эмульсии и ингибирования коррозии и асфальтено-смолопарафиновых отложений / Тузова В. Б., Трофимов Л. В., Лебедев Н. А., Хлебников В. Н., Варнавская О. А., Меречина М. М., Рахматуллин З. Г.; заявл. 28.07.99; опубл. 10.07.00.
13. Патент на изобретение *RUS 2261887*. Состав для удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений / Габитов Г. Х., Волочков Н. С., Стрижнев В. А., Рахимов М. Н., Исламов М. К., Сафаров Д. О., Садьков Л. Ю., Хасанов Ф. Ф., Гумеров Р. Р., Ягафаров Ю. М., Исламов Т. Ф.; заявл. 18.05.2004; опубл. 10.10.05.
14. Патент на изобретение *RUS 2165953*. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Рагулин В. В., Хасанов М. М., Смолянец Е. Ф., Даминов А. А., Шимкевич С. В., Мамлеева Л. А., Рагулина И. Р.; заявл. 28.12.99; опубл. 27.04.01.

15. Патент на изобретение RUS 2166563. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений / Лесничий В. Ф., Баженов В. П., Юрпалов И. А., Глущенко В. Н., Сухарев В. П., Кобяков Н. И., Шипигузов Л. М., Рахимкулов Р. С., Герин Ю. Г., Врублевский В. С.; – заявл. 02.12.99; опубл. 10.05.01.
16. Патент на изобретение RUS 2149982. Способ удаления асфальто-смолистых и парафинистых отложений / Давыдов В. П., Ягафаров Ю. Н., Филиппов Ю. П., Илюков В. А., Гарифуллин Ш. С., Клоков Н. А.; заявл. 21.07.98; опубл. 27.05.00.
17. Патент на изобретение RUS 2261886. Состав для удаления асфальтеносмолопарафиновых и бактериальных отложений / Галлямов И. М., Ежов М. Б., Вахитова А. Г., Тайгин Е. В., Рахматуллин В. Р.; заявл. 13.05.04; опубл. 10.10.05.
18. Miller D., Vollmer A., Feustel M., and Klug P. U. S. Patent 6063146, 2000.
19. Ikenaga N., Watanabe Y. and Hayashi S. Japanese Patent JP63023991, 1988.
20. Stout C. A. Canadian Patent CA1142114, 1983
21. Miller R. F. U. S. Patent 4425223, 1984.
22. Tapavicza S. V., Zoellner W., Herald C. P., Groffe J., and Rouet J.U.S. Patent 6344431, 2002.
23. Miller D., Vollmer A., Feustel M., and Klug P., U. S. Patent 6204420, 2001.
24. Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И. Химические реагенты для добычи нефти: справочник. – М.: Недра, 1986. – 240 с.
25. Ахметов А. Ф., Герасимова Е. В., Нуриязданова В. Ф. Лабораторная методика определения эффективности растворителей асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) // Башкирский химический журнал. – 2008. – Т. 15, № 2. – С. 161–163.

Сведения об авторах

Мельников Андрей Петрович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, тел. 89276018000, e-mail: melnikovap@yandex.ru

Коновалов Виктор Викторович, к. х. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, тел. 8(846)2790364, e-mail: konovalov-samgtu@ya.ru

Скляев Прокофий Витальевич, к. х. н., научный сотрудник кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Самарский государственный технический университет, г. Самара, тел. 8(846)2790364, e-mail: p.v.sklyuev@gmail.com

Дальке Александр Геннадьевич, директор по развитию бизнеса, ООО «Сервисная Компания ИНТРА», г. Самара, тел. 89277254123, e-mail: dalkeag@gmail.com

Information about the authors

Melnikov A. P., Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Samara State Technical University, phone: 89276018000, e-mail: melnikovap@yandex.ru

Konovalev V. V., Candidate of Chemistry, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Samara State Technical University, phone: 8(846)2790364, e-mail: konovalev-samgtu@ya.ru

Sklyuev P. V., Candidate of Chemistry, Research Officer at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Samara State Technical University, phone: 8(846)2790364, e-mail: p.v.sklyuev@gmail.com

Dalke A. G., Director of Business Development, LLC «INTRA Service Company», Samara, phone: 89277254123, e-mail: dalkeag@gmail.com

Чрезвычайные ситуации и проблемы экологии в нефтегазовой отрасли

Emergency situations and environmental problems in the oil and gas industry

УДК 502.7: 627.871

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ОЗЕР, БОЛОТ ВОДОЕМНОГО ГЕНЕЗИСА С ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДОЙ И ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

В. Л. Телицын, Ю. А. Новиков

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. Рассмотрены процессы, протекающие при взаимодействии болот и озер с окружающими геосистемами. Обращено внимание на формирование почв тяжелого гранулометрического состава в приболотном и приозерном поясах, подвергающихся засолению, осолонцеванию и слитазации в условиях лесостепи и степи. Показано, что со временем озера превращаются в болота в результате заиливания и эвтрофикации, особенно при интенсивном техно- и агрогенезе. Подтверждено, что торфяники, ошибочно ранее относимые к засоленным, таковыми не являются и могут использоваться в разнообразных целях. Предложены природо-совместимые технологии природообустройства болотных систем и возвращения им изначальных функций пресноводных озер.

Ключевые слова: депрессии; заиливание; эвтрофикация; кольматация; природосовместимые технологии

THE RESULTS OF INTERACTION OF LAKES, WETLANDS OF WATER-BEARING GENESIS WITH THE ENVIRONMENT AND ENVIRONMENTAL MEASURES

V. L. Telitsyn, Yu. A. Novikov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract. In the article we consider the processes occurring at interaction of lakes and wetlands with surrounding geosystems. We pay attention to the formation of soils of heavy granulometric composition in the calcareous and lacustrine zones, which are subjected to salinization, solonetization and merging in the conditions of the forest-steppe and steppe. The research shows that over time, the lakes turn into swamps as the result of siltation and eutrophication, especially during intense technogenesis and agrogenesis. Our results confirm that peatlands are not saline, and they can be used for a variety of purposes. We suggest using environmentally compatible technologies for environmental engineering of wetlands and to return to them the original functions of freshwater lakes.

Озера и первичные очаги заболачивания приурочены к понижениям в рельефе. Эти депрессии в рельефе имеют разнообразное происхождение: тектоническое, эрозионное, термокарстовое, карстовое, суффозионное. Как частный случай может рассматриваться и антропогенный генезис депрессий — карьеров, которые намеренно или под влиянием сочетания естественных природных процессов и техногенеза превращаются изначально в водоемы. Говоря же о карстовых воронках, надо иметь в виду то обстоятельство, что озера в них возникают лишь в том случае, если энергия кольматации каналов выщелачивания карбонатных горных пород илистым материалом с окружающего водосбора значительно превосходит энергию карстообразования. В этом случае сначала закупориваются илом трещины карстообразующей породы, а затем в ложе депрессии формируется водоупорный глинистый горизонт, что способствует формированию озер (лагун) за счет вод атмосферных осадков и стекающих потоков с окружающего водосбора. В северных территориях водоупором служат глубокие горизонты многолетнемерзлых горных пород.

Проточные озера, особенно крупные, могут длительное время сохранять свои изначально полезные свойства как истоков рек, источников пресной воды, рыбного и другого вида промыслов, зон рекреации и т. д. Примером этому может служить озеро Байкал. Но мощное антропогенное воздействие с уменьшением поступления вод с водосбора, увеличением испарения, возрастанием поступления взвешенных минеральных частиц, содержащих адсорбированную органику и различные химические вещества искусственного происхождения, а также растворенную органику и комплексные элементно-органические (хелатные) взвеси, может существенно изменить в худшую сторону ход естественно-исторического процесса. Это и наблюдается в настоящее время. Поэтому озерам и болотам, откуда берутся истоки рек, необходимо уделять особенно пристальное внимание. Ведь вода — уже более ценный ресурс, чем нефть.

Все же небольшие замкнутые (непроточные) водоемы со временем превращаются в болота. Этому способствует как привнос взвешенных илистых (преимущественно) частиц с водосбора, так и поступление извне биогенных веществ. Источником их могут быть сельскохозяйственные земли, где применяются минеральные и органические удобрения, а почва подвергается механической обработке. При этом начинается процесс эвтрофикации озер. Сначала на глинистое водоупорное ложе обычно откладывается сапрпель, состоящий преимущественно из отмерших остатков низших животных и растительных организмов. Они обычно откладываются в наиболее глубоководной части озер. Сапрпели отличаются высокой дисперсностью минеральных частиц и органического вещества. Отложения, обедненные органическим веществом (с зольностью более 85 %), относятся к глинистым или опесчаненным илам [1]. Одновременно с этим процессом сапрпелеобразования в краевых мелководных частях озер активно развивается высшая водная растительность: осоки, тростники, камыши, рогозы и т. д. Отмершие останки частично минерализуются и гумифицируются, теряются при газообразовании и растворении. Растворяясь, продукты разложения придают водам болот желтоватую и затем коричневатую-бурую окраску (за счет фульвокислот и гуминовых кислот). До 10–20 % массы остатков консервируется. Идет постоянный процесс торфонакопления с зарастанием (эвтрофикацией) озер с дальнейшей трансформацией в болота. Среднегодовой прирост биомассы при сапрпелеобразовании в озерах, например Белоруссии, оценивался в 10–20 м³ на 1 га площади озера [2].

Но в условиях современности с активными факторами техногенеза и агрогенеза в окружающей среде приобретает огромную роль отложение автохтонной органики. Ее образованию способствуют биогенные вещества, преимущественно поступающие с сельскохозяйственных угодий. Имеются сведения, что до 14 % фосфора и 75 % азота в водоемы идет транзитом от сельхозпроизводителя [3]. Более значимую проблему в этом плане представляет седиментация осадков, поступающих с распаханых полей. Скорость их отложения составляет в среднем 0,5–3,0 мм/год, достигая иногда 1м/год [4]. Требуется серьезные противоэрозионные, агротехнические и иные меры нейтрализации и ликвидации отрицательных тенденций эволюционного процесса в техносфере. В природных условиях фактором, сдерживающим эрозию и дефляцию почв и грунтов, является растительность. Следовательно, надо учиться у природы и создавать в приболотном и приозерном поясах лесные пояса, а по их внешнему контуру — сенокосные луга и пастбища. И только за ними располагать пашню.

Если в гумидных и семигумидных условиях «пусковым механизмом» образования озер, болот и заболоченных земель является климат, то в семиаридных областях (лесостепи и луговые степи) на передовые роли выходит геолого-географический фактор. Он определяет перераспределение дефицитной влаги от водосборов к депрессиям. При этом тонкие илистые взвешенные в текущей воде частицы постепенно накапливаются не только в ложе понижений, но также в приболотном и приозерном поясах. Таким образом происходит формирование в этих зонах тяжелосуглинистых и глинистых разновидностей почв: от луговых и лугово-болотных, до солонцов и слитых почв (табл. 1). Слитые почвы встречались нам в Волго-Ахтубинской пойме, а также в приболотном поясе Съенага де Сапата. В последнем случае на этих почвах размещаются рисовые чеки. Вода же в них подается из лагун, возникших на месте карстовых воронок, подвергшихся процессу кольматации.

В семиаридном климате наблюдаются перераспределение и накопление легко-растворимых солей в приболотном и приозерном поясах. Во-первых, в вегетационный период минеральные почвы здесь раньше освобождаются от снега. Во-вторых, они более гумусированы, от этого имеют темную окраску.

Вследствие этого идет более быстрое их нагревание от солнца, что способствует ускоренному физическому испарению с поверхности почв и в результате транспирации растений.

Таблица 1

Характеристика почвенно-мелиоративных условий низинного болота «Широглазово» перед проведением осушительных мелиораций (по данным Тюменского проектно-изыскательского института водного хозяйства) [5]

Агромелиоративные группы почв	Индекс почв	Почвы	Глубина грунтовых вод, м	Площадь, га
I. Почвы нормального увлажнения	C ₂ ^{ос}	Серые осолоделые	Около 2	2,7
II. Почвы длительного избыточного увлажнения поверхностными и грунтовыми водами	C _{гл} ^{ос}	Серые осолоделые глееватые	1,0–1,2	7,6
	Лг	Луговые	1,2–1,5	0,4
	Лг ^{ос}	Луговые осолоделые	0,9–1,2	10,3
	Лг ^к	Луговые карбонатные	0,9–1,2	24,2
	Лг ^{ск} C _н ^{ск}	Луговые солончаковые в комплексе с солонцами солончаковыми	1,2–1,8	137,4
			1,2–1,8	44,6

Агромелиоративные группы почв	Индекс почв	Почвы	Глубина грунтовых вод, м	Площадь, га
III. Почвы постоянного избыточного увлажнения грунтовыми и поверхностными водами	Бл ^{ск+} , Бл ^к	Лугово-болотные солончаковые в комплексе с лугово-болотными карбонатными	0,3–0,6	39,7
	Бл ^{ск}	Лугово-болотные солончаковые	–	41,1
	Бн ^{тссч}	Торфяно-глеевые солончаковатые	0–0,5	223,1
	Бн	Торфяно-глеевые солончаковатые	–	147,1
	Бн ₁ ^{сч}	Торфяные маломощные солончаковатые	–	501,9
	Бн ₂ ^{сч}	Торфяные среднемощные солончаковатые	–	234,1
	Бн ₃ ^{сч}	Торфяные мощные солончаковатые	–	104,7

Верхние горизонты почв иссушаются, и туда начинает поступать влага с растворенными солями из нижних слоев. Возникает снижение концентрации влаги. Ее градиент направлен в сторону обводненных частей болотной или озерной системы. Движение же влаги всегда направлено в противоположном направлении градиенту концентрации. Это отметила еще Н. И. Базалевич, исследуя болота в Барабинской низменности. Она назвала процесс накопления солей в почвах приболотного пояса при испарении влаги «эффектом фитиля», как в керосиновой лампе. Исследуя гидрохимические характеристики испаряющейся влаги, Ю. А. Антошенок [7] установил, что концентрация ингредиентов в ней составляет 14 мг/л. В водах болот и озер концентрация солей составляет сотни, тысячи и десятки тысяч мг/л. То количество солей, которое не уходит из профиля почв с испарившейся влагой, остается в ней. В период выпадения дождей и при снеготаянии соли частично вымываются в более глубокие горизонты. Но идет постепенное увеличение солесодержания в естественных условиях. Необходимы мелиоративные мероприятия по снижению солесодержания в почвах приболотного и приозерного поясов, что достигается промывками на фоне закрытого дренажа с последующим отводом растворов коллекторами за пределы массива.

В таблице 2 отмечено, в каких отраслях используется органическое вещество, отложившееся в озерных и болотных котлованах.

Ранее существовало ошибочное мнение, что торфяные почвы в лесостепи и степи засолены (см. табл. 1). Оно возникало от того, что при химическом анализе органогенных почв традиционным методом водной вытяжки не учитывалось то обстоятельство, что в единице объема (плотности) у них сухого вещества на порядок ниже, чем в минеральных почвах. В среднем показатель плотности торфяных низинных почв составляет 0,10–0,15 г/см³, тогда как минеральных — 1,2–1,6 г/см³. Расчеты же ведутся на сухое вещество. Это нами было ранее доказано [8]. Наши ранние выводы подтверждают и результаты гидрохимических анализов дренажных вод, стекающих с минеральных почв приболотного пояса и из торфяных почв. Концентрация ингредиентов в дренажных водах торфяных почв на порядок ниже, чем в водах, стекающих с минеральных почв приболотного пояса (табл. 3).

**Продукты промышленной переработки торфа
и перспективы направления их использования [7]**

Страны, наиболее активно утилизирующие торфяные ресурсы	Продукция, получаемая из торфа, ее применение	Наиболее перспективные направления использования торфа	Примечания
Скандинавские страны (Норвегия, Швеция, Финляндия)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Метиловый спирт 2) Торфяной кокс для металлургии 3) Активные угли 4) Удобрения 5) Газ 6) Воск 7) Адсорбенты и фильтры загрязнителей (от выхлопных газов, дымов нефти, сточных вод) 8) Топливные брикеты 	Получение воска, кокса (для выплавки ферросплавов, легированных сталей, для окускования и агломерации железной руды), химических продуктов от микробиологической переработки	Основные потребители — заводы целлюлозной, сахарной, цементной промышленности и торфобрикетные заводы; 40 % упаковочного торфа экспортируется
США, Канада, Польша, Германия	<ol style="list-style-type: none"> 1) Удобрения 2) Гуминовые кислоты (биостимуляторы роста растений) 3) Упаковочный материал 4) Препараты, употребляемые при рафинировании металлов 	Получение препаратов с защитными свойствами от больших доз рентгеновского облучения, синтетическое топливо, кормовые дрожжи, воск, микроэлементы и биостимуляторы	Потребление в США \approx 2,0 млн т/год, а запасы — 32,9 млрд т; то есть торф берегут, так как он является лучшим (по сравнению с углем) материалом для производства синтетического топлива
Россия, Белоруссия, Украина	<ol style="list-style-type: none"> 1) Воск для точного литья, производства пластмасс и парфюмерии 2) Полукокс 3) Отошающие присадки для черной металлургии 4) Гидролизное сырье 5) Углеродные адсорбенты для разделения газов 6) Углеродные волокна в качестве электропроводящей добавки в композиционных материалах 7) Активные угли 	Получение воска, кокса, синтетического топлива, биостимуляторов, витаминов, микроэлементов, антиоксидантов, углеродных волокон для композитов, препаратов против облучения, кормовых дрожжей, медицинских препаратов типа стерина и др. Кроме того, болота — резервный фонд земель для кормопроизводства и лесомелиораций	Кормовые дрожжи содержат 50 % белка, аминокислоты и витамины группы В. Одна тонна дрожжей заменяет 3,5 т фуражного зерна или 14 т картофеля. Возможно производство на основе сфагнового торфа косметических препаратов, перевязочного материала, гигиенических прокладок и подгузников. Сырья — на миллионы лет. Может дать наивысший экономический эффект

Следовательно, торфяники здесь можно применять в хозяйственных целях. После полного использования органики в промышленности, сельском хозяйстве, медицине, фармацевтике и опреснении почв приболотного пояса в результате промывок и дренажа нужно очистить ложе депрессии. Таким образом будет изначальное свойство пресноводного озера, его воды можно будет брать для питьевых, хозяйственно-бытовых нужд. Можно также вводить в рыбохозяйственный оборот.

Таблица 3

Гидрохимические параметры сбросных вод закрытого дренажа в южной лесостепи (дозы удобрений N₄₅P₄₅K₅₀, внесение — при физической спелости почвы), средние значения за 10 лет наблюдений [5]

Индекс почвы	pH	Окисляемость, мг O ₂ /л	ХПК, мг O ₂ /л	Концентрация ионов, мг/л										Σи, г/л	
				CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺	ΣFe	ΣP	NH ₄ ⁺		NO ₃ ⁻
Весеннее половодье															
Лгек	7,7	15	304	74	798	1880	3514	224	658	2354	0,2	0,2	0,6	5,5	9,9
	8,3	28	760	157	1354	5321	7900	373	1095	4921	0,7	0,4	2,3	15,0	18,0
Бггс	7,3	18	97	53	472	330	825	221	97	305	0,6	0,1	1,0	1,0	2,8
	7,4	22	186	112	683	808	1800	493	204	523	2,0	0,3	1,5	2,8	9,1
Бкд	6,8	28	140	65	420	170	287	103	85	140	1,1	0,3	1,0	1,0	0,7
	7,1	30	440	112	714	538	633	180	119	322	4,0	1,6	1,5	2,0	0,7
Бкз	6,7	56	130	0	330	135	110	25	58	53	0,2	1,3	1,3	1,0	0,7
	7,1	66	277		516	170	200	27	60	100	0,5	2,0	2,2	1,5	0,7
Летняя межень															
Лгек	7,9	21	467	112	1055	7156	1930	271	1542	3795	0,3	0,2	0,2	2,0	15,6
	8,4	32	998		1300	12124	5813	601	3767	5730	0,9	0,3	1,0	30,0	22,4
Бггс	7,5	18	233	119	692	913	412	297	282	686	0,9	0,3	0,5	1,2	3,8
	8,3	26	686	157	1623	2190	885	386	583	1219	4,6	1,6	1,2	5,2	8,2
Бкд	7,4	32	245	112	517	554	336	175	113	494	1,0	0,4	0,7	1,4	2,2
	8,6	43	998	168	756	1044	720	601	218	781	3,1	0,9	1,6	5,0	3,0
Бкз	7,2	36	203	0	317	515	197	61	66	398	0,8	0,6	1,2	1,4	1,5
	8,6	43	416		641	1010	350	90	114	734	1,2	1,3	2,3	5,0	2,3
Лггс	7,9	21	467	112	1055	7156	1930	271	1542	3795	0,3	0,2	0,2	2,0	15,6
	8,4	32	998		1300	12124	5813	601	3767	5730	0,9	0,3	1,0	30,0	22,4

Примечание. Числитель — средние значения, знаменатель — максимальные. В первые 6 лет осушения CO₃²⁻ — не отмечено.

Выводы

- В результате эвтрофикации (заиливания, зарастания и консервации органики — сапропеля и торфа) озера со временем, несомненно, трансформируются в болота.
- Комплекс сложных биогеохимических процессов во взаимодействии болот и озер с окружающими геосистемами в семиаридных и аридных условиях равнин приводит к формированию тяжелых по гранулометрическому составу и засоленных минеральных почв. Особенно ярко это проявляется, если почвообразующими и подстилающими породами служат морские осадки, что, например, присуще Прикаспийской низменности и югу Западно-Сибирской равнины, в которой в негеновый период существовало обширное озеро-море.
- Торфяники болот не являются засоленными и могут быть использованы для разнообразных хозяйственных целей.
- В условиях мощнейших антропогенных воздействий на окружающую среду очень актуальна проблема разработки и воплощения в реальность природоподобных технологий. Важна конвергенция наук.
- На первых этапах нужно внедрение природосовместимых технологий в природопользование и природообустройство. Таким примером может служить осушение части болот южной лесостепи и степи с опреснением приболотного пояса. Использование торфа и сапропеля в хозяйственных целях. Затем осуществляются рекультивация ложа депрессии, изоляция ее дамбами от окружающих водоприемников (рек, каналов) и возвращение изначального статуса пресноводных озер. Для районов с большим дефицитом водных ресурсов это имеет очень существенное значение.
- В целях исключения заиливания и эвтрофикации озер (равно как и заиливания болот) необходимо облесение приозерного и приболотного поясов. А по их внешнему контуру важно образовать пояс лугов и пастбищ. И только за этими защитными поясами располагать пашню.
- На современном уровне понимания (и тем более воплощения в реальность) перспективы в будущем направлении деятельности не следует исключать из теории и практики опыта природосовместимых технологий — прообраза природоподобных.

Библиографический список

1. Пидопличко А. П., Якушко О. Ф. Происхождение, условия накопления и ресурсы сапропелей Беларуси // Проблемы использования сапропелей в народном хозяйстве. – Минск: Наука и техника, 1976. – С. 22–26.
2. Лиштван И. И., Лопотко М. З. Использование сапропелей в народном хозяйстве // Проблемы использования сапропелей в народном хозяйстве. – Минск: Наука и техника, 1976. – С. 5–13.
3. Агрохимия в окружающей среде / Э. Хайниш [и др.]; пер. с нем. – М.: Колос, 1979. – 357 с.
4. Хендерсон – Саллерс Б., Маркленд Х. Р. Умирающие озера. Причины и контроль антропогенного эвтрофирования / Пер. с англ. – Л.: Гидрометеиздат, 1990. – 279 с.
5. Телицын В. Л. Экспериментальная осушительная система «Широглазово» // Мелиоративно-болотные стационары России; сост. Б. С. Маслов, В. К. Константинов, Б. В. Бабиков, Э. Ахти. – Финляндия: Научный центр Вантаа: Metla, 2006. – С. 230–235.
6. Телицын В. Л., Новиков Ю. А., Тестешев А. М. Болота, их экологическое и хозяйственное значение // Сборник научных работ ТюмГАСУ, 2014. – Т. 2. – С. 146–150.
7. Антошенко Ю. А. О влиянии увлажненности ландшафтов на формирование химизма озерных вод // Гидрохимия Урала. – Л.: Гидрометииздат, 1979. – № 6. – С. 89–92.
8. Телицын В. Л., Кольцов А. Х. Оценка возможности осушения и освоения почв низинных болот лесостепи Зауралья // Сибирский вестник сельскохозяйственной науки. – 1986. – № 2. – С. 39–44.
9. Базилевич Н. И. Геохимия почв садового засоления. – М.: Наука, 1965. – 352 с.

Сведения об авторах

Телицын Виталий Леонидович, д. б. н., к. г. н., профессор кафедры геодезии и фотограмметрии, главный научный сотрудник, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283930, e-mail: telitsynvl@tyuiu.ru

Новиков Юрий Александрович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой геодезии и фотограмметрии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283930, e-mail: novikovja@tyuiu.ru

Information about the authors

Telitsyn V. L., Doctor of Biology, Candidate of Geography, Professor at the Department of Geodesy and Photogrammetry, Chief Researcher, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283930, e-mail: telitsynvl@tyuiu.ru

Novikov Yu. A., Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of Department of Geodesy and Photogrammetry, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283930, e-mail: novikovja@tyuiu.ru

Информационные технологии, автоматизация и управление в нефтегазовой отрасли

Information technologies, automation and management in the oil and gas industry

УДК 658

РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ I4.0 ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СИСТЕМ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Е. Ю. Андиева¹, Е. В. Толкачева²

¹Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

²Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет,
г. Омск, Россия

Аннотация. В работе предложено формальное представление концепции с намеренным использованием мнемонических имен, которое формирует методологическую основу реализации I4.0 для производственных систем нефтеперерабатывающей отрасли. Концепция основана на определении и формальном представлении цифрового двойника производственной системы производства нефтепродуктов и системы управления данной производственной системой. Представление содержит новые термины и определения, существенно влияющие на представление процессов цифровизации производственных систем нефтеперерабатывающей отрасли.

Ключевые слова: индустрия 4.0 (I4.0); цифровой двойник; нефтегазовая отрасль; непрерывное производство; рецептурное производство; управление сложными гетерогенными системами; управление состоянием

DEVELOPMENT OF METHODOLOGICAL BASIS I4.0 FOR PRODUCTION SYSTEMS OF OIL REFINING INDUSTRY

E. Yu. Andieva¹, E. V. Tolkacheva

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²Siberian State Automobile and Highway University, Omsk, Russia

Abstract. The article suggests a formal presentation of the concept with the intentional usage of mnemonic names, which forms the methodological basis for the introduction of I4.0 for production systems of the oil refining industry. The concept is based on definition and formal representation of the digital twin of a production system of production of oil products and control systems of this production system. The article contains new terms and definitions that significantly affect the presentation of the processes of digitizing production systems in the oil refining industry.

Key words: industry 4.0 (I4.0); digital twin; oil and gas industry; continuous production; prescription production; management of complex heterogeneous systems; state management

Введение

На сегодняшний день формируются методологические и технологические решения глобальной цифровизации больших и сложных экономических систем разного назначения и смешанного типа.

Выделим две очевидные особенности, приводящие к проблемам глобальной цифровой трансформации компаний нефтегазовой отрасли: первая заключается в том, что, как правило, компании имеют полный производственный жизненный цикл (ЖЦ): от разведки и добычи до переработки и сбыта, что приводит к сложной вертикальной и горизонтальной бизнес-интеграции в гетерогенной мегасистеме; вторая — весь производственный цикл, включая добычу, доставку, переработку и сбыт, имеет особенный непрерывный характер производства, с включениями особенностей рецептурного производства, что приводит к множеству альтернатив управления производственными процессами при наличии условия непрерывности.

Выделенные особенности приводят к проблеме управления сложной гетерогенной мегасистемой с точки зрения обеспечения гарантий целостности решений задач сквозного управления и к проблеме управления производством в дискретном представлении релевантной информации с целью автоматизации принятия решений.

Отметим, что Industry 4.0 (I4.0) употребляется как синоним IIoT (Industrial Internet of Things), который является производным понятием от IoT (Internet of Things). В парадигме I4.0¹ необходимо обеспечить максимально автоматическое превентивное управление требуемыми гарантиями качества нефтепродукта в связи с управлением стоимостью его производства по всей цепочке добавленной стоимости.

Первоочередной задачей разработки программных систем, обеспечивающих автономную роботизацию производственных процессов и интеллектуальную поддержку управленческих решений на основе извлечения знаний, основанных на разнородных данных, является разработка концепции системного преодоления сложности индустриальных систем, претерпевающих цифровую трансформацию.

Решение

Намеренно будем использовать мнемонические имена, в том числе в индексах. Это позволит описать многоаспектную ментальную модель на концептуальном уровне.

Для преодоления сложности представления системной структуры и управления ее поведением выделим из системы систем $SoS^{ol\&G}$ вертикально-интегрированной нефтегазовой компании производственную систему S^{Plant} , имеющую главной миссией² деятельность, предусматривающую производство основного актива — нефтепродукта, как обеспечивающую систему³ управления ЖЦ некоторой системы нефтепродукта S^{ol} . Определение системы S^{ol} вызвано технологическими особенностями непрерывного и рецептурного производства, а также возможностью достижения результатов производства нефтепродукта с определенными свойствами при смещении технологий этих типов производств. Обеспечивающая система управления $S^{ControlPlant}$ производственной системой S^{Plant} должна обеспечивать эффективное управление ее ЖЦ.

Согласно определениям, далее будем различать производственную систему S^{Plant} на стадиях ее ЖЦ: концепция, разработка, реализация, эксплуатация и сопро-

¹Platform Industrie 4.0 and Industrial Internet Consortium agree on cooperation. RAMI4.0& IIRA. – Available at: <https://www.plattform-i40.de/I40/Redaktion/EN/PressReleases/2016/2016-03-02-kooperation-iic.html>.

²ГОСТ Р ИСО 15704-2008. Промышленные автоматизированные системы. Требования к стандартным архитектурам и методологиям предприятия. – Введ. 2010-01-01. – М.: Стандартинформ, 2010. – 58 с.

³ГОСТ Р 57193-2016. Системная и программная инженерия. Процессы жизненного цикла систем. – Введ. 2017-11-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 98 с.

вождение^{4,5}. Уделим особое внимание эффективному управлению средствами управляющей системы $S^{ControlPlant}$ производственной системой S^{Plant} на стадии ее эксплуатации, с целью эффективного управления ЖЦ продукта S^{ol} на стадии его реализации.

Тогда в парадигме I4.0 далее рассмотрим методическую основу программной системы S^{SW} клиенториентированного адаптивного управления S^{Plant} на стадии ее эксплуатации, с целью эффективного автоматического управления ЖЦ продукта (S^{ol}) на стадии его реализации, точнее — его производства.

Управление непрерывным производственным процессом, или его сегментом, в объектном представлении это управление состоянием значений его входных и выходных параметров⁶.

Нефтепродукт является основным активом⁷, определяющим ценность⁸ компании нефтегазовой отрасли. Цель процесса или его сегмента состоит в том, чтобы получить нефтепродукт (нефтепродукты и сопутствующие продукты) с заданными промежуточными или конечными свойствами с максимально возможным эффективным исполнением процесса. В парадигме I4.0 должно формироваться превентивное управление состоянием параметров процесса на основе интеллектуальных алгоритмов принятия решений.

Примем в качестве объекта управления в новой клиенториентированной динамической бизнес-модели I4.0 нефтепродукт, точнее — состояние значений свойств нефтепродукта на определенном производственном сегменте стадии его ЖЦ.

Будем исходить из того, что требуемое состояние значений свойств нефтепродукта должно быть гарантированным в соответствии с политикой обеспечения его качества⁹. Очевидно, технология производства должна определять и обеспечивать гарантированное качество товарного нефтепродукта, которое представляет собой измененное состояние «сырья» в цепочке производственных процессов или их сегментов, выполнение которых обеспечивают связанные с ним ресурсы.

Согласно бизнес-модели I4.0, примем в качестве обеспечивающих активов следующие объекты ресурсы — оборудование и люди (далее по тексту «работники»)¹⁰. Гарантированное состояние значений свойств нефтепродукта обеспечиваются связанные с ним в процессе или его сегменте на всех этапах ЖЦ активы-ресурсы.

То есть гарантированное состояние значений свойств нефтепродукта обеспечивает гарантированное состояние свойств ресурсов, точнее — гарантированные состояния значений их свойств или параметров. Управление выделенными объектами ресурсами в соответствии с технологией должно обеспечивать эффективное управление производственными процессами с целью управления достижением гарантированного состояния значений свойств товарного нефтепродукта.

⁴ГОСТ Р ИСО 15704-2008. – С. 20.

⁵ГОСТ Р 56923-2016/ISO/IEC TR 24748-3:2011. Информационные технологии (ИТ). Системная и программная инженерия. Управление жизненным циклом. Часть 3. Руководство по применению ИСО/МЭК 12207 (Процессы жизненного цикла программных средств). Введ. 2017-06-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 106 с.

⁶ГОСТ Р 57193-2016. – С. 35.

⁷ГОСТ Р 55.0.01-2014/ИСО 55000:2014. Управление активами. Национальная система стандартов. Общее представление, принципы и терминология. – Введ. 2015-04-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 22 с.

⁸ГОСТ Р 56020-2014 Бережливое производство. Основные положения и словарь. – Введ. 2015-03-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 38 с.

⁹ГОСТ Р ИСО/МЭК 15026-1-2016. Системная и программная инженерия. Гарантирование систем и программного обеспечения. Часть 1. Понятия и словарь. – Введ. 2017-06-01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 28 с.

¹⁰Collaborative Management Model (CMM). Collaborative Manufacturing Management Strategies. – Available at: http://www.cpdee.ufmg.br/~luitz/integracao/arc_cmm.pdf.

Следовательно, цель управления — обеспечение требуемого, заданного, гарантируемого состояния значений его свойств, в результате исполнения сегмента процесса производства при условии требуемого, заданного, гарантируемого состояния значений свойств (параметров) ресурсов в связи с управлением стоимостью гарантий и стоимостью их обеспечения.

Будем считать, что обозначенная цель определяет изменения и соответствующие решения в управлении производственной системой производства нефтепродуктов в новых производственных отношениях цифровой экономики.

Глобальная цифровизация процессов управления и объектов управления формирует цифровой двойник объектов управления и процессов управления.

Примем, что всякая физическая система (производственная система, нефтепродукт, объекты ресурсы) как минимум имеет три уровня представления цифровой информации о ней.

Первый уровень — это уровень объективной реальности, уровень обладания информацией. Уровень является идеальной информационной репликой физической системы о своей статической структуре и динамическом поведении.

В аспекте рассматриваемой производственной системы производства нефтепродуктов уровень является идеально точной цифровой мета-моделью динамики состояния значений свойств физических активов на протяжении всего ЖЦ продукта и процессов (сегментов процессов) по всей цепочке добавленной стоимости. Уровень обладания формирует методы, методики и технологии извлечения полезной информации, требования к цифровым моделям — множеству описаний свойств (параметров) и управлению ими. Формирует изменения и управление изменениями требуемых на основании цифровых моделей состояний значений этих свойств (параметров) как нефтепродукта (в том числе гарантируемых для потребителя), так и ресурсов, обеспечивающих его ЖЦ.

Второй уровень — уровень требуемой, заданной реальности. Это уровень создания и извлечения полезной информации на основе цифровых моделей, множества описаний (структурных моделей и моделей, описывающих поведение), о свойствах и требуемом состоянии значений этих свойств. Уровень является цифровой мета-моделью требуемой, обеспечивающей все необходимые гарантии, заданной динамики физических активов на протяжении всего ЖЦ продукта и процессов по всей цепочке добавленной стоимости. Уровень должен отражать объективную реальность с достаточной точностью моделей.

Третий уровень — уровень фактической реальности. Это уровень создания информации на основе данных, полученных в результате измерений контрольно-измерительными приборами («полевой уровень») значений состояний свойств на основе технологий технического контроля и диагностики нефтепродукта, и ресурсов. Уровень является моментальной информационной моделью, описывающей моментальное состояние активов, отражает фактические значения состояний свойства и формирует фактическую реальность о состоянии нефтепродукта в процессе производства, в том числе о состоянии объектов ресурсов, используемых в сегменте процесса согласно технологии. Уровень служит для определения фактических значений свойств с целью формирования управляющего воздействия для достижения гарантированного состояния нефтепродукта и ресурсов. Уровень должен отражать фактическую реальность, согласованную с точностью моделей, и предоставлять информацию в необходимом представлении для принятия решения в определенном момент времени.

Тогда цифровой двойник — это трехуровневая цифровая модель логики управления I4.0, которая должна быть основана на интеллектуальных алгоритмах анализа данных оценки состояния объектов системы на фактическом уровне, интеллектуальных алгоритмах оперативного реагирования в соответствии с требованиями, обеспечивающими гарантии, более того, на алгоритмах извлечения знаний из ана-

лиза данных для формирования и выполнения дополнительных улучшенных функций — самостоятельного обучения для улучшения работы системы в условиях объективной реальности.

Примем следующее более общее определение: цифровой двойник — это связанная динамическая самообучающаяся совокупность цифровых моделей системы и цифровых моделей управления этой системой, используемая для формирования, извлечения полезной информации и эффективного управления на их основе с учетом особенностей программной реализации и физической среды размещения.

Самообучение цифрового двойника вносит значительные изменения в ЖЦ системы, склеивая стадии ее ЖЦ¹¹. Кардинально меняется бизнес-модель владения обеспечивающими производственными системами, например системой «оборудование». В данной работе этот вопрос не рассматривается.

Определим динамическую совокупность цифровых моделей, объективно отражающих структуру и управление поведением системой «нефтепродукт» соответственно на уровнях:

$$S^{ol} = \langle ol, atr_i^{ol}, R, G, Ac \rangle,$$

где ol — нефтепродукт, atr_i^{ol} — множество объективно существующих состояний значений свойств, определяющих «нефтепродукт», R — отношения, определяющиеся логикой, связывающей «нефтепродукт» с определенными свойствами и их значениями, уровнем принятия решения и целью принятия решения, G — цели принятия решения (зависят от уровня принятия решений), Ac — лицо, принимающее решение (может быть «не человек» и зависит от уровня принятия решений).

Аналогично: $S^{ap} = \langle ap, atr_i^{ap}, R, G, Ac \rangle$, где ap — оборудование, atr_i^{ap} — множество объективно существующих состояний значений параметров оборудования, R — отношения, определяющиеся логикой, связывающей оборудование с определенными его параметрами и их значениями, уровнем принятия решения и целью принятия решения, G — цели принятия решения (зависят от уровня принятия решений), Ac — лицо, принимающее решение (может быть «не человек» и зависит от уровня принятия решений); $S^w = \langle W, atr_i^w, R, G, Ac \rangle$, где W — «работник», atr_i^w — множество объективно существующих состояний значений его свойств, R — отношения, определяющиеся логикой, связывающей «работника» с определенными его свойствами и их значениями, уровнем принятия решения и целью принятия решения, G — цели принятия решения (зависят от уровня принятия решений), Ac — лицо, принимающее решение (может быть «не человек» и зависит от уровня принятия решений).

Выделенные таким образом системы могут встраиваться в систему S^{Plant} и $S^{ControlPlant}$ в зависимости от цели и уровня принятия решения. Такое представление позволяет склеивать цифровые двойники систем на основании R , обеспечивая одни и те же G в зависимости от Ac .

Для наиболее общего описания концепции будем рассматривать в качестве основных объектов управления только объекты «нефтепродукт», «оборудование» и «работник», занятые в процессе выделенного производственного сегмента.

Примем следующие обозначения: $ol = \{atr_1^{ol}, atr_2^{ol}, \dots\}$ — нефтепродукт, начиная с его добычи на уровне объективной реальности, представленный множеством значений объективно существующих свойств atr_i^{ol} ($i = 1, 2, \dots$); $ol^M = \{atr_1^{olM}, atr_2^{olM}, \dots, atr_{N_{ol}}^{olM}\}$ — требуемый набор значений известных и требуемых свойств atr_i^{olM} ($i = \overline{1, N_{ol}}$) нефтепродукта, который определяет его требуемое, гарантированное состояние, где N_{ol} — количество свойств нефтепродукта в зависимости от глубины познания объективной реальности; $ol^F = \{atr_1^{olF}, atr_2^{olF}, \dots, atr_{N_{ol}}^{olF}\}$ — фактический набор значений известных, тре-

¹¹ГОСТ Р 56923-2016/ISO/IEC TR 24748-3:2011. – С. 40.

буемых свойств atr_i^F ($i = \overline{1, N_{ol}}$) нефтепродукта, который определяет его фактическое состояние, где N_{ol} — также количество свойств нефтепродукта в зависимости от глубины познания объективной реальности; $aP = \{atr_1^{aP}, atr_2^{aP}, \dots\}$ — оборудование, используемое на определенном сегменте соответствующего этапа ЖЦ продукта на уровне объективной реальности представленной множеством значений объективно существующих параметров atr_i^{aP} ($i = 1, 2, \dots$); $aP^M = \{atr_1^{aPM}, atr_2^{aPM}, \dots, atr_{N_{aP}}^{aPM}\}$ — требуемый набор значений известных параметров atr_i^{aPM} ($i = \overline{1, N_{aP}}$) оборудования, который определяет его требуемое, гарантированное состояние, где N_{aP} — количество параметров оборудования в зависимости от глубины познания объективной реальности; $aP^F = \{atr_1^{aPF}, atr_2^{aPF}, \dots, atr_{N_{aP}}^{aPF}\}$ — фактический набор значений известных свойств atr_i^{aPF} ($i = \overline{1, N_{aP}}$) оборудования, который определяет его состояние, где N_{aP} — также количество свойств оборудования в зависимости от глубины познания объективной реальности; $W = \{atr_1^W, atr_2^W, \dots\}$ — «работник», обеспечивающий работу на определенном сегменте соответствующего этапа ЖЦ продукта на уровне объективной реальности, представленной множеством значений объективно существующих свойств и их значений atr_i^W ($i = 1, 2, \dots$); $W^M = \{atr_1^{WM}, atr_2^{WM}, \dots, atr_{N_W}^{WM}\}$ — требуемый набор значений известных свойств atr_i^{WM} ($i = \overline{1, N_W}$) работника, который определяет его состояние, где N_W — количество свойств работников в зависимости от глубины познания объективной реальности; $W^F = \{atr_1^{WF}, atr_2^{WF}, \dots, atr_{N_W}^{WF}\}$ — фактический набор значений известных свойств atr_i^{WF} ($i = \overline{1, N_W}$) работника, который определяет его состояние, где N_W — также количество свойств работника в зависимости от глубины познания объективной реальности.

Так как должен осуществиться переход от управления на основе логики принятия решений в представлении на уровне объективной реальности к управлению на основе моделей, необходимо различать уровни управляющего воздействия — на уровне заданной реальности; на уровне моделей, с целью формирования требуемого состояния; и на уровне фактической реальности, с целью приведения фактического состояния к требуемому при допущениях контроля и измерений их фактических значений.

Уточним, что согласно объектно-ориентированному подходу состояние объекта характеризуется перечнем всех возможных статических свойств данного объекта и динамическими значениями каждого из этих свойств. Динамика свойств — изменение их во времени. Однако в объектном представлении изменение свойств можно определить через воздействие объекта на другие объекты и, наоборот, относительно изменения состояния этих объектов и передачи сообщений [1].

Примем $T = \bigcup_{k=1}^K T_k$ — множество сегментов производственного процесса, где K — количество сегментов, $T_k = \{atr_1^k, atr_2^k, \dots, atr_{N_T}^k\}$, N_T — количество свойств сегмента. Сегмент производственного процесса T_k — минимальное функциональное логическое объединение объектов управления — рабочая технологическая единица, которая выполняет миссию на функциональном уровне — изменения состояния нефтепродукта в соответствии с технологией.

Тогда пусть $St_i^{ol}(T_k)$ — функция вызова множества значений объективно существующих состояний значений свойств нефтепродукта atr_i^{ol} ($i = 1, 2, \dots$), причем управление состоянием каждого значения i -го свойства нефтепродукта осуществляется в зависимости от состояний значений всех остальных свойств нефтепродукта и ресурсов, обеспечивающих данное состояние значения i -го свойства нефтепродукта. Тогда $St^{ol}(T_k) = \{atr_1^{ol} = St_1^{ol}(T_k), atr_2^{ol} = St_2^{ol}(T_k), \dots\}$ — множество функций вызова объективно существующих состояний значений свойств нефтепродукта в сегменте производственного процесса T_k . Изменение состояния нефте-

продукта в результате реализации сегмента производственного процесса T_k , как минимального функционального логического объединения объектов управления, в данном контексте — объективно существующих, идеально управляемых объектов в рабочую технологическую единицу; $St_i^{aP}(T_k)$ — функция вызова множества значений объективно существующих состояний значений параметров оборудования atr_i^{aP} ($i = 1, 2, \dots$), тогда

$$St^{aP}(T_k) = \{atr_1^{aP} = St_1^{aP}(T_k), atr_2^{aP} = St_2^{aP}(T_k), \dots\}$$

— множество функций вызова объективно существующих состояний значений параметров оборудования в сегменте производственного процесса T_k ; $St_i^W(T_k)$ — функция вызова множества значений объективно существующих состояний значений свойств «работника», обеспечивающего работу на определенном сегменте atr_i^W ($i = 1, 2, \dots$), тогда

$$St^W(T_k) = \{atr_1^W = St_1^W(T_k), atr_2^W = St_2^W(T_k), \dots\}$$

— множество функций вызова объективно существующих состояний значений свойств «работника» в сегменте производственного процесса T_k .

Пусть $St_i^{oIM}(T_k)$ — функция вызова множества требуемых состояний значения свойств нефтепродукта на основе моделей, описывающих структуру и поведение нефтепродукта в atr_i^{oIM} ($i = \overline{1, N_{ol}}$) в сегменте производственного процесса T_k , тогда

$$St^{oIM}(T_k) = \{atr_1^{oIM} = St_1^{oIM}(T_k), atr_2^{oIM} = St_2^{oIM}(T_k), \dots, atr_{N_{ol}}^{oIM} = St_{N_{ol}}^{oIM}(T_k)\}$$

— множество функций вызова требуемых состояний значений свойств нефтепродукта в сегменте производственного процесса T_k ; $St_i^{aPM}(T_k)$ — функция вызова множества требуемых состояний значения параметров оборудования на основе моделей, описывающих структуру и поведение оборудования atr_i^{aPM} ($i = \overline{1, N_{ap}}$), тогда $St^{aPM}(T_k) = \{atr_1^{aPM} = St_1^{aPM}(T_k), atr_2^{aPM} = St_2^{aPM}(T_k), \dots, atr_{N_{ap}}^{aPM} = St_{N_{ap}}^{aPM}(T_k)\}$ — множество функций вызова требуемых состояний значений параметров оборудования в сегменте производственного процесса T_k ; $St_i^{WM}(T_k)$ — функция вызова множества требуемых состояний значения свойств «работника», обеспечивающего работу на определенном сегменте на основе моделей, atr_i^{WM} ($i = \overline{1, N_w}$), тогда

$$St^{WM}(T_k) = \{atr_1^{WM} = St_1^{WM}(T_k), atr_2^{WM} = St_2^{WM}(T_k), \dots, atr_{N_w}^{WM} = St_{N_w}^{WM}(T_k)\}$$

— множество функций вызова требуемых состояний значений свойств «работника» в сегменте производственного процесса T_k .

Пусть $St_i^{oIF}(T_k)$ — функция вызова фактического значения состояния свойства, управление его значением atr_i^{oIF} ($i = \overline{1, N_{ol}}$), набор алгоритмов, осуществляющих управляющее воздействие на значение свойства, тогда

$$St^{oIF}(T_k) = \{atr_1^{oIF} = St_1^{oIF}(T_k), atr_2^{oIF} = St_2^{oIF}(T_k), \dots, atr_{N_{ol}}^{oIF} = St_{N_{ol}}^{oIF}(T_k)\}$$

— множество функций вызова фактических состояний значений свойств нефтепродукта в сегменте производственного процесса T_k .

Использование представления сегмента производственного процесса T_k как минимального функционального логического объединения объектов управления в рабочую технологическую единицу позволяет осуществлять операционное управление выполнением миссии на основе КРІ: управление состоянием основного актива — нефтепродукта, управление состоянием ресурсов для обеспечения состояния нефтепродукта на основе КРІ — сегмента процесса T_k .

Поскольку принято, что управляющее воздействие на состояние объекта «нефтепродукт» осуществляется работниками посредством оборудования, а также учитывая, что поведение характеризует воздействие объекта на другие объекты и наоборот, относительно изменения состояния этих объектов и передачи сообщений опишем функцию управления объектами «оборудование» и «работник».

Тогда аналогично: пусть $St_i^{aPF}(T_k)$ — функция вызова фактического значения состояния параметра, управление его значением atr_i^{aPF} ($i = \overline{1, N_{aP}}$), набор алгоритмов, осуществляющих управляющее воздействие на значение параметра; $St^{aPF}(T_k) = \{atr_1^{aPF} = St_1^{aPF}(T_k), atr_2^{aPF} = St_2^{aPF}(T_k), \dots, atr_{N_{aP}}^{aPF} = St_{N_{aP}}^{aPF}(T_k)\}$ — множество функций вызова фактических состояний значений параметров оборудования в сегменте производственного процесса T_k ; пусть $St_i^{WF}(T_k)$ — функция вызова фактического значения состояния свойства «работника», управление его значением, обеспечивающим работу на определенном сегменте atr_i^{WF} ($i = \overline{1, N_W}$), набор алгоритмов, осуществляющих управляющее воздействие на значение свойства, $St^{WF}(T_k) = \{atr_1^{WF} = St_1^{WF}(T_k), atr_2^{WF} = St_2^{WF}(T_k), \dots, atr_{N_W}^{WF} = St_{N_W}^{WF}(T_k)\}$ — множество функций вызова фактических состояний значений свойств людей, обеспечивающих работу в сегменте производственного процесса T_k .

На уровне познания объективной реальности формируются требования к состоянию свойств нефтепродуктов на основе множества моделей. В зависимости от принятия решений требования могут быть как высокоуровневые бизнес-требования к экономическим показателям эффективности $S^{ControlPlant}$, так и требования на более низких уровнях принятия решений S^{Plant} , к промежуточным значениям свойств нефтепродукта и обеспечивающих его ресурсов с целью технической и технологической реализации сегментов производственного процесса. Проверка соответствия требованиям осуществляется на уровне измеренных, фактических. Необходимо обеспечить отклик изменений в режиме реального времени фактических значений известных свойств на изменения требований объективной реальности. Очевидно, моделирование такой сложной системы требует множества описаний. Такое множество описаний с различных точек зрения назовем моделью моделей описания системы. А системное представление управления моделями описаний — мета-моделью.

Предположим, что Mod_1 содержит все возможные данные — объективно существующие свойства, которые отражаются в требованиях к состоянию значений свойств нефтепродукта и ресурсов, обеспечивающих его ЖЦ. Такую модель можно условно считать прогнозной моделью на основе выявления устойчивых новых закономерностей.

Введем следующие обозначения:

$Mod(T_k) = \{Mod^{ol}(T_k), Mod^{aP}(T_k), Mod^W(T_k)\}$, $atr_i^{ol} \in Mod^{ol}(T_k)$, $atr_i^{aP} \in Mod^{aP}(T_k)$, $atr_i^W \in Mod^W(T_k)$, ($i = 1, 2, \dots$) — множество моделей в сегменте производственного процесса T_k .

Далее необходимо транслировать требования в конкретные модели описания состояний значений известных свойств: $Mod_1^M(T_k) = \{Mod_1^{olM}(T_k), Mod_1^{aPM}(T_k), Mod_1^{WM}(T_k)\}$, $atr_i^{olM} \in Mod_1^{olM}(T_k) = \bigcap_{j=1}^{C^{olM}} Mod_1^{olM_j}(T_k)$ ($i = \overline{1, N_{ol}}$), $atr_i^{aPM} \in Mod_1^{aPM}(T_k) = \bigcap_{j=1}^{C^{aPM}} Mod_1^{aPM_j}(T_k)$ ($i = \overline{1, N_{aP}}$), $atr_i^{WM} \in Mod_1^{WM}(T_k) = \bigcap_{j=1}^{C^{WM}} Mod_1^{WM_j}(T_k)$ ($i = \overline{1, N_W}$), где $Mod_1^{olM}(T_k)$, $Mod_1^{aPM}(T_k)$, $Mod_1^{WM}(T_k)$ — мета-модель, множество описаний состояния значения известного свойства нефтепродукта и ресурсов, пересечения данных из моделей для обеспечения логики принятия решения в сегменте производственного процесса T_k ; $Mod_1^{olM_j}(T_k)$, $Mod_1^{aPM_j}(T_k)$, $Mod_1^{WM_j}(T_k)$ — модель, описание состояния значения известного свойства нефтепродукта и ресурсов; C^{olM} , C^{aPM} , C^{WM} — количество моделей известных свойств нефтепродукта и ресурсов.

Измеренные, фактические состояния значений известных свойств нефтепродукта и ресурсов

$$atr_i^{olF} = St_i^{olF}(T_k), atr_i^{aPF} = St_i^{aPF}(T_k), atr_i^{WF} = St_i^{WF}(T_k)$$

в сегменте производственного процесса T_k сравниваются с требуемыми значениями известных свойств atr_i^{olM} , atr_i^{aPM} , atr_i^{WM} в том же сегменте производственного процесса T_k .

На основании результатов сравнений формируется логика принятия решения об управляющем воздействии в соответствии с иерархией принятия решений.

Логика принятия решения и управляющее воздействие зависят от иерархии принятия решения. Логика принятия решений опирается на результаты сравнения фактических состояний ($St^{oIF}(T_k)$, $St^{aPF}(T_k)$, $St^{WF}(T_k)$) и требуемых ($St^{oIM}(T_k)$, $St^{aPM}(T_k)$, $St^{WM}(T_k)$) в сегменте производственного процесса T_k .

Тогда модели управления мета-моделью — совокупность алгоритмов, определяющих логику принятия решений Log^{H_j} на уровне H_j , $j = 0, 1, \dots, S$, где S — количество уровней принятия решений, которое может меняться. Следует помнить, что логика принятия решений зависит от двух значимых уровней — уровня логики информационных сервисов по формированию адаптивного управления на основе анализа больших данных и уровня логики хранения, поиска и передачи данных на основе технологий больших данных.

Уровни принятия решений для выполнения миссии:

- H_0 — совокупность алгоритмов, определяющих логику принятия решений адаптивного управления с целью формирования изменений требуемых, на основе моделей, свойств нефтепродукта и ресурсов, а также состояний их значений на основе стратегических и оперативных бизнес решений:

$$Log^{H_0}(St^{oIF}(T_k), St^{aPF}(T_k), St^{WF}(T_k));$$

- H_1 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений по приведению фактических значений к модельным:

$$Log^{H_1} \circ Log^{H_0}(St^{oIF}(T_k), St^{aPF}(T_k), St^{WF}(T_k));$$

- H_2 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений реализации управляющих воздействий по приведению фактических значений к модельным:

$$Log^{H_2} \circ Log^{H_1} \circ Log^{H_0}(St^{oIF}(T_k), St^{aPF}(T_k), St^{WF}(T_k)).$$

Уровни принятия решений для операционного управления выполнения миссии:

- H_3 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений, объединенных по уровню управления минимальной единицей управления (например, задвижкой):

$$Log^{H_3} \circ Log^{H_2} \circ Log^{H_1} \circ Log^{H_0}(St^{oIF}(T_k), St^{aPF}(T_k), St^{WF}(T_k));$$

- H_4 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений, объединенных по уровню управления минимальным узлом управления с обеспечением требуемой эффективности операционного управления, а также с учетом взаимосвязанных управляющих воздействий на минимальные единицы управления (например, «набором» задвижек):

$$Log^{H_4} \circ Log^{H_3} \circ Log^{H_2} \circ Log^{H_1} \circ Log^{H_0}(St^{oIF}(T_k), St^{aPF}(T_k), St^{WF}(T_k));$$

- H_5 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений, объединенных по уровню управления частью установки с обеспечением требуемой эффективности операционного управления, а также с учетом взаимосвязанных управляющих воздействий на минимальные узлы управления:

$$Log^{H_5} \circ Log^{H_4} \circ Log^{H_3} \circ Log^{H_2} \circ Log^{H_1} \circ Log^{H_0}(St^{oIF}(T_k), St^{aPF}(T_k), St^{WF}(T_k)).$$

Уровни принятия решений для оперативного управления выполнения миссии:

- H_6 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений, объединенных по уровню управления установкой с обеспечением оперативного управления эффективностью, а также с учетом взаимосвязанных управляющих воздействий на части установки, при необходимости:

$$Log^{H_6} \circ Log^{H_5} \circ Log^{H_4} \circ Log^{H_3} \circ Log^{H_2} \circ Log^{H_1} \circ Log^{H_0}(St^{oIF}(T_k), St^{aPF}(T_k), St^{WF}(T_k));$$

- H_7 — совокупность алгоритмов, определяющих логику принятия решений, объединенных по уровню управления группой установок с обеспечением опера-

тивного управления эффективностью, а также с учетом взаимосвязанных управляющих воздействий на установки:

$$\begin{aligned} & \text{Log}^{H_7} \circ \text{Log}^{H_6} \circ \text{Log}^{H_5} \circ \text{Log}^{H_4} \circ \text{Log}^{H_3} \circ \text{Log}^{H_2} \circ \text{Log}^{H_1} \\ & \circ \text{Log}^{H_0}(\text{St}^{oIF}(T_k), \text{St}^{aPF}(T_k), \text{St}^{WF}(T_k)); \end{aligned}$$

- H_8 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений, объединенных по уровню управления заводом с обеспечением оперативного управления эффективностью. Данный уровень является промежуточным уровнем между уровнями системы производства, выполняющей миссию, и уровнем управления производственной системой — управление миссией на основе KPI:

$$\begin{aligned} & \text{Log}^{H_8} \circ \text{Log}^{H_7} \circ \text{Log}^{H_6} \circ \text{Log}^{H_5} \circ \text{Log}^{H_4} \circ \text{Log}^{H_3} \circ \text{Log}^{H_2} \circ \text{Log}^{H_1} \circ \\ & \text{Log}^{H_0}(\text{St}^{oIF}(T_k), \text{St}^{aPF}(T_k), \text{St}^{WF}(T_k)); \end{aligned}$$

Уровни принятия решений для стратегического управления выполнения миссии:

- H_9 — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений, объединенных по уровню управления блоком. Такое организационное деление обусловлено значимо разным видом деятельности вертикально организованной нефтегазовой компании, имеющей в своем ЖЦ разведку и добычу, переработку и логистику сбыта:

$$\begin{aligned} & \text{Log}^{H_9} \circ \text{Log}^{H_8} \circ \text{Log}^{H_7} \circ \text{Log}^{H_6} \circ \text{Log}^{H_5} \circ \text{Log}^{H_4} \circ \text{Log}^{H_3} \circ \text{Log}^{H_2} \circ \text{Log}^{H_1} \circ \\ & \text{Log}^{H_0}(\text{St}^{oIF}(T_k), \text{St}^{aPF}(T_k), \text{St}^{WF}(T_k)); \end{aligned}$$

- H_{10} — совокупность алгоритмов, определяющих композиционную логику принятия решений, объединенных по уровню управления взаимодействием блоков с учетом прогностических изменений требований, формируемых внешней средой:

$$\begin{aligned} & \text{Log}^{H_{10}} \circ \text{Log}^{H_9} \circ \text{Log}^{H_8} \circ \text{Log}^{H_7} \circ \text{Log}^{H_6} \circ \text{Log}^{H_5} \circ \text{Log}^{H_4} \circ \text{Log}^{H_3} \circ \text{Log}^{H_2} \\ & \circ \text{Log}^{H_1} \circ \text{Log}^{H_0}(\text{St}^{oIF}(T_k), \text{St}^{aPF}(T_k), \text{St}^{WF}(T_k)). \end{aligned}$$

Очевидно, требования к фактическому состоянию нефтепродукта и ресурсов соответственно, уточняются объективной реальностью, которая проявляет себя посредством воздействия внешней среды на состояние управляемой системы и логика принятия решений представляет из себя аналогичную композицию, реализуя адаптивное управление. Также логика принятия решений может формироваться между любыми уровнями иерархии систем.

Фактическая эффективность управления S^{Plant} , $S^{ControlPlant}$ и выше в системе иерархии $\text{SoS}^{\text{ol\&G}}$, выражается набором ключевых индикаторов эффективности $KPI^F = \bigcup_{j=4}^S \bigcup_{l=1}^{P_j} KPI_l^{H_j F}$, где H_j — уровень принятия решений; S — количество уровней принятия решений, которое может меняться; P_j — количество KPI на уровне принятия решения H_j .

Каждый ключевой индикатор $KPI_l^{H_j F}$ характеризуется набором свойств $KPI_l^{H_j F} = \left\{ \text{atr}_1^{KPI_l^{H_j F}}, \text{atr}_2^{KPI_l^{H_j F}}, \dots, \text{atr}_{N_l^{H_j}}^{KPI_l^{H_j F}} \right\}$, где $N_l^{H_j}$ — количество атрибутов KPI l -го типа на уровне принятия решений H_j , отражающих фактическое состояние ценности компании. Тогда пусть

$$\begin{aligned} \text{St}^{KPI_l^{H_j F}}(T_k) &= \left\{ \text{atr}_1^{KPI_l^{H_j F}} = \text{St}_1^{KPI_l^{H_j F}}(T_k), \text{atr}_2^{KPI_l^{H_j F}} = \text{St}_2^{KPI_l^{H_j F}}(T_k), \dots, \text{atr}_{N_l^{H_j}}^{KPI_l^{H_j F}} \right. \\ & \left. = \text{St}_{N_l^{H_j}}^{KPI_l^{H_j F}}(T_k) \right\} \end{aligned}$$

— функция управления фактическим состоянием значений свойств KPI l -го типа на уровне принятия решений H_j ; $\text{St}^{KPI^{H_j F}}(T_k) = \bigcup_{l=1}^{P_j} \text{St}^{KPI_l^{H_j F}}(T_k)$ — множество функций управления фактическим состоянием значений всех KPI на уровне принятия решений H_j .

Таким образом, управление фактическим состоянием нефтепродукта и ресурсов, соответственно, является композиционным результатом фактического эффективного управления выполнением миссии согласно КРІ.

В результате как минимум три связанные модели управления мета-моделями, содержащими множество моделей описания структуры и ее поведения, порождают еще один уровень модели управления, цифровой двойник — мета-мета-модель моделей описания. Для того чтобы в дальнейшем осуществлять сложное управление мета-мета-моделью, не утратив системную целостность в процессах глобальной цифровизации, следует предусмотреть значительно возрастающую сложность управления возможными изменениями архитектур моделей и, тем более, архитектурных решений внутри моделей. Цифровой двойник зависит от особенностей его программной реализации и физической среды исполнения. Поэтому неотъемлемой его составляющей становится задача различения представления ЖЦ информации в формировании решений S^{SW} .

Выводы

Предложенное определение и формальное представление цифрового двойника производственной системы производства нефтепродуктов поддерживает многоуровневую сложносвязную систему оптимизации управления производством нефтепродуктов (изменение состояния нефтепродукта от «сырой нефти» до товарного), обусловленную технологией непрерывного (технологический маршрут использования оборудования) и рецептурного производства (смешение) при условии адаптивного диспетчерского управления и многоуровневую сложносвязную систему достижения такого управления через управляющее воздействие на обеспечивающие его ресурсы управления (изменение состояния оборудования для обеспечения изменения технологии, технологического маршрута и обеспечения требуемого смешения). Выявлена особенность использования цифрового двойника, которая приводит к кардинальным изменениям бизнес-модели владения.

Предложенная методология согласована с трехмерной моделью концепции референтной архитектуры [2] и очевидно связывает решения по управлению ЖЦ продукта с решениями по управлению ЖЦ производственной системы.

Предложенное выделение систем и представление их цифровых двойников позволяют предусмотреть «склеивание», обеспечить интероперабельность и вариабельность цифрового двойника производственной системы и далее обеспечить интероперабельность и вариабельность ее цифрового двойника в системе систем вертикально ориентированной компании нефтегазовой отрасли.

Библиографический список

1. Приемы объектно-ориентированного проектирования. Паттерны проектирования / Э. Гамма [и др.]; пер. с англ. А. Слинкин; науч. ред. Н. Шалаев. – СПб.: Питер, 2014. – 366 с.
2. Andieva E. Y., Kapelyuhovskaya A. A. New Approaches to Digital Transformation of Petrochemical Production, AIP Conference Proceedings. – 2017. – Vol. 1876, Issue 1. – P. 1–6. – Available at: <http://aip.scitation.org/toc/apc/1876/1?expanded=1876>.

Сведения об авторах

Андиева Елена Юрьевна, к. т. н., доцент кафедры прикладной математики и фундаментальной информатики, Омский государственный технический университет, г. Омск, тел. 89059223333, e-mail: 55_elena@mail.ru

Толкачева Елена Викторовна, к. т. н., доцент, Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет, г. Омск, тел. 89139730329, e-mail: tolkacheva_ev@mail.ru

Information about the authors

Andieva E. Yu., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Applied Mathematics and Fundamental Informatics, Omsk State Technical University, phone: 89059223333, e-mail: 55_elena@mail.ru

Tolkacheva E. V., Candidate of Engineering, Associate Professor, Siberian State Automobile and Highway University, Omsk, phone: 89139730329, e-mail: tolkacheva_ev@mail.ru

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Новосёлов Владимир Васильевич — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Быков Игорь Юрьевич — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Владимиров Альберт Ильич — кандидат технических наук, профессор, президент, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Грачев Сергей Иванович — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Дмитриев Аркадий Николаевич — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Прикладная геофизика», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Долгушин Владимир Вениаминович — доктор технических наук, профессор кафедры «Станки и инструменты», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Емекеев Александр Александрович — доктор социологических наук, профессор, ректор ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Емелюшин Алексей Николаевич — доктор технических наук, профессор кафедры «Технологии металлургии и литейных процессов», ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г. И. Носова»

Зейман Юрий Вениаминович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Земанков Юрий Дмитриевич — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Ковенский Илья Моисеевич — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Материаловедение и технология конструкционных материалов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Кузев Искандер Рустемович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Технологические машины и оборудование», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Мартынов Виктор Георгиевич — доктор экономических наук, профессор, ректор НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Нестеров Иван Иванович — член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Поветкин Виктор Владимирович — доктор химических наук, профессор, консультант кафедры «Материаловедение и технология конструкционных материалов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Рогачев Михаил Константинович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Силин Михаил Александрович — доктор химических наук, профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина»

Туренко Сергей Константинович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Прикладная геофизика», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Цадаев Николай Денисович — доктор технических наук, профессор, ректор ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Череповицын Алексей Евгеньевич — доктор экономических наук, профессор, зав. кафедрой «Организация и управление», ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

EDITORIAL BOARD

Novoselov Vladimir Vasilyevich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Bykov Igor Yuryevich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VPO «Ukhta State Technical University»

Vladimirov Albert Ilyich — Candidate of Engineering, professor, president, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Grachev Sergey Ivanovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Dmitriev Arkady Nikolaevich — Doctor of Geology and Mineralogy, professor of the chair «Applied Geophysics», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Dolgushin Vladimir Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor of the chair «Machines and tools», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Emekееv Alexander Aleksandrovich — Doctor of Sociology, professor, rector GBOU VPO «Almetievsk State Petroleum Institute»

Emelyushin Alexey Nikolaevich — Doctor of Engineering, professor of the chair «Metallurgy and foundry technologies», FGBOU VO «Nosov Magnitogorsk State Technical University»

Zeigman Yury Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University»

Zemenkov Yury Dmitriyevich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Transport of hydrocarbon resources», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Kovenskiy Ilya Moiseevich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Material science and technology of structural materials», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Kuzeev Iskander Rustemovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Technological machines and equipment», FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University»

Martynov Victor Georgiyevich — Doctor of Economics, professor, rector Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Nesterov Ivan Ivanovich — Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, Doctor of geological and mineralogical sciences, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Povetkin Viktor Vladimirovich — Doctor of Chemistry, professor, consultant at the chair «Material science and technology of structural materials», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Rogachev Mikhail Konstantinovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Saint-Petersburg Mining University»

Silin Mikhail Aleksandrovich — Doctor of Chemistry, professor, prorector for innovation and commercialization of developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Turenko Sergei Konstantinovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Applied geophysics», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Tskhadaya Nikolay Denisovich — Doctor of Engineering, professor, rector FGBOU VPO «Ukhta State Technical University»

Cherepovitsyn Alexey Evgenyevich — Doctor of Economics, professor, head of the chair «Organization and management», FGBOU VO «Saint-Petersburg Mining University»

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 проставляются полностью, без сокращения слов.

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:

- заглавие статьи, ключевые слова (не более 8 слов) — на русском и английском языках;
- реферат, кратко излагающий основное содержание рукописи, объемом до 500 знаков — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

В заглавии статьи указываются индекс УДК; название статьи (не более 8–9 слов); инициалы и фамилии авторов; наименование учреждения, откуда исходит рукопись.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение; объект и методы исследования; экспериментальная часть/постановка эксперимента; результаты; выводы; приложения; библиографический список. Объем статьи 5–10 страниц.

- **Введение.** Формулируется актуальность исследования, описывается объект исследования. Приводится обзор литературы, подтверждающий отсутствие в литературных источниках решения данной задачи и называющий предшественников, на исследованиях которых базируется работа. Определяются цель и задачи исследования.

- **Объект и методы исследования**

- **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.

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам.

- **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 образования и науки 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 indention — 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.
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 (less than 150 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 Education and Science 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 scientific and technical journal
«HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS. NEF'T I GAZ»
is absolutely necessary!**

Подписано в печать 06.09.18. Формат 70x108/16.
Уч.-изд. л. 9,47. Усл. печ. л. 13,30. Тираж 500. Заказ № 1328
Центр развития публикационной активности
федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.