

№6 (107) ОКТЯБРЬ 2024

НЕФТЬ ГАЗ

# ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785



## ГАЗПРОМ

### ГДИС

в скважинах  
с многостадийным ГРП

### ГРР

на суше и шельфе

Газомоторное  
топливо

## РОСНЕФТЬ

### Влияние

изоморфизма на свойства  
карбонатных пород

### Требования

к упруго-прочностным  
свойствам цементного камня

### Технологии

биоцидных обработок

### Потенциал

работы пар добывающих  
и нагнетательных скважин

### Прогнозирование

структуры  
газожидкостного потока

**КОНТРОЛЬ  
НАДЕЖНОСТЬ  
ПРОГРЕСС**

 **ЭЛМЕТРО**  
ЭНЕРГИЯ ИННОВАЦИЙ



## ЛУКОЙЛ

Трансформация  
представлений  
о строении залежи

### Применение

ОПЗ  
с отклонителем





**СОЮЗ**  
**ЛОГИСТИК**  
ТРАНСПОРТНАЯ КОМПАНИЯ

+7 962 576-31-99

9625763199@souz-logist.ru

souz-logist.ru



**16,5** м



**26,5** тн



**110** м<sup>3</sup>



**40** паллет

**ОПАСНЫЕ  
ГРУЗЫ**  
ДОПОГ 1 класса

**ГРУЗЫ  
ИЗ КИТАЯ**



# ПЕРЕВОЗИМ НЕСТАНДАРТНЫЕ ГРУЗЫ



**+30%**

к грузоподъемности

**+20%**

к объему

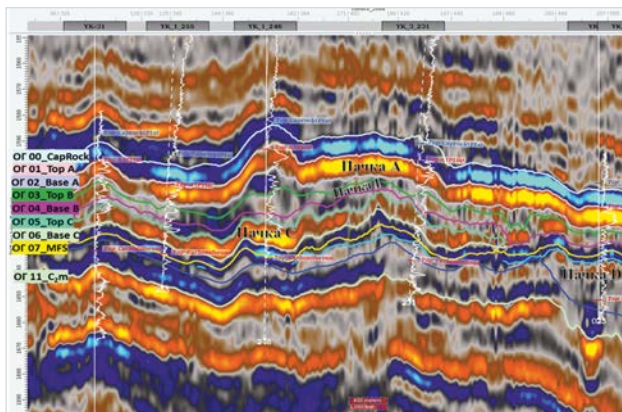


# СОДЕРЖАНИЕ

## РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

### Геология

- 10 Атанова О.А. Трансформация представлений о геологическом строении залежей нефти в карбонатных отложениях Ассельского и Сакмарского ярусов на примере месторождения на территории Тимано-Печорской провинции



- 16 Пунанова С.А. К вопросу о распределении запасов углеводородов в юрских нефтегазоносных комплексах Западной Сибири
- 23 Сидорчук Е.А. Характеристика природных мегарезервуаров Енисей-Хатангского регионального прогиба с позиции поиска месторождений углеводородов
- 28 Акелян Н.С. Влияние изоморфизма карбонатных минералов на деформационно-прочностные свойства горных пород
- 36 Самойлова А.В. Роль газогидратообразования в геологических процессах фанерозоя

### Геофизика

- 44 Соловьева В.В. Методика расчета динамики производительности скважин по результатам постоянного мониторинга температуры при контроле разработки месторождений
- 50 Кременецкий М.И. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения

### Литология

- 57 Юсупова И.Ф. Некоторые особенности литогенеза концентрированных форм органического вещества подсолевых отложений Прикаспийской впадины и сопредельных территорий

### Бурение

- 64 Эмирасанов А.Е. Опыт в проектировании и бурении: анализ цементирования ранее пробуренных скважин
- 68 Ахметова З.И. Требования к упруго-прочностным свойствам цемента для наклонных и горизонтальных скважин
- 72 Капитонов В.А. Оценка прочностных свойств горных пород под механическим нагружением при воздействии буровых растворов

### Стандартизация

- 76 Ляпин И.Н. О разработке предварительного национального стандарта Российской Федерации «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения»

## НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (107) Октябрь 2024

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:  
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:  
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия  
ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4  
+7 (495) 414-34-88

САЙТ: [www.runeft.ru](http://www.runeft.ru)

ОТПЕЧАТАНО:  
Типография «Логос»  
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46  
№ заказа 09-24/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 01.10.2024

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год

ЦЕНА: свободная

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

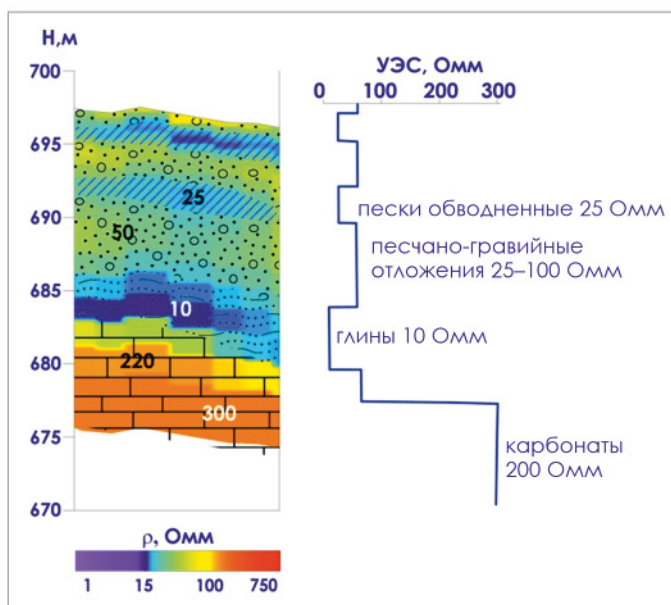
ПАРТНЕР НОМЕРА  
«СОЮЗ-ЛОГИСТИК»





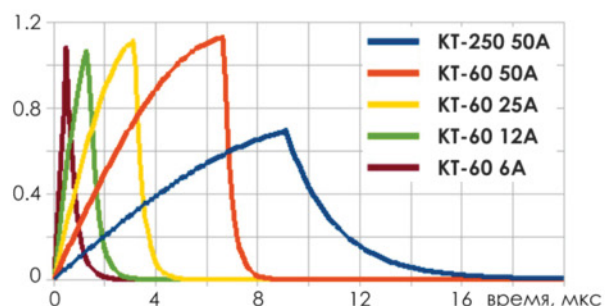
# Обеспечение стадии «ПОИСК» ОПИ беспилотной системой БАС-μЗСБ

Система БАС μЗСБ-25 серии «Импульс» демонстрирует премиальную результативность при исследовании глубин в 25 м на этапе поиска ОПИ и решения инженерных задач



Диаметр платформы, м	5,6
Скорость, м/с	8
Время полета, мин	<45
Полный вес системы, кг	14,46

Фронты выключения тока, отн.ед.





# ЭКСПЛУАТАЦИЯ

## Добыча

- 78 Ялашев И.И. Определение потенциала работы пар добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации системы ППД и подбора кандидатов на геолого-технические мероприятия
- 84 Валекжанин И.В. Микробиологическая зараженность нефтяных месторождений. Часть 2: Технологии биоцидных обработок и нехимические методы контроля
- 92 ООО «СОЛВТЕХ»: Компания Солвтех — эффективные решения и экспертиза в области механизированной добычи
- 94 Аитов Ч.Р. Снижение неопределенности при оценке сжимаемости и пористости при построении гидродинамических моделей карбонатных (трещиновато-поровых) коллекторов
- 100 Михайлов В.Г. Развитие методов прогнозирования структуры потока на вертикальных участках нефтяных скважин
- 106 Савельев К.Ю. Применение состава с отклонителем для обработки призабойной зоны пласта

## Оборудование

- 112 ООО «НПФ «Модуль»: Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

# ТРАНСПОРТИРОВКА

## Трубопровод

- 114 Паранук А.А. Совершенствование методики определения влагосодержания в промысловых трубопроводах

- 118 Паранук А.А. Совершенствование методики процесса ингибирования при добыче природного газа

## Спецтехника

- 122 ООО «Союз-Логистик»: Лидер рынка грузоперевозок об успешной формуле «4=5», уникальных полуприцепах и беспрецедентных программах

# КИПИА

## Автоматизация

- 124 ООО «Валком»: Высокоточные интеллектуальные датчики и SCADA-системы



- 126 ГК «ЭлМетро»: Компания «ЭлМетро»: комплексные решения в сфере промышленной автоматизации

## Программное обеспечение

- 128 ООО «АЛЬМА Сервисез Компани»: Комплексная цифровизация процессов добычи нефти для повышения операционной эффективности нефтегазового сектора

### ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шустер В.Л. — д.г.-м.н., академик РАЕН / tshuster@mail.ru

### ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Игнатъева С.Е. / general@runeft.ru

### КОРРЕКТОР:

Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.ru

### ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:

Шевцов А.А. / design@runeft.ru  
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

### ДИРЕКЦИЯ:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru  
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

### РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

Никифоров С.А. / serg@runeft.ru  
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

### РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н.  
Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н.  
Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н.  
Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н.  
Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н.  
Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н.  
Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н.  
Еремин Николай Александрович — д.т.н.  
Завидей Виктор Иванович — д.т.н.  
Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н.  
Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н.  
Индрупский Илья Михайлович — д.т.н.

Исаев Анатолий Андреевич — д.т.н.

Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н.

Песин Михаил Владимирович — д.т.н.

Попов Сергей Николаевич — д.т.н.

Пуланова Светлана Александровна — д.г.-м.н.

### ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:

в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),

в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.

На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU

доступны полные тексты статей.





# ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И РЕВЕРС-ИНЖИНИРИНГ



[info@russturbo.ru](mailto:info@russturbo.ru)



[www.russturbo.ru](http://www.russturbo.ru)



8 (800) 201-90-46

Больше информации  
об услугах  
ООО «Русь-Турбо»





# CONTENT

## UPSTREAM

### Geology

- 10 Atanova O.A. Transformation of ideas about the geological structure of oil deposits in carbonate deposits of the Assel and Sakmar layers on the example of a field in the Timan-Pechora province
- 16 Punanova S.A. On the distribution of hydrocarbon reserves in the Jurassic oil and gas complexes of Western Siberia
- 23 Sidorchuk E.A. Characteristics of natural megareservoirs of the Yenisei-Khatanga regional trough from a hydrocarbon prospecting perspective
- 28 Akelyan N.S. The effect of isomorphism of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks
- 36 Samoilova A.V. The role of gas hydrate formation in the geological processes of the Phanerozoic

### Geophysics

- 44 Solovieva V.V. Well production dynamics reconstruction approach based on the results of continuous temperature monitoring during field development surveillance
- 50 Kremenetsky M.I. Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis

### Lithology

- 57 Yusupova I.F. Some features of lithogenesis of concentrated forms of organic matter in subsalt deposits of the Pre-Caspian depression and adjacent territories

### Drilling

- 68 Akhmetova Z.I. Requirements for stress-related properties of cement for controlled directional and horizontal well

### Oil production

- 78 Yalashov I.I. Determination of the production/injection potential of a pair of producing and injection wells to optimize the reservoir pressure maintenance system and select candidates for geological and technical measures
- 84 Valekzhanin I.V. Microbiological contamination of oil fields. Part 2: Biocidal treatment technologies and non-chemical control methods
- 94 Aitov Ch.R. Reducing uncertainty in compressibility and porosity estimation when constructing hydrodynamic models of carbonate (fractured-porous) reservoirs
- 100 Mikhaylov V.G. Development of methods for forecasting the flow patterns in vertical sections of oil wells
- 106 Savelyev K.Yu. Application of a flow diverter to treat the bottomhole formation zone

## MIDSTREAM

### Pipeline

- 114 Paranuk A.A. Improving the methodology for determining moisture content in industrial pipelines
- 118 Paranuk A.A. Improving the methodology for the inhibition process in natural gas production

## OIL & GAS EXPOSITION

**ISSUE:** 6 (107) October 2024

**ISSUE DATE:** 24.09.2024

**CIRCULATION:** 1 000 copies

**OFFICE:**

N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia  
Viktor Polyakov st., 12B, room 4  
+7 (495) 414-34-88

**WEBSITE:** www.runeft.ru

**FOUNDER AND PUBLISHER:**

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

**PRINTED:**

Logos typography  
Kazan, Republic of Tatarstan, Russia  
Portovaya st., 25A  
+7 (843) 231-05-46

**EDITOR IN CHIEF:**

Shuster V.L. — Sc.D., academician of RAS /  
tshuster@mail.ru

**EDITOR:**

Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

**PROOFREADER:**

Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

**DESIGNERS:**

Andrey Shevtsov / design@runeft.ru  
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

**MANAGERS:**

Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru  
Stas Kornilov / stas@runeft.ru

**DIRECTORATE:**

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru  
Julia Novikova / office@runeft.ru

**EDITORIAL BOARD:**

Abukova L.A. — PhD in geology and mineralogy  
Altunina L.K. — PhD in engineering sciences  
Bayuk I.O. — PhD in physics and mathematics  
Bogoyavlensky V.I. — PhD in engineering sciences  
Volozh Yu.A. — PhD in geology and mineralogy  
Gogonenkov G.N. — PhD in engineering sciences  
Golofast S.L. — PhD in engineering sciences  
Eremin N.A. — PhD in engineering sciences  
Zavidey V.I. — PhD in engineering sciences  
Zakirov E.S. — PhD in engineering sciences  
Zemenkov Yu.D. — PhD in engineering sciences  
Indrupsky I.M. — PhD in engineering sciences  
Isaev A.A. — PhD in engineering sciences  
Morozov V.P. — PhD in geology and mineralogy  
Pesin M.V. — PhD in engineering sciences  
Popov S.N. — PhD in engineering sciences  
Punanova S.A. — PhD in geology and mineralogy





# НПК «Грасис» Мембранная технология для подготовки газа на месторождении



ЕРС-проект НПК «Грасис» для ПАО «Газпром нефть»  
Установка в эксплуатации с 2015 г. по настоящее время



**CO<sub>2</sub>** **H<sub>2</sub>S** **N<sub>2</sub>** **H<sub>2</sub>** **He**

## ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПНГ

- Удаление CO<sub>2</sub>
- Удаление H<sub>2</sub>S
- Удаление N<sub>2</sub>
- Осушка по воде
- Удаление или концентрирование He
- Повышение метанового числа (подготовка до требований топливного газа)
- Отбензинивание (снижение ТТР по углеводородам)

НПК «Грасис» – единственный в России и СНГ производитель газоразделительных мембранных картриджей



НПК «Грасис» — разработчик, производитель и ЕРС-подрядчик в области воздухо- и газоразделения



НПК «Грасис»  
Тел./факс: +7 (495) 777-77-34  
E-mail: [info@grasys.ru](mailto:info@grasys.ru)  
[www.grasys.ru](http://www.grasys.ru)

- Азотные установки и станции
- Кислородные установки и станции
- Блочные компрессорные станции
- Установки производства и очистки водорода
- Углеводородные установки и станции
- Криогенные установки
- Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции АГНКС



# Трансформация представлений о геологическом строении залежей нефти в карбонатных отложениях Ассельского и Сакмарского ярусов на примере месторождения на территории Тимано-Печорской провинции

Атанова О.А.<sup>1</sup>, Бобровицкая А.Н.<sup>1</sup>, Тимонина Ю.С.<sup>1</sup>, Хромова И.Ю.<sup>2</sup>, Дорофеев Н.В.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; <sup>2</sup>ИП «И.Ю. Хромова», Москва, Россия; <sup>3</sup>ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия  
olga.atanova@lukoil.com

## Аннотация

В статье изложен опыт решения задачи наклонного контакта. Ранее считалось, что для залежи массивного типа принятый контакт имеет диапазон 62 м. Детализация геологического строения на основе всего комплекса данных позволила создать новую концептуальную модель, отражающую реальное строение месторождения, и решить поставленную задачу.

## Материалы и методы

Керн, геофизические исследования скважин, 3D сейсморазведочные работы.

## Ключевые слова

скважина, керн, осадконакопление, геофизические исследования скважин, 3D сейсморазведочные работы

## Для цитирования

Атанова О.А., Бобровицкая А.Н., Тимонина Ю.С., Хромова И.Ю., Дорофеев Н.В. Трансформация представлений о геологическом строении залежей нефти в карбонатных отложениях Ассельского и Сакмарского ярусов на примере месторождения на территории Тимано-Печорской провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 10–15. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-10-15

Поступила в редакцию: 25.09.2024

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

## Transformation of ideas about the geological structure of oil deposits in carbonate deposits of the Assel and Sakmar layers on the example of a field in the Timan-Pechora province

Atanova O.A.<sup>1</sup>, Bobrovickaya A.N.<sup>1</sup>, Timonina Yu.S.<sup>1</sup>, Hromov I.Yu.<sup>2</sup>, Dorofeev N.V.<sup>3</sup>

<sup>2</sup>“LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia; <sup>2</sup>IP I.Yu. Khromova”, Moscow, Russia; <sup>3</sup>“LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia  
olga.atanova@lukoil.com

## Abstract

The article describes the experience of solving the problem of inclined contact. Previously, it was believed that for a massive type deposit, the accepted contact has a range of 62 m. Detailing the geological structure based on the entire data set allowed us to create a new conceptual model reflecting the real structure of the deposit and solve the task.

## Materials and methods

Core, geophysical well surveys, 3D seismic data.

## Keywords

borehole, core, sedimentation, geophysical well surveys, 3D seismic surveys

## For citation

Atanova O.A., Bobrovickaya A.N., Timonina Yu.S., Hromov I.Yu., Dorofeev N.V. Transformation of ideas about the geological structure of oil deposits in carbonate deposits of the Assel and Sakmar layers on the example of a field in the Timan-Pechora province. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 10–15. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-10-15

Received: 25.09.2024

Основопологающим этапом создания геологической модели месторождения является верное представление истории формирования резервуара. На следующем этапе решаются задачи по геометризации залежей УВ и оценке количества запасов. В статье изложен опыт решения проблемы наклонного контакта.

Рассматриваемое месторождение является одним из тех примеров, когда комплексование новой геолого-геофизической информация существенно меняет представление о концептуальной модели месторождения.

Месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа. История

работ на площади и геологического изучения месторождения насчитывает порядка 40 лет. Одноименная структура была выявлена в 1978–1979 гг. в ходе проведения поисковых сейсморазведочных работ МОГТ по системе 12-кратного профилирования. В 1980 г. структура была подготовлена к поисковому бурению по отражающим горизонтам







буровато-серыми, средне- и крупнокристаллическими, слабослюдистыми с прослоями известняков светло-серых, плотных, крепких, со стилолитовыми швами, слоистых за счет черного глинисто-алевритистого материала. В нижней части разреза отмечены биогермные образования, представленные водорослевыми, органогенно-водорослевыми, органогенными и органогенно-детритовыми известняками. При этом в сводовой и при-сводовой частях структуры имеют наибольшее развитие водорослевые, органогенные

и органогенно-водорослевые известняки, а на периферийных участках — органогенно-детритовые и органогенно-водорослево-детритовые известняки.

Представление о геологическом строении залежи нефти в ассельско-сакмарских отложениях, пласте  $P_{1a-s}$ , постоянно модифицировалось. В подсчете запасов 1998 г. [2] считалось, что это единая залежь массивного типа с водонефтяным контактом (ВНК), имеющим диапазон 13 м, от -2 222 м до -2 235 м. В работе 2006 года по переинтерпретации

сейсмических материалов [3] и при последующем подсчете запасов 2011 года [4] модель залежи пласта  $P_{1a-s}$  была детализирована путем выделения в разрезе трех пачек: А, В и С, однако ВНК стал еще более изменчивым, поскольку залежь по-прежнему рассматривалась единой, а флюидальные контакты, доказанные испытаниями в колонне поисково-разведочных скважин, существенно изменились по площади, достигая разницы в 75 м.

В 2020 г. была выполнена переинтерпретация сейсморазведочных работ 3D,

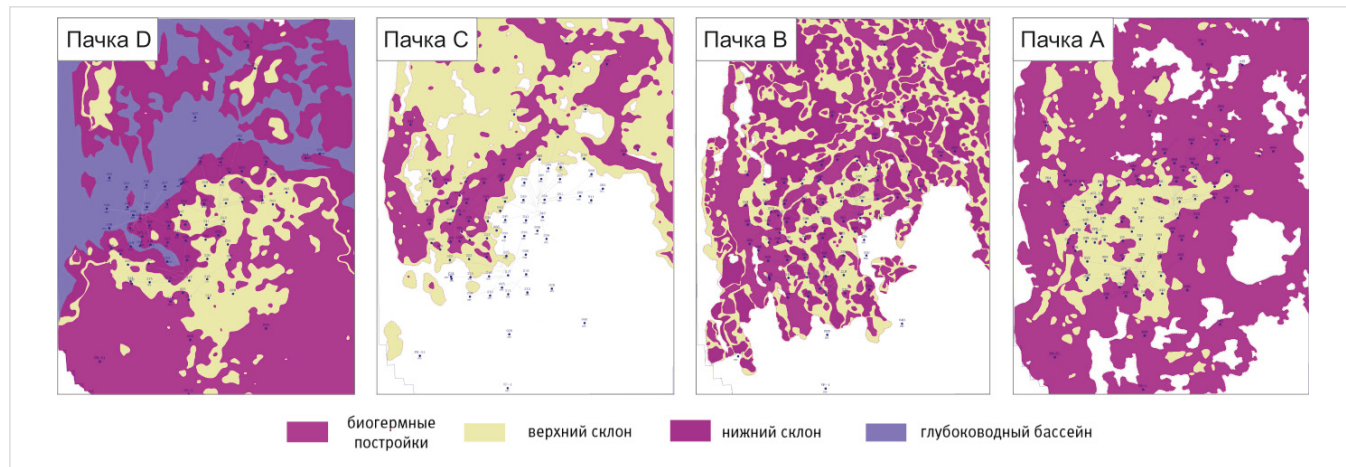


Рис. 4. Карты сейсмофаций пачек А, В, С и D  
Fig. 4. Seismic facies maps of units A, B, C and D

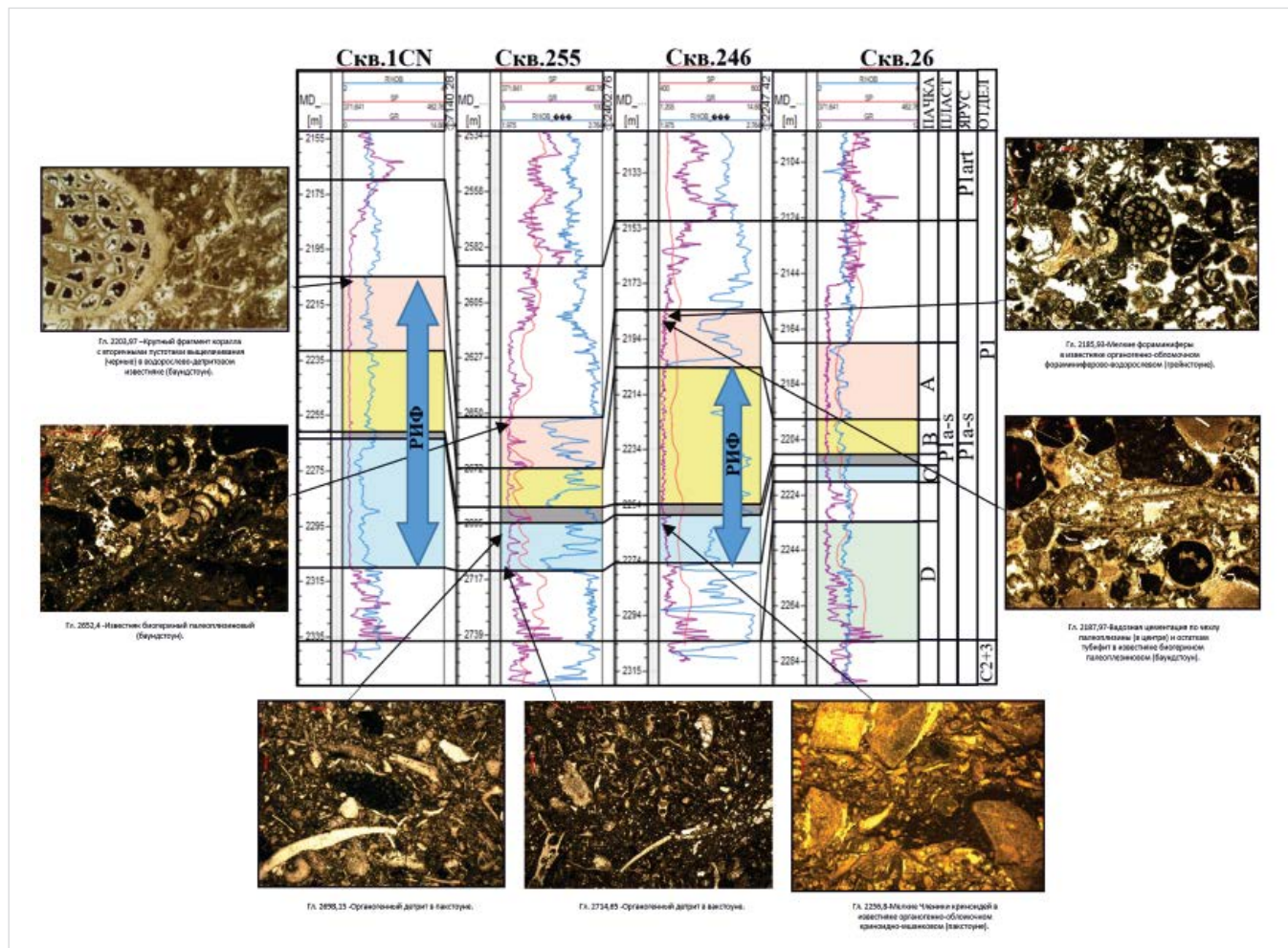


Рис. 3. Сопоставление микроскопических исследований ядра и разреза скважин  
Fig. 3. Comparison of microscopic studies of core and borehole sections



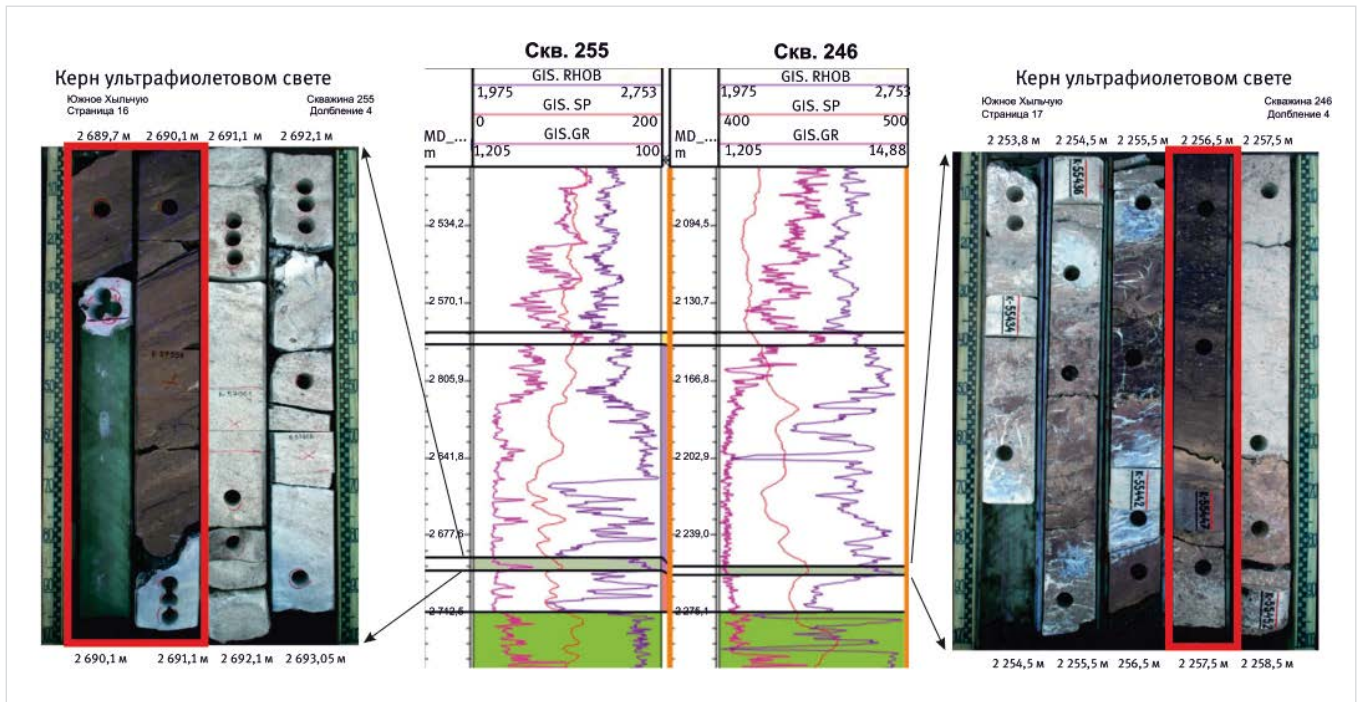


Рис. 5. Подтверждение исследованиями керна непроницаемых перемычек  
 Fig. 5. Confirmation of impermeable intervals by core studies

в результате которой в разрезе ассельско-сакмарских отложений было прослежено четыре пачки: пачка D ассельского возраста и пачки С, В и А сакмарского возраста [5].

Корреляция в пределах органогенных карбонатных массивов весьма затруднительна и неоднозначна, поэтому требует максимального использования всех имеющихся данных. Для детализации разреза ассельско-сакмарских отложений был использован комплексный подход, объединяющий био-, лито- и сейсмостратиграфические данные. По результатам корреляции отражающих горизонтов (рис. 2), детальной сейсмостратиграфической привязки скважин к волновому полю, с привлечением материалов по литологическим исследованиям керна, в скважинах с керном (первоначально), а затем и во всех остальных скважинах были поставлены отбивки кровель пластов (рис. 3).

Для всех четырех пачек проведен сейсмофашиальный анализ и получены карты фаций, демонстрирующие постепенное изменение условий осадконакопления (рис. 4).

На изучаемой территории в ходе накопления пачки D территория делится на мелководную банку (на юге) и относительно глубоководье (на севере). Наибольшие толщины банки (до 170 м), построенной преимущественно баундстоунами, приурочены к юго-западной части площади, где в настоящее время находится погружающийся в Усть-Печорскую депрессию склон Колвинского мегавала. Приуроченность наибольших толщин к этому участку объяснима начавшимся синхронно с седиментацией постепенным воздыманием Колвинского мегавала и появлением на его склонах пространства аккомодации для роста органогенных построек. Другая крупная постройка (до 120 м) расположена на юго-востоке площади в области погружения восточного склона структуры. В центральной части площади выделяются отдельно стоящие небольшие по размерам постройки толщиной до 90 м. В то время как на юге площади активно развивалась обширная карбонатная банка, на севере, на отдельных небольших

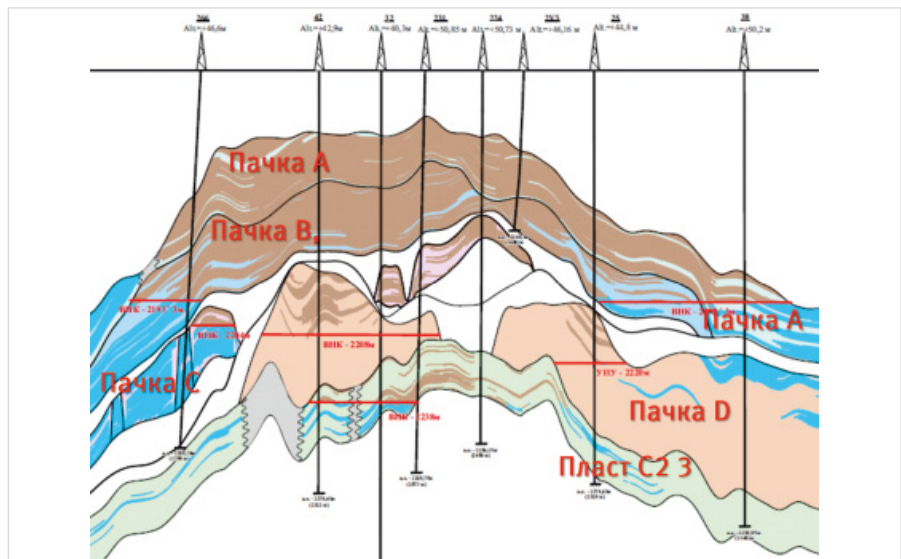


Рис. 6. Новая модель геологического строения пласта P<sub>1a</sub>-P<sub>1s</sub>.  
 Fig. 6. New model of geological structure of the P<sub>1a</sub>-P<sub>1s</sub> formation

отмелях, также формировались небольшие биогермы и песчаные карбонатные насыпи, возможно, микробные холмы. Формирование биогермов пачки D происходило на довольно высоком уровне моря. Однако последующие глобальные события привели к катастрофическому подъему уровня моря, при котором биогермы оказались в условиях непригодных для жизни, прекратили свое развитие и были захоронены более глубоководными осадками.

По всей площади прослеживается поверхность максимального затопления, отделяющая нижнюю часть разреза с породами пачки D (преимущественно на юге) от верхней части разреза с породами пачек С и В на севере площади. Лишь только при накоплении отложений пачки А уровень моря достиг того же уровня, что и при накоплении пачки D. Период высокого стояния уровня, зафиксированный на всей площади

толщей трансгрессивных и относительно глубоководных осадков с поверхностью максимального затопления, завершился довольно внезапно резким падением уровня моря. Накопление осадков пачки С произошло на севере площади, в области, которая во время накопления отложений пачки D была относительно глубоководной впадиной. Причем рельеф дна был довольно сильно дифференцирован — подводные склоны карбонатной банки пачки D имели крутой уклон, в отличие от пологих биогерма и верхнего склонов банки. Во время накопления пород пачки С юг площади представлял собой островную сушу. Соответственно, конфигурация палеобереговой линии и батиметрия определяли форму и положение биогермных построек, которые из-за высокой крутизны склонов острова стали развиваться в непосредственной близости к палеоберегу. Внутренняя граница развития биогермов пачки С практически совпадает



с перегибом нижнего склона пачки D и его переходом к подножию банки. Уровень воды лишь частично перекрывал зону нижнего склона карбонатной банки пачки D. Отложения пачки С отсутствуют на палеоподнятиях: на карбонатной банке пачки D на юге площади и на синхронных ей водорослевых холмах в открытом море на севере.

Породы пачки В накапливались в условиях более высокого стояния уровня моря, чем при накоплении пачки С, но на юге, юго-востоке и востоке в это время продолжала оставаться островная суша. Море на этом этапе затопило нижний и верхний склоны карбонатной банки пачки D. Поскольку отложения пачки С заполнили зону, бывшую относительно глубоководьем при накоплении отложений пачки D, а поднявшийся уровень моря затопил довольно пологие нижний и верхний склоны карбонатной банки, батиметрия бассейна во время седиментации пород пачки В оказалась нивелированной, слабоконтрастной. Фациальные обстановки на всей площади сохранялись достаточно близкие и взаимозаменялись при каждом незначительном подъеме или падении уровня. В связи с этим пачка В характеризуется наиболее сложным строением. Находясь в промежуточном положении между пачкой С, построенной преимущественно баундстоунами, и пачкой А, построенной преимущественно грейнстоунами, в пачке В примерно в равных долях

представлены баундстоуны и грейнстоуны, как переслаивающиеся в разрезе, так и быстро сменяющие друг друга по латерали.

Породы пачки А накапливались в условиях еще более высокого стояния уровня моря, чем при накоплении пачки В, а тем более пачки С. Тем не менее, на самом юго-востоке оставалась осушенной крупная карбонатная постройка пачки D. Море на этом этапе затопило нижний, верхний склоны и большинство органогенных построек карбонатной банки пачки D.

По результатам сейсмофациального анализа и анализа сейсмических атрибутов установлены границы зон замещения коллекторов пачек D, С и А, прослежены границы органогенных построек в пачках С и В. По скважинным данным определены непроницаемые перемычки толщиной от 1,1 м до 24,1 м между пачками А+В и С, от 2,6 м до 15 м между пачками С и D. Наличие непроницаемых перемычек, разделяющих продуктивные отложения пласта  $P_{1a-5}$  на несколько гидродинамически изолированных объектов, подтверждается исследованиями керна, отобранного из интервала перемычек и не имеющего признаков нефтегазонасыщенности. Так, на рисунке 5 представлены фотографии керна в ультрафиолетовом свете, отобранного в интервале перемычки между пачками С и D.

В результате проведенного анализа ВНК с учетом комплексирования всех

промысловых данных, таких как испытания скважин, ПГИ, ГДИС, трассерные исследования и гидропрослушивания, было выделено три самостоятельных продуктивных объекта (пачки А+В, пачка С, пачка D). В пачках А+В околонуно три залежи нефти, в пачке С — пять залежей нефти и в пачке D — четыре залежи нефти. Во всех залежах установлены горизонтальные ВНК (рис. 6).

Детализация геологического строения на основе всего комплекса данных позволила в каждой из продуктивных пачек провести геометризацию залежей нефти с учетом особенностей геологического строения. Так, в пачках D и С установлено наличие литологических «карманов» с зажатой водой на гипсометрическом уровне выше установленного ВНК. На рисунке 7 продемонстрирован разрез скважины 225, вскрывшей «литологический» карман с зажатой водой. Также важным стало выявление отдельных литологических тел — биогермных построек, гидродинамически изолированных друг от друга, что подтверждается данными испытаний скважин.

На рисунке 8 представлены разрезы, проходящие через изолированную биогермную постройку, вскрытую скважиной 236, в которой по ГИС установлен нефтенасыщенный коллектор до а.о. -2 182,1 м, в интервале а.о. -2 182,1–2 184,6 м неясный характер насыщения, ниже а.о. -2 194,6 м вода, а при испытании интервала а.о. -2 178,3–2 182,5 м получен

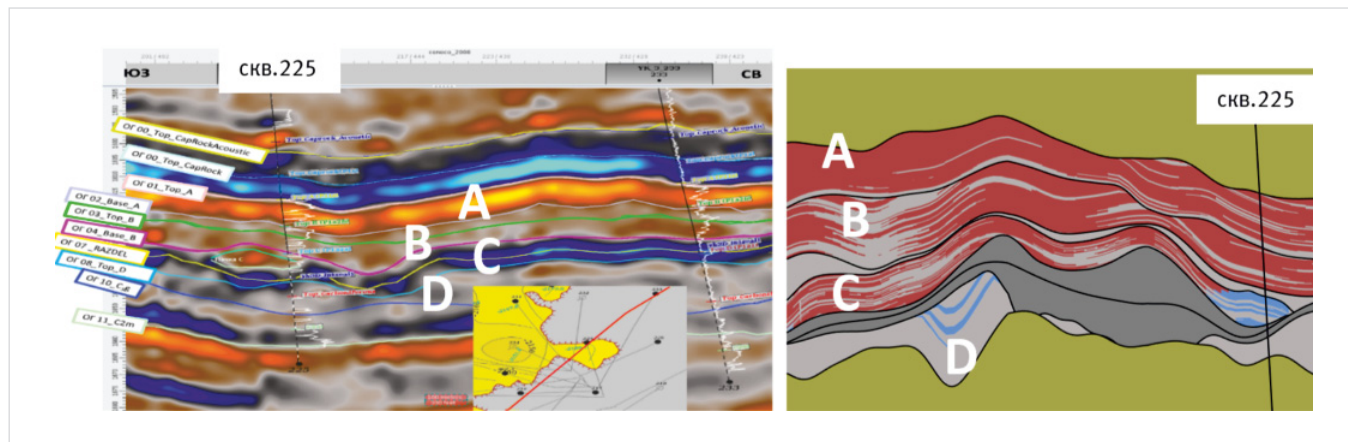


Рис. 7. Разрез скважины 225: а — сейсмический временной разрез; б — геологический разрез  
Fig. 7. Well 225 section: a – seismic time section; b – geological section

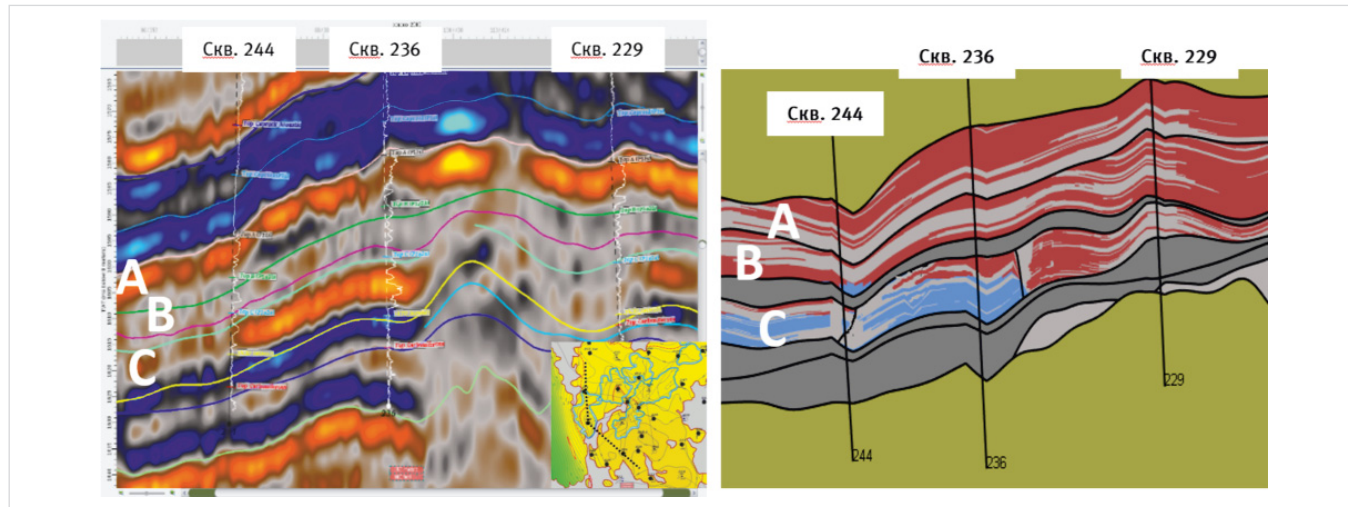


Рис. 8. а — сейсмический временной разрез; б — геологический разрез  
Fig. 8. a – seismic time section; b – geological section



приток нефти с водой дебитом 19,2 м<sup>3</sup>/сут (29 % нефти, 71 % воды). ВНК в скв. 236 установлен на а.о. -2 185,5 м по подошве верхнего прослоя коллектора, в котором проведена перфорация, при этом за пределами биогермной постройки ВНК установлен на уровне — 2 204 м.

#### Итоги

Обобщение всей имеющейся геолого-геофизической информации по пласту P<sub>1a-5</sub> позволило:

- восстановить условия осадконакопления, выявить по разрезу и площади наиболее перспективные участки для скопления УВ осадков;
- создать модель обстановок осадконакопления в интервале каждой пачки;
- объяснить фиксируемые по скважинам резко отличающиеся уровни ВНК;
- выделить 12 залежей нефти и установить для каждой залежи горизонтальные ВНК;
- выявить зоны разобщения, обосновывающие наличие нескольких гидродинамических систем.

#### Выводы

В комплексе с данными по ядру, палеонтологических и биостратиграфических исследований, ГИС, результатов петрофизической и седиментологической интерпретации ГИС, результатов испытаний и эксплуатации скважин удалось создать отличную от предыдущих геологическую модель нижнепермских отложений и решить проблему положения начального ВНК.

Новая концептуальная геологическая модель ассельско-сакмарских отложений была успешно реализована в трехмерной цифровой модели, что позволило существенно уточнить запасы рассматриваемого месторождения.

#### Литература

1. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В., Ласкин В.М., Галкина Л.В., Довжикова Е.Г., Ермакова О.Л., Костыгова П.К., Куранова Т.И., Москаленко К.А., Панкратов Ю.А., Петренко Е.Л., Попова Е.В., Сурина А.И., Шабанова Г.А. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт //

Ухта, Республика Коми. 2000. 67 с.

2. Пилосова Т.С. Отчет «Подсчет запасов нефти рассматриваемого месторождения». Архангельск: 1998. 300 с.
3. Фоссум Б., Сноу Дж., Гийю И., Хромова И.Ю., Черницкий А., Глебов А. Переобработка сейсмических и каротажных данных, повторная интерпретация и геостатистическая инверсия дают более детальное представление о месторождении Южно-Хыльчю // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка. Москва. 2006. SPE-103586-MS.
4. Постников Е.В., Топорков В.Г. Отчет «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти, растворенного и свободного газа и сопутствующих компонентов». Тверь: 2011. 301 с.
5. Хромова И.Ю. Отчет по результатам выполнения научно-исследовательских работ по теме: «Переинтерпретация материалов сейсморастворки МОГТ-3Д с учетом сиквенс-стратиграфического анализа данных сейсморастворки». Москва: 2020. 110 с.

## ENGLISH

#### Results

Generalization of all available geological and geophysical information on the P<sub>1a</sub>-P<sub>15</sub> formation allowed:

- to reconstruct the sedimentation conditions, to identify the most promising areas for hydrocarbon sediment accumulation by section and area;
- to create a model of sedimentation settings in the interval of each unit;
- to explain the sharply different levels of OWC recorded in wells;
- to identify 12 oil deposits and establish horizontal OWC for each deposit;
- to identify zones of isolation, justifying the presence of several hydrodynamic systems.

#### References

1. Nikonov N.I., Bogatsky V.I., Martynov A.V., Lariionova Z.V., Laskin V.M., Galkina L.V., Dovzhikova E.G., Ermakova O.L., Kostygova P.K., Kuranova T.I., Moskalenko K.A., Pankratov Yu.A., Petrenko E.L., Popova E.V., Surina A.I., Shabanova G.A. Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps. Ukhta, Komi Republic: 2000, 67 p. (In Russ).
2. Pilosova T.S. Report "Calculation of oil

reserves of the field under consideration".

- Arkhangel'sk: 1998, 300 p. (In Russ).
3. Fossum B., Snow J., Guillou I., Khromova I.Yu., Chernitsky A., Glebov A. Seismic and well log reprocessing, re-interpretation and geostatistical inversion yields more detailed view of yuzhno khilchuyu field. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, 2006, SPE-103586-MS. (In Russ).
4. Postnikov E.V., Toporkov V.G. Report "Recalculation of geological and

recoverable reserves of oil, dissolved and free gas and associated components".

- Tver: 2011, 301 p. (In Russ).
5. Khromova I.Yu. Report on the results of research work on the topic: "Reinterpretation of CMP-3D seismic exploration materials taking into account sequence stratigraphic analysis of seismic exploration data". Moscow: 2020, 110 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Атанова Ольга Александровна**, ведущий специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия  
Для контактов: [olga.atanova@lukoil.com](mailto:olga.atanova@lukoil.com)

**Atanova Olga Aleksandrovna**, lead specialist, "LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia  
Corresponding author: [olga.atanova@lukoil.com](mailto:olga.atanova@lukoil.com)

**Бобровицкая Анфиса Николаевна**, ведущий специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

**Bobrovitskaya Anfisa Nikolaevna**, lead specialist, "LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia

**Тимонина Юлия Сергеевна**, главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

**Timonina Yulia Sergeevna**, chief specialist, "LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia

**Хромова Инга Юрьевна**, независимый консультант, ИП «И.Ю. Хромова», Москва, Россия

**Khromova Inga Yuryevna**, independent consultant, "I.Yu. Khromova" IP, Moscow, Russia

**Дорофеев Никита Владимирович**, старший менеджер, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

**Dorofeev Nikita Vladimirovich**, senior manager, "LUKOIL" PJSC, Moscow, Russia



# К вопросу о распределении запасов углеводородов в юрских нефтегазоносных комплексах Западной Сибири

Пуанова С.А., Добрынина С.А.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия  
punanova@mail.ru

## Аннотация

В представленной работе охарактеризованы нефтегазоносные комплексы (НГК) юрских отложений — нижнесреднеюрский и верхнеюрский — северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Обобщены и систематизированы материалы по геологическим запасам углеводородных (УВ) скоплений. На основе ранее полученных выводов о связи крупных и уникальных по запасам скоплений УВ в юрских отложениях со структурными особенностями региона, литолого-фациальными и катагенетическими условиями седиментогенеза в настоящем исследовании рассмотрены зависимости величин геологических запасов от основных характеристик коллектора: его эффективного объема, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) — пористости и проницаемости. На примере разномасштабных месторождений региона выявлены особенности связи ФЕС коллектора с величиной геологических запасов и показаны различия этих связей для НГК юры.

## Материалы и методы

Геолого-промысловые характеристики месторождений юрских нефтегазоносных комплексов Западной Сибири: фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, их эффективный объем; Государственный баланс полезных ископаемых (ГБЗ ПИ) газы горючие; конденсат; нефть; 2022 год. Статистический анализ

связи геологических параметров коллекторов с масштабностью месторождений по запасам для каждого комплекса.

## Ключевые слова

нефть, газ, геологические запасы, мегарезервуары, пористость, проницаемость, нефтегазоносные комплексы

Финансирование: Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», номер государственной регистрации 122022800253-3)

## Для цитирования

Пуанова С.А., Добрынина С.А. К вопросу о распределении запасов углеводородов в юрских нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 16–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-16-20

Поступила в редакцию: 20.09.2024

## GEOLOGY

UDC 553.98 (571.1) | Original Paper

## On the distribution of hydrocarbon reserves in the Jurassic oil and gas complexes of Western Siberia

Punanova S.A., Dobrynina S.A.

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
punanova@mail.ru

## Abstract

The presented work characterizes the oil and gas complexes (OGC) of the Jurassic deposits - Lower-Middle Jurassic and Upper Jurassic – of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin (OGB). The materials on the geological reserves of hydrocarbon (HC) accumulations are summarized and systematized. Based on the previously obtained conclusions about the relationship of large and unique HC accumulations in the Jurassic deposits with the structural features of the region, lithofacies and catagenetic conditions of sedimentogenesis, this study considers the dependences of the values of geological reserves on the main characteristics of the reservoir: its effective volume, filtration-capacity properties (FCP) – porosity and permeability. Using the example of large and unique fields of the region, the features of the relationship of the PPP of the reservoir with the value of geological reserves were revealed and the differences in these relationships for the Jurassic OGC were shown.

## Materials and methods

Geological and commercial characteristics of the deposits of the Jurassic oil and gas complexes of Western Siberia: filtration and capacity properties of reservoir rocks, their effective volume; State Balance of Minerals (GBZ PI) Combustible gases; Condensate; Oil; 2022. Statistical analysis of the relationship between the geological parameters of reservoirs and the scale of deposits by reserves for each complex.

## Keywords

oil, gas, geological reserves, mega-reservoirs, porosity, permeability, oil and gas complexes

## For citation

Punanova S.A., Dobrynina S.A. On the distribution of hydrocarbon reserves in the Jurassic oil and gas complexes of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 16–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-16-20

Received: 20.09.2024



## Введение

Так как задача поддержания добычи нефти и газа на высоком уровне усложняется год от года, проведенный анализ минерально-сырьевой базы мезозойских НГК на основе типизации скоплений УВ по величине начальных запасов с выяснением причин разномасштабности месторождений и залежей представляется актуальным, своевременным и имеет большое научное и практическое значение. Целью настоящего исследования является статистический анализ масштабности скоплений УВ и систематизация связи основных параметров залежи, таких как эффективный его объем и коллекторские свойства — проницаемость и пористость, с величиной геологических запасов. Для решения представленной задачи, с опорой на литературные данные и результаты собственных работ, обобщены и систематизированы материалы по геологическим запасам УВ скоплений в юрских НГК севера Западно-Сибирского НГБ и прогнозу мегарезервуаров. В работе дополнительно (кроме использованных ранее материалов Государственных балансов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 1 января 2003 г.) привлечены балансы запасов 2022 года [1]. Учтены геологические запасы (категорий А+В+С1) в юрских отложениях жидких УВ (нефть+конденсат, тыс. тонн) и газообразных УВ (свободный газ, млн м<sup>3</sup>). В соответствии с классификацией запасов [2] месторождения по величине начальных запасов (тыс. тонн) расчленяются на 4 группы: I — мелкие (от менее 5 000–15 000), II — средние (15 000–60 000), III — крупные (60 000–300 000)

и IV — уникальные (более 300 000). Залежи с запасами более 1 млрд тонн условного топлива относятся к гигантским скоплениям.

Исследования по выявлению благоприятных факторов для генерации скоплений УВ с привлечением данных ФЕС проводились неоднократно [3–5]. Так, в работе [3] на примере уникальных и крупных по геологическим запасам месторождений зоны сочленения Енисей-Хатангского регионального прогиба с Западно-Сибирской впадиной выявлена зависимость с высоким коэффициентом корреляции между величиной запасов месторождений УВ и эффективным объемом ловушки, который определяется эффективной мощностью коллектора и площадью распространения ловушки в природном резервуаре. На основе обобщения фактического материала по 26 крупнейшим мировым месторождениям исследована связь крупности запасов с такими количественными геологическими параметрами, как площадь, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, а также качественными — литологический состав коллекторов, состав и мощность флюидопоров, оценка нефтегазогенерационного потенциала региона и месторождения [4]. Показано, что крупнейшие по запасам УВ месторождения мира открыты на площадях от 800–900 км<sup>2</sup> до 4000–5000 км<sup>2</sup>, пористость пород-коллекторов изменяется в интервале 15–35 %, проницаемость — от 300 до 1 500 мД [4]. По результатам изучения закономерностей распределения открытой пористости и нефтенасыщенности пород баженновской свиты, характеру нефтенасыщенности

открытого порового пространства показана возможность использования результатов для оценки начальных геологических ресурсов баженновской свиты, а также для создания методик поисков и разведки залежей [5].

## Объекты исследования, обсуждение

Анализ аналитического материала и литературных источников показал, что наиболее информативными показателями оценки перспектив нефтегазоносности применительно к юрским отложениям Надым-Тазовского междуречья являются тектонический и литолого-фациальный, так как именно они контролируют развитие здесь наиболее крупных мегарезервуарных скоплений УВ. Исходя из этих соображений при оценке причин масштабности УВ скоплений в юрских отложениях нами было обращено особое внимание на структурные особенности региона исследования, литолого-фациальную обстановку осадконакопления и на стадийность катагенетических преобразований юрских комплексов.

Основные выводы исследований, детально представленные авторами в работах [6, 7], сводятся к следующему. Анализ связи масштабности месторождений со структурными элементами выявил приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений к крупным положительным структурным элементам — мега- и мезовалам. Так, Бованенковское и Новопортовское месторождения (уникальные по запасам в J<sub>1-2</sub>) располагаются соответственно на Бованенско-Нурминском мегавалу и на Южно-Ямальском мезовалу; Новогоднее и Харампурское месторождения (крупные по запасам в J<sub>3</sub>) установлены соответственно на Вынгапуровском меговалу и в Восточно-Пурской мегамоноклинали. Уренгойское (уникальное по запасам в J<sub>1-2</sub>) — на Центрально-Уренгойском мезовалу. Наметилась некоторая зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного органического вещества (ОВ). В работах [8–10] приводятся сведения о нефтематеринских свитах и высоких генерационных способностях юрских отложений. Отмечается на основе детальных исследований образцов керогенов нижне-средне- и верхнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья методом пиролиза Rock-Eval, что разрез юрских отложений в пределах региона характеризуется относительно высокими содержаниями органического углерода в отложениях, что позволяет рассматривать их в качестве потенциальной нефтегазоматеринских пород (НГМП) [8]. Показано [9], что высокими генерационными способностями обладают не только отложения баженновского возраста, но и нижнесреднеюрские (зимняя, шаравовская, китербютская, лайдинская и малышевская свиты), обогащенные смешанным высокозрелым ОВ. На рисунке 1 приведены зависимости водородного индекса (HI) от T<sub>max</sub> (диаграмма Ван Кревелена), а также генерационного потенциала S<sub>2</sub> от Сорг [10]. Данные пиролиза Rock-Eval свидетельствуют о том, что на изучаемой территории главные НГМП связаны с верхнеюрскими и нижнесреднеюрскими отложениями. На западе и частично в центре изученной территории в зонах распространения баженновской свиты и ее перехода в яновстанскую в составе верхнеюрской НГМП преобладают II и смешанные II и III типы

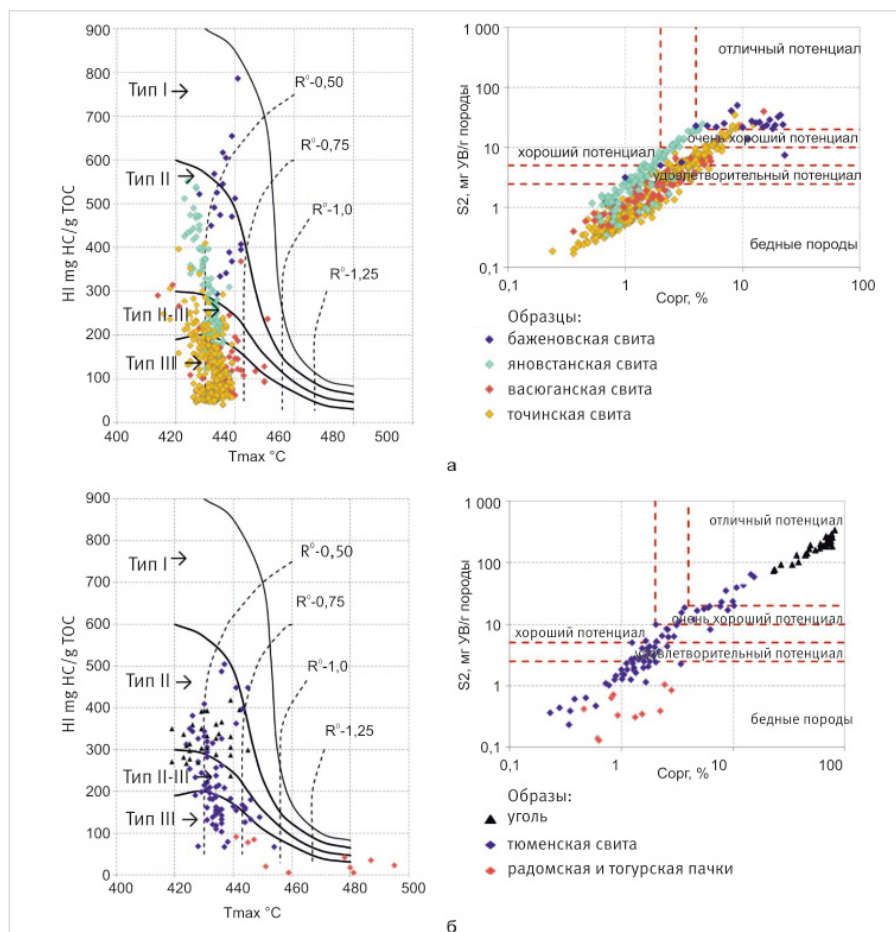


Рис. 1. Характеристика генерационного потенциала и типа органического вещества верхнеюрских отложений — а; нижнесреднеюрских отложений — б [10]

Fig. 1. Characteristics of the generation potential and type of organic matter of the Upper Jurassic deposits — а; Lower Middle Jurassic deposits — б [10]



керогенов. В нижнесреднеюрских НГМП на всей территории и в верхнеюрских НГМП восточных районов повышенное значение имеет III тип ОВ. Свиты имеют близкие генерационные характеристики при несколько отличном типе ОВ — более сапропелевого для баженовских отложений.

Рассмотрим детально, основываясь на реестре Государственных балансов запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2022 [1], статистические закономерности распределения масштабности скоплений, сводные данные о коллекторах юрских НГК, а также характеристику связи запасов залежей двух комплексов с эффективным объемом и емкостными свойствами коллекторов.

Масштабность скоплений представлена на рисунке 2 (показаны варианты с учетом и без учета фазового состояния)

Частотные графики масштабности скоплений свидетельствуют о том, что с увеличением величины запасов количество залежей закономерно уменьшается; кроме того, выявляется более высокая продуктивность нижнесреднеюрских отложений. В них обнаружено 4 месторождения с уникальными запасами, тогда как в верхнеюрских НГК

залежи с такими высокими запасами отсутствуют, и 6 месторождений с крупными запасами (в верхнеюрском — 5). По фазовому состоянию верхнеюрские залежи с крупными запасами — нефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные, а высокодебитные скопления нижнесреднеюрского комплекса, уникальные — газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Нефтяные залежи в этой категории запасов отсутствуют. Такие закономерности были нами ранее отмечены, и связаны они с типом органического вещества и стадийностью его катагенного преобразования [5].

В таблице 1 приведены различия в свойствах коллекторов и их эффективного объема. Отчетливо видно, что нижнесреднеюрский НГК обладает по средним категориям запасов большим эффективным объемом, чем верхнеюрский, а для крупных по запасам залежей — величины очень близки. Максимальны эффективные объемы коллекторов уникальных по запасам скоплений УВ. По средним данным ФЕС отложений отмечается увеличение пористости и проницаемости в залежах с более крупными запасами. Этот вывод основан на достаточно приближительных данных, т. к. в реестре балансов

данные ФЕС указаны лишь для небольшого количества образцов. Стоит отметить, что коллектора в залежах с крупными запасами среднепроницаемые, а со средними — чаще слабопроницаемые (среднепроницаемые — 0,01–0,1 мкм<sup>2</sup> (10–100 мД); слабопроницаемые — 0,001–0,01 мкм<sup>2</sup> (1–10 мД) по классификации коллекторов).

На рисунках 3, 4 и 5 приведены графики зависимости запасов залежей от эффективного объема коллектора, пористости и проницаемости пластов.

Совершенно ожидаемо, что для юрских залежей достаточно четко проявляется связь запасов скоплений УВ с эффективным объемом коллекторов, их пористостью и проницаемостью. Наряду с констатацией очевидных зависимостей важно выявить показатели, показывающие наиболее четкие связи, с одной стороны, и существующие различия в полученных связях для залежей из различных НГК. Так вот если более четкая связь запасов для двух комплексов выявляется с эффективным объемом коллектора, то связь с пористостью коллектора можно признать довольно расплывчатой, при том что изменения показателей самой величины пористости коллекторов не столь существенны. Тем не менее, для коллекторов нижнесреднеюрских отложений эта связь проявляется более четко в разряде крупных и уникальных по запасам месторождений. Диапазон изменения величин проницаемости более значителен для нижнесреднеюрского комплекса, и зависимость величины запасов в этом комплексе от проницаемости проявляется более наглядно.

#### Итоги

Проведен статистический анализ масштабности скоплений УВ и систематизация связи основных параметров залежи, таких как эффективный его объем и коллекторские свойства — проницаемость и пористость, с величиной геологических запасов для юрских НГК северных регионов Западной Сибири. С увеличением величины запасов количество выявленных залежей закономерно уменьшается; кроме того, отмечается более высокая продуктивность нижнесреднеюрских отложений по сравнению с верхнеюрскими. В них обнаружено 4 месторождения с уникальными запасами — мегарезервуары, тогда как в верхнеюрских НГК — залежи с такими высокими запасами отсутствуют. По фазовому состоянию верхнеюрские залежи с крупными запасами — нефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные, а высокодебитные скопления нижнесреднеюрского комплекса, уникальные — газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Выявлено, что для юрских

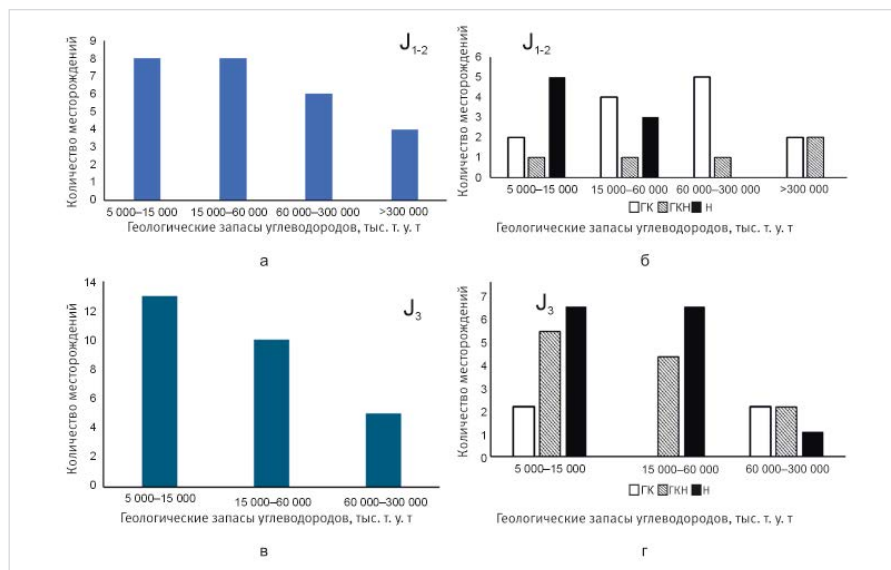


Рис. 2. Частотный график распределения запасов УВ в нижнесреднеюрском НГК — а, б — для нижнесреднеюрского: а — без учета, б — с учетом фазового состояния; в, г — в верхнеюрском НГК: в — без учета, г — с учетом фазового состояния  
Fig. 2. Frequency distribution graph of hydrocarbon reserves in the Lower-Middle Jurassic oil and gas complex — а, б — for the Lower-Middle Jurassic: а — without taking into account and б — taking into account the phase state; в, г — in the Upper Jurassic oil and gas complex: в — without taking into account and г — taking into account the phase state

Табл. 1. Свойства коллектора в юрских нефтегазоносных комплексах  
Tab. 1. Reservoir properties in Jurassic oil and gas complexes

Нефтегазоносные комплексы	Свойства коллектора	Характеристика залежей средних, крупных и уникальных по запасам месторождений УВ		
		средние	крупные	уникальные
Нижнесреднеюрский	Эффективный объем коллектора, тыс. м <sup>3</sup>	94 472–1 268 136	2 480 835–4 485 114	182 026–8 393 876
	Средняя пористость, доли ед.	0,123–0,17	0,13–0,18	0,15–0,16
	Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,0006–0,01	0,02	0,01–0,33
Верхнеюрский	Эффективный объем коллектора, тыс. м <sup>3</sup>	4 906–1 182 441	203 198–4 545 318	отсутствуют
	Средняя пористость, доли ед.	0,126–0,19	0,15–0,17	отсутствуют
	Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,0028–0,17	0,06–0,14	отсутствуют



залежей достаточно четко проявляется связь запасов скоплений УВ с эффективным объемом коллекторов, их пористостью и проницаемостью. Максимальны эффективные объемы коллекторов уникальных по запасам скоплений УВ. Более четкая связь запасов для двух комплексов установлена с эффективным объемом коллектора. Для коллекторов нижнесреднеюрских отложений связь с пористостью проявляется более четко в разряде крупных и уникальных по запасам месторождений. Зависимость величины запасов в верхнеюрском комплексе от проницаемости коллектора выражена более наглядно.

### Выводы

Отсутствие унаследованности и преемственности величин запасов в отложениях двух нефтегазоносных комплексов юры объясняется различными причинами. Возможно, главная причина различия масштабности скоплений связана с резкой перестройкой структурного плана на границе средней юры, а также со значительной глинизацией отложений верхней юры и ухудшением их коллекторских свойств в северо-западном направлении, за счет чего уменьшается эффективный объем коллектора и ухудшаются его ФЕС. Нефтегенерационный потенциал обеих свит в данном

возрастном интервале был достаточно высок и мог генерировать большие запасы УВ, несмотря на различия исходных характеристик — типа органического вещества и его катагенетическую преобразованность.

### Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2022 г.
2. Классификация запасов и прогнозных ресурсов по документу, зарегистрированному в Минюсте РФ 31 декабря 2013. URL: <https://rg.ru/>

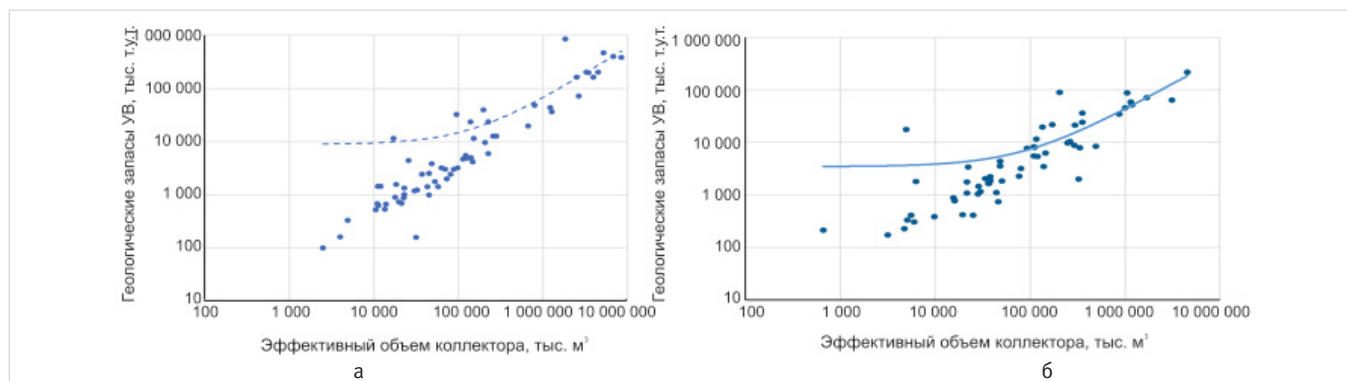


Рис. 3. Связь геологических запасов УВ с эффективным объемом коллектора в отложениях НГК: а — нижнесреднеюрского; б — верхнеюрского

Fig. 3. Relationship between geological hydrocarbon reserves and effective reservoir volume in NKG deposits: a – Lower-Middle Jurassic; b – Upper Jurassic

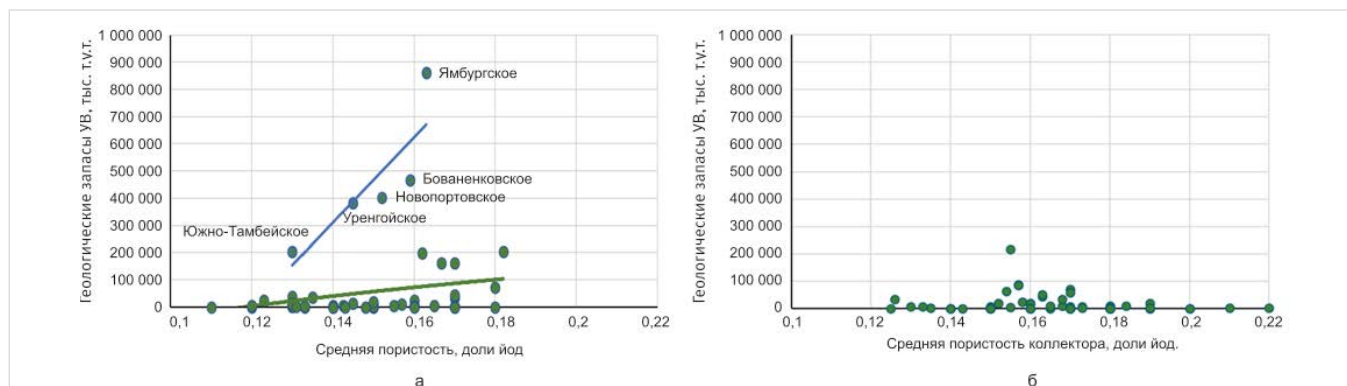


Рис. 4. Связь геологических запасов УВ со средней пористостью коллектора в отложениях НГК: а — нижнесреднеюрского; б — верхнеюрского

Fig. 4. Relationship between geological hydrocarbon reserves and average reservoir porosity in oil and gas field deposits: a – Lower-Middle Jurassic; б – Upper Jurassic

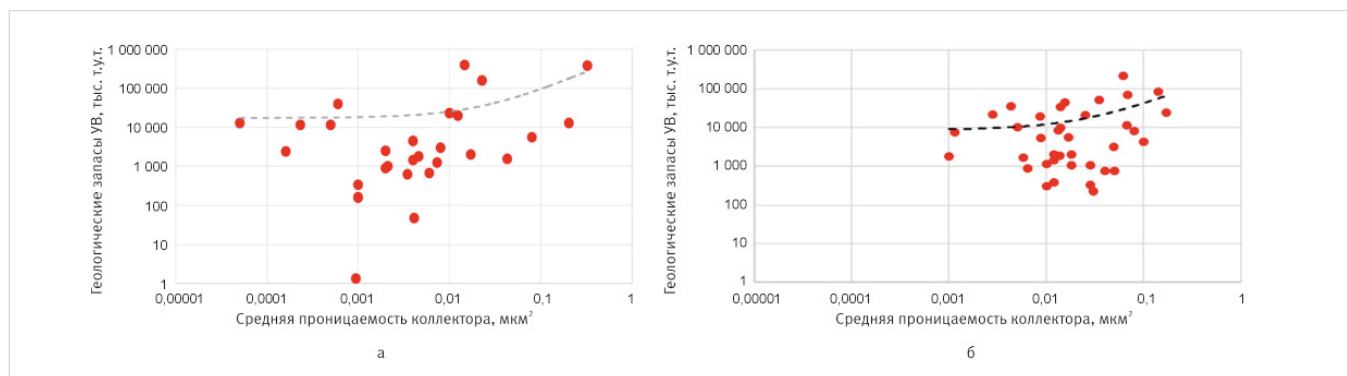


Рис. 5. Связь геологических запасов УВ со средней проницаемостью коллектора в отложениях НГК: а — нижнесреднеюрского; б — верхнеюрского

Fig. 5. Relationship between geological hydrocarbon reserves and average reservoir permeability in oil and gas field deposits: a – Lower-Middle Jurassic; б – Upper Jurassic

- documents/2014/02/03/neft-site-dok.html (дата обращения 01.09.2024).
- Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Естественные классы крупности запасов УВ зоны сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 1. С. 9–13.
  - Шустер В.Л. Геолого-геохимические факторы прогноза крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 10–13.
  - Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжова С.В., Ян П.А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018. № 5. С. 61–73.
  - Пуланова С.А., Добрынина С.А., Самойлова А.В. Типизация скоплений углеводородов по величине геологических запасов в юрских нефтегазоносных комплексах севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 14–20.
  - Пуланова С.А. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. № 3. С. 49–67. URL: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art4> (дата обращения 01.09.2024).
  - Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ярославцева Е.С. Геохимическая характеристика состава органического вещества (жерогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 21–27.
  - Фурсенко Е.А., Бурухин А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири // Геохимия. 2021. Т. 66. № 12. С. 1077–1105.
  - Сидоров Д.А., Сокольников А.А., Фищенко А.Н. и др. Моделирование нефтегазовых систем восточного борта Западно-Сибирского бассейна на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. № 1. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/5\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/5_2023.html) (дата обращения 01.09.2024).

## ENGLISH

### Results

A statistical analysis of the scale of accumulations and systematization of the relationship of the main parameters of the deposit, such as its effective volume and reservoir properties – permeability and porosity, with the value of geological reserves for the Jurassic oil and gas complexes of the northern regions of Western Siberia were carried out. With an increase in the value of reserves, the number of identified deposits naturally decreases, in addition, a higher productivity of the Lower-Middle Jurassic deposits is noted compared to the Upper Jurassic. They have discovered 4 fields with unique reserves – mega-reservoirs, while in the Upper Jurassic oil and gas complexes – deposits with such high reserves are absent. According to the phase state, the Upper Jurassic deposits with large reserves are oil, gas condensate and oil and gas condensate, and high-flow accumulations of the Lower-Middle Jurassic complex, unique – gas condensate and oil and gas condensate. It was revealed that for Jurassic deposits the connection between the reserves of hydrocarbon accumulations and the effective volume of reservoirs, their porosity and permeability is quite clearly manifested. The effective volumes of reservoirs with unique reserves of hydrocarbon accumulations are maximum. A clearer connection between the reserves

for two complexes was established with the effective volume of the reservoir. For collectors of lower-middle Jurassic deposits the connection with porosity is manifested more clearly in the category of large and unique deposits. The dependence of the value of reserves in the Upper Jurassic complex on the permeability of the reservoir is expressed more clearly.

### Conclusions

The absence of inheritance and continuity of the reserve values in the deposits of the two Jurassic oil and gas complexes is explained by various reasons. Perhaps the main reason for the difference in the scale of the accumulations is associated with a sharp reorganization of the structural plan at the boundary of the Middle Jurassic, as well as with significant claying of the Upper Jurassic deposits and deterioration of their reservoir properties in the northwestern direction, due to which the effective volume of the reservoir decreases and its reservoir properties deteriorate. The oil-generation potential of both formations in this age interval was quite high and could generate large reserves of hydrocarbons, despite the differences in the initial characteristics – the type of organic matter and its catagenetic transformation.

### References

- State balance of mineral reserves of the Russian Federation as of 01.01.2022. (In Russ).
- Classification of reserves and forecast resources according to the document registered with the Ministry of Justice of the Russian Federation on December 31, 2013. URL: <https://rg.ru/documents/2014/02/03/neft-site-dok.html> (accessed: 01.09.2024). (In Russ).
- Ulmasvay F.S., Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Natural classes of large resources of HC joining areas of Western Siberia and Siberian platform. Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, P. 9–13. (In Russ).
- Shuster V.L. Geologist-geochemical factors for forecasting large accumulations of oil and gas confined to megareservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
- Kontorovich A.E., Rodyakin S.V., Burshtein L.M., Kostyrev E.A., Ryzhova S.V., Yan P.A. Porosity and oil saturation of pore space in the Bazhenov formation rocks. Geology of oil and gas, 2018, issue 5, P. 61–73. (In Russ).
- Punanova S.A., Dobrynina S.A., Samoilova A.V. Typification of hydrocarbon accumulations according to the size of geological reserves in the Jurassic oil and gas complexes of the north of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 14–20. (In Russ).
- Punanova S.A. Analysis and systematization of ideas about the influence of geological and geochemical factors on the formation and oil and gas potential of mega-reservoirs in sedimentary basins. Actual Problems of Oil and Gas, 2023, issue 3, P. 49–67. URL: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art4> (01.09.2024). (In Russ).
- Borisova L.S., Fomin A.N., Yaroslavtseva E.S. Geochemical features of the organic matter from Jurassic sediments of the Nadym-Taz interfluvium // Georesources, 2020, Vol. 22, issue 3, P. 21–27. (In Russ).
- Fursenko E.A., Burukhin A.I., Kim N.S., Rodchenko A.P. Current understanding of the geochemistry of organic matter and naphthydes in mesozoic rocks of arctic Western Siberia. Geochemistry, 2021, Vol. 66, issue 12, P. 1077–1105. (In Russ).
- Sidorov D.A., Sokolnikova A.A., Fishchenko A.N. et al. Modeling of petroleum systems of the Eastern limit of the Western Siberian basin in the South-East of the Yamal-Nenets autonomous district // Oil and Gas Geology. Theory and Practice, 2023, Vol. 18, issue 1, URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/5\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/5_2023.html) (accessed: 01.09.2024). (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Пуланова Светлана Александровна**, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
Для контактов: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

**Добрынина Светлана Александровна**, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
Для контактов: [dobrinini2002@mail.ru](mailto:dobrinini2002@mail.ru)

**Punanova Svetlana Aleksandrovna**, doctor of geology and mineralogy, chief researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia  
Corresponding author: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

**Dobrynina Svetlana Aleksandrovna**, researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia  
Corresponding author: [dobrinini2002@mail.ru](mailto:dobrinini2002@mail.ru)





Лучшая компания в номинации «Геофизические исследования и работы в скважинах» 2023 года



ООО «Газпром недра» – поставщик высококачественных нефтегазосервисных услуг, системный интегратор компетенций в области проведения геолого-разведочных работ и проектирования, основной источник геолого-геофизических данных Группы Газпром.

- Полный цикл геолого-разведочных работ на суше и шельфе, включающий сейсморазведочные работы и строительство скважин.
- Геофизические исследования и специальные работы в скважинах.\*
- Оперативное сопровождение и контроль строительства скважин на суше и шельфе.
- Приборостроение.
- Оценка ресурсной базы и формирование бизнес-кейса.

**Основные принципы работы:** инновационные технологии, высокая квалификация специалистов, деловая надежность, компетентность, конкурентоспособность.

*\* Лучшая компания в номинации «Геофизические исследования и работы в скважинах» 2023 года по итогам прямого опроса 60 ключевых потребителей услуг нефтегазового комплекса России, проводимого рейтинговым агентством «Центр поставщиков ТЭК» (ТЭК-рейтинг).*

ООО «Газпром недра»  
196210, г. Санкт-Петербург, ул. Внуковская, д. 2, лит. В,  
Телефон: +7 (812) 455-04-33, +7 (3452) 54-09-61  
E-mail: office@nedra.gazprom.ru  
www.nedra.gazprom.ru





## Назначение

Защита от всех типов коррозии внутренних поверхностей зоны сварного шва и околошовной зоны стальных трубопроводов

## Область применения

Низконапорные водоводы системы поддержания пластового давления (ППД), системы нефтесбора, промышленные, технологические нефтепроводы, водоводы, транспортирующие коррозионно-активные жидкости

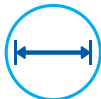
## Технические характеристики



Рабочее давление 40 атм



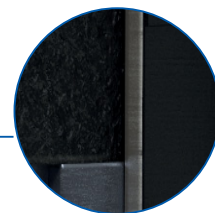
Диаметр 89–325 мм



Длина 160–240 мм



Температура эксплуатации до +125 °С



## Преимущества

- 100 % защита соединений трубопровода от коррозии
- на 95 % сохраняет внутреннее сечение трубопровода
- невысокая стоимость владения трубопроводом — минимальное изменение внутреннего сечения трубопровода не более 6 % позволяет беспрепятственно проводить очистку и диагностику трубопровода, снижает энергозатраты и аварийность (порывы) трубопровода
- скорость монтажа в 1,5 раза выше в сравнении с традиционными втулками
- не требует применения мастик, герметиков и дополнительных требований по сварке
- простота монтажа
- отсутствует зависимость от импортных компонентов



## Гарантии изготовителя

Изготовитель гарантирует соответствие втулок требованиям технических условий при соблюдении условий транспортирования, хранения, погрузки, разгрузки, монтажа и эксплуатации.

Гарантийный срок службы втулок 20 лет со дня установки в зону сварного соединения трубопровода.



# Характеристика природных мегарезервуаров Енисей-Хатангского регионального прогиба с позиции поиска месторождений углеводородов

Сидорчук Е.А., Добрынина С.А.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия  
elena\_sidorchuk@mail.ru

## Аннотация

В работе рассмотрена проблема перспектив нефтегазоносности центральной и восточной частей Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП). На этой территории открыто меньше всего месторождений углеводородов. Открытия крупных и уникальных скоплений отсутствуют. В восточной части ЕХРП открыто Балахнинское нефтегазоконденсатное месторождение среднее по запасам. Авторы проследили распространение подтвержденных запасов углеводородов (УВ) по территории ЕХРП и провели сопоставление запасов продуктивных резервуаров. Наибольшее распространение имеет суходудинский региональный мегарезервуар, который включает наиболее продуктивные гидродинамически связанные свиты: яковлевская, малохетская, суходудинская, нижнехетская.

## Материалы и методы

Данные геологической изученности, стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности, геологические, структурные, тектонические и топографические карты. Анализ геолого-геофизических материалов, построение профиля и схемы расположения месторождений УВ, сопоставление запасов УВ продуктивных резервуаров.

## Ключевые слова

месторождения углеводородов, природные мегарезервуары

Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», номер государственной регистрации 122022800253-3).

## Для цитирования

Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Характеристика природных мегарезервуаров Енисей-Хатангского регионального прогиба с позиции поиска месторождений углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 23–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-23-27

Поступила в редакцию: 16.09.2024

## Characteristics of natural megareservoirs of the Yenisei-Khatanga regional trough from a hydrocarbon prospecting perspective

Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A.

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
elena\_sidorchuk@mail.ru

## Abstract

The paper considers the problem of oil and gas potential of the central and eastern parts of the Yenisei-Khatanga Regional Trough (EKhRT). The least of hydrocarbon deposits have been discovered in this territory. There are no discoveries of large and unique accumulations. The Balakhninskoye oil and gas condensate field has been discovered in the eastern part of the EKhRT, which has average reserves. The authors traced the distribution of confirmed hydrocarbon reserves across the EKhRT and compared the reserves of productive reservoirs. The most widespread is the Sukhodudinsky regional megareservoir, which includes the most productive hydrodynamically related suites: Yakovlevskaya, Malokhetskaya, Sukhodudinskaya, Nizhnekhetskaya.

## Materials and methods

Geological data, stratigraphy, tectonics, oil and gas content, geological, structural, tectonic and topographic maps. Analysis of geological and geophysical materials, construction of a profile and layout of hydrocarbon deposits, comparison of productive intervals.

## Keywords

hydrocarbon deposits, natural megareservoir

## For citation

Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Characteristics of natural megareservoirs of the Yenisei-Khatanga regional trough from a hydrocarbon prospecting perspective. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 23–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-23-27

Received: 16.09.2024

Не уменьшается интерес с точки зрения открытия месторождений нефти и газа, особенно в категории крупных и выше, на перспективной территории Енисей-Хатангского регионального прогиба. Как отмечается в ранее выполненных работах, изучаемая территория сопредельна и частично относится к арктическому региону, к которым приковано особое внимание. Основные запасы открыты в западной части территории, в зоне сочленения Енисей-Хатангской, Гыданской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В целом на изучаемой территории открыто порядка 30 месторождений углеводородов, половина из которых имеет крупные и уникальные запасы [1, 2]. В восточной части ЕХРП открыто Балахнинское нефтегазоконденсатное месторождение. На рисунке 1 приведена схема расположения месторождений и перспективных участков по данным Государственного баланса полезных ископаемых на 01.01.2022 г. (ГБПИ на 01.01.2022 г.). В подавляющем большинстве залежи

УВ открыты в меловых отложениях. Каковы перспективы центральной и восточной части ЕХРП с позиции поиска крупных и уникальных месторождений УВ? С точки зрения практики наиболее важны для изучения мезозойско-кайнозойские отложения, так как с ними связаны доказанные запасы углеводородов.

По мнению авторов, одним из наиболее важных оснований для ответа является изучение распространения природных мегарезервуаров в нефтегазоносных комплексах осадочной толщи на изучаемой территории [3, 4]. С 80-х годов прошлого столетия многими исследователями проводится изучение геологического строения ЕХРП. В последние годы опубликованы работы С.В. Голвина, М.А. Фомина, В.А. Конторовича, А.П. Афанасенкова с соавторами и др.

В тектоническом отношении ЕХРП осложняется мегавалами, продольно сформированными в несколько этапов геодинамического сжатия и растяжения, начиная с триаса и до кайнозоя [5, 6]. Согласно корреляции отражающих горизонтов на сейсмопрофилях

ниже юрских отложений, выделяются три комплекса осадков: пермско-раннетриасовый (РЗ-Т1) наиболее мощный, среднетриасовый (Т2) с согласным залеганием на нижнем комплексе и маломощный комплекс верхнего триаса (ТЗ).

Юрские отложения (J) в центре прогиба залегают согласно на триасовых отложениях, но на бортах прогиба наблюдается угловое несогласное залегание. Меловой комплекс (K) сформирован клиноморфными телами. Причем на востоке территории клиноформные тела имеют направление с севера и с юга, образуя встречные клиноформы.

На современном этапе изучения этой территории основное внимание сосредоточено на меловых отложениях на западе и более широком стратиграфическом диапазоне на востоке. Мощная толща юрско-меловых отложений на западе резко сокращается по мощности в восточной части территории.

В работе [7] вся осадочная толща разделена на региональные, субрегиональные, зональные и локальные нефтегазоносные

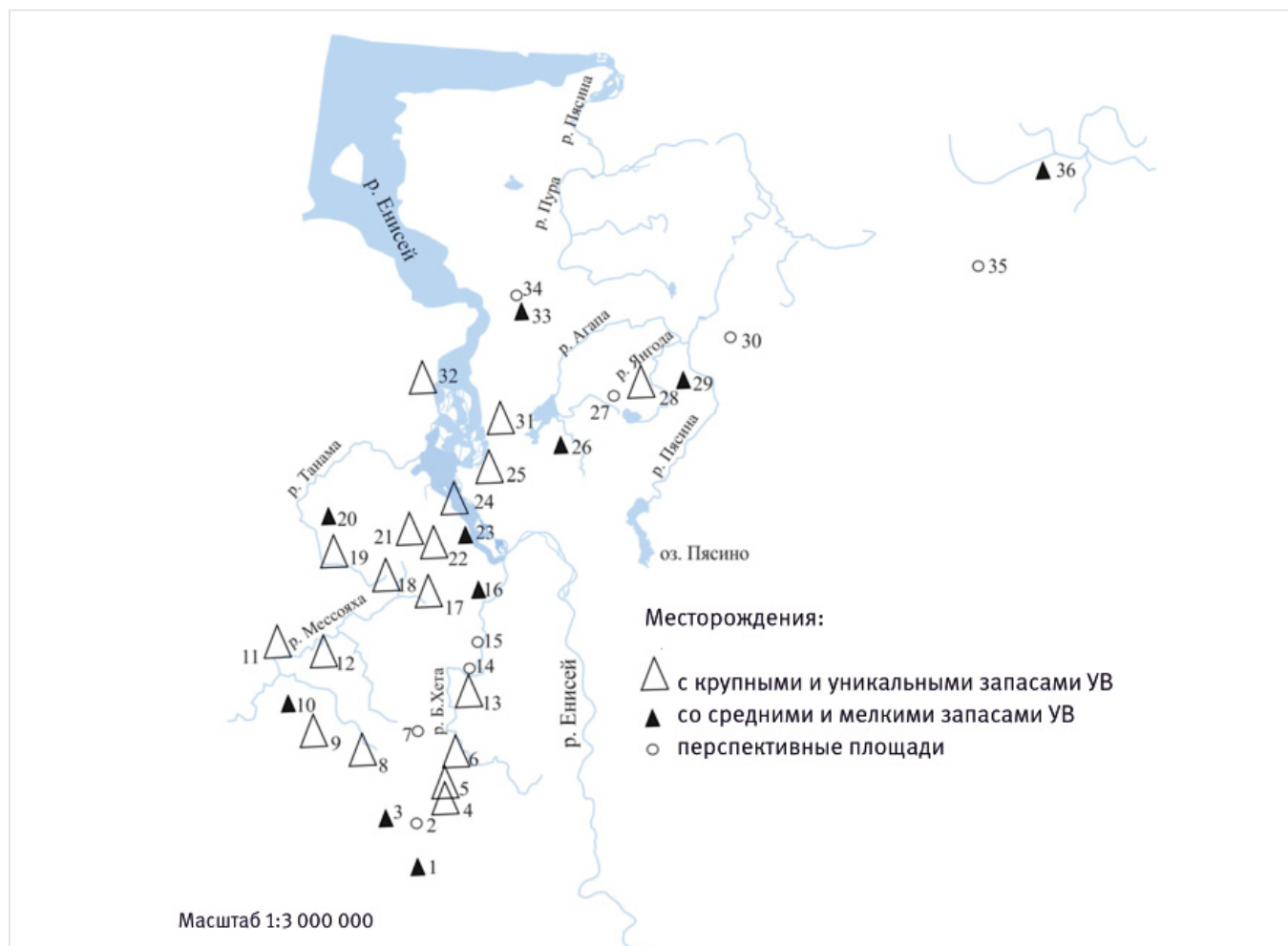


Рис. 1. Схема расположения месторождений углеводородов и перспективных участков на изучаемой территории. Месторождения и перспективные площади: 1 – Мангазейское; 2 – Мало-Тагульская; 3 – Русско-Реченское; 4 – Тагульское; 5 – Лодочное; 6 – Ванкорское; 7 – Вадинская; 8 – Хальмерпаяутинское; 9 – Пякяхинское; 10 – Южно-Мессояхское; 11 – Западно-Мессояхское; 12 – Восточно-Мессояхское; 13 – Сузунское; 14 – Токачинская; 15 – Тайская; 16 – Зимнее; 17 – Мессояхское; 18 – Северо-Соленинское; 19 – Новоогненное; 20 – Нанадянское; 21 – Пеляттинское; 22 – Ушаковское; 23 – Казанцевское; 24 – Западно-Иркинское; 25 – Пайяхское; 26 – Озерное; 27 – им. Зиничева; 28 – Джангодское; 29 – Средне-Пясинская; 30 – Верхне-Кубинская; 31 – Байкаловское; 32 – Дерябинское; 33 – Хабейское; 34 – Гольчихинская; 35 – Новая; 36 – Балахнинское

Fig. 1. Layout of hydrocarbon fields and prospects in the study area. Deposits and prospective areas: 1 – Mangazeyskoye; 2 – Malo-Tagulskoye; 3 – Russko-Rechenskoye; 4 – Tagulskoye; 5 – Lodochnoye; 6 – Vankorskoye; 7 – Vadinskaya; 8 – Halmerpayutinskoye; 9 – Pyakyakhinskoye; 10 – Yuzhno-Messoyakhskoye; 11 – Zapadno-Messoyakhskoye; 12 – Vostochno-Messoyakhskoye; 13 – Suzunskoye; 14 – Tokachinskaya; 15 – Tayskaya; 16 – Zimneye; 17 – Messoyakhskoye; 18 – Severo-Soleninskoye; 19 – Novogennoye; 20 – Nanadyanskoye; 21 – Pelyatkinskoye; 22 – Ushakovskoye; 23 – Kazantsevskoye; 24 – Zapadno-Irkinskoye; 25 – Pyyakhskoye; 26 – Ozernoye; 27 – im. Zinichev; 28 – Dzhangodskoye; 29 – Sredne-Pyasinskaya; 30 – Verkhne-Kubinskaya; 31 – Baikalovskoye; 32 – Deryabinskoye; 33 – Khabeyskoye; 34 – Golchikhinskaya; 35 – Novaya; 36 – Balakhninskoye





установлена промышленная газоносность в среднем отделе юрской системы (вымская свита). Раннемеловые терригенные отложения распространены в центре и на востоке восточной части ЕХРП. Сделаны выводы, что резервуарные толщи могли формироваться на всей области распространения нижнемеловых отложений: коллекторы высокого качества, сформированные в континентальных условиях, низкого качества — в морских обстановках. Позднемеловые-кайнозойские отложения распространены практически по всему прогибу ЕХРП. К востоку мощность этих пород уменьшается. По результатам моделирования [8] осадконакопление в северо-восточном окончании ЕХРП происходило преимущественно в континентальных условиях, а в центральной части — в прибрежно-морских и мелководных.

По мнению [10], в соответствии со структурно-формационным анализом мезозойские отложения разделены на три подкомплекса (мегасеквенции): юрский, меловой неоконский и апт-альб-сеноманский. Наибольшая толщина юрских отложений достигает более 4 км с увеличением в районе Агапского и Боганидо-Жданихинского прогиба и выклинивается на Мессояхском, Малохетском, Рассохинском и Балахнинском валах. Неоконский подкомплекс имеет клиноформный характер, наибольшую толщину в Агапском прогибе и резкое уменьшение в сводовых частях приразломных валов Обско-Лаптевской гряды. Так же, как и юрские, меловые неоконские отложения к границам ЕХРП уменьшаются по мощности. Альб-апт-сеноманский подкомплекс представлен следующими свитами: верхней частью малохетской  $K_{1ml}$ , яковлевской  $K_{1jak}$ , долганской  $K_{1-2dl}$ , дорожковской  $K_{2dr}$ , из которых последняя выступает в роли флюидоупора.

Современные данные сейсмоки подтверждают [9], что верхнеюрский и нижнемеловой клиноморфные комплексы по территории ЕХРП широко распространены от запада до восточных границ с Анабаро-Хатангской седловиной. На востоке предполагают существование в раннемеловое время двух разделенных поднятиями суббассейнов. В южном суббассейне около Боганидо-Жданихинского наклонного желоба клиноформные тела формировались в волжско-ранневаланжинское время, а в северном около Беловско-Агапского наклонного желоба — в поздне-валанжинское и раннеготеривское время. В последних исследованиях [11] подробно рассматривают западную часть ЕХРП, выделяя в разрезе валанжина и нижнего готерива семь клиноморфных комплексов. Согласно исследованиям группы специалистов, в том числе ФГУП СНИИГИМС, на территории ЕХРП выделено до 25 клиноформных тел, сгруппированных в 5 мегаклиноформ. Надо подчеркнуть, что авторы [9] отмечают свободное

пользование термина «клиноформа». Они определяют это понятие как осадочное тело клиновидной формы с выраженными первичными наклонами слоев, сформировавшееся в условиях бокового заполнения некомпенсированного бассейна. В результате на территории ЕХРП в берриас-нижнеаптском комплексе выделено 15 региональных клиноформ берриас-баремского возраста. Медленная проградация клиноформного комплекса и палеогеоморфологическое поднятие дна в сторону Таймырской суши послужили основой для формирования в разрезе трех-четырёх последовательно залегающих друг на друге фонотем. Вдоль северного борта прогиба толщина их может достигать 500 м.

#### Итоги

Дана характеристика природных мегарезервуаров ЕХРП. Наибольшее количество уникальных и крупных запасов УВ доказано в нижнехетской и суходудинской свитах суходудинского природного мегарезервуара.

#### Выводы

В пределах центральной и восточной частей ЕХРП, в которых к настоящему моменту открыто меньше всего месторождений УВ, предложено выделить как наиболее перспективный суходудинский природный мегарезервуар. Первоочередными для изучения являются суходудинская, малохетская, яковлевская, нижнехетская свиты.

Перспективы нефтегазоносности с высокой вероятностью открытия месторождений нефти и газа связываются также с волжско-берриасовым резервуаром. Определенными перспективами нефтегазоносности обладают апт-альб-сеноманский, верхнеюрский (келловей-киммериджский) и нижнесреднеюрский природные мегарезервуары. Требуется дальнейшее изучение и доюрский нефтегазоперспективный комплекс с пока невыясненными перспективами нефтегазоносности. Отложения берриас-нижнеаптского комплекса вдоль северного борта ЕХРП также имеют высокие перспективы нефтегазоносности, где вероятны открытия месторождений УВ.

#### Литература

1. Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Влияние характеристик коллектора на крупность запасов углеводородов в природных резервуарах // Socar Proceedings. 2022. № 52. С. 23–29.
2. Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Уточнение размещения запасов углеводородов на основе современной геодинамики // Socar Proceedings. 2023. Спецвыпуск 2. С. 14–20.
3. Шустер В.Л. Геолого-геохимические факторы прогноза крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам // Экспозиция Нефть

Газ. 2024. № 3. С. 10–13.

4. Пунанова С.А., Самойлова А.В. Систематизация мегарезервуарных скоплений нефти и газа в осадочной толще // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 16–19.
5. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. 2016. № 2. С. 23–42.
6. Унгер А.В., Никишин А.М., Кузляпина М.А., Афанасенков А.П. История формирования инверсионных мегавалов Енисей-Хатангского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2017. № 2. С. 8–15.
7. Головин С.В. Классификация нефтегазоносных комплексов мезозоя Енисей-Хатангского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4. № 1. 21 с. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/12\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2009.pdf) (дата обращения 01.09.2024).
8. Высоколян А.М., Павелкина Д.А., Лавренова Е.А., Шатыров А.К. Условия формирования осадочного чехла северо-восточного замыкания Енисей-Хатангского прогиба в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2024. Т. 66. № 2. С. 22–34.
9. Карташева А.К., Ершов С.В., Шестакова Н.И. Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 2024. № 1. С. 73–88.
10. Каламкарров С.Л., Петров А.Л., Лошакова И.Ф., Ухлова Г.Д., Обухов А.Н. Особенности нефтегазоносности палеозойского и мезозойского структурных этажей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с учетом тектонических и геохимических данных // Геология нефти и газа. 2024. № 1. С. 7–26.
11. Танинская Н.В., Шиманский В.В., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Низяева И.С., Нугуманова А.А., Бирин М.В., Гиздатуллина И.И. Фациально-палеогеографические реконструкции валанжин-готтеривских отложений нижнего мела Гыданского полуострова и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология: теория и практика. 2021. Т. 16. № 1. 27 с. URL: [https://www.ngtp.ru/upload/iblock/0d2/10\\_2021.pdf](https://www.ngtp.ru/upload/iblock/0d2/10_2021.pdf) (дата обращения 01.09.2024).

## ENGLISH

### Results

Natural megareservoirs of EKhRT are characterized. The largest amount of unique and large HC reserves is proved in the Nizhnekhetskaya and Sukhodudinskaya formations of the Sukhodudinskaya natural megareservoir.

### Conclusions

Within the central and eastern parts of the EKhRT, where the least amount of hydrocarbon deposits have been discovered so far, it is proposed to single out the Sukhodudinskaya natural megareservoir as the most

promising. The Sukhodudinskaya, Malokhetskaya, Yakovlevskaya and Nizhnekhetskaya suites are of primary importance for study.

The Volgian-Berriasian reservoir also has oil and gas potential with a high probability of discovering oil and gas deposits. The Aptian-Albian-Cenomanian, Upper Jurassic (Callovian-Kimmeridgian), and Lower-Middle Jurassic natural megareservoirs have certain oil and gas potential. The pre-Jurassic oil and gas potential complex with as yet unclear oil and gas potential also requires further study. The Berriasian-Lower Aptian complex deposits along the northern edge of the EKhRT also have high oil and gas potential, where hydrocarbon deposits are likely to be discovered.



## References

1. Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Influence of reservoir characteristics on size of hydrocarbon reserves in natural reservoirs. Socar Proceedings, 2022, issue S2, P. 23–29. (In Russ).
2. Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Refining hydrocarbon reserve location using modern geodynamics. Socar Proceeding, 2023, issue S2, P. 14–20. (In Russ).
3. Shuster V.L. Geologist-geochemical factors for forecasting large accumulations of and gas confined to megareservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
4. Punanova S.A., Samoiloa A.V. Systematization of mega-reservoir accumulations of oil and gas in the sedimentary deposits. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 16–19. (In Russ).
5. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina E.V. The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga basin and the conjugate Taimyr orogen. Geotectonics, 2016, issue 2, P. 23–42. (In Russ).
6. Unger A.V., Nikishin A.M., Kuzlyapina M.A., Afanasenkov A.P. History of the inversion megaswells of the Yenisei-Khanga basin development. Moscow University Geology Bulletin, 2017, issue 2, P. 8–15. (In Russ).
7. Golovin S.V. Classification of Mesozoic oil-gas complexes of the Yenisei-Khatanga trough. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2009, Vol. 4, issue 1, 21 p. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/12\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2009.pdf) (accessed 01.09.2024). (In Russ).
8. Vysokolyan A.M., Pavelkina D.A., Lavrenova E.A., Shatyrov A.K. Depositional environments of the northeastern Yenisey-Khatanga sedimentary cover in relation to assessment of hydrocarbon prospects. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration, 2024, Vol. 66, issue 2, P. 22–34. (In Russ).
9. Kartashova A.K., Ershov S.V., Shestakova N.I. Structural features and conditions of berriasian-lower aptian deposit formation in western regions of Yenisei-Khatanga petroleum area. Oil and Gas Geology, 2024, issue 1, P. 73–88. (In Russ).
10. Kalamkarov S.L., Petrov A.L., Loshakova I.F., Ykhlova G.D., Obukhov A.N. Yenisei-Khatanga Petroleum Region: features of oil and gas occurrence in Palaeozoic and Mesozoic structural levels considering tectonic and geochemical data. Oil and Gas Geology, 2024, issue 1, P. 7–26. (In Russ).
11. Taninskaya N.V., Shimanskiy V.V., Raevskaya E.G., Vasilev N.Ya., Nizyaeva I.S., Naumova A.A., Birin M.V., Gizdatullina I.I. Facial-paleogeographic reconstructions of the valanginian-hauterivian strata belonging to the lower cretaceous Gydan Peninsula and the Western part of the Yenisei-Khatanga regional foredeep, Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2021, Vol. 16, issue 1, 27 p. URL: [https://www.ngtp.ru/upload/iblock/0d2/10\\_2021.pdf](https://www.ngtp.ru/upload/iblock/0d2/10_2021.pdf) (accessed 01.09.2024). (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Сидорчук Елена Александровна**, к.г.-м.н.,  
ведущий научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук,  
Москва, Россия  
Для контактов: [elena\\_sidorchuk@mail.ru](mailto:elena_sidorchuk@mail.ru)

**Добрынина Светлана Александровна**, научный сотрудник,  
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук,  
Москва, Россия  
Для контактов: [dobrinini2002@mail.ru](mailto:dobrinini2002@mail.ru)

**Sidorchuk Elena Alexandrovna**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, leading researcher, Oil and Gas Research institute Russian Academy of sciences, Moscow, Russia  
Corresponding author: [elena\\_sidorchuk@mail.ru](mailto:elena_sidorchuk@mail.ru)

**Dobrynina Svetlana Alexandrovna**, researcher,  
Oil and Gas Research institute Russian Academy of sciences,  
Moscow, Russia  
Corresponding author: [dobrinini2002@mail.ru](mailto:dobrinini2002@mail.ru)

межрегиональная специализированная выставка

# САХАПРОМЭКСПО



30–31 октября 2024 г. ЯКУТСК

НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА.  
ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО.  
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ

Организаторы:



Выставочная компания  
Сибэкспосервис  
г. Новосибирск



Выставочная компания  
СахаЭкспоСервис  
г. Якутск

ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнер

8(383) 3356350, e-mail: [vk ses@yandex.ru](mailto:vk ses@yandex.ru), [www.ses.net.ru](http://www.ses.net.ru)

# Влияние изоморфизма карбонатных минералов на деформационно-прочностные свойства горных пород

Акелян Н.С., Вайнгардт А.А., Пискунова А.А., Чурков А.В.  
ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия  
akelyanns@ntc.rosneft.ru

## Аннотация

В данной работе изучено возможное влияние изоморфных форм карбонатных минералов на деформационно-прочностные и фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Проведен комплексный анализ литологических и геомеханических характеристик карбонатных коллекторов. Выявлены значительные отличия упруго-деформационных и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) изоморфных форм доломита от обычного доломита. Рекомендовано выделять ожелезненный доломит в отдельный литотип и разделить разрез по механическим фациям с учетом этого выделения, что позволит оптимизировать геолого-технические мероприятия, проводимые на скважине.

## Материалы и методы

Комплексный подход к изучению на основе литологических, минералогических, петрофизических, а также упруго-деформационных исследований образцов карбонатных горных пород.

## Ключевые слова

горные породы, карбонатные минералы, изоморфизм, упруго-деформационные свойства

## Для цитирования

Акелян Н.С., Вайнгардт А.А., Пискунова А.А., Чурков А.В. Влияние изоморфизма карбонатных минералов на деформационно-прочностные свойства горных пород // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 28–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-28-34

Поступила в редакцию: 29.08.2024

GEOLOGY

UDC 549.02, 550 | Original Paper

## The effect of isomorphism of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks

Akelyan N.S., Weungardt A.A., Piskunova A.A., Churkov A.V.  
“NK “Rosneft-STC” LCC (“Rosneft” PJSC Group Company), Krasnodar, Russia  
akelyanns@ntc.rosneft.ru

## Abstract

In this paper, the possible influence of isomorphous forms of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks, as well as on changes in filtration and capacitance parameters, is studied. A comprehensive analysis of the lithological and geomechanical characteristics of carbonate reservoirs has been carried out. Significant differences in the elastic-deformation and filtration-capacitance properties of isomorphous forms of dolomite from ordinary dolomite have been revealed. It is recommended to separate the Fe-dolomite into a separate lithotype and divide the section by mechanical facies, which will optimize geological and technical measures.

## Materials and methods

An integrated approach based on lithological, mineralogical, petrophysical, and elastic-deformation studies of rock samples.

## Keywords

rocks, carbonate minerals, isomorphism, elastic-deformation properties

## For citation

Akelyan N.S., Weungardt A.A., Piskunova A.A., Churkov A.V. The effect of isomorphism of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 28–34. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-28-34

Received: 29.08.2024



Постепенная выработка высокопродуктивных терригенных пластов приводит к необходимости разработки более труднодоступных залежей, таких как карбонатные коллекторы. Доля карбонатных пород, вторых по распространенности, составляет 18–20 % от общего количества осадочных пород с содержанием в них до 60 % добываемой в настоящее время нефти [1]. В то же время они значительно менее изучены по сравнению с терригенными породами в виду сложности и неоднородности их минерального состава, а также макро- и микроструктуры.

Карбонатные минералы, слагающие карбонатную породу, определяются анионом  $\text{CO}_3$ . Химический состав и структура карбонатов зависят в большей степени от катионов (таких, например, как Ca, Mg, Mn, Fe, Zn, Sr и др.). К основным породообразующим минералам относятся кальцит (и арагонит), доломит, а также более редко встречающиеся родохрозит, магнезит и сидерит [2]. Каждый из карбонатных минералов способен в довольно широком пределе изменять свой химический состав, что связано с проявляющимся изоморфизмом двухвалентных катионов. В связи с чем появляется большое многообразие минеральных соединений, обладающих определенными физико-химическими свойствами [3]. Поэтому для получения полного представления о строении и свойствах карбонатных залежей требуется более подробное изучение состава и содержания изоморфных примесей в карбонатных минералах.

Наряду с изучением вопроса о минеральном составе карбонатных коллекторов большое внимание уделяется изучению порового пространства, а также закономерностям формирования трещин в этих породах. Обширные исследования посвящены изучению связи трещиноватости пород с их физико-механическими свойствами [4–6]. Также известно, что упругие постоянные горных пород существенно зависят от многих факторов. Обобщая, можно объединить эти факторы в две группы: влияние минерального состава и внутренней структуры. Понятие «внутренняя структура» включает: морфологическую и композиционную структуры, степень связности — цементацию, сплошность, структуру порового пространства и микротрещин.

Настоящая работа посвящена изучению строения и свойств доломитов — одному из наиболее распространенных карбонатов

после кальцита, а также влиянию его изоморфизма на прочностные свойства карбонатных горных пород. Объектом исследования послужили отложения турнейского яруса каменноугольной системы ( $C_1t$ ), приуроченные к валу Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны севера Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции. Залежь относится к нефтенасыщенным карбонатным коллекторам порово-трещинного, реже — порового типов.

#### Литологическая характеристика отложений

На первом этапе было проведено подробное послойное литологическое описание породы, уточнены структурные особенности пород, выявлены их вторичные процессы, охарактеризовано пустотное пространство.

Отложения вскрыты скважиной в интервале глубин по бурению 2 359,25–2 859,56 м. Большая часть разреза представлена известняками с большими по мощности прослоями доломита и единичным прослоем аргиллита (рис. 1). Интенсивная доломитизация привела к формированию в известковой толще различных по мощности прослоев вторичных мелко-тонкокристаллических доломитов. Контакты прослоев постепенные. Встречаются крупные гнезда белого разнокристаллического ангидрита и вкрапления пирита.

По разрезу прослеживается повышенная трещиноватость с многочисленными разнонаправленными трещинами, как открытыми, так частично и полностью выполненными глинисто-битуминозным материалом. Вниз по разрезу наблюдается значительное уменьшение следов окремнения и сульфатизации, повышается содержание глинистого материала. Текстуры пород сменяются неясно-волнисто-горизонтальнослоистыми, образованными миллиметровыми и более крупными прослоями глинистого материала, хорошо выражены следы биотурбации. Трещиноватость пород становится ниже, исчезают признаки нефтенасыщения.

Детальное изучение доломитов в шлифах на оптическом микроскопе Olympus BX51 показало, что структура пород мелко-тонкокристаллическая, иногда перекристаллизована до среднекристаллической (рис. 2). В основной массе пород угадываются реликты перекристаллизованного органического детрита. Среди вторичных процессов отмечается

интенсивная перекристаллизация, реже — окремнение и сульфатизация основной массы. Пустотное пространство пород представлено трещинами, порами и единичными кавернами. Поры редкие, преимущественно межкристаллические, размером до 0,05 мм, приурочены к участкам перекристаллизации, их количество не превышает 2 %. Трещины как открытые, так и частично и полностью выполненные глинистыми минералами и органическим веществом, реже — ангидритом, толщиной до 0,75 мм. Кроме того, вдоль крупных пустот наблюдаются процессы окремнения.

#### Минералогические исследования породы

На втором этапе были проведены детальные минералогические исследования порядка 280 образцов кернового материала, предварительно прошедших экстракцию в аппаратах Сокслета.

Для изучения карбонатных минералов используются различные методы анализа. Одним из относительно быстрых и простых методов является изучение минералов в шлифах с дополнительным окрашиванием. Визуальная диагностика карбонатов устанавливает текстурно-структурные особенности, а также количественные соотношения между чистыми кальцитом, доломитом и другими карбонатами. Однако метод беспомощен при наличии минералов изоморфного ряда, и, как следствие, невозможно отличить железистые доломиты от магнезита или анкерит от магнезирванного сидерита по показателям преломления.

Одним из самых точных и достоверных методов диагностики карбонатных минералов и их изоморфных смесей является рентгеноструктурный анализ, который с наибольшей полнотой отражает индивидуальные особенности их строения [7]. Каждое чистое карбонатное соединение характеризуется строго определенными величинами параметров элементарной ячейки и присутствием только этому минералу набором межплоскостных расстояний и их интенсивностей. Для изоморфных разностей характерны промежуточные значения параметров элементарной ячейки, положения и интенсивности рефлексов.

Определение качественного и количественного минерального состава горных пород проводилось методом рентгеновской дифрактометрии на порошковых неориентированных препаратах на рентгеновском

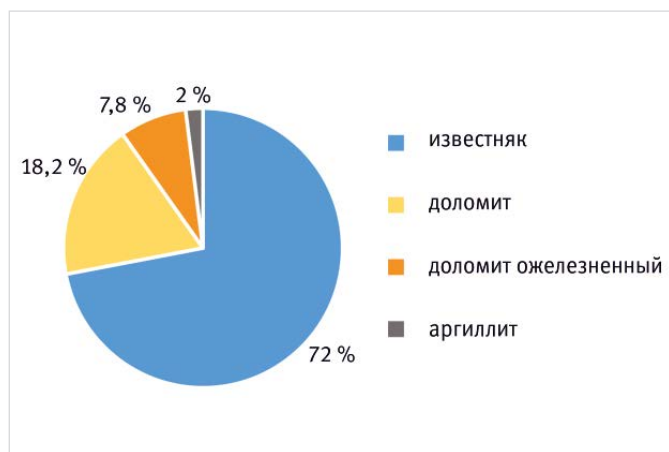


Рис. 1. Распределение литологических типов пород в отложениях  $C_1t$

Fig. 1. Distribution of lithological rock types in  $C_1t$  sediments

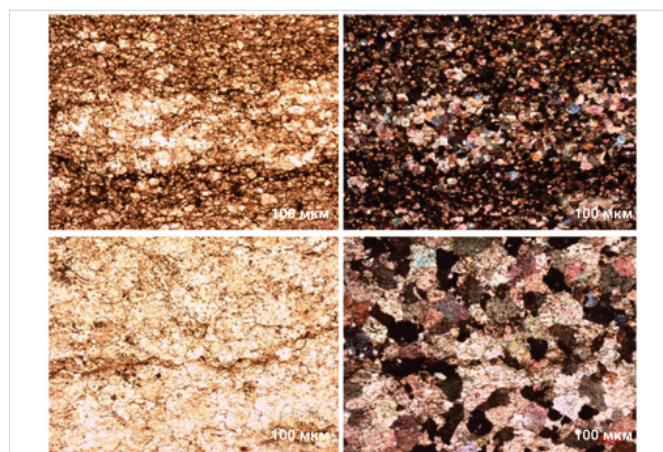


Рис. 2. Доломит в шлифах на оптическом микроскопе, увеличение 40 (николи II, николи +)

Fig. 2. Dolomite in an optical microscope, magnification 40 (Nicolii II, Nicolii +)

дифрактометре Ultima IV фирмы Rigaku. Стандартные параметры съемки: анод — Cu (медь), напряжение рентгеновской трубки — 40 кВ, ток — 30 мА, мощность — 1 200 Вт, углы съемки  $2\Theta$  от  $2^\circ$  до  $90^\circ$ , скорость съемки  $2^\circ/\text{мин}$ .

Были получены и изучены дифрактограммы исследуемых образцов горных пород с общей карбонатностью в пределах 80–100 %. Из них 201 образец представлен известняками, 73 образца — доломитами. При исследовании дифрактограмм доломитов были замечены отличия в межплоскостных расстояниях от эталонных значений (рис. 3). Изменение положения главной диагностической линии в доломитах было подробно изучено в работе И.Г. Демчук [8, 10]. Данный эффект объясняется присутствием в доломитах изоморфных примесей железа с образованием ожелезненного доломита ( $\text{Ca}[\text{Mg,Fe}](\text{CO}_3)_2$ ). Отмечена прямая зависимость сдвига главной диагностической линии в железистых доломитах от содержания изоморфного железа, замещающего магний в кристаллической решетке, что обусловлено изменением параметров решетки, увеличением межплоскостного расстояния. С увеличением содержания массовой доли FeO главная линия смещается левее. Предельное значение замещения ионов магния на ионы

железа по данным [9] составляет порядка 50 %, соотношение Fe:Mg = 1:1,1.

В исследованных нами образцах доля ожелезненного доломита от общего числа доломитов составила порядка 30 % (28 образцов). По каждому образцу прослеживается описанная выше тенденция смещения главной диагностической линии  $d_{104}$  с увеличением доли оксида железа. Зависимости межплоскостных расстояний кристаллической решетки доломитов от содержания железа по данным [10] и данным, полученным нами в ходе исследований дифрактограмм на пробах отложений  $C_{1t}$ , представлены в таблице 1.

Дифференциальным термическим анализом (ДТА) было подтверждено наличие изоморфных карбонатных минералов в образцах горных пород. Метод основан на различной температуре разложения карбонатных минералов. Исследования проводились с использованием прибора синхронного термического анализа TGA/DSC 3+ компании Mettler Toledo на измельченных образцах горных пород, которые нагревались в инертной атмосфере азота от 50 до 1 000 °C со скоростью  $10^\circ\text{C}/\text{мин}$  в корундовых тиглях. Так, на термограммах чистого доломита наблюдается термический эффект при 650–800 °C [11]. Ожелезненный доломит

диагностируется на термограммах по наличию характерного дополнительного узкого эндотермического пика в области 730–760 °C, что можно связать с первоначальным распадом сложного карбонатного минерала на компоненты ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$  и  $\text{FeCO}_3$ ) и одновременной диссоциацией его железистой составляющей [3]. Смещение этого пика в более низкотемпературную область, а также его интенсивность прямо пропорциональны содержанию железа в составе [10]. Дальнейшее разложение протекает так же, как и в простом доломите, но при более высокой температуре (800–900 °C) и связано с диссоциацией кальцитовой составляющей. Сравнение термограмм карбонатных минералов представлено на рисунке 4.

Для получения изображения поверхности образцов карбонатных горных пород при больших увеличениях, с высоким пространственным разрешением с целью изучения морфологических особенностей и структуры порового пространства использовался растровый электронный микроскоп (РЭМ) SERON AIS1800C с комбинированной системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа Quantax EDS «XFlash 610 Mini» фирмы Bruker (ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда 1,08 нА,  $t = 10$  сек.), который позволяет проводить спектральный анализ и полуколичественно определять содержание химических элементов. Подготовка образцов проводилась путем откалывания кусочка необходимого размера перпендикулярно напластованию породы, после чего проводилось очищение поверхности образца от смещенных частиц и напыление золотом для снятия поверхностных зарядов.

Было показано, что породы имеют кристаллическую структуру от мелко-тонкокристаллической до иногда среднекристаллической. Визуально доломит и ожелезненный доломит дифференцировать невозможно. Результаты микрозондового анализа подтвердили ожелезнение доломита (рис. 5).

### Уруго-деформационные свойства

У всех исследуемых образцов предварительно были определены основные петрофизические характеристики, в том числе коэффициент открытой пористости методом жидкостенасыщения по Преображенскому в атмосферных условиях, объемная плотность расчетным методом, коэффициент открытой пористости в пластовых условиях исходя из сжимаемости образцов на установке УИК-ПС «Гло-Бел НефтеСервис» [12].

В таблице 2 приведены средние значения петрофизических показателей для образцов с карбонатностью в диапазоне 80–100 %.

Было установлено, что пористость ожелезненного доломита близка по значениям к известняку и лежит в широком интервале 0,01–0,17 долей ед., а не к доломиту, пористость которого имеет более низкое значение и лежит в узком диапазоне 0,01–0,05 долей ед. Значения открытой пористости в атмосферных условиях и пластовых условиях имеют несущественную разницу между собой для каждого из литотипов, что говорит о низкой сжимаемости их порового пространства и, в целом, о высокой крепости пород.

Такое существенное отличие результатов определения открытой пористости для доломита и доломита ожелезненного, по мнению авторов, может объясняться вторичными процессами, а также структурными нарушениями при изменении объема элементарной ячейки кристаллической

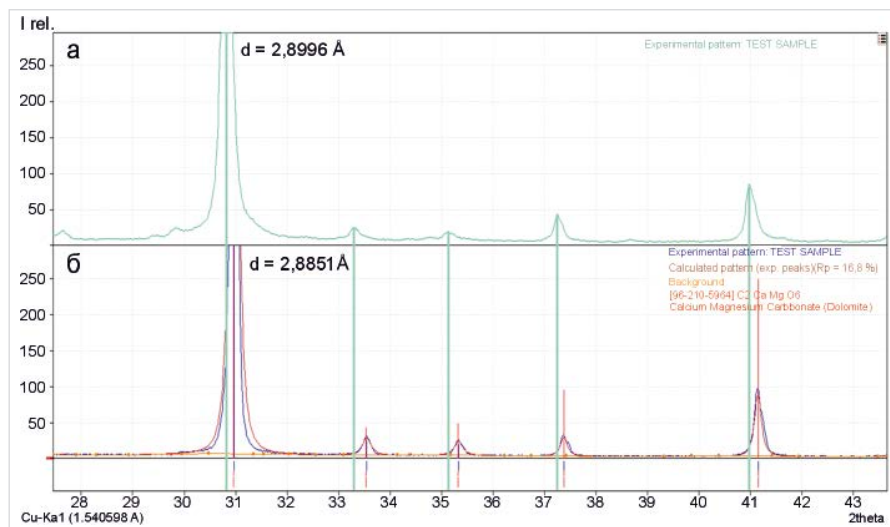


Рис. 3. Результаты рентгеноструктурного анализа: а — доломит ожелезненный, б — доломит

Fig. 3. Results of X-ray diffraction analysis: a – Fe-dolomite, б – dolomite

Табл. 1. Зависимость межплоскостных расстояний кристаллической решетки доломитов от содержания железа

Tab. 1. Dependence of the interplanar distances of the dolomite crystal lattice on the iron content

Образцы	$d_{104}$ , Å	FeO, мас. %	Минералы
Стандарт	2,886	0,22	Доломит
	2,886	0,2	Доломит
	2,889	4,0; 4,3	Fe-доломит
	2,892	6,1; 7,2	Fe-доломит
Данные по [Демчук И.Г.]	2,894	8,3; 10,5	Fe-доломит
	2,895	11,0	Fe-доломит
	2,899	18,36	Fe-доломит
	2,8851–2,8858	0,2–0,22*	Доломит
Данные дифрактограмм проб отложений $C_{1t}$	2,8896–2,8996	4,0–18,36*	Fe-доломит
	2,9006	23,5*	Анкерит

\*Оценка содержания массовой доли FeO согласно справочным данным и данным, приведенным в работе Демчук И.Г. [2]



решетки. В ходе сложных вторичных изменений в карбонатных коллекторах происходит замещение ионов кальция в известняке ( $\text{CaCO}_3$ ) ионами магния ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), образуется значительное пустотное пространство за счет уменьшения объема элементарной ячейки. Дальнейшее замещение ионов магния железом ( $\text{Ca}[\text{Mg,Fe}](\text{CO}_3)_2$ ) приводит к незначительному увеличению объема элементарной ячейки и дестабилизации ионных связей за счет большего радиуса ионов железа по сравнению с ионами магния, что, в свою очередь, также способствует образованию микронапряжений на границах элементов породы, представленных различными изоморфными формами доломитов, и, как следствие, большей вероятности возникновения структурных дефектов, увеличению пустотного пространства и формированию большей сети трещин. В итоге изменение пустотного пространства напрямую отражается на значениях открытой пористости и объемной плотности.

Было выдвинуто предположение о влиянии изоморфных замещений в доломите на упруго-деформационные свойства горных пород. В рамках данной работы акустическим методом измерялись времена прохождения упругих волн, рассчитывались скорости упругих волн и их интервальное время на установке Autolab-1500, NER (США). По результатам определений рассчитывались динамические упругие константы, в частности модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

В дополнение, для установления различий механических свойств представленных пород, проведены прочностные эксперименты. Определены пределы прочности при одноосном растяжении (бразильский метод, тест TS) и при одноосном сжатии (тест UCS). Прочностные тесты проводились в условиях насыщения породы водным солевым раствором, соответствующим минерализации пластовых вод, скорость нагружения подбиралась таким образом, чтобы происходило первоначальное уплотнение пород, а также для учета всех релаксационных процессов при деформации в образце, и составляла 1–5 МПа/мин.

Построенные зависимости модуля Юнга и коэффициента Пуассона от пористости выявили отличие упругих свойств ожелезненного доломита. Так, на приведенном ниже графике зависимости модуля Юнга от пористости видно, что ожелезненный доломит имеет более низкие значения модуля Юнга, чем у доломита. В то же время график зависимости коэффициента Пуассона от пористости не имеет ярко выраженной корреляции. Тем не менее, как и модуль Юнга, коэффициент Пуассона у ожелезненного доломита в среднем имеет более низкие значения (рис. 6, табл. 3).

Таким образом, можно говорить о возможности выделения из всего разреза карбонатных пород фации с ожелезненным доломитом при интерпретации акустического каротажа. Также была построена зависимость интервального времени пробега продольной волны (DT) от пористости. Справочные и расчетные значения интервального времени при нулевой пористости совпадают у доломита ( $\text{DT}_{\text{справоч.}} = 142 \text{ мкс/м}$ ,  $\text{DT}_{\text{расчет.}} = 142,31 \text{ мкс/м}$ ) и у известняка ( $\text{DT}_{\text{справоч.}} = 155 \text{ мкс/м}$ ,  $\text{DT}_{\text{расчет.}} = 155,02 \text{ мкс/м}$ ). Однако у доломита ожелезненного значение интервального времени составило 149,92 мкс/м. Можно заметить, что значения DT ожелезненного доломита находятся между значениями этого параметра

для доломита и известняка (рис. 7, табл. 3). Описанные зависимости хорошо коррелируют с зависимостями интервального времени от параметров пористости и плотности: с увеличением пористости и плотности породы интервальное время уменьшается.

Прочностные свойства, такие как предел прочности при одноосном растяжении (бразильский метод) и предел прочности при одноосном сжатии, также показали существенную дифференциацию исследуемых карбонатов. По этим параметрам доломит

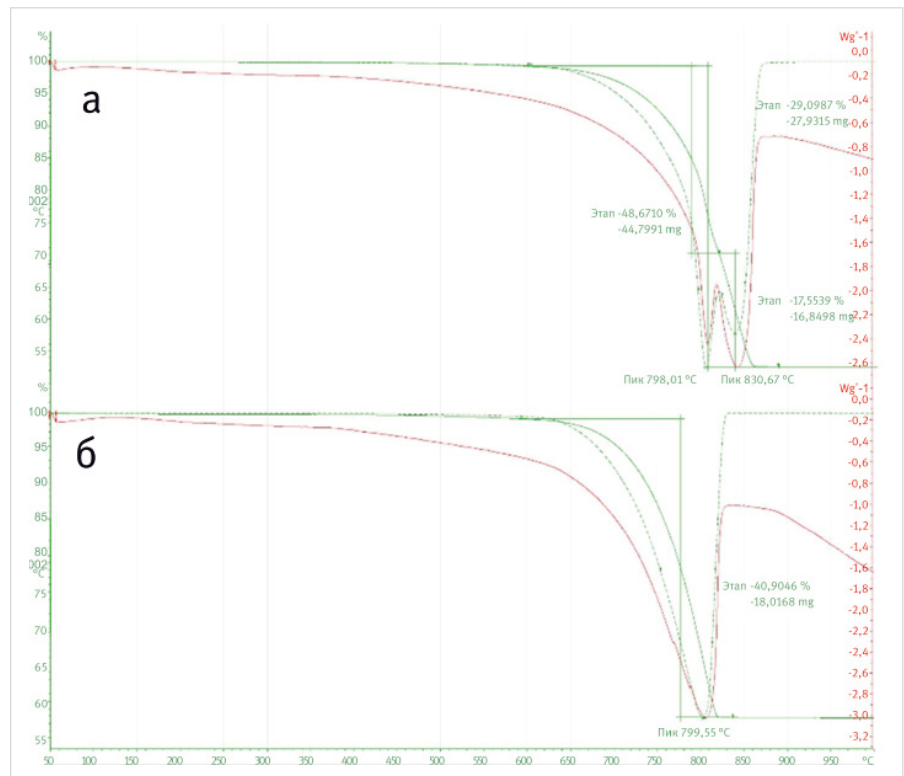


Рис. 4. Сравнение термограмм карбонатных минералов: а — доломит ожелезненный, б — доломит

Fig. 4. Comparison of thermograms of carbonate minerals: a – Fe-dolomite, б – dolomite

Табл. 2. Основные петрофизические характеристики породы  
Tab. 2. The main petrophysical characteristics of the rock

Петрофизический параметр	Ед. изм.	Известняк	Доломит	Ожелезненный доломит
Открытая пористость в атм. усл., $K_{\text{по}}$ по нас.	доли ед.	0,074	0,025	0,063
Открытая пористость в пл. усл., $K_{\text{по}}$ пл.	доли ед.	0,073	0,024	0,062
Плотность объемная	г/см <sup>3</sup>	2,51	2,77	2,63

Табл. 3. Упруго-деформационные характеристики  
Tab. 3. Elastic-deformation characteristics

Упруго-деформационные характеристики	Ед. изм.	Известняк	Доломит	Ожелезненный доломит
Модуль Юнга, (E)	10 <sup>9</sup> Па	61,855	89,719	72,255
Коэффициент Пуассона, (ν)		0,294	0,287	0,280
Интервальное время при нулевой пористости, DT	мкс/м	155,02	142,31	149,92
Предел прочности (бразильский метод), $\sigma_{\text{бр}}$	МПа	11,0	16,4	9,8
Предел прочности (одноосное сжатие), $\sigma_{\text{сж}}$	МПа	34,5	56,8	38,2

ожеженный значительно отличается от доломита и по своим значениям также более близок к известняку. Таким образом, доломит ожеженный возможно отнести в отдельную механическую фацию также и по данному признаку.

### Геомеханическое 1D-моделирование устойчивости пород в стволе скважины

Как известно, упругие свойства пород напрямую связаны с прочностью пород, такими как пределы прочности на разрыв и на сжатие [13, 14]. Данные параметры учитываются при построении цифровой модели устойчивости пород. Моделирование карбонатных коллекторов представляет особую проблему, поскольку они имеют меньшую изученность по сравнению с терригенными породами, а также большой разброс физических свойств [15, 16]. Для иллюстрации существенного влияния упругих и прочностных свойств различных по составу карбонатных пород в рамках данной работы было проведено 1D-моделирование устойчивости ствола

скважины с учетом разделения механических фаций доломита и доломита ожеженного с учетом полученных петрофизических характеристик и зависимостей (рис. 8). Моделирование производилось с помощью симулятора PH-SIGMA.

В модели использованы полученные в рамках данной работы зависимости основных параметров: динамические и статические упругие константы, плотности пород, пределы прочности, результаты построения паспортов прочности пород, а также зависимости между этими параметрами с разбивкой по механическим фациям (доломит, ожеженный доломит). Также для построения модели механических свойств и расчета градиентов гидроразрыва и обрушения пород по всему разрезу скважины использованы данные плотностного, акустического широкополосного каротажей, а в интервалах их отсутствия — синтетические кривые, восстановленные из данных каротажей сопротивления. Используются некоторые константы, характерные для рассматриваемых

месторождений и в целом для региона (коэффициент пороупругости Био, региональные напряжения и их азимут), полученные и обобщенные ранее. Выявлено, что градиент давления гидроразрыва пласта для ожеженного доломита ниже в 2–2,5 раза, а градиент обрушения стенок ствола скважины выше; уточнен и коридор безопасного давления.

Результаты моделирования, проведенного с учетом уточненных фаций, показывают, что интервалы с преимущественным содержанием ожеженных доломитов менее устойчивы и в целом более склонны как к потенциальному обрушению стенок скважины, так и автоГРП (спонтанный гидроразрыв пласта при превышении допустимого давления бурового раствора) при строительстве скважины. С целью минимизации подобных рисков на основании построенной с учетом выделения фации ожеженных доломитов модели выдаются рекомендации при бурении. В дополнение стоит указать на существенное влияние учета различных изоморфных модификаций доломитов на результаты расчета параметров ГРП.

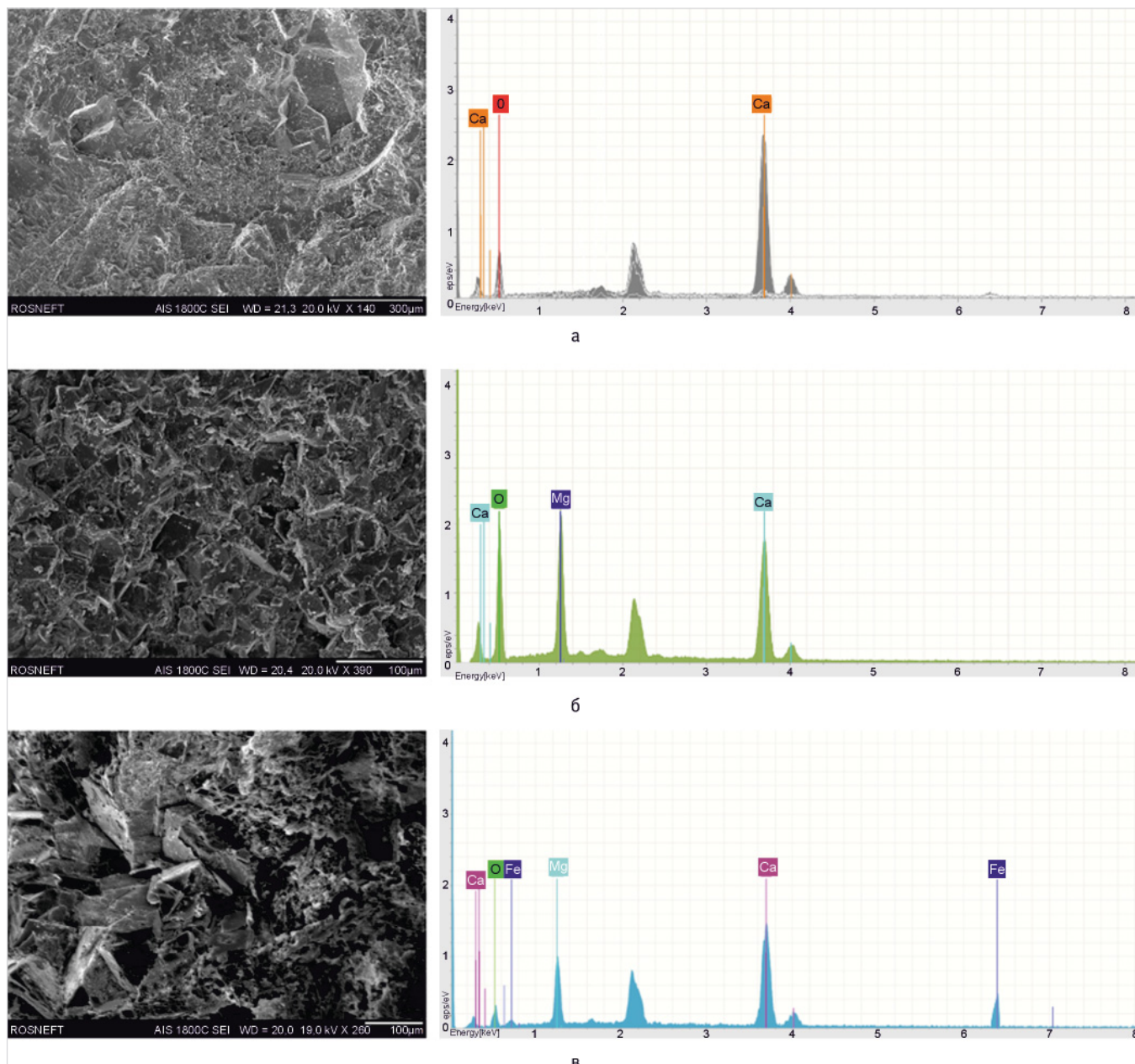


Рис. 5. РЭМ-изображения карбонатных горных пород: а — известняка, б — доломита, в — Fe-доломита  
Fig. 5. REM images of carbonate rocks: a – limestone, б – dolomite, в – Fe-dolomite



## Итоги

Определенные в ходе экспериментов деформационно-прочностные свойства, в частности те, что приведены в таблице 3, характеризуют механические свойства пород и позволяют разделить разрез по механическим фациям, приписывая каждой из них уникальные параметры. Указанный подход позволяет более дифференцированно интерпретировать данные скважинных исследований. В результате данные по механическим свойствам выделенных фаций используются в геомеханическом моделировании при сопровождении бурения, разработке и эксплуатации месторождений, а также для расчета параметров ГРП, проводить который на карбонатных породах приходится с большой осторожностью, учитывая ряд факторов [17]. Дополнительной областью применения может быть геотехнический мониторинг месторождений: изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, сжатие пород, осадка пластов и дневной поверхности в процессе разработки.

## Выводы

Выявленные значительные отличия упруго-деформационных и фильтрационно-емкостных свойств доломита и доломита ожеженного позволяют выделять ожеженный доломит в отдельный литотип, что приводит к более точному разделению карбонатной матрицы и, как следствие, к уточненной модели разработки месторождения.

## Литература

1. Алексеев А., Удалова Т. Курс на карбонаты. Разработка карбонатных коллекторов в «Газпром нефти» // Сибирская нефть. 2017. № 138. С. 28–35.
2. Киркинская В.Н., Смехо Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 255 с.
3. Эндогенные карбонаты Якутии. Новосибирск: Наука, 1980. 232 с.
4. Калачева В.Н. Некоторые данные о трещиноватых породах нижнего кембрия Иркутского амфитеатра и их коллекторские свойства. Л.: Труды ВНИГРИ Гостоптехиздат, 1958. 117 с.
5. Рац М.В., Чернышев С.П. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1970. 160 с.
6. Фурсова Н.П. О связи трещиноватости пород Ставрополя с их литолого-петрографическим и химическим составом // Геология нефти и газа. 1962. № 11. С. 59–61.
7. Песков А.В., Ольховская В.А., Степанова И.А. Использование дифрактометрии для оценки карбонатности горных пород // Вестник Самарского Государственного Технического Университета. Серия Технические науки. 2016. № 4. С. 59–70.
8. Демчук И.Г. Рентгеноструктурное исследование железистых доломитов из нижнего рифея на Южном Урале // Ежегодник-1980. Институт геологии и геохимии УНЦ АН СССР. 1981. С. 131–132.
9. Михеев В.И. Рентгенометрический определитель минералов. М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1957. 862 с.
10. Кондратьева Л.А., Емельянова Н.Н. Типоморфизм эндогенных карбонатов как показатель формационной принадлежности оруденения // Руды

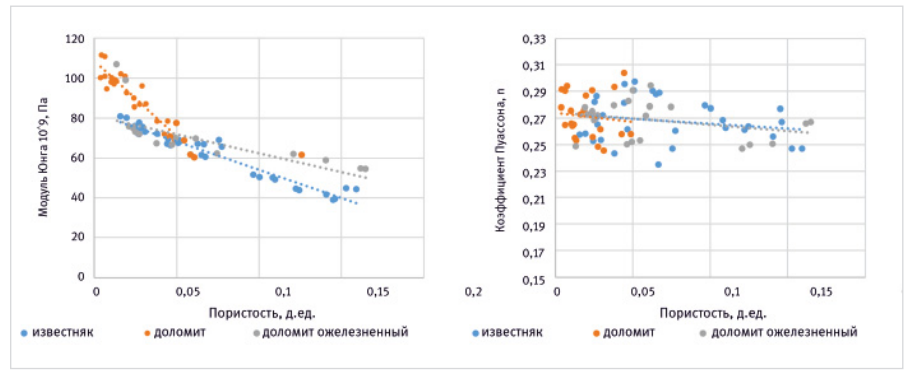


Рис. 6. Графики зависимостей динамических упругих констант от пористости  
Fig. 6. Graphs of the dependences of dynamic elastic constants on porosity

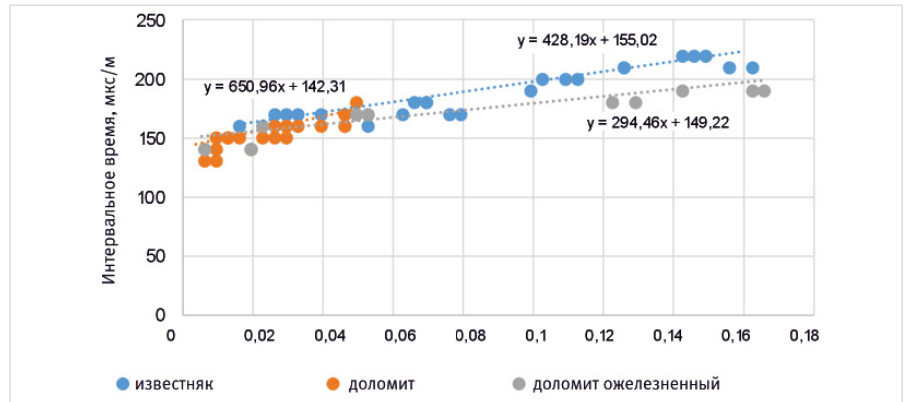


Рис. 7. Зависимость интервального времени от пористости  
Fig. 7. Dependence of interval time on porosity

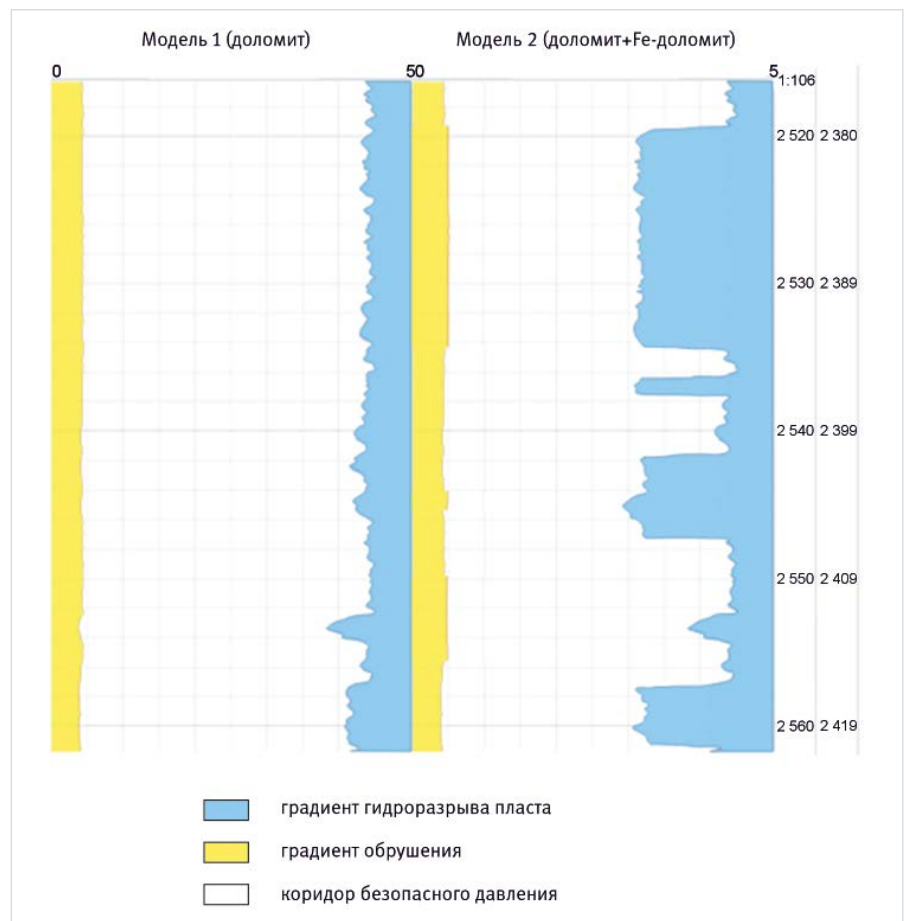


Рис. 8. 1D-моделирование устойчивости ствола скважины  
Fig. 8. 1D-modeling of borehole stability

- и металлы. 2017. № 2. С. 29–39.
11. Laurence K.J., Kent P., Kerr P.F. Thermal study of the Ca-Mg-Fe carbonate minerals. *The American Mineralogist*, 1951, Vol. 36, issue 9–10, P. 643–670. (In Eng).
  12. Зиганшин Э.Р., Кольчугин А.Н., Даутов А.Н., Нуриева Е.М. Оценка геомеханических свойств карбонатных пород башкирского яруса Республики Татарстан с целью оптимизации гидроразрыва пласта // *Russian Journal of Earth Sciences*. 2023. Т. 23. С. 1–16.
  13. Марк Д. Зобак. Геомеханика нефтяных залежей. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 480 с.
  14. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Oxford, UK: Elsevier, 2008, 515 p. (In Eng).
  15. Березина И.А. Петроупругое моделирование карбонатных пород: обзор некоторых методов теории эффективных сред и аспектов их применимости // *Экспозиция Нефть Газ*. 2019. № 2. С. 36–42.
  16. Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б. Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов) // *Экспозиция Нефть Газ*. 2022. № 1. С. 15–20.
  17. Кулешов В.С., Павлов В.А., Леванов А.Н., Игнатьев Н.А., Черкасов С.Ф., Самойлов М.И., Хохлов Д.И., Нестеров П.В., Козырев А.А. Проведение гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте // *Экспозиция Нефть Газ*. 2023. № 6. С. 39–46.

## ENGLISH

### Results

The deformation and strength properties determined during the experiments, in particular those shown in table 3, characterize the mechanical properties of rocks, and make it possible to divide the section by mechanical facies, attributing unique parameters to each of them. This approach allows for a more differentiated interpretation of the data from borehole studies. As a result, data on the mechanical properties of the selected facies are used in geomechanical modeling when accompanying drilling, field development and operation, as well as calculating hydraulic fracturing parameters. An additional field of application may be geotechnical monitoring of deposits: changes in the

filtration and capacitance properties of reservoir rocks, compression of rocks, sedimentation of formations and the day surface during development.

### Conclusions

The revealed significant differences in the elastic-deformation and filtration-capacitance properties of dolomite and Fe-dolomite make it possible to isolate Fe-dolomite into a separate lithotype, which leads to a more accurate separation of the carbonate matrix and, as a result, to an updated model of field development.

### References

1. Alekseev A., Udalova T. The course on carbonates. Development of carbonate reservoirs in "Gazprom Neft". Siberian Oil, 2017, issue 138, P. 28–35. (In Russ).
2. Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M. Carbonate rocks-reservoirs of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1981, 255 p. (In Russ).
3. Endogenous carbonates of Yakutia. Novosibirsk: Nauka, 1980, 232 p. (In Russ).
4. Kalacheva V.H. Some data on fractured rocks of the Lower Cambrian of the Irkutsk amphitheater and their reservoir properties. Leningrad: Research. All-union petroleum scientific research geological exploration institute gostoptehizdat, 1958, 117 p. (In Russ).
5. Ratz M.V., Chernyshev S.P. Fracturing and properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 1970, 160 p. (In Russ).
6. Fursova H.P. On the relation of jointing of the Stavropol region rocks with their lithological and chemical composition. *Oil and gas geology*, 1962, issue 11, P. 59–61. (In Russ).
7. Pescov A.V., Olkhovskaya V.A., Stepanova I.A. Using the diffraction analysis for rock carbonate contents assessment. *Bulletin of the Samara state technical university. Technical sciences*, 2016, issue 4, P. 59–70. (In Russ).
8. Demchuk I.G. X-ray diffraction study of Fe-dolomites from the lower riphean in the Southern Urals. Yearbook-1980, Institute of Geology and Geochemistry of the USC of the USSR Academy of Sciences, 1981, P. 131–132. (In Russ).
9. Mikheev V.I. X-ray determinant of minerals. M.: State Scientific and Technical Publishing House of Literature on Geology and Subsoil Protection, 1957, 862 p. (In Russ).
10. Kondratieva L.A., Yemlyanova N.N. Typomorphism of endogenous carbonates as an indicator of the formation affiliation of mineralization. *Ores and Metals*, 2017, issue 2, P. 29–39. (In Russ).
11. Laurence K.J., Kent P., Kerr P.F. Thermal study of the Ca-Mg-Fe carbonate minerals. *The American Mineralogist*, 1951, Vol. 36, issue 9–10, P. 643–670. (In Eng).
12. Ziganshin E.R., Kolchugin A.N., Dautov A.N., Nurieva E.M. Evaluation of the geomechanical properties of Bashkirian carbonate rocks at the Tatarstan Republic for optimization of hydraulic fracturing. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2023, issue 2, P. 1–16. (In Russ).
13. Mark D. Zoback. Reservoir Geomechanics. Cambridge university press, 2007, 480 p. (In Russ).
14. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Oxford, UK: Elsevier, 2008, 515 p. (In Eng).
15. Berезина И.А. Rock physics modeling of carbonates: a review of effective medium theory methods and aspects of their applicability. *Exposition Oil Gas*, 2019, issue 2, P. 36–42. (In Russ).
16. Grishchenko M.A., Smyshlyayeva M.D., Avramenko E.B. The results of a comprehensive study of an unconventional fractured cavernous reservoir on the example of one of the deposits of the Krasnoleninsky district (substantiation of basic model of collector structure). *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 1, P. 15–20. (In Russ).
17. Kuleshov V.S., Pavlov V.A., Levanov A.N., Ignatyev N.A., Cherkasov S.F., Samoilo M.I., Khokhlov D.I., Nesterov P.V., Kozыrev A.A. Hydraulic fracturing in a low-temperature carbonate reservoir. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 6, P. 39–46. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Акелян Нушик Самадовна**, ведущий специалист, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия  
**Для контактов:** akelyanns@ntc.rosneft.ru

**Akelyan Nushik Samadovna**, leading specialist, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia  
**Corresponding author:** akelyanns@ntc.rosneft.ru

**Вайнгардт Анна Алексеевна**, инженер 2-й категории, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия

**Weungardt Anna Alekseevna**, engineer of the 2nd category, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia

**Пискунова Анна Алексеевна**, инженер 1-й категории, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия

**Piskunova Anna Alekseevna**, engineer of the 1st category, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia

**Чурков Александр Викторович**, заведующий лабораторией, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия

**Churkov Alexander Viktorovich**, head of the laboratory, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia





ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

с 8 по 11  
октября

## Приглашаем Вас посетить выставочную экспозицию



**РАРИТЭК ХОЛДИНГ**

ВОПЛОЩАЕМ СМЕЛЫЕ РЕШЕНИЯ

в рамках Петербургского международного газового форума, на площадях  
конгрессно-выставочного центра ЭКСПОФОРУМ, г. Санкт-Петербург  
(Петербургское ш., 64, корп. 1, посёлок Шушары)

В этом году компания «РариТЭК» представит следующие нацеленные на расширения использования природного газа (метан) в качестве моторного топлива:

- **Автобус LOTOS NEON**
- **Автобус LOTOS – пригородного типа**
- **Грузовые автомобили LOTOS**
- **Экскаватор LOTOS**
- **Легковые автомобили Москвич 3 и Москвич 6**
- **КриоПАГЗ на базе полноприводного шасси**
- **Зерноуборочный комбайн**

Рассмотрим возможность организации рабочей встречи в рамках форума для обсуждения вопросов внедрения в транспортную инфраструктуру Вашего предприятия использования газомоторной техники.

[www.raritek.ru](http://www.raritek.ru)

# Роль газогидратообразования в геологических процессах фанерозоя

Афанасьева М.А.<sup>1</sup>, Самойлова А.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; <sup>2</sup>Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия  
anna-samoilova@mail.ru

## Аннотация

Работа связана с изучением роли газовых гидратов в фанерозойском зоне и с рассмотрением новых аспектов древних процессов, которые могли служить катализатором изменения глобальных явлений в геологическом прошлом. На основе опубликованных данных сделаны заключения о значении процессов образования и разрушения газовых гидратов и их влиянии на изменения климатических параметров и органический мир. Изучение и анализ процессов, происходящих с газовыми гидратами, обусловлены не только процессами их разработки, а в большей мере вопросами их образования и воздействия на окружающую среду. Исследования позволяют расширить спектр фактов влияния на процессы прошлого, важнейшими из которых являются изменения климата и, как следствие, этапы развития органического мира в фанерозойском отрезке времени.

## Материалы и методы

База аналитических и научных данных по геологическим особенностям скоплений газогидратов в нефтегазоносных бассейнах мира. Сравнительный анализ природных условий формирования залежей газогидратов и установление взаимосвязи их скоплений конкретными природными объектами.

## Ключевые слова

реликтовые газовые гидраты, изменения климата, фанерозойский эон, газогидратные системы, мегарезервуары, формирование залежей газогидратов

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

## Для цитирования

Афанасьева М.А., Самойлова А.В. Роль газогидратообразования в геологических процессах фанерозоя // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 36–40. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-36-40

Поступила в редакцию: 08.08.2024

## The role of gas hydrate formation in the geological processes of the phanerozoic

Afanasyeva M.A.<sup>1</sup>, Samoilova A.V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Gubkin Russian state university of oil and gas, Moscow, Russia; <sup>2</sup>Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia  
anna-samoilova@mail.ru

## Abstract

The work is related to the study of the role of gas hydrates in the Phanerozoic Eon and the consideration of new aspects of ancient processes that could serve as a catalyst for changes in global phenomena in the geological past. Based on the published data, conclusions are drawn about the importance of the processes of formation and destruction of gas hydrates and their impact on changes in climatic parameters and the organic world. The study and analysis of the processes occurring with gas hydrates is due not only to the processes of their development, but to a greater extent to the issues of their formation and environmental impact. Research allows us to expand the range of facts of influence on the processes of the past, the most important of which are climate change and, as a result, the stages of development of the organic world in the Phanerozoic period of time.

## Materials and methods

A database of analytical and scientific data on the geological features of gas hydrate accumulations in the oil and gas basins of the world. A comparative analysis of the natural conditions of the formation of gas hydrate deposits and the establishment of the relationship of their accumulations with specific natural objects.

## Keywords

relict gas hydrates, climate change, Phanerozoic eon, gas hydrate systems, mega reservoirs, formation of gas hydrate deposits

## For citation

Afanasyeva M.A., Samoilova A.V. The role of gas hydrate formation in the geological processes of the phanerozoic. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 36–40. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-36-40

Received: 08.08.2024



Вопросы формирования, накопления и разрушения газовых гидратов (ГГ) имеют важнейшее значение в сфере поисков, разведки и разработки углеводородного сырья в связи с изменившейся структурой топливно-энергетического комплекса в сторону газопотребления. Существование гидратов природных газов в недрах Земли открыто немногим более полувека назад, хотя с техногенными гидратами человечество столкнулось значительно раньше. В настоящее время существование природных ГГ является объективной реальностью, при этом они могут образовываться как в атмосфере, так и на поверхности других планет, также в просторах Вселенной [1].

Исследование палеогеологических факторов, влияющих на образование крупных резервуаров нефти и газа, представляет собой сложную задачу для специалистов в области геологии и геофизики. Палеогеологические факторы включают в себя разнообразные аспекты, такие как эволюция осадочных образований, геологические процессы и условия древнего климата, которые все вместе определяют, как формируются и распределяются запасы углеводородов. Так как экономически целесообразно разрабатывать крупные месторождения, необходимо научно обосновать ключевые геологические характеристики для прогнозирования существования месторождений-гигантов и больших запасов углеводородов [2].

При благоприятном сочетании геологических, технических и экономических условий залежи верхней части разреза представляют ценность для промышленной добычи углеводородов. Исследование и разработка мегарезервуаров газовых гидратов являются одними из актуальнейших направлений, которые привлекают внимание ученых в последние годы. Месторождения-гиганты газогидратов представляют собой обширные и высокоэффективные запасы газогидратов, которые расположены в морских или многолетнемерзлых породах. Они являются потенциальными источниками метана. Месторождения такого масштаба имеют важное

значение для энергетической безопасности стран, предоставляя доступ к альтернативным источникам энергии, важнейшими из которых в настоящее время являются крупные скопления ГГ.

Ниже приведены основные месторождения-гиганты газовых гидратов мира и их особенности.

1. Месторождение Берингова моря (США и Россия):
  - находится на континентальном шельфе Берингова моря;
  - содержит значительные запасы метана, но технологические и экологические вопросы все еще требуют решения.
2. Месторождение Мицубиси в Японии:
  - один из первых в мире проектов по добыче газогидратов;
  - Япония активно исследует газогидраты для снижения зависимости от традиционных источников энергии.
3. Месторождения у берегов Индии:
  - индийские ученые обнаружили обширные запасы газогидратов в Коралловом море, что открывает новые возможности для энергетической автономии страны.
4. Месторождения в Южно-Китайском море:
  - месторождения имеют большие потенциальные запасы и находятся в центре международных споров, что добавляет политический контекст к их разработке.
5. Квебекские газогидраты (Канада):
  - интерес к пробной добыче газогидратов в этом регионе растет в связи с инновациями в технологиях добычи.
6. Промышленная добыча газогидратов из залежей в верхней части разреза на шельфе Нидерландов [3].
7. Проект разработки месторождения Реоп на шельфе Норвегии.
8. Прогнозируемые месторождения в акваториях морей Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского, Карского и Бофорта, где установлено широкое распространение потенциально газонасыщенных

объектов, в основном с верхними границами газонасыщения на глубинах до 100–300 м от поверхности дна [4–9].

В России наличие ГГ подтверждено на месторождениях Бованенковском и Уренгойском. По косвенным признакам наличие ГГ предполагается на месторождениях Мессояхском и Заполярном, а также прогнозируется их наличие на побережье Средней Сибири в устье р. Оленек, в Западной Якутии на южной окраине Анабарской антеклизы, на Колымо-Индигоирской низменности и на севере полуострова Чукотка. Стоит отметить, что акватории арктических регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока нашей страны слабо изучены, и новые результаты изучения роли газогидратообразования в геологических процессах фанерозоя имеют большое научно-практическое значение.

Обширные залежи ГГ фанерозойского возраста распределены по всему миру неравномерно (рис. 1), но характеризуются специфическими особенностями в разных регионах.

Мировые запасы сланцевого газа оцениваются примерно в 20 000–21 000 трлн м<sup>3</sup>, и благодаря своей структуре единичный объем газового гидрата может содержать до 160–180 объемов чистого газа, так что разработка месторождений газогидратов из фанерозоя представляет собой перспективное направление в энергетической отрасли [10–13].

Развитие ГГ установлено в морских условиях и на суше в зонах развития многолетнемерзлых пород северных районов.

Морские распространения газогидратов связаны в основном с континентальными окраинами, где сосредоточены наиболее крупные залежи. Здесь происходит активное накопление органического вещества и создаются благоприятные термобарические условия. Примеры: побережье Северной и Южной Америки, восточное побережье Африки, шельфы Индии, Китая, Японии.

Газогидраты вечной мерзлоты связаны с Арктической и Субарктической зонами, где имеются обширные территории вечной мерзлоты, где недра содержат значительные запасы газогидратов. Примеры: Сибирь (Россия), Аляска (США), Канада.

Следует также отметить, что в высокогорных областях ГГ могут формироваться на значительных высотах.

Проведем сравнительный анализ двух основных геологических обстановок, благоприятных для образования скоплений газогидратов и разработки месторождений.

1. Глубоководные осадки на континентальных окраинах.

Преимущества:

- высокая концентрация органического вещества в донных отложениях, что обеспечивает постоянный приток метана;
- стабильные термобарические условия, способствующие длительному существованию газогидратов;
- обширные площади распространения потенциальных зон гидратообразования.

Недостатки:

- сложность доступа и высокая стоимость разработки месторождений на большой глубине;
- повышенный риск дестабилизации донных отложений при добыче газа;
- потенциальная угроза морской

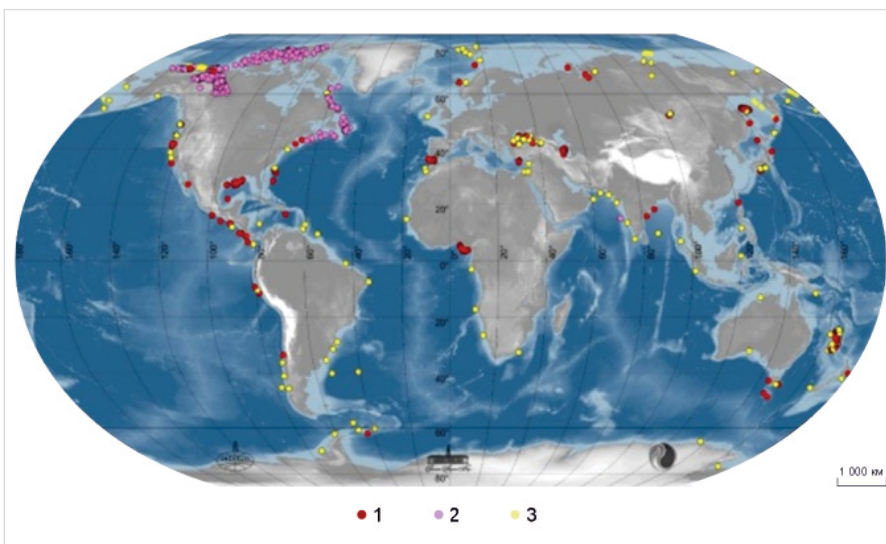


Рис. 1. Схематическая карта распространения ГГ в Мировом океане и на суше Арктики на основе данных ГИС «АМО» ИПНГ РАН [14]: 1 — подтверждены прямыми исследованиями, 2 — прогнозируются по каротажным данным, 3 — прогнозируются по другим косвенным методам, включая сейсмические

Fig. 1. Schematic map of the distribution of GHG in the World Ocean and on the Arctic land based on GIS data from the AMO IPNG RAS [14]: 1 — confirmed by direct studies, 2 — predicted by logging data, 3 — predicted by other indirect methods, including seismic

экосистеме в случае аварийных ситуаций.

## 2. Области вечной мерзлоты.

Преимущества:

- более простая и дешевая добыча в сравнении с морскими месторождениями;
- отсутствие влияния на морскую экосистему.

Недостатки:

- меньшие запасы газогидратов в сравнении с морскими осадками;
- высокая уязвимость вечной мерзлоты к изменениям климата, что может привести к дестабилизации газогидратов и выбросам метана в атмосферу;
- сложности доступа к месторождениям в отдаленных районах.

Каждая из рассмотренных геологических обстановок обладает своими преимуществами и недостатками с точки зрения перспектив добычи газогидратов. Выбор оптимальной стратегии освоения этого потенциального источника энергии требует комплексного учета всех факторов: палеогеологических, геологических, экологических, экономических и технологических.

Анализ современных ГГ показал, что повышение температуры и изменение давления вызывают внезапное адиабатическое расширение газа, протекающее с поглощением тепла. В естественных условиях гидратообразование и разложение описаны при выбросах подводных грязевых вулканов, формирующих на поверхности дна вокруг жерла грязевого вулкана разномасштабные поля метангидратов.

Аспекты изучения газовых гидратов лежат в плоскости изучения механизмов и условий их формирования, основанных на базовых принципах, применяемых в геологии, а именно — на принципе актуализма.

Установлено, что процесс гидратообразования — это практически единственный химический процесс, который характерен для всех распространенных в природе газов.

В природе преимущественно встречаются газогидраты природных газов: гомологи метана,  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$  и др. Например, благородные газы более не вступают ни в какие реакции в природе, кроме гидратообразования. При моделировании процессов древней среды необходимо учитывать также состав древней атмосферы, поскольку, по имеющимся данным, он был иной. В этой связи необходимо понимать, что в геологическом прошлом установить газовые составляющие крайне затруднительно, можно лишь установить факторы влияния, последствия образования и разрушения. Следует различать газовые гидраты (при этом состав газа может быть различен) и метангидраты, в состав которых входит преимущественно метан. По понятным причинам основное внимание в настоящее время уделено именно изучению метангидратов, но исключать образование других гидратов не стоит, поскольку их образование могло также отражаться в процессах прошлых геологических эпох.

Все природные газогидраты представляют собой метастабильный материал, образование и разложение которого зависят от температуры и давления, состава газа и воды, от свойств пористой среды, в которой они образуются.

Установлено, что на процессы газогидратообразования в недрах влияет литолого-фациальный состав газопродуктивных пород [15]. При этом активность процессов газогидратообразования в недрах может изменяться в любую сторону, вплоть до их прекращения в зависимости от степени проницаемости отложений. Наиболее благоприятными считают условия для образования и накопления газогидратов в хорошо проницаемых чистых тонкозернистых песках. С увеличением примесей глинистых частиц отклонения в термодинамических параметрах газогидратообразования возрастают. В тяжелых глинах чем ниже влажность, тем меньше вероятность газогидратообразования, поскольку связанная пленочная вода, а также капиллярная и осмотическая вода

в этих процессах практически не участвуют, а в тяжелых глинах с высокой влажностью гидратообразование происходит и при более мягких термодинамических условиях в сравнении с равновесными.

Выявление временных промежутков, благоприятных для максимального развития газовых гидратов, дает возможность обнаружить их взаимосвязь с глобальными перестройками среды обитания и, как следствие, органического мира прошлого. При изучении данных аспектов наибольшее значение имеют субаквальные ГГ.

В современных акваториях Мирового океана (МО) зона гидратообразования начинается от дна океана и составляет несколько сотен метров. Субмаринные залежи приурочены главным образом к глубоководному шельфу и океаническому склону при глубине воды от 200 м для условий приполярных и от 500–700 м для экваториальных регионов. При этом гидратные залежи, расположенные в МО, слабо подвержены влиянию изменения температуры на поверхности Земли, однако сохранность их местоскопления напрямую зависит от уровня МО, связанного с формированием крупных объемов льда и его растепления. Важным аспектом также является изменение положения полюсов в фанерозое и, соответственно, расположения климатических зон на поверхности планеты.

Известно, что газовые гидраты могут содержать катагенный и микробный газ. Газогидраты с катагенным газом должны быть распространены локально, в местах миграции этого газа в неглубокие слои через ЗСГ или в обычных газовых залежах, находящихся в ЗСГ. Катагенные газогидраты могут быть встречены только в районах нефте- и газосносных бассейнов. Микробный газ обычно распространен на небольших глубинах (0–300 м) и генерируется ферментативной переработкой микробами захороненного органического вещества. Поэтому микробный газ может формировать гидраты не только в пределах осадочных бассейнов, но везде, где есть захороненное органическое вещество и благоприятные условия для гидратообразования. Как было установлено в ходе неглубокого бурения и керноотбора из многолетнемерзлых пород, основная часть неглубоких метастабильных (реликтовых) гидратов сформирована микробным газом. Предполагается, что катагенные газогидраты приурочены к региональным газоносным горизонтам в местах их воздымания в интервал ЗСГ. Также они могут концентрироваться в местах миграции газа к дневной поверхности (морские грязевые вулканы и сипы, разломные зоны в мерзлоте) (рис. 2).

Во многом не ясны до сих пор условия и механизмы образования газогидратных залежей в природе и их значение в геологическом масштабе времени. К настоящему времени наиболее проработанными являются следующие механизмы формирования ГГ.

Органическая теория предполагает, что источником метана в ГГ являются процессы разложения ОВ осадочных пород, где особое значение имеет деятельность бактерий, а неорганическая связана с поступлением к поверхности глубинных УВ газов, образующихся в процессах серпентинизации пород органической коры [16].

Ниже представлен возможный механизм формирования. Известно, что газовые факелы функционируют на шельфе и континентальных склонах материковых окраин.



Рис. 2. Места образования залежей газовых гидратов [17]  
Fig. 2. Places of formation of gas hydrate deposits [17]



Формирование осадков происходит здесь главным образом за счет речного стока. Вместе с обломочным материалом реки выносят и большое количество органического вещества. Под действием силы тяжести накопленные массы осадков перемещаются к подножию континентального склона по долинам каньонов и накапливаются в виде турбидитовых конусов выноса. Иногда они сливаются и образуют обширные фены, где мощность отложений измеряется многими километрами. Вкупе это формирует огромные осадочные толщи (мощностью до 10–12 км), обогащенные органикой (до 25 %), которые, попав в благоприятные термобарические условия, начинают продуцировать углеводороды. Возникающий углеводородный поток мигрирует вверх из очага нефтегазообразования по восстанию пластов. Попав в благоприятные условия (ловушки, покровы и др.), углеводороды накапливаются в залежи, а непревращенный миграционный поток, достигнув морского дна, разгружается в виде газовых струй, факелов, грязевых вулканов и т. п. Также хорошо известна гипотеза о подземном суббаквамаринном стоке, при этом ГГ рассматриваются продуктом циркуляции подвижного углерода биосферы через земную поверхность с участием вод климатического круговорота [18].

Образование твердого гидрата не происходит до тех пор, пока концентрация метана не превысит концентрацию насыщения. Только в определенных участках донных отложений концентрация метана настолько высока, что он начинает проникать в пустоты между частицами породы. Картирование данных зон видится важной задачей в вопросах исследования осадочных толщ в прошлом.

Как отмечают С.Ш. Бык и другие [19], при исследовании кинетики гидратообразования целесообразно рассматривать отдельно два случая: гидратообразователь практически не растворим в воде (большинство неполярных газов); гидратообразователь хорошо растворим в воде (как правило, это летучие органические жидкости).

В первом случае основное влияние на скорость гидратообразования оказывает абсорбция гидратообразователя водой, т. е. процесс массопередачи, во втором — отвод теплоты от растущих гидратных образований, т. е. процесс теплопередачи. Для природных условий представляется более реальным первый, более сложный случай.

Известно, что распространение газовых гидратов в значительной степени связано с развитием многолетнемерзлых пород, большое значение имеет геокриологическое районирование этих территорий и акваторий. Данные о развитии ледниковых покровов могут быть положены в основу выделения перспективных зон, благоприятных для гидратообразования прошлого. На протяжении фанерозой климатические пояса меняли свое положение, в связи с чем происходило чередование безледниковых эпох с эпохами континентальных оледенений.

Изучение палеогеографических обстановок фанерозой позволяет выделить временные промежутки, которые характеризовались значительными колебаниями климатических характеристик. В этом вопросе необходимо обратить внимание на картирование и изучение зон формирования древних ледниковых отложений — тиллитов [20].

В отложениях фанерозойской зонотемы существовало широкое развитие ГГ в шельфовой зоне, дестабилизация которых могла

привести к изменению химизма океанических вод, температурного режима и других факторов, на фоне которых можно объяснить этапы развития органического мира и дополнить недостающие звенья в восстановлении условий существования прошлого.

#### Итоги

Исследование газогидратов — многообещающее направление современной науки, открывающее новые горизонты в энергетике. Огромные запасы углеводородов, заключенные в этих кристаллических структурах, способны существенно повлиять на мировой энергетический баланс.

Проведенный анализ показал следующее:

- газогидраты — потенциальный источник энергии будущего: объемы газа в газогидратах значительно превышают разведанные запасы традиционного природного газа, что делает их привлекательным объектом для дальнейших исследований и разработок;
- геологические условия играют ключевую роль: формирование и стабильность газогидратов напрямую зависят от специфических термобарических условий, характерных для глубоководных морских отложений и зон вечной мерзлоты;
- необходим комплексный учет при выборе оптимальной стратегии освоения ГГ — совместный анализ палеогеологических, геологических, экологических, экономических и технологических факторов.

#### Выводы

В статье проведен обзор актуальной информации о газогидратах и подведены некоторые итоги. Сформулированы основные условия образования газогидратов в фанерозое: ключевыми факторами являются наличие источника углеводородов (в основном метана), специфические термобарические условия и наличие воды. Подчеркнута необходимость дальнейших исследований и выявления закономерностей распределения потенциально газонасыщенных объектов в верхней части осадочного разреза по глубине и площади.

#### Литература

1. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.
2. Самойлова А.В. Палеогеологические особенности распределения скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 12–15.
3. Voogaard M., Hoetz G. Seismic characterisation of shallow gas in the Netherlands. Abstract FORCE Seminar Stavanger, 8–9 April, 2015. (In Eng).
4. Евдокимова Н.К., Яшин Д.С., Ким Б.И. Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов восточно-арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) // Геология нефти и газа. 2008. № 2. С. 3–12.
5. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. и др. Характеристика геологической природы инверсионных коллективных структур в пределах арктических районов Западной Сибири как критерия нефтегазоносности // Геология нефти и газа. 2017. № 3. С. 69–75.

6. Богоявленский В.И., Янчевская А.С., Богоявленский И.В., Кишанков А.В. Газовые гидраты на акваториях Циркумарктического региона // Арктика: экология и экономика. 2018. № 3. С. 42–55.
7. Лобусев М.А., Лобусев А.В., Бочкарев А.В., Антипова Ю.А. Состояние и геолого-ресурсные предпосылки укрепления сырьевой базы Арктической газонасыщенной провинции Западной Сибири // Территория Нефтегаз. 2020. № 5–6. С. 42–51.
8. Дзюбло А.Д., Алтухов Е.Е., Бенько Г.А. Поверхностный газ как риск при освоении нефтегазовых месторождений в Обской и Тазовской губах Карского моря // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 6. С. 52–58.
9. Кишанков А.В. Распространение потенциальных газонасыщенных объектов в верхней части разреза арктических акваторий. Диссертация. М.: 2022. 180 с.
10. Щebetов А.В. Месторождения газовых гидратов: ресурсы и возможные методы разработки // Технологии ТЭК. 2006. № 4. С. 12–16.
11. Курикова П.П. Проблемы освоения газогидратов // SCI-ARTICLE. 2015. № 28. URL: <https://sci-article.ru/stat.php?i=1448229952&ysclid=m0nm805v1x351707382> (дата обращения 01.08.2024).
12. Воробьев К.А., Пятакова М.Е., Щерба В.А., Воробьев А.Е., Чекушина Т.В. Перспективы освоения месторождений газовых гидратов на территории Российской Федерации // LXXV Герценовские чтения. География: развитие науки и образования. 2022. Т. 2. С. 174–180.
13. Воробьев А.Е., Лисов В.И., Мелентьев Г.Б. Нанотехнологии в освоении газогидратных ресурсов // Редкие земли. 2016. № 1. С. 140–151.
14. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: Монография. М.: ВЭО, 2014. 175 с.
15. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. М.: ВНИИГаз, 2009. 192 с.
16. Дмитриевский А.Н., Каракин А.В., Баланюк И.Е., Матвеев В.В. Гидротермальный механизм образования углеводородов в срединно-океанических хребтах (на примере Баренцева и Норвежского морей) // Геология нефти и газа. 1997. № 8. С. 4–16.
17. Кудрявцева Е., Грачев М.А. На Байкале бесполезных открытий не бывает // Огонек. 2010. № 29. С. 34.
18. Баренбаум А.А. О возможной связи газогидратов с субмаринными подземными водами // Водные ресурсы. 2007. Т. 34. № 5. С. 620–625.
19. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Химия, 1980. 296 с.
20. Конюхов А.И. Черные глины и другие отложения со значительным содержанием ОВ в климатических циклах фанерозой. Сообщение 1. Черные глины на Гондванском этапе развития биосферы // Литология и полезные ископаемые. 2015. № 5. С. 420–444.

## Results

The study of gas hydrates is a promising area of modern science, opening up new horizons in the energy sector. The huge reserves of hydrocarbons contained in these crystalline structures can significantly affect the global energy balance.

The analysis showed the following:

- gas hydrates are a potential energy source of the future: the volume of gas in gas hydrates significantly exceeds the proven reserves of traditional natural gas, which makes them an attractive object for further research and development;
- geological conditions play a key role: the formation and stability of gas hydrates directly depend on the specific thermobaric conditions characteristic of deep-sea sediments and permafrost zones;
- a comprehensive account is needed when choosing the

optimal strategy for the development of GG – a joint analysis of paleogeological, geological, environmental, economic and technological factors.

## Conclusions

The article provides an overview of current information on gas hydrates and summarizes some results. The main conditions for the formation of gas hydrates in the Phanerozoic are formulated: the key factors are the presence of a source of hydrocarbons (mainly methane), specific thermobaric conditions and the presence of water.

The necessity of further research and identification of patterns of distribution of potentially gas-saturated objects in the upper part of the sedimentary section by depth and area is emphasized.

## References

1. Makogon Yu.F. Gas hydrates, prevention of their formation and use. Moscow: Nedra, 1985, 232 p. (In Russ).
2. Samoilova A.V. Paleogeological features of the distribution of oil and gas accumulations confined to megareservoirs of the sedimentary cover. Exposition Oil and Gas, 2024, issue 4, P. 12–15. (In Russ).
3. Boogaard M., Hoetz G. Seismic characterisation of shallow gas in the Netherlands. Abstract FORCE Seminar Stavanger, 8–9 April, 2015. (In Eng).
4. Evdokimova N.K., Yashin D.S., Kim B.I. Hydrocarbon potential of sedimentary cover deposits of the shelves of the Eastern Arctic seas of Russia (Laptev, East Siberian and Chukchi). Oil and gas geology, 2008, issue 2, P. 3–12. (In Russ).
5. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S. et al. Characterization of the geological nature of inversion ring structures within the Arctic regions of Western Siberia as a criterion of oil and gas potential. Oil and gas geology, 2017, issue 3, P. 69–75. (In Russ).
6. Bogoyavlensky V.I., Yanchevskaya A.S., Bogoyavlensky I.V., Kishankov A.V. Gas hydrates in the Circum-Arctic region aquatories. Arctic: ecology and economy, 2018, issue 3, P. 42–55. (In Russ).
7. Lobusev M.A., Lobusev A.V., Bochkarev A.V., Antipova Yu.A. State and geological and resource prerequisites for strengthening the raw material base of the Arctic gas-bearing province of Western Siberia. Territory Neftegaz, 2020, issue 5–6, P. 42–51. (In Russ).
8. Dzyublo A.D., Altukhov E.E., Benko G.A. Near-surface gas as a risk when developing oil and gas fields in the Ob and Tazov bays of the Kara Sea. Construction of oil and gas wells on land and at sea, 2021, issue 6, P. 52–58. (In Russ).
9. Kishankov A.V. Distribution of potential gas-saturated objects in the upper part of the section of the Arctic waters. Dissertation. Moscow: 2022, 180 p. (In Russ).
10. Shchebetov A.V. Deposits of gas hydrates: resources and possible methods of development. Fuel and energy technologies, 2006, issue 4, P. 12–16. (In Russ).
11. Kurikova P.R. Problems of gas hydrate development. SCI-ARTICLE, 2015, issue 28, URL: <https://sci-article.ru/stat.php?i=1448229952&ysclid=m0nm805v1x351707382> (accessed: 01.08.2024). (In Russ).
12. Vorobyov K.A., Pyatkova M.E., Shcherba V.A., Vorobyov A.E., Chekushina T.V. Gas hydrate deposits on the territory of the Russian Federation: development prospects. LXXV Herzen readings. Geography: development of science and education, 2022, Vol. 2, P. 174–180. (In Russ).
13. Vorobyov A.E., Lisov V.I., Melentyev G.B. Nanotechnology in the development of gas hydrate resources. Rare Earth, 2016, issue 1, P. 140–151. (In Russ).
14. Bogoyavlensky V.I. The Arctic and the World Ocean: current state, prospects and problems of hydrocarbon resources development: Monograph. Moscow: VEO, 2014, 175 p. (In Russ).
15. Yakushev V.S. Natural gas and gas hydrates in the cryolithozone. Moscow: VNIIGaz, 2009, 192 p. (In Russ).
16. Dmitrievsky A.N., Karakin A.V., Balanyuk I.E., Matveenkov V.V. The hydrothermal mechanism of hydrocarbon formation in the mid-oceanic ridges (on the example of the Barents and Norwegian seas). Oil and gas geology, 1997, issue 8, P. 4–16. (In Russ).
17. Kudryavtseva E., Grachev M.A. There are no useless discoveries on Lake Baikal. Ogonek Magazine, 2010, issue 29, P. 34. (In Russ).
18. Barenbaum A.A. On possible relationship between gas-hydrates and submarine groundwater. Water resources, 2007, Vol. 34, issue 4, P. 620–625. (In Russ).
19. Byk S.Sh., Makogon Yu.F., Fomina V.I. Gas hydrates Moscow: Chemistry, 1980, 296 p. (In Russ).
20. Konyukhov A.I. Black shales and other sediments with high organic matter contents in phanerozoic climatic cycles: communication 1. Black shales at the gondwanan stage of biosphere evolution. Lithology and minerals, 2015, issue 5, P. 420–444. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

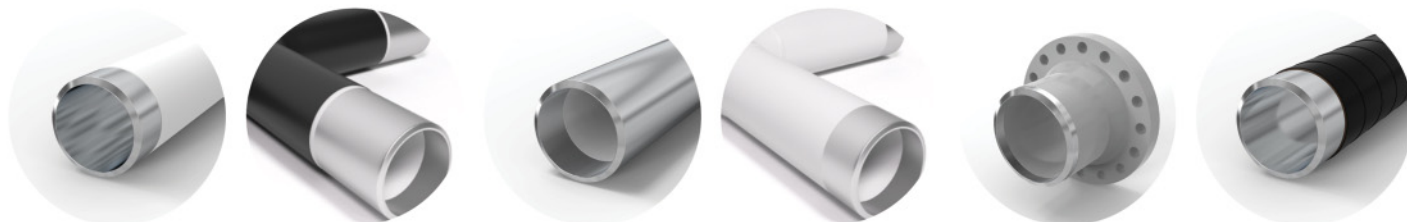
**Афанасьева Мария Александровна**, к.г.-м.н.,  
доцент кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии,  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия  
Для контактов: [anticline@mail.ru](mailto:anticline@mail.ru)

**Самойлова Анна Васильевна**, к.г.-м.н.,  
научный сотрудник Институт проблем нефти и газа  
Российской академии наук, Москва, Россия  
Для контактов: [anna-samoilova@mail.ru](mailto:anna-samoilova@mail.ru)

**Afanasyeva Maria Alexandrovna**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, associate professor of the department of general and oil and gas field geology, Gubkin Russian state university of oil and gas, Moscow, Russia  
Corresponding author: [anticline@mail.ru](mailto:anticline@mail.ru)

**Samoilova Anna Vasilyevna**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, art. researcher, Oil and gas research institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
Corresponding author: [anna-samoilova@mail.ru](mailto:anna-samoilova@mail.ru)





### ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ

- ТРУБЫ
- СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ
- СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

Внутреннее полимерное покрытие на основе порошковых материалов.

Наружное полимерное покрытие на основе порошковых материалов.

Наружное двухслойное полиэтиленовое покрытие весьма усиленного типа (вус), усиленного типа (ус), с термоплавким адгезивом.

Наружное трёхслойное полиэтиленовое покрытие весьма усиленного типа (вус), усиленного типа (ус), с эпоксидно-порошковым праймером, с термоплавким адгезивом.

### СВАРКА, СБОРКА УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- СТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- ТЗ ЗАКАЗЧИКА

Качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие.

Спецдетали любой сложности по чертежам заказчика, как плоские, так и пространственные (трехмерные).

Входной контроль материалов межоперационный и приемо-сдаточный.

Проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля.



Доставляем продукцию по всей территории России и стран СНГ. Качество нашей продукции соответствует ГОСТ и ТУ и подтверждается сертификатами качества.

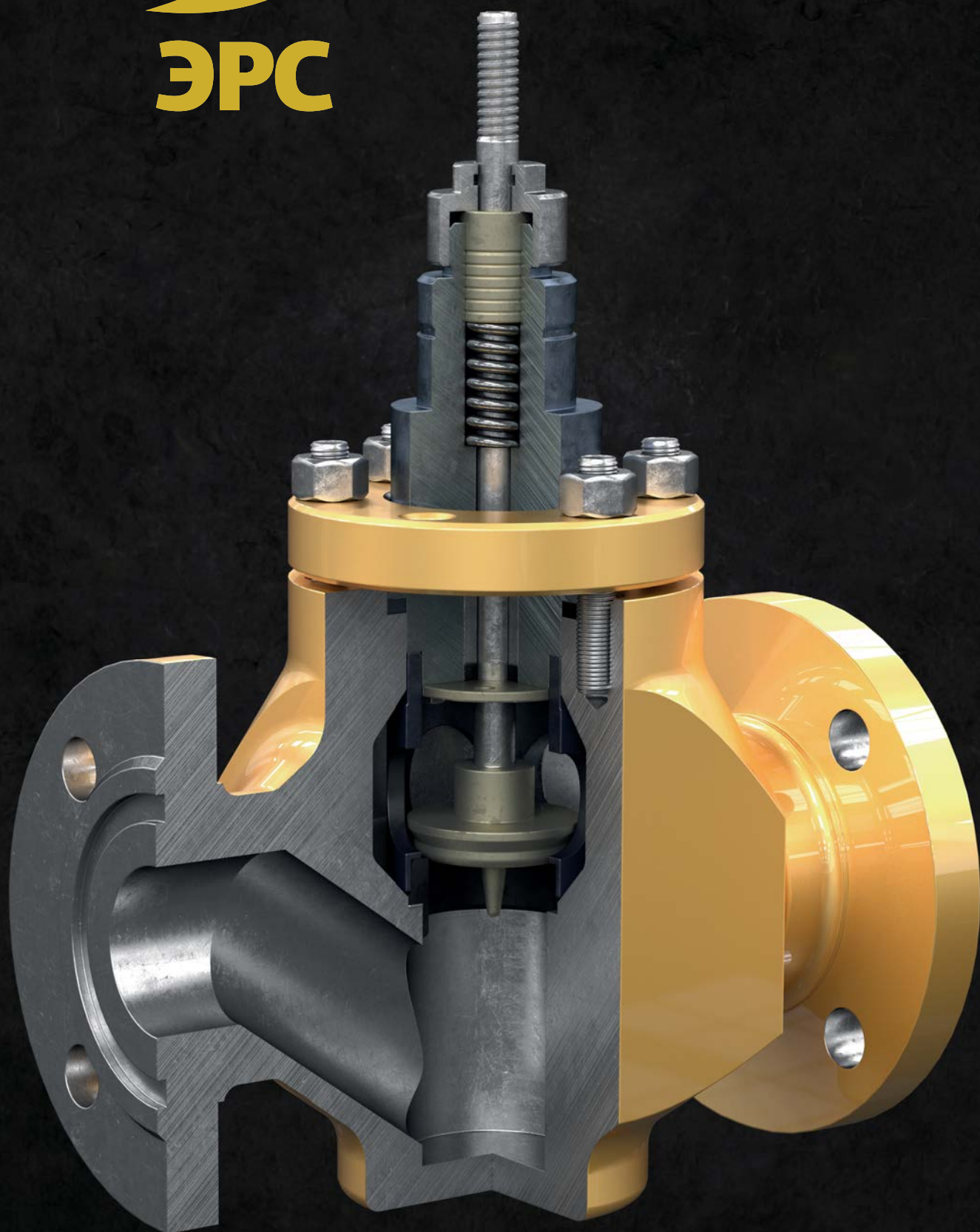
423450, Республика Татарстан,  
г. Альметьевск, ул. Объездной тракт, 9  
+7 (800) 500-82-13 / +7 (8553) 38-09-06  
livingsnab@bk.ru





**ЭРС**

**ЗАПОРНО-  
РЕГУЛИРУЮЩАЯ  
АРМАТУРА**





## Виды исполнения



МАРКИ  
СТАЛИ

Ст20, 09Г2С,  
12Х18Н10Т, 20ЮЧ,  
13ХФА, 10Х17Н13М2Т  
и другие марки стали



ДЛЯ  
ТЕМПЕРАТУРЫ  
РАБОЧЕЙ  
СРЕДЫ

от -200 до +650 °С



ДЛЯ  
ТЕМПЕРАТУРЫ  
ОКРУЖАЮЩЕЙ  
СРЕДЫ

от -60 до +70 °С



ПРОПУСКНЫЕ  
ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

## Ключевые определения надёжности клапанов

### РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, действующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравновешивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон).

### УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х.

### БЫСТРОСЪЁМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода.

### АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путём снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана).

## Остальные технические характеристики

Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV — по ГОСТ 54808-2011 B, A — по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое

# Методика расчета динамики производительности скважин по результатам постоянного мониторинга температуры при контроле разработки месторождений

Соловьева В.В.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия  
solovevaviktoria1997@gmail.com

## Аннотация

В статье рассматриваются возможности использования метода стационарного долговременного мониторинга динамики работы скважины на основе баротермических параметров. Технология позволяет количественно определять изменения производительности скважины в зависимости от поведения поля температур, что дает дополнительный источник информации о работе скважины. Анализ основан на деформации поля температур, интенсивность которого определяется базовым эффектом теплообмена ствола и вмещающих его горных пород. Методика была опробована на реальных данных, были уточнены ограничения ее применимости и предложены подходы к модернизации разработанного алгоритма.

## Материалы и методы

В работе использовалось численное моделирование поведения температурного поля в зависимости от динамики производительности скважины. Для опробования метода на реальных геофизических данных скважины был создан алгоритм и рассчитана погрешность. Аналитическим путем выявлены ограничения работы предложенного метода.

## Ключевые слова

термобарический мониторинг, тепловое поле, контроль разработки, динамика добычи

## Для цитирования

Соловьева В.В. Методика расчета динамики производительности скважин по результатам постоянного мониторинга температуры при контроле разработки месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 44–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-44-47

Поступила в редакцию: 09.09.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.832.6 | Original Paper

## Well production dynamics reconstruction approach based on the results of continuous temperature monitoring during field development surveillance

Solovieva V.V.

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia  
solovevaviktoria1997@gmail.com

## Abstract

The article discusses the possibilities of using permanent long-term barothermal monitoring of well performance to quantify well production history. The technology makes it possible to quantify changes in well production depending on the behaviour of the temperature field. It provides an additional source of information about well production. The analysis is based on the deformation of the temperature field, the intensity of which is determined by the basic heat exchange effect between the wellbore and surrounding rocks. The method was tested on real data and the limitations of its application in its original form were identified. During the study, approaches to modernise the proposed algorithm were suggested.

## Materials and methods

Numerical modelling of the temperature field behavior depending on the dynamics of well productivity was used in the work. To test the method on real well data, the algorithm of interpretation was generated, and the error was calculated. The limitations of the proposed method were analyzed.

## Keywords

barothermal monitoring, temperature field, reservoir development surveillance, production dynamics

## For citation

Solovieva V.V. Well production dynamics reconstruction approach based on the results of continuous temperature monitoring during field development surveillance. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 44–47. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-44-47

Received: 09.09.2024



Одним из наиболее развивающихся направлений в техническом плане на данный момент является мониторинг работы скважины. Стационарные точечные датчики дешевле и легче в установке и в эксплуатации. Однако несмотря на практичность и значительно меньшие трудозатраты, при использовании стандартных датчиков часто встречаются случаи поломки или некорректной регистрации замеров. Зачастую ситуация сложная с точки зрения замеров дебита скважин на устье. Замеры отдельных скважин дебита сепаратором проводятся нечасто, что не позволяет описать полностью динамику их работы для своевременного выявления потенциала увеличения добычи углеводородов.

Для преодоления данной проблемы автором была предложена методика стационарного мониторинга добычи на основе точечного датчика температуры. Первые работы в области анализа динамики изменения теплового поля в эксплуатационных скважинах проводились достаточно давно, и их совершенствование ведется до сих пор [1, 2]. Методика автора направлена на дополнительное определение дебита и восстановление изменяющихся режимов работы скважины. Полное описание методики представлено в статье [3]. Метод основывается на одном из главных термобарических эффектов — теплообмене потока со стенкой скважины. В основе методики лежит классическая модель Рейми [3]:

$$\Delta T = T_c - T_r = \Gamma \cdot B \left( 1 - e^{-\frac{z}{B}} \right) + \Delta T_{co} e^{-\frac{z}{B}}, \quad (1)$$

$$B = \frac{c_{\gamma c} Q f(t)}{2\pi \lambda_T}, \quad (2)$$

здесь и далее  $\pi$  — число «пи»;  $\Delta T$  — разница следующих температур;  $T_c$  — температура на стенке скважины,  $T_r$  — геотермическая температура пласта;  $\Gamma$  — геотермический градиент температуры с глубиной;  $\Delta T_{co}$  — температура на глубине пласта;  $z$  — расстояние от интервала работы пласта

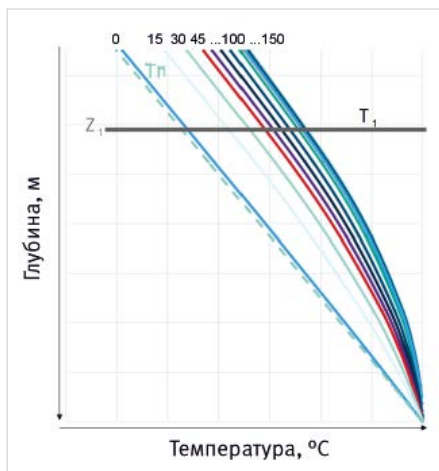


Рис. 1. Пример формирования теплового поля в стволе скважины на математической модели. Работающий пласт находится на забое скважины (шифр кривых — дебит скважины: от 0 до 150 м³/сут.)

Fig. 1. An example of the temperature distribution vs. depth. An analytical solution for single reservoir at the bottom of the well (curve code — well flow rate: from 0 to 150 m³/day)

$$n = 1: Q_1 = \frac{4\pi\lambda_T}{C_{\gamma c} \cdot \Gamma} \frac{\Delta T_1}{E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T \cdot (t_1 - t_0)} \right)}; \quad (3)$$

$$n > 1: Q_n = \frac{\left\{ \Delta T_n \cdot \frac{4\pi\lambda_T}{C_{\gamma c} \cdot \Gamma} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_i \left( E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_{i-1})} \right) - E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_i)} \right) \right) \right\}}{\left\{ E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_{n-1})} \right) \right\}} \quad (4)$$

Формула 3–4. Оценка дебита на основе мониторинга температуры в стволе скважины

до глубины измерения;  $B$  — нормированный коэффициент теплоотдачи,  $c_{\gamma c}$  — объемная теплоемкость заполнителя ствола скважины;  $Q$  — дебит скважины,  $f(t)$  — функция времени;  $\lambda_T$  — теплопроводность пласта.

Благодаря чему можно предположить, что на достаточном удалении от интервала притока в скважину отдаление термограммы будет в основном зависеть от интенсивности работы пласта, а направление кривой схоже с направлением геотермограммы в скважине [3] (рис. 1).

Анализ поведения термограмм в скважине позволил сравнить распространение двух разных полей: давление и температура. В ходе чего было выявлено, что динамика изменения температуры похожа по своему поведению на динамику изменения поля давления, изучение которого в отрасли проводится более широким кругом исследователей. Данная аналогия натолкнула автора

на разработку методики анализа динамики производительности и количественной оценки дебита на основе мониторинга температуры в стволе скважины. Добавлены следующие обозначения:  $Q_n$  — объемный дебит во время работы скважины в режиме №  $n$ ;  $(t_n - t_{n-1})$  — время работы скважины в режиме №  $n$ ;  $\Delta T_n$  — приращение температуры;  $E_i$  — интегральная показательная функция;  $a_T$  — температуропроводность среды;  $r_c$  — радиус скважины (формула 3–4).

При апробации методики были получены положительные результаты. Однако было выявлено, что расположение точечного датчика должно быть как минимум выше на сто метров от интервала работы или НКТ в низкодебитных горизонтальных скважинах [4].

#### Расположение вблизи пласта

Расположение датчика является фактором, влияющим на информативность

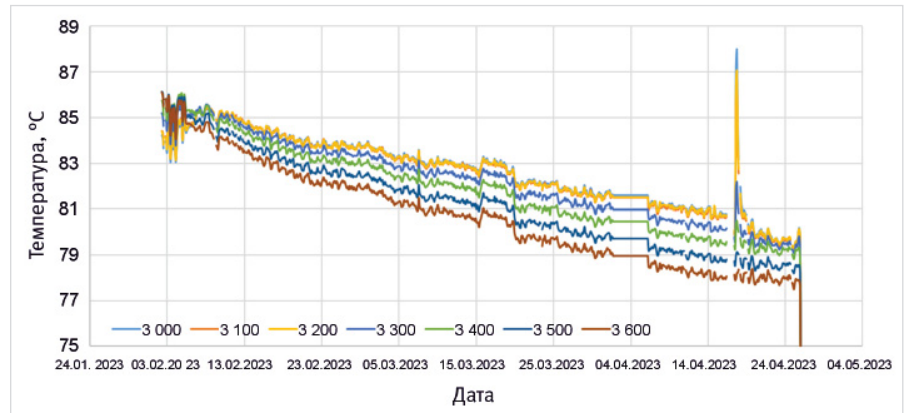


Рис. 2. Замеры температуры вблизи интервалов перфорированного пласта (шифр кривых — глубина)  
Fig. 2. Temperature measurements near the intervals of the perforated reservoir (curve code — measurement depth)

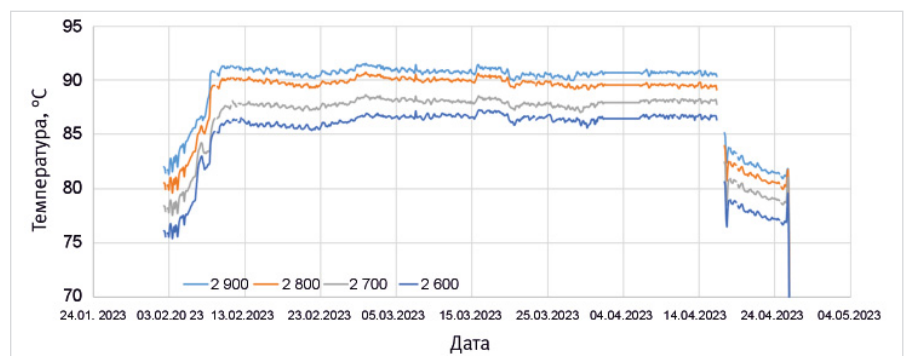


Рис. 3. Замеры температуры выше интервалов работы пласта (шифр кривых — глубина)  
Fig. 3. Temperature measurements above the intervals of the perforated reservoir (curve code — depth)

и качество полученных результатов. Известно, что датчик зачастую находится ниже колонны НКТ, что позволяет не обращать внимания на возникающие тепловые шумы вследствие работы насоса в эксплуатационных скважинах. Однако часто точечный датчик в горизонтальных скважинах расположен в паре метров от рабочего горизонтального интервала, что заметно сказывается на поведении поля температур.

На рисунке 2 представлены записи датчиков температуры, проведенные в эксплуатационной скважине, когда датчик находится вблизи работающего пласта. Видно, что на поле температур помимо эффекта теплообмена также влияют эффекты смешивания в скважине, из-за чего яркие изменения режимов работы скважины не прослеживаются.

Однако если рассмотреть интервал, находящийся выше интервала НКТ (рис. 4), то уже после удаления от пласта на 50 метров можно увидеть моменты смены режимов работы скважины и провести количественную обработку интервалов. Как видно на графике, скважина работала стабильно долгое время, однако в апреле произошла непредвиденная ситуация, приведшая к ее остановке, что хорошо видно по плавному уменьшению температуры ствола.

Методика позволяет мониторить работу скважины как на качественном, так и на количественном уровне и оценить динамику ее работы. Однако ограничение расположения глубинного датчика может заметно снизить границы применимости методики.

#### Два датчика температуры

Как было описано выше, интерпретация стационарного датчика температуры может быть воспроизведена на данных, на которые уже не влияют сторонние факторы, и термограмма по своей форме становится параллельна геотерме.

Для снятия данного ограничения была рассмотрена возможность размещения дополнительного точечного датчика температуры вблизи основного. Такая модернизация позволит проводить количественную обработку результатов измерений, даже если датчик располагается вблизи пласта (рис. 4).

Дополнительный датчик позволит не только решить проблему расположения исключительно в параллельных частях термограммы, но и увеличит качество получаемых результатов. Благодаря двум замерам на разных глубинах, появляется возможность восстановления истинной геотермы в скважине. Сама формула расчета дебита скважины также изменит свой вид. Добавлены следующие обозначения:  $\Gamma = \frac{T_1 - T_2}{z_1 - z_2} = \text{grad } T$ ;  $T_1$  — температура на глубине измерения  $z_1$ ;  $T_2$  — температура на глубине измерения  $z_2$  (формула 5–6).

Благодаря подобной модификации,

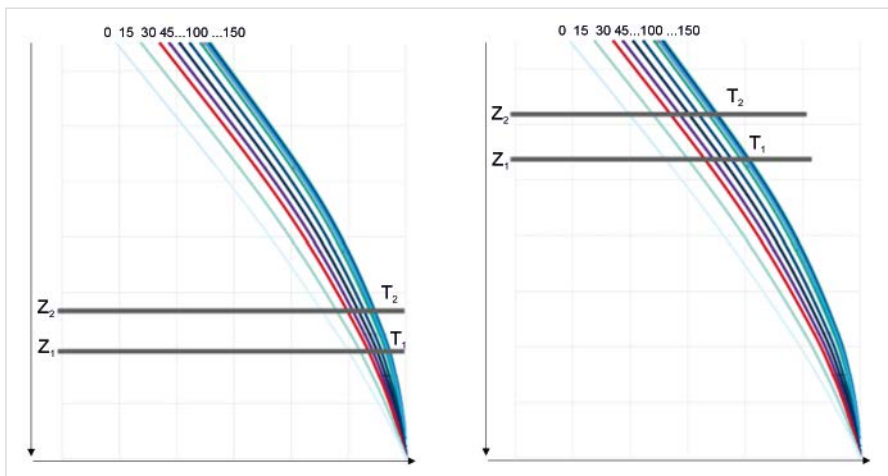


Рис. 4. Схема расположения двухточечных датчиков температуры на разной глубине  
Fig. 4. Layout of two temperature sensors at different depths

методика становится применима для случаев, когда расположение датчика на значительном расстоянии от эксплуатируемого пласта технологически невозможно.

#### Пример использования модернизированной методики расчета динамики производительности скважин

Предложенная конфигурация методики была опробована в вертикальной скважине с несколькими пластами. В скважину было спущено три прибора телеметрии у интервалов работы пласта. В ходе исследования был выявлен переток на остановке скважины, вследствие чего методику в исходном варианте использовать не получилось (рис. 5).

Было принято решение изменить методику и опробовать новый метод анализа данных, благодаря чему был определен наклон термограммы и распространен на преточный пласт. Полученный результат был сравнен с проинтерпретированными данными по глубине. Результаты сравнения представлены на рисунке 6.

Видна достаточно высокая сходимость полученных данных с реальным дебитом в скважине. Стоит также отметить, что благодаря методике можно получить динамику изменения дебитов по каждому из имеющихся пластов.

#### Итого

В условиях, когда отрасли требуется добиться повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, весьма важным является правильный выбор скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий для повышения добычи. Массовое внедрение недорогих и достоверных датчиков для постоянного мониторинга работы скважин

и их обработка в режиме реального времени позволят оперативно выявлять скважины со снижением добычи, а интерпретация полученной информации совместно с динамикой давления позволит выработать подходящие мероприятия для повышения добычи.

Первым шагом в данном направлении является организация постоянного баротермического мониторинга работы скважин и интерпретация полученных данных по авторской методике.

#### Выводы

В статье приведена методика восстановления динамики производительности скважин на основе баротермического мониторинга. Методика опробована на скважинных данных и показала высокую работоспособность. Ее существенным преимуществом по сравнению с известным подходом к оценке дебита только по динамике забойного давления является отсутствие значительного изменения данной зависимости во времени, в отличие от частого изменения коэффициента продуктивности скважин. Подход по оценке динамики дебита на основе анализа динамики температуры позволяет оперативно выявлять проблемные скважины и вносить корректировки в планы проведения геолого-технических мероприятий на месторождении для повышения добычи.

#### Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965, 240 с.
2. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А. и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термодинамических исследований // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7. № 1. С. 99–109.
3. Соловьева В.В., Кременецкий М.И. Контроль динамики производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 4. С. 38–50.
4. Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н. Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 151–162.

$n = 1:$

$$Q_1 = \frac{4\pi\lambda_T}{C\gamma_c \cdot \Gamma^n} \frac{\Delta T_1}{E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T \cdot (t_1 - t_0)} \right)}; \quad (5)$$

$n > 1:$

$$Q_n = \frac{\left\{ \Delta T_n \cdot \frac{4\pi\lambda_T}{C\gamma_c \cdot \Gamma^n} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_i \left( E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_{i-1})} \right) - E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_i)} \right) \right) \right\}}{\left\{ E_1 \left( \frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_{n-1})} \right) \right\}} \quad (6)$$



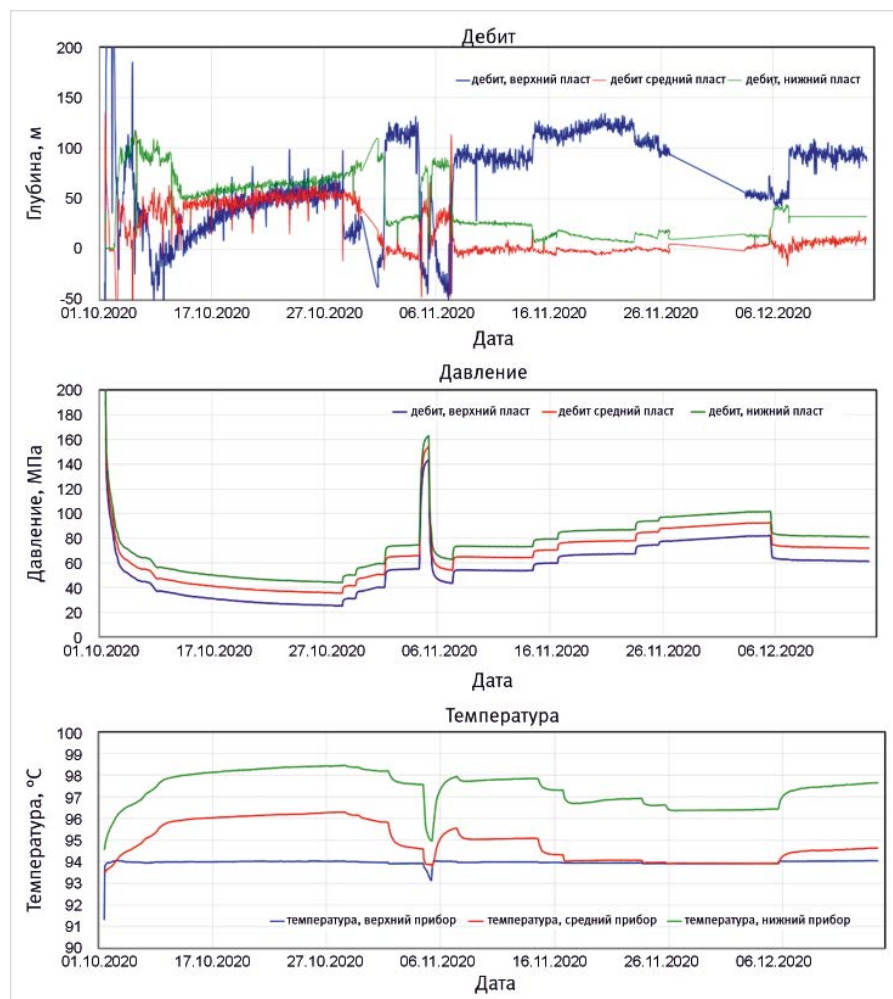


Рис. 5. Исходные данные по температуре и давлению в скважине  
Fig. 5. Initial temperature and pressure data in the well

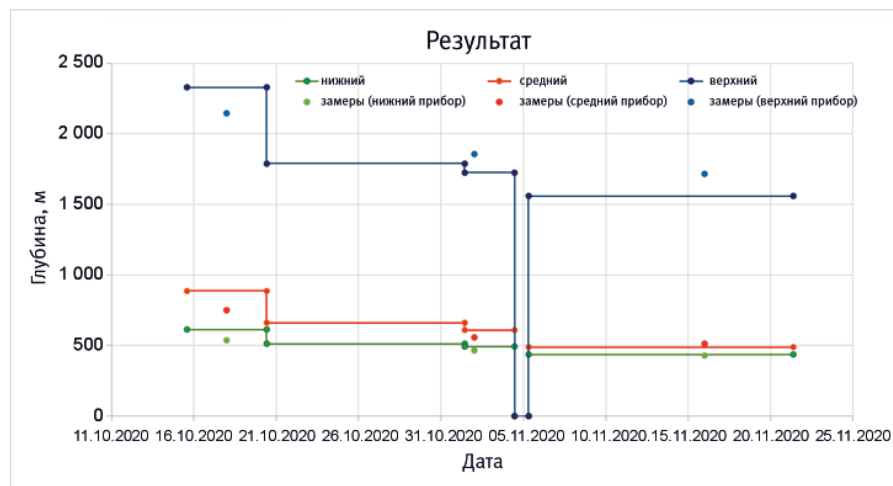


Рис. 6. Сравнение рассчитанного дебита с реальными данными по дебиту  
Fig. 6. Comparison of calculated flow rate with actual well rate

## Results

In conditions when petroleum industry needs to increase oil recovery from mature fields, it is very important to choose the right candidate wells for production enhancement operations to increase production. Massive implementation of inexpensive and reliable sensors for continuous monitoring of well production and real-time processing of their records allow promptly identifying wells with a productivity decrease. Combined interpretation of rate records received, together with the dynamics of bottom-hole pressure will allow developing right actions to increase production. The first step in this direction is the organization of continuous barothermal monitoring of well operation and interpretation of the obtained data using the author's method.

## Conclusions

The article presents a method for restoring the dynamics of well production rate based on barothermal monitoring. The method has been tested on well data and has shown high applicability. Its significant advantage over the well-known approach to estimating flow rate only based on the dynamics of bottomhole pressure is the absence of significant changes in this relationship over time, in contrast to the frequent change in the well productivity index. The approach to estimating the dynamics of flow rate based on the analysis of temperature changes dynamics allows for prompt identification of well problems and adjustments of the plans for production enhancement operations to increase production.

## References

1. Chekalyuk E.B. Thermodynamics of oil reservoir. Moscow: Nedra, 1965, 240 p. (In Russ).
2. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A. et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies, PRONEFT. Professionally about oil, 2022, Vol. 7, issue 1, P. 99–109. (In Russ).
3. Solovieva V.V., Kremenetsky M.I. Gas well productivity monitoring based on the results of permanent temperature monitoring in the wellbore. Scientific journal of the Russian gas society, 2022, issue 4, P. 38–50. (In Russ).
4. Kremenetskiy M.I., Krichevsky V.M., Solovieva V.V., Nikonorova A.N. The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. Georesursy, 2023, Vol. 25, issue 3, P. 151–162. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Соловьева Виктория Витальевна**, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия  
Для контактов: [solovevaviktoria1997@gmail.com](mailto:solovevaviktoria1997@gmail.com)

**Solovieva Victoria Vitalievna**, postgraduate student, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia  
Corresponding author: [solovevaviktoria1997@gmail.com](mailto:solovevaviktoria1997@gmail.com)



Компания ЕКСП ГРУПП – отечественный производитель оборудования для поточного анализа, поставщик комплексных инженеринговых решений в области нефтеперерабатывающей промышленности, а также поставщик оборудования брендов, ушедших с российского рынка.

# АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Более 10 лет на рынке

**Собственные разработки** 

Производство: Российская Федерация (г. Санкт-Петербург)

## Взрывозащищенный анализатор содержания нефтепродуктов в воде EXP ТОС модель Z

- Измерительные системы EXP ТОС применяются для непрерывного автоматического управления технологическими процессами, в которых возможно попадание нефтепродуктов в воду.
- Метод измерения — полное окисление пробы до  $\text{CO}_2$  с последующим оптическим детектированием без применения водорода и катализаторов
- Диапазоны измерения: 10–100 ppb применение для фармацевтики, 0,1–5 000 ppm применение для нефтепереработки
- Подходит для применений с низкой концентрацией углеводородов.
- Низкие затраты на эксплуатацию и обслуживание.
- Интуитивно понятное управление.
- Управляется отечественным ПО.
- Возможно многопоточное измерение.



## Взрывозащищенный чиллер EXP модель Z

Взрывозащищенный чиллер (циркуляционный охладитель) предназначен для охлаждения и поддержания заданного температурного режима жидких продуктов в пробоподготовках аналитических систем, системах отбора и транспортировки проб. Является прямым аналогом чиллера BARTEC Venke FKS KWS, который более не поставляется в Россию.





## Взрывозащищенные погодозащитные приборные шкафы

Компания ЕКСП ГРУПП разработала линейку утепленных композитных приборных шкафов, обеспечивающих защиту аналитического оборудования и оборудования КИПиА от климатических воздействий в условиях нефтеперерабатывающих и иных промышленных предприятий. Композитные шкафы отличаются высокими эксплуатационными характеристиками и низкими затратами на электрообогрев за счет низкой теплопроводности материала. Шкафы изготавливаются по размерам заказчика.



## Шкафы из углеродистой и нержавеющей стали

Компания ЕКСП ГРУПП изготавливает утепленные и неутепленные металлические шкафы из углеродистой и нержавеющей стали по размерам заказчика.



## Инжиниринг

Компания ЕКСП ГРУПП готова предложить технические решения «под ключ» для разного рода задач, таких как:

- Аналитические комплексы
- Узлы отбора проб
- Системы пробоподготовки
- Баллонные шкафы с системами переключения

Наша компания осуществляет поставку, ввод в эксплуатацию, сервисное и постгарантийное обслуживание аналитического оборудования, оборудования КИПиА, аналитических комплексов и прочего оборудования. Опыт работы наших специалистов в нефтегазовой сфере составляет не менее 10 лет.



## Поставки оборудования

Компания ЕКСП ГРУПП, по собственным каналам, осуществляет поставки лабораторного оборудования, оборудования для поточного анализа и оборудования КИПиА брендов, ушедших с российского рынка.

+7 981 144 90 34  
trade@exp-group.tech



www.exp-group.tech

# Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения

Никонорова А.Н.<sup>1,2</sup>, Ворон К.А.<sup>1</sup>, Кременецкий М.И.<sup>1,2</sup>, Борисов В.В.<sup>1</sup>, Бахмутов А.В.<sup>1</sup>, Воронин Д.А.<sup>2</sup>, Лазуткин Д.М.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Группа компаний ПАО «Газпромнефть», Санкт-Петербург, Россия;

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия; <sup>3</sup>ПАО «Росатом. Нефтегазовые технологии», Москва, Россия  
Kremenetskiy.MI@gazpromneft-ntc.ru

## Аннотация

В статье рассматривается проблема повышения информативности гидродинамических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта, вскрывающих коллектора аномально низкой проницаемости. Технология исследований включает долговременный мониторинг давления на забое при периодическом изменении режима работы скважины, включая ее остановки. Интерпретация результатов предусматривает анализ динамики давления в периоды раннего линейного течения и раннего истощения. Анализ основан на определении инвариантных параметров, величина которых определяется фильтрационными свойствами коллектора и характеристиками вскрывающих его трещин, по которым оценивается возможность увеличения продуктивности.

## Материалы и методы

Численное моделирование динамики давления и дебита, использованное для оценки информативности ГДИС, выполнено в программе tNavigator (разработка компании «Рок Флоу Динамикс»). Для измерений давления и расхода в эксплуатационных скважинах применены глубинные манометры, телеметрия на электроцентробежных насосах и замеры автоматизированной групповой замерной установки. Для визуализации и интерпретации

результатов ГДИС использовалась программа Saphir фирмы KAPPA Engineering.

## Ключевые слова

горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, гидродинамические исследования, коллектор низкой проницаемости

## Для цитирования

Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И., Борисов В.В., Бахмутов А.В., Воронин Д.А., Лазуткин Д.М. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 50–56 DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

Поступила в редакцию: 06.09.2024

## GEOPHYSICS

UDC 550.832.9:622.234.573 | Original Paper

## Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis

Nikonorova A.N.<sup>1,2</sup>, Voron K.A.<sup>1</sup>, Kremenetsky M.I.<sup>1,2</sup>, Borisov V.V.<sup>1</sup>, Bakhmutov A.V.<sup>1</sup>, Voronin D.A.<sup>2</sup>, Lazutkin D.M.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>“Gazprom Neft” Group of Companies JSC, Saint-Peterburg, Russia; <sup>2</sup>National university of oil and gas “Gubkin University”, Moscow, Russia;

<sup>3</sup>“Rosatom oil and gas technologies” JSC, Moscow, Russia

Kremenetskiy.MI@gazpromneft-ntc.ru

## Abstract

The article addresses the pressure transient analysis issues of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing, penetrating reservoirs with abnormally low permeability. The study technology includes long-term bottomhole pressure monitoring during well production with periodically changes of well production targets and well shut-in. The interpretation of the results involves analyzing the pressure dynamics during early linear flow and early depletion. The analysis is based on the determination of complex invariant parameters depending on reservoir properties and fracture characteristics to reveal the potential of productivity increase.

## Materials and methods

Numerical modeling of pressure and rate changes was performed to assess the informative value of pressure transient analyses. It was carried out on the t-Navigator software (developed by Rock Flow Dynamics). Downhole pressure gauges, electric submersible pump telemetry and wellhead testing gas separator were used for pressure and flow rate measurements in production wells. The Saphir software by

KAPPA Engineering was used for the visualization and interpretation of drawdown and buildup tests.

## Keywords

horizontal well, multi-stage hydraulic fracturing, pressure transient analysis, low permeability reservoir

## For citation

Nikonorova A.N., Voron K.A., Kremenetsky M.I., Borisov V.V., Bakhmutov A.V., Voronin D.A., Lazutkin D.M. Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 50–56. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

Received: 06.09.2024



Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов (ТРИЗ) относится к одному из ключевых направлений развития нефтегазовой отрасли и имеет ряд проблем и осложнений. Неблагоприятные условия добычи нефти и газа из подобных объектов связаны прежде всего с аномально низкой проницаемостью коллектора [4, 6, 8, 11]. Разработка ТРИЗ осуществляется в основном горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), отличающимся высокой плотностью стадий ГРП, что снижает информативность гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Это связано с низкой эффективностью традиционных ГДИС, которые предусматривают периодические изменения дебита или остановку скважины. Необходимое для таких методов время проведения измерений слишком велико, что делает их практически нереализуемыми.

В этих условиях приемлемую результативность ГДИС может обеспечить непрерывный мониторинг давления на забое с момента запуска скважины в эксплуатацию [1, 7, 9]. Но даже тогда стандартные подходы к интерпретации результатов измерений редко удовлетворяют требованиям промысла к точности оценки фильтрационных свойств и характеристикам качества вскрытия коллектора. Это преимущественно связано с высокой вероятностью изменения перечисленных параметров во времени.

Решение данной проблемы видится в использовании технологии исследований скважины, предполагающих периодическое изменение режима ее работы, включая остановки [7, 9, 10]. Основной проблемой использования подобных технологий является ограниченная условиями промысла длительность отдельных периодов. Она в условиях низкой проницаемости коллектора оказывается недостаточной для оценки полного спектра гидродинамических параметров пласта. Это смещает акценты при интерпретации ГДИС в сторону диагностики режимов течения, характерных для малой продолжительности работы скважины.

Задачей интерпретации является определение наряду с традиционными гидродинамическими параметрами базовых комплексных инвариантов, отражающих эффективность качества вскрытия коллектора и динамику изменения состояния скважины и пласта во времени [2, 3]. Производственная ценность получаемых результатов видится прежде всего в возможности оценки эффективности применяемой конструкции и технологии стимуляции в конкретных

условиях исследуемой скважины. Это позволяет не только проанализировать текущие результаты, но и прогнозировать дальнейшую динамику добычи, оптимизируя процессы разработки и повышая общую производительность месторождения.

#### Особенности объекта исследований

В работе представлен анализ возможностей ГДИС в аномально низкопроницаемом коллекторе юрского возраста, расположенном в Западной Сибири.

Данные породы относят к нетрадиционным порово-трещинным коллекторам. Их литолого-емкостная модель представляется чередованием нескольких литотипов с контрастными свойствами (рис. 1а).

Для рассматриваемых пород характерны ярко выраженная слоистость, ухудшенные коллекторские свойства, литологическая неоднородность, высокая насыщенность органическим веществом и нефтью, неравномерное распределение органического вещества и нефти. Определяющим среди перечисленных факторов снижения информативности ГДИС является низкая проницаемость коллектора, так как именно это свойство пласта является ключевым для фильтрации флюида. Также интерпретация исследований осложнена применяемыми технологиями кластерного гидроразрыва пласта (ГРП) на объекте и значительным притоком газа в скважины.

#### Особенности разработки коллектора на анализируемом месторождении.

##### Специфика условий проведения исследований добывающих скважин

Разработка месторождения осуществляется традиционным способом для пластов с низкой проницаемостью — горизонтальным бурением с заканчиванием многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Для увеличения охвата и повышения продуктивности скважин используют кластерный многостадийный ГРП, представляющий собой инициацию одновременно нескольких трещин в нескольких интервалах перфорации за одну стадию ГРП. Стоит отметить, что суммарно в скважине может быть иницировано более 100 трещин ГРП, расположенных друг от друга на расстоянии порядка 10–15 метров.

На рисунке 1б приведена схема расположения анализируемых скважин на подложке начальных нефтенасыщенных толщин, диапазон которых варьируется от 15 до 30 метров. На всех скважинах происходит рост газового фактора в процессе эксплуатации. Среднее газосодержание на объекте около 200 м<sup>3</sup>/т,

в некоторых скважинах наблюдается его рост до 3 000 м<sup>3</sup>/т через несколько лет.

На рисунке 2 приведена схема работы одной из скважин.

#### Основные задачи гидродинамических исследований добывающих горизонтальных скважин с кластерным многостадийным ГРП

Основной задачей разработки низкопроницаемых коллекторов является необходимость максимального вовлечения объема коллектора в работу, поскольку сам коллектор обладает значительно ухудшенными ФЕС. Ключевой проблематикой является неоднородность пласта и часто неполный охват коллектора системой трещин, связанный с недостижением некоторыми из трещин проектной длины и неравномерным по стволу ухудшением проводимости трещин во времени. Кроме того, для таких коллекторов типична сложная конструкция скважин: как правило, речь идет о протяженных горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта. На данный момент технологии гидроразрыва активно развиваются. Так, на ряде месторождений применяется кластерное ГРП, при котором на одну стадию приходится создание нескольких трещин, расположенных сравнительно близко друг к другу. Вопрос анализа информативности гидродинамических исследований в условиях сложных технологий ГРП, в том числе и кластерного, также является одной из задач, стоящих перед авторами.

Основными задачами гидродинамических исследований в рассматриваемых условиях являются оценка фильтрационных свойств продуктивного пласта, максимально достижимого дебита при разработке пласта, контроль динамики производительности скважин, анализ рисков ее снижения вследствие ухудшения проводящих свойств трещин, обоснование потенциала увеличения дебитов, связанного с возможной корректировкой режима работы скважин, обоснование точечных рекомендаций по очистке трещин и повторных гидроразрывов пластов, а также заключение об эффективности применяемой конструкции и выполняемой стимуляции скважин.

При решении перечисленных задач ГДИС вряд ли могут претендовать на оценку индивидуальных проводящих возможностей каждого кластера, тем более отдельной трещины. В силу своей специфики их возможности ограничены определением осредненных по стволу или в локальных макроинтервалах инвариантных характеристик системы

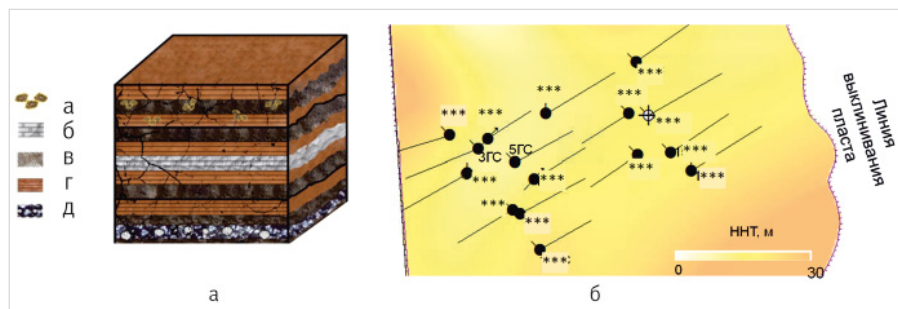


Рис. 1. Общая характеристика объекта исследований: а — упрощенная литолого-емкостная модель коллектора (а — пирит; б — карбонаты; в — кремнезем; з — глины; д — радиолариты); б — карта начальных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта

Fig. 1. Main features of the oil field: a — simplified lithological-capacitive reservoir model (a — pyrite; б — carbonates; в — silica; з — clays; д — radiolarites); б — initial net pay map of the oil-saturated reservoir

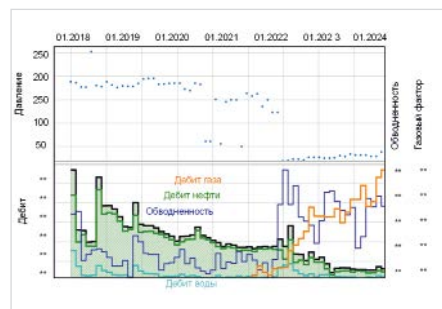


Рис. 2. История работы скважины 1ГС

Fig. 2. The production history of well 1GS

«скважина–пласт»: работающей длины ствола, проницаемости коллектора, площадей поверхности и длин трещин.

Задачу детальной оценки неоднородности вскрытия и дренирования пласта ствола призваны решать ПГИ, основная роль которых состоит в изучении и количественной оценке динамики профиля притока по длине ствола.

Для того чтобы комплекс исследований скважин мог стать действенной основой контроля разработки подобных сложных

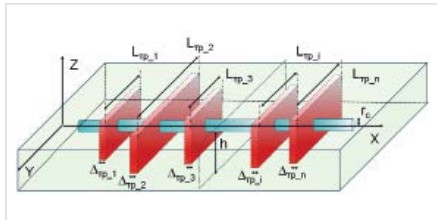


Рис. 3. Модель горизонтального ствола, вскрытого многостадийным ГРП (схема):  $h$  – толщина пласта,  $L_{fp,i}$ ,  $\Delta_{fp,i}$  – длина и ширина трещин ГРП,  $r_c$  – радиус скважины

Fig. 3. Multistage hydraulic fracturing wellbore diagram:  $h$  – layer thickness,  $L_{fp,i}$ ,  $\Delta_{fp,i}$  – fracture length and width,  $r_c$  – well radius

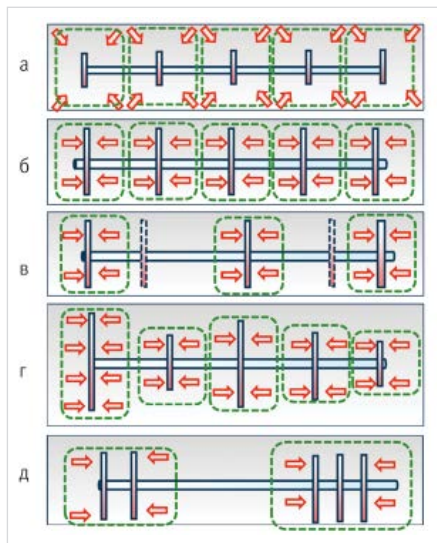


Рис. 4. Модели ГДИС при вскрытии пласта горизонтальной скважины с многостадийным ГРП: а, б – классическая модель с равномерным расположением по стволу трещин одинакового размера (а – расстояние между трещинами существенно больше их длины, б – расстояние между трещинами и их длина сравнимы); в – неравномерное расположение трещин по длине ствола; г – имеются существенные различия в размерах трещин; д – «кластерное» расположение трещин

Fig. 4. Well models for drawdown test of a horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing: а, б – classical model with uniform distance between fractures (а – the distance between fractures is significantly greater than the length of fractures, б – the distance between fractures and their length are comparable); в – uneven arrangement of fractures along the wellbore; г – significant differences in fractures length; д – “cluster” arrangement of fractures

объектов, необходимы новые подходы и решения как в области технологии проведения исследований скважин, так и в интерпретации получаемых результатов.

### Модель как основа разработки и практического применения методов исследования скважины и пласта

Основой количественной интерпретации результатов исследований скважин является моделирование. Для функционирования современных моделей ГДИС разрабатываются сложные многофункциональные программные продукты, которые непрерывно совершенствуются. Уже сейчас они способны воспроизвести широкий спектр эффектов, определяющих поведение гидродинамических параметров в скважине и пласте. Однако авторы хотели бы предостеречь потенциальных пользователей о высоких рисках неправомерного использования модели в качестве универсального средства интерпретации, на чем иногда необоснованно настаивают недобросовестные авторы и исполнители коммерческих проектов. Даже самая сложная модель не способна однозначно решить обратную задачу.

Основная роль моделирования, по убеждению авторов, состоит в проведении численных экспериментов для обоснования технологии проведения исследований скважин и интерпретации полученных результатов, а также оценки точности определения по результатам исследования параметров скважины и пласта в конкретных условиях проведения измерений. С этой точки зрения результаты расчетов приобретают реальную практическую значимость, если на их основе можно предложить простой и наглядный способ экспрессной интерпретации для решения практической задачи.

В рамках представленной публикации авторы ограничились представлением системы «скважина–пласт» следующей моделью (рис. 3).

Работающий пласт-коллектор представляет собой неограниченный по простиранию, неоднородный по фильтрационным свойствам слой во вмещающем непроницаемом массиве горных пород. Границы пласта – плоские горизонтальные поверхности.

Скважина – вертикальный цилиндрический канал с круговым осевым сечением.

Трещины – ортогональные к стволу вертикальные полости аномально высокой проницаемости с прямоугольным осевым сечением полудлины. Трещины расположены симметрично около оси скважины, полностью

вскрывают пласт по высоте и имеют произвольные длину и расположение вдоль оси скважины.

Пласт произвольно разделен вертикальными поверхностями на области, отличающиеся проницаемостью, таким образом две соседние трещины могут находиться в пределах однородной толщи коллектора, а могут дренировать области к существенно отличной друг от друга проницаемости.

Гидродинамическая связь скважины с пластом возможна как через поверхности ствола, так и трещин.

Возможен учет дополнительных фильтрационных сопротивлений в прискважинной зоне пласта с радиальной или линейной симметрией.

Численные расчеты выполнены с помощью программного комплекса «Т-Навигатор» (разработка компании «Рок Флоу Динамикс»). В 2017 году данный комплекс был включен в реестр отечественного программного обеспечения Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации.

Секторная модель «скважина – пласт с трещиной ГРП» реализована на неравномерной конечно-разностной сетке с локальным измельчением ячеек в полости трещины и околоскважинной области. Были также выполнены дублирующие расчеты при описании трещины специализированными средствами названного программного комплекса FRACTURE\_TEMPLATE и FRACTURE\_SPECS.

### Классическая модель ГДИС для горизонтальной скважины с многостадийным ГРП

Классическая модель дренирования пласта-коллектора горизонтальной скважины с многостадийным ГРП предполагает, что пласт однороден по фильтрационным свойствам, его границы горизонтальные, трещины имеют одинаковую длину, равномерно распределены по стволу и полностью вскрывают толщину коллектора. Поведение давления во времени существенно зависит от соотношения длин трещин и их расстояния друг от друга.

Если расстояние между трещинами много (во много раз) больше их длины (рис. 5а), по результатам ГДИС после снижения влияния послепритока диагностируются режимы течения, отражающие локальные притоки к каждой трещине: сначала с линейной (1), затем с псевдорadiaльной симметрией (2). По прошествии времени воронки депрессии

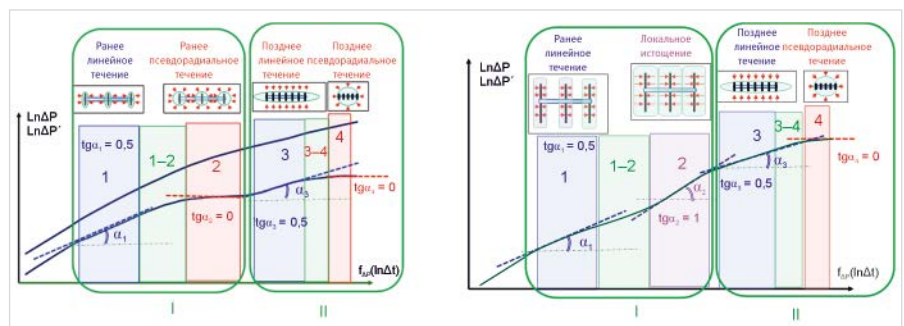


Рис. 5. Log-log диагностические графики ГДИС при вскрытии пласта горизонтальным стволом с множественным ГРП при расстоянии между трещинами: а – много больше их длины; б – сравнимом с длиной

Fig. 5. Log-log diagnostic plots for a drawdown test of horizontal well with multiple hydraulic fractures when the distance between fractures: а – much greater than their length; б – comparable to their length



вокруг трещин смыкаются, и формируются режимы течения, отражающие приток к стволу (как к единому объекту) — сначала линейный (3), а потом псевдорadiaльный (4), характеризующий дальнюю зону фильтрации на значительном удалении от скважины. На логарифмической производной перечисленным режимам соответствуют линейные асимптоты с углами наклона «0,5», «0», «0,5» и «0». Раннему (2) и позднему (4) псевдорadiaльным режимам течения предшествуют переходные режимы (1–2) и (3–4) с ярко выраженной эллиптической симметрией (рис. 5а).

При снижении расстояния между трещинами формированию линий тока с ранней радиальной симметрией препятствует усиление взаимовлияния трещин (рис. 5б). Если расстояние сравнимо или меньше длины трещин в начале периода взаимовлияния, наблюдается режим раннего истощения. Его особенностью является преимущественная выработка коллектора в области между трещинами. В остальном поведение давления (рис. 5б) аналогично только что рассмотренному.

На каждом из фрагментов рисунка 5 выделены две области. Область I включает в себя три ранних режима течения в скважине. Область II характеризует поздние режимы течения. Данное зонирование подтверждается результатами статистики исследований ГДИС в эксплуатационных скважинах. Оно отражает факт, что в большинстве скважин наблюдаются только ранние режимы течения. Это связано с тем, что в коллекторе с аномально низкой проницаемостью все процессы течения происходят чрезвычайно медленно, и исследования должны быть очень длительными.

В условиях реальной скважины характер дренирования пласта может быть более сложным. Это в первую очередь связано с отличиями друг от друга длин трещин и с их неравномерным распределением по стволу, осложненным неудачной проводкой отдельных трещин (рис. 4 в, г). Данные отличия могут быть наиболее контрастными при «кластерном» расположении трещин — при локализации нескольких трещин в пределах одного порта (рис. 4д).

Усложняются в этом случае результаты Log-log диагностики. Но в области ранних режимов, описываемых на рисунках 4 и 5,

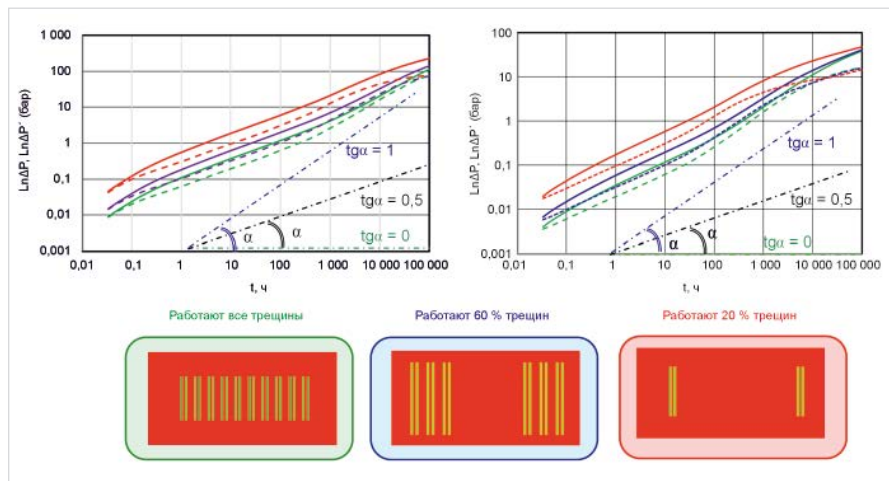


Рис. 6. Результаты моделирования давления при кластерном ГРП в горизонтальном стволе длиной 300 м при проницаемости пласта: а — 0,01 мД и б — 0,001 мД; количество кластеров 10, число трещин в каждом кластере 2, расстояние между трещинами в кластере 10 м, кластеры равномерно распределены по стволу. Кривые отличаются количеством работающих кластеров (зеленым — 100 %, синим — 60 %, красным — 20 %, схемы в нижней части рисунка иллюстрируют расположение работающих кластеров трещин)

Fig. 6. Drawdown test modeling results, cluster hydraulic fracturing in a horizontal well 300 m with a formation permeability of 0,01 md — а and 0,001 md — б; the number of clusters is 10, the number of fractures in each cluster is 2, the distance between fractures in a cluster is 10 m, the clusters are uniformly distributed along the wellbore. The curves are differed by the share of producing clusters (green line — 100 %, blue — 60 %, red — 20 %, the diagrams in the lower part of the figure illustrate the location of the producing clusters of fractures)

закономерности поведения давления сохраняются.

Иллюстрацией данного утверждения являются результаты моделирования, выполненные в горизонтальном стволе с 10 кластерами ГРП, каждый из кластеров включает две продольные трещины (рис. 6).

Результаты расчетов на модели подтверждают, что в диапазоне времен, типичных для периодов измерений при ГДИС (от часов до сотен часов), при низкой проницаемости коллектора преобладает течение с линейной симметрией. Со временем начинает проявляться раннее истощение, связанное с взаимовлиянием кластеров (рис. 6а). С увеличением проницаемости (рис. 6б) это происходит существенно раньше. Раннее

истощение наблюдается также в начале периода исследований, причем чем рельефнее, тем больше проницаемость пласта. Это эффект взаимовлияния трещин в кластере.

Анализ результатов ГДИС при ранних режимах течения позволяет предложить принципиально новый подход к технологии получения результатов исследований и методике интерпретации полученных результатов.

Он опирается на анализ инвариантных параметров, описывающих изменения давления во времени при данных режимах. Неопределенность, присущая частичной интерпретации результатов ГДИС, компенсируется зависимостью результатов от характера и степени неравномерности вскрытия коллектора трещинами.

Табл. 1. Аналитические соотношения для определения параметров линейной асимптоты  
Tab. 1. Analytical relations for linear asymptote parameters identification

Однородный пласт, вскрытый трещинами одинаковой длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{NhL_{тр}}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{k\beta_{\Sigma}K_{п}}{\mu}} = \sqrt{\pi} \frac{S_{тр}}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{k\beta_{\Sigma}K_{п}}{\mu}}$	(1)
Однородный пласт, вскрытый трещинами разной длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{h}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{k\beta_{\Sigma}K_{п}}{\mu}} \cdot \left\{ \sum_1^N L_{тр,i} \right\}$	(2)
Неоднородный пласт, вскрытый трещинами одинаковой длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{h}{Q_{ат}B_o} L_{тр} \cdot \sqrt{\frac{\beta_{\Sigma}K_{п}}{\mu}} \cdot \left\{ \sum_1^N (\sqrt{k_i}) \right\}$	(3)
Неоднородный пласт, вскрытый трещинами разной длины	$tg\theta_L^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{h}{Q_{ат}B_o} \cdot \sqrt{\frac{\beta_{\Sigma}K_{п}}{\mu}} \cdot \left\{ \sum_1^N (L_{тр,i} \sqrt{k_i}) \right\}$	(4)

$Q_{ат}$  — дебит в условиях атмосферы,  $B_o$  — объемный коэффициент,  $N$  — число трещин,  $h$  — толщина пласта,  $L_{тр,i}$  — полудлина трещины с индексом  $i$  (если длина всех трещин одинакова, индекс отсутствует),  $S_{тр}$  — суммарная площадь поверхности трещин,  $k$  — проницаемость пласта на контакте с трещиной с индексом  $i$ ,  $\mu$  — динамическая вязкость пластового флюида,  $\beta_{\Sigma} = \beta_{пс} + \beta_{см}$  — интегральная сжимаемость коллектора (сумма сжимаемостей пористой среды  $\beta_{пс}$  и заполняющей поры смеси флюидов  $\beta_{см}$ ),  $K_{п}$  — пористость

### Инвариантные параметры ГДИС для раннего линейного режима течения

Наиболее типичной для кластерного ГРП является режим течения с ранней линейной симметрией. Соответствующая ему инварианта подробно рассмотрена в работах [2, 3, 5].

Если трещина имеет неограниченную проводимость, интервал времени, в пределах которого симметрия линий тока близка к ранней линейной, диагностируется по наклону асимптоты к логарифмической производной равным 0,5. Для количественной оценки параметров пласта в пределах данного интервала кривую изменения приращения от времени перестраивают в так называемом характеристическом масштабе для линейного течения. Этот масштаб представляет собой суперпозицию функций  $f\sqrt{t}$ , вычисляемую с учетом текущего времени и дебита, а также истории работы скважины.

Кривая изменения давления в характеристическом масштабе времени имеет линейную асимптоту, наклон которой  $\theta_L$  определяется формулами (табл. 1).

Таким образом, по результатам ГДИС определяется значение инвариантного параметра  $INV$ , который может принимать одно и то же значение при различных сочетаниях гидродинамических характеристик пласта и совершенства его вскрытия.

Из соотношений таблицы (1) следует, что в условиях слабо выраженной неоднородности пласта по результатам ГДИС в интервале раннего линейного течения возможна оценка суммарной поверхности трещин, дренирующих пласт. Практическая значимость подобной оценки видится прежде всего в оценке степени охвата трещинами объема коллектора.

### Контроль динамики работы пласта на основе инварианты линейного течения

Индивидуальная оценка параметров трещин на основе раннего линейного течения возможна, только если есть априорная информация о долях трещин в притоке или профиле проницаемости коллектора по длине ствола [2, 3, 5].

Но если ограничить задачу ГДИС контролем динамики совершенства скважины,

количественную интерпретацию результатов исследований можно свести к сопоставлению значений инварианты линейного течения, соответствующей разновременным периодам исследований [4–8].

Сущность данного подхода рассмотрим на примере гипотетической ситуации, когда технология ГДИС представляет собой периодическую смену циклов запуска и остановки скважины. Примем, что длина трещин линейно снижается во времени. На рисунке приведены результаты воспроизведения данной ситуации на модели (рис. 7). Модель описывает вскрытие однородного пласта горизонтальным стволом длиной 1 000 м с одинаковой длиной трещинами ГРП одинаковой длины.

На рисунке 8 представлено поведение давления в циклах остановки скважины для регистрации кривой восстановления давления (КВД) в интервале раннего линейного течения в характеристическом масштабе времени  $f\sqrt{t}$  для циклов КВД.

Рассмотрим пример реализации данной технологии. На рисунке 9а приведены исходные кривые изменения во времени давления и расхода. Исследования начаты непосредственно после запуска скважины в эксплуатацию, затем был выполнен длительный мониторинг периода относительно стабильной эксплуатации, в период которого наблюдалось практически монотонное падение дебита во времени. Наиболее информативным оказался заключительный этап мониторинга длительностью около года. В этот период было выполнено несколько остановок скважины, длительность которых достаточна для уверенной диагностики раннего радиального режима течения. Снижение проводящих свойств трещин настолько контрастно, что диагностируется визуально при сопоставлении соответствующих циклам КВД Log-log графиков (рис. 9б). Рост скин-фактора отражается в нарастающем от цикла к циклу удалении друг от друга графиков давления и логарифмической производной.

Дополнительный анализ графиков изменения давления в циклах в характеристическом масштабе для линейного течения позволяет оценить значения соответствующей инварианты, по динамике которой можно количественно оценить объем коллектора,

дренируемый трещинами. За время исследования он снизился чуть менее чем в три раза.

### Дополнительные потенциальные возможности интерпретации результатов ГДИС в интервалах времени раннего истощения

Дренирование пласта в режиме раннего истощения наблюдается в областях коллектора, где трещины расположены очень близко друг другу (рис. 4д, рис. 6).

В классической теории ГДИС режим истощения связан с дренированием скважиной ограниченной со всех сторон залежи (линзы) либо с проявляющим себя аналогичным образом влиянием соседних скважин. Интервал времени, в пределах которого наблюдается данный режим, диагностируется по наклону асимптоты к логарифмической производной равным 1. Характеристическим масштабом для данного режима является суперпозиция функций  $f(\Delta t)$ , вычисляемая, как и для линейного течения, с учетом текущего времени и дебита, а также истории работы скважины. Кривая изменения давления в характеристическом масштабе времени имеет линейную асимптоту, наклон которой  $(INV)_E$  определяется формулой [9]:

$$tg\theta_E = \frac{Q_{ат} B_o}{\beta_\Sigma Sh K_\Pi}, \quad (5)$$

где  $Q_{ат}$  — дебит в условиях атмосферы,  $B_o$  — объемный коэффициент,  $h$  — толщина пласта,  $\mu$  — динамическая вязкость пластового флюида,  $\beta_\Sigma$  — сжимаемость пористой среды,  $K_\Pi$  — пористость пласта,  $S$  — площадь дренируемой линзы.

Ранний режим истощения в пласте, дренируемом горизонтальной скважиной с многостадийным ГРП, возникает по другой причине. Это результат взаимовлияния соседних трещин. Но его аналитическое описание принципиально не отличается от только что рассмотренного. Формула (5) применима и в данном случае, но аналогом комплексного параметра  $V=Sh$  становится объем пласта  $V_\Sigma$ , дренируемого всей системой искусственных трещин.

Анализ возможностей интерпретации ГДИС в интервалах истощения — первоочередная задача дальнейших исследований. Динамика параметра  $V_\Sigma$  во времени, как и в случае раннего линейного течения, отражает изменение степени текущего охвата пласта выработкой [10–11].

Но подобный анализ имеет существенную специфику. Во-первых, на поведение

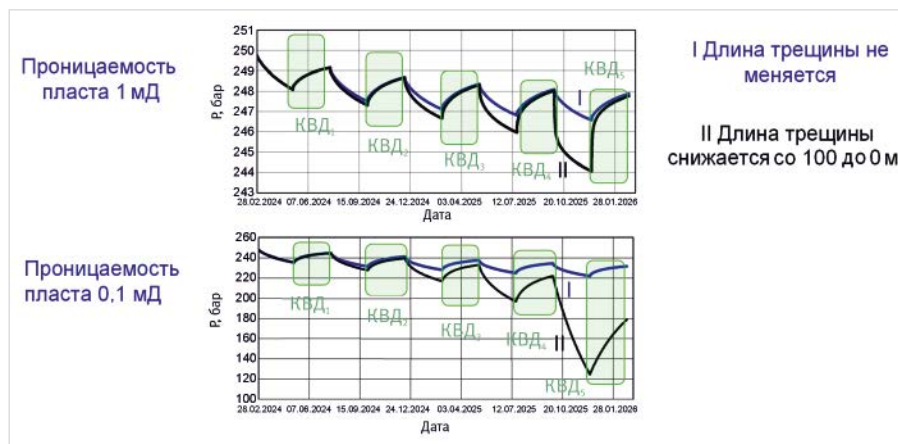


Рис. 7. Результаты моделирования изменения давления на забое скважины при циклическом чередовании периодов работы и остановки: I — длина трещины в процессе работы не меняется; II — длина трещины падает от цикла к циклу по линейному закону и равна для циклов 1, 2, 3, 4, 5 соответственно 100, 75, 50, 25 и 0 м

Fig. 7. Bottomhole pressure modeling results in a cyclic alternation of periods of production and shut-in: I — fracture length does not change during the production; II — fracture length decreases during production according to a linear law and is equal to 100, 75, 50, 25 and 0 m for 1, 2, 3, 4, 5 production periods respectively

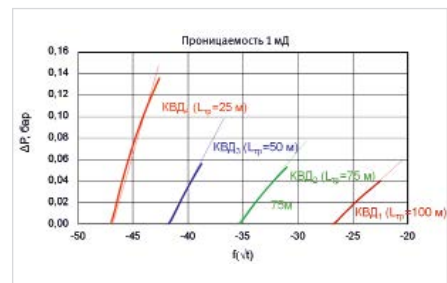


Рис. 8. Приращение давления в циклах КВД в интервале линейного течения (шифр кривых — индекс цикла КВД согласно рис. 7, в скобках — текущая длина трещины в цикле)

Fig. 8. Pressure changes in build-up periods during the linear flow time (curve code — build-up index according to fig. 7, in brackets — current fracture length in the time period)



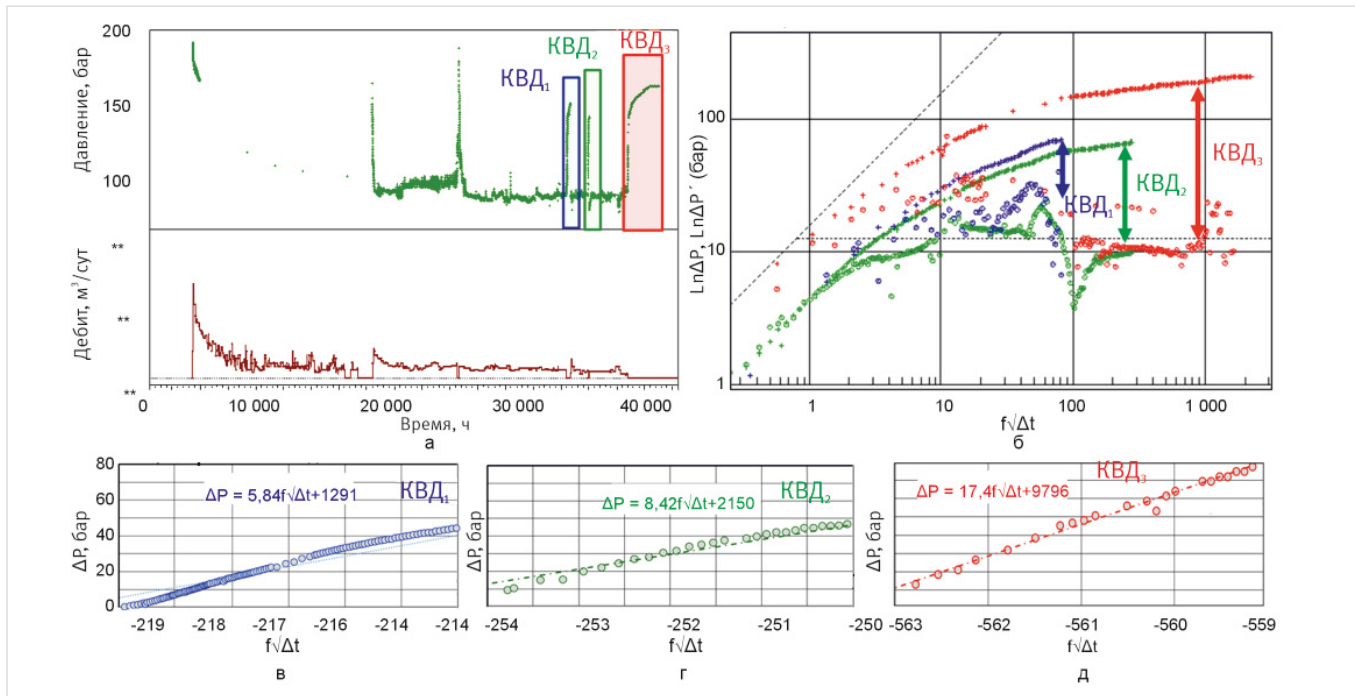


Рис. 9. Результаты циклических гидродинамических исследований реальной скважины с несколькими КВД: а — результаты изменения во времени давления и дебита; б — результаты Log-log диагностики в циклах остановки скважины КВД₁, КВД₂, КВД₃; в, г, д — графики изменения приращения давления в циклах КВД₁, КВД₂ и КВД₃ ( $\Delta P$ ) от приращения времени в характеристическом масштабе для линейного течения ( $f\sqrt{\Delta t}$ )

Fig. 9. Results of well-test of a real well with several build-ups: а — pressure and flow rate changes in time; б — Log-log plots for the periods of well shut-ins: PBU₁, PBU₂, PBU₃; в, г, д — graphs of pressure changes in build-up periods PBU₁, PBU₂ and PBU₃ ( $\Delta P$ ) during the linear flow time vs ( $f\sqrt{\Delta t}$ )

давления не влияет проницаемость коллектора. Во-вторых, в дренировании пласта участвует поверхность только близрасположенных трещин.

А значит, сопоставление динамики изменения во времени инвариант линейного и радиального течения при высокой плотности трещин потенциально можно использовать для контроля качества вскрытия пласта. Резкое различие поверхности и объема дренирования косвенно указывает на близкое расположение трещин, а значит, высокую степень охвата коллектора трещинами ГРП.

#### Итоги

Результатами моделирования доказана эффективность долгосрочных гидродинамических исследований в горизонтальном стволе с многостадийным ГРП, включающих длительную отработку и периодические остановки скважины. Предложен метод количественной оценки динамики снижения проводящих свойств трещин на основе сопоставления инвариантных параметров, описывающих поведение давления в периоды раннего линейного течения. Обоснована возможность решения данной задачи по результатам анализа эффекта раннего истощения. Эффективность предложенных технических решений подтверждена результатами гидродинамических исследований эксплуатационных нефтяных скважин, дренирующих пласты anomalно низкой проницаемости.

#### Выводы

Основной областью практического применения полученных результатов являются планирование, проведение и интерпретация гидродинамических исследований скважин. Потенциальными объектами исследований являются пласты anomalно низкой проницаемости, дренируемые горизонтальными стволами с многостадийным ГРП. Основной

целью исследований является оценка качества выполненного ГРП. По результатам ГДИС возможна также оценка эффективности использованной технологии создания трещин, а также обоснование рекомендаций по повторному гидроразрыву, стимуляции и оптимизации дизайна ГРП новых скважин в аналогичных условиях.

#### Литература

- Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72.
- Гришина Е.И., Кременецкий М.И., Буянов А.В. Прогноз выработки неоднородного пласта в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта по результатам комплексных геофизических и гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5. С. 38–43.
- Гришина Е.И., Кременецкий М.И., Морозовский Н.А. Обоснование и прогноз продуктивности горизонтальных скважин с МГРП на основе комплексных гидродинамических и геофизических исследований // Инженерная практика. 2016. № 7. С. 72–81.
- Давлетбаев А.Я., Нуриев А.Х., Махота Н.А. и др. Способ исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в низкопроницаемых коллекторах. Патент РФ № 2734 202, МПК E21B 47/00, публикация 2020.10.13.
- Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
- Садыков А.М., Хазиев А.М., Сыпченко С.Э. и др. Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 96–101.
- Мартынов В.А., Ипатов А.И., Кричевский В.М. и др. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 106–109.
- Овчинников В.П., Шамсутдинов Н.М., Леонтьев Д.С. и др. Системы заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для низкопроницаемых слабодренируемых неоднородных и расчлененных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 6. С. 138–154.
- Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с.
- Никонова А.Н., Ерастова В.А. Контроль эффективности многостадийного гидроразрыва пласта при вскрытии коллекторов в условиях высокого газового фактора // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6. С. 14–23.
- Yao Sh., Zeng F., Liu H., Zha G. A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. Journal of Hydrology, 2013, Vol. 507, P. 201–212. (In Eng).

## Results

The results of modeling have proven the effectiveness of long-term well tests of horizontal wells with multi-stage hydraulic fractures, including drawdowns and periodic shut-ins. A method for quantitatively assessing the dynamics of the fractures degradation is based on a comparison of invariant parameters describing the behavior of pressure during periods of early linear flow has been proposed. The possibility of solving this problem has been validated by the results of the analysis of the early depletion effect. The effectiveness of the proposed technical solutions has been confirmed by the results of well test of producers draining formations with abnormally low permeability.

## References

1. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Gulyaev D.N. et al. Reservoir surveillance when hard-to-recover reserves developing. Oil industry, 2015, issue 9, P. 68–72. (In Russ).
2. Grishina E.I., Kremenetskiy M.I., Buyanov A.V. Forecast of a heterogeneous formation in horizontal wells subjected to a multistage hydraulic fracturing by the data of integrated geophysical and hydrodynamic studies. Oilfield engineering, 2020, issue 5, P. 38–43. (In Russ).
3. Grishina E.I., Kremenetskiy M.I., Morozovsky N.A. Justification and forecast of productivity of horizontal wells with hydraulic fracturing based on complex hydrodynamic and geophysical studies. Inzhenernaya praktika, 2016, issue 7, P. 72–81. (In Russ).
4. Davletbaev A.Ya., Nuriev A.H., Makhota N.A. et al. Method of analyzing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeability headers. Russian patent № 2734 202, МПК E21B 47/00, publication 2020.10.13. (In Russ).
5. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimisation of oil and gas field development. Izhevsk: Institute of computer research, 2020, 756 p. (In Russ).
6. Sadykov A.M., Khaziev A.M., Sypchenko S.E. et al. Fracture initiation and propagation method for high-rate hydraulic fracturing in source rock reservoirs. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 96–101. (In Russ).
7. Martynov V.A., Ipatov A.I., Krichevskiy V.M. et al. Permanent reservoir monitoring by logging gages at the stage of tight oil recovery. Oil industry, 2014, issue 3, P. 106–109. (In Russ).
8. Ovchinnikov V.P., Shamsutdinov N.M., Leontiev D.S. et al. Horizontal well completion systems with multi-stage hydraulic fracturing for low-permeability, poorly drained, heterogeneous and dismembered reservoirs. Oilfield engineering, 2023, Vol. 21, issue 6, P. 138–154. (In Russ).
9. Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. Information support and technologies of hydrodynamic modelling of oil and gas deposits. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2012, 894 p. (In Russ).
10. Nikonorova A.N., Erastova V.A. Control of the multistage hydraulic fracturing effectiveness under conditions of high gas-oil ratio in the well, 2023, issue 6, P. 14–23. (In Russ).
11. Yao Sh., Zeng F., Liu H., Zha G. A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells. Journal of Hydrology, 2013, Vol. 507, P. 201–212. (In Eng).

## Conclusions

Practical application of the obtained results are planning, conducting and interpreting of well tests in case of an abnormally low permeability of the tested reservoir, drained by horizontal wells with multi-stage hydraulic fractures. The main objective of the research is to assess the quality of the performed hydraulic fracturing. Based on the results of well test, it is also possible to assess the effectiveness of the technology used to create fractures, as well as substantiate recommendations for repeated hydraulic fracturing, near-wellbore treatment and hydraulic fracturing design optimization of new wells in similar conditions.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Никонова Анастасия Николаевна**, главный специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; старший преподаватель кафедры геофизических информационных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия  
**Для контактов:** [anastasia.nikonorova@list.ru](mailto:anastasia.nikonorova@list.ru)

**Ворон Кира Андреевна**, специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

**Кременецкий Михаил Израилевич**, д.т.н., эксперт, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; профессор кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

**Борисов Владимир Вячеславович**, специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

**Бахмутов Алексей Викторович**, специалист, Группа компаний ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

**Воронин Дмитрий Андреевич**, студент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Лазуткин Дмитрий Михайлович**, руководитель направления по скважинным исследованиям, АО «Росатом Нефтегазовые технологии», Москва, Россия

**Nikonorova Anastasia Nikolaevna**, chief specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia; senior lecturer, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Corresponding author:** [anastasia.nikonorova@list.ru](mailto:anastasia.nikonorova@list.ru)

**Voron Kira Andreevna**, specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia

**Kremenetskiy Mikhail Izrailevich**, ph.d. of engineering sciences, expert, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia; professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Borisov Vladimir Vyacheslavovich**, specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia

**Bakhmutov Aleksey Viktorovich**, specialist, “Gazprom Neft” Group of Companies PJSC, Saint Petersburg, Russia

**Voronin Dmitry Andreevich**, student, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Lazutkin Dmitry Mikhailovich**, well test discipline head, “Rosatom oil and gas technologies” JSC, Moscow, Russia



# Некоторые особенности литогенеза концентрированных форм органического вещества подсолевых отложений Прикаспийской впадины и сопредельных территорий

Юсупова И.Ф.

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
abukova@ipng.ru

## Аннотация

В подсолевых отложениях Прикаспийской впадины и сопредельных территорий изучались два вида высокоуглеродистых отложений с твердым концентрированным органическим веществом: доманикиты ( $D_3 f_2-C_1 t$ ) и визейские угли ( $C_1 v$ ). Они отличаются сложным строением, для них характерна высокая литологическая неоднородность, разнообразие постседиментационных преобразований.

Породообразующие концентрации органического вещества и участие его в постседиментационной трансформации осадочного материала predetermined анизотропию физико-механических свойств пород, особенности формирования эпигенетической пустотности, трещиноватости, специфику литификации и децементации в отдельных участках.

## Материалы и методы

Выявление роли органического вещества высокоуглеродистых пород в перераспределении минерального материала в диагенезе, темпах его литификации, в формировании вторичной пустотности и трещиноватости. Особенности проявления угольного органического вещества в эрозионно-карстовых палеоврезах, его роль в децементации аллювиальных песчаников. Рассматривалась

возможность использования угольных пластов в качестве индикаторов континентальных отложений при корреляции геолого-геофизических данных.

## Ключевые слова

прикаспийская впадина, подсолевые отложения, доманикиты, визейские угли, органическое вещество

Финансирование. Работа выполнена за счет госбюджетного финансирования ИПНГ РАН (тема FMME-2022-0001).

## Для цитирования

Юсупова И.Ф. Некоторые особенности литогенеза концентрированных форм органического вещества подсолевых отложений Прикаспийской впадины и сопредельных территорий // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6 С. 57–63. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-57-63

Поступила в редакцию: 23.09.2024

## LITHOLOGY

UDC 553.2.624.131 | Original Paper

## Some features of lithogenesis of concentrated forms of organic matter in subsalt deposits of the Pre-Caspian depression and adjacent territories

Yusupova I.F.

Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia  
abukova@ipng.ru

## Abstract

In the subsalt deposits of the Pre-Caspian depression and adjacent territories, two types of high-carbon deposits with solid concentrated organic matter were studied: domanikites ( $D_3 f_2-C_1 t$ ) and Visean coals ( $C_1 v$ ).

They are characterized by a complex structure, high lithological heterogeneity and a variety of post-sedimentary transformations.

The rock-forming concentrations of organic matter and its participation in the post-sedimentary transformation of sedimentary material predetermined anisotropy of physical and mechanical properties of rocks, the features of epigenetic void formation, fracturing, and the specificity of lithification and decementation in some areas.

## Materials and methods

Identification of the role of organic matter of high-carbon rocks in redistribution of mineral material in diagenesis, in its lithification speed, in the formation of secondary porosity and fracturing. Manifestation peculiarities of coal organic matter in erosion-karst paleoincisions, its role in the decementation of alluvial sandstones. The

possibility of using coal strata as indicators for continental deposits in the correlation of geological and geophysical data was considered.

## Keywords

Pre-Caspian depression, subsalt deposits, domanikites, Visean coals, organic matter

## For citation

Yusupova I.F. Some features of lithogenesis of concentrated forms of organic matter in subsalt deposits of the Pre-Caspian depression and adjacent territories. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 57–63. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-57-63

Received: 21.09.2024

## Введение

Прикаспийский нефтегазоносный бассейн граничит с Волго-Уральской и Воронежской антеклизми. Его образование обусловлено прогибанием юго-востока Восточно-Европейской платформы и юга Предуральского краевого прогиба в пермско-мезозойский этап геологического развития [3]. По представлениям [22] в позднем палеозое и отчасти мезозое в погружение был вовлечен и Поволжский регион. Волго-Уральская антеклиза оказалась поглощенной опусканием Восточно-Русской области; погружение обусловлено сходство многих геологических процессов на значительной территории.

В разных районах прибортовых зон Прикаспийской впадины вскрыты подсолевые отложения палеозойского возраста. Они характеризуются сложным строением, резкой изменчивостью литологического состава, наличием многочисленных, нередко длительных, перерывов в осадконакоплении, недостаточной освоенностью буровыми работами. Все это затрудняет однозначную трактовку геологических данных [8].

В последнее время корректируются взгляды на осадконакопление в регионе, постседиментационные трансформации осадочного материала, специфику формирования коллекторов и пространственного распределения разнофациальных отложений; делаются попытки объединения разнородных исследований. В качестве примера можно привести работу по выявлению взаимосвязи седиментации подсолевых толщ и их нефтегазоносности в участках контакта Прикаспийской впадины, Предуральского прогиба и Русской плиты [10].

В данной работе сделана попытка объединения разноплановых исследований подсолевых отложений исследуемого региона с целью создания впоследствии целостной картины распределения в них отложений с высоким нефтегазоматеринским потенциалом, образованных как в морских, так и в континентальных условиях. Особое внимание было уделено выявлению роли повышенных концентраций органического вещества (ОВ)

в постседиментационной трансформации осадочного материала нефтематеринских пород.

## Концентрированные формы органического вещества подсолевых отложений

Рассматриваются два вида проявлений концентрированного ОВ в подсолевых отложениях региона: в доманиковых отложениях ( $D_3-C_1$ ) верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста и угольные залежи визейского возраста ( $C_{1v}$ ).

Породы доманиковой толщи считаются высокопродуктивными нефтематеринскими отложениями, в Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах они были источником углеводородов для многих залежей в вышележащих карбонатных постройках. В то же время было установлено, что доманиковые породы еще содержат существенную долю углеводородов, не покинувших нефтематеринскую толщу. Это делает отложения доманиковых пород единой неструктурной залежью недоразведанных углеводородов [15]. Несмотря на обилие многообразных исследований, породы доманиковой толщи представляются интересными для изучения.

Восточно-Европейская платформа — территория широкого распространения доманиковых отложений; они представлены глинисто-кремнисто-карбонатными породами, с переходными разностями до кремнистых и карбонатных, часто битуминозными, с широким диапазоном концентраций ОВ (табл. 1).

Обращают на себя внимание многообразие и неравномерность макро- и микропереслаивания доманиковых пород: с различными соотношениями количества прослоев известняков, высокоуглеродистых пород, сланцев, слоев с разным насыщением фаунистическими остатками [30]. Это отражает разнообразие обстановок осадконакопления высокоуглеродистых доманиковых отложений в условиях морской седиментации. Эти условия разнообразны: от депрессионных впадин и склонов карбонатных массивов до мелководного шельфа с растущими биогеогенными постройками; обращается внимание

на обогащенность отложений органическим веществом, притом неравномерную [19].

Органическое вещество доманиковых отложений. Диапазон концентраций ОВ в доманиковых породах широк, включая горючесланцевые (0,5–48 вес. %), даже на микроуровне фиксируется тонкое переслаивание пород, обогащенных (иногда полностью керогеновых) и бедных органическим веществом; доманикитные концентрации составляют около 60 % от толщины разреза ( $C_{org} > 0,5$  вес. %), остальная часть сложена доманикоидами ( $C_{org} < 0,5$  вес. %).

Вещество доманиковых пород состоит из остатков морских планктонных водорослей с примесью наземного органического материала; тип ОВ одинаков; в хлороформенном битумоиде содержится смолисто-асфальтеновые компоненты до 70 %.

Концентрации ОВ в доманиковых отложениях нередко являются пороодообразующими, в некоторых случаях они достигают горючесланцевых, нижний предел концентрации ОВ в горючих сланцах, по разным авторам, находится в пределах 10–25 %.

Наиболее обогащенную органическим веществом часть карбонатного девона — семилукские отложения — можно уподобить сланцевой залежи кукерситов, имеющей определенное сходство с доманиковым горизонтом [19, 30].

Горючие сланцы в подсолевых отложениях Прикаспийской впадины установлены также в морских отложениях среднего девона, представленных широким спектром отложений: кремнисто-битуминозных, микритовых известняков и кремней [10].

Повышенное содержание ОВ, особенно горючесланцевые концентрации, повлияло на некоторые параметры и свойства высокоуглеродистых пород.

Ранее на примере кукерситовых горючих сланцев было показано влияние повышенных концентраций ОВ на плотность пород, на их прочность, возможность вовлечения в сульфатредукционные процессы и др.; установлена объемная значимость ОВ в высокоуглеродистых отложениях.

Объемную значимость ОВ высокоуглеродистых пород предопределяет пониженная плотность ОВ, поэтому объемные соотношения в доманикитах не совпадают с весовыми; это свойство всех высокоуглеродистых пород (табл. 2) [29, 30].

В доманиковых породах установлена изменчивость многих параметров и плотностно-прочностная анизотропия; она обусловлена колебаниями содержания ОВ. Все это приводит к мозаичному распределению в пластах доманика участков с разными физико-механическими свойствами, а также с разным флюидонефтегазоматеринским потенциалом.

Пустотность в доманиковых породах. Сведения о эпигенетической пустотности и формировании коллекторских свойств доманиковых отложений немногочисленны. Прослои известняков и радиоларитов склоновых фаций выявлены в исследованном фрагменте Волго-Уральского бассейна. Они характеризуются относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами ( $K_{пор}$  4–10 %, проницаемость 0,1–245 мД). Такие прослои могут считаться порово-трещинными коллекторами. Косвенным свидетельством проницаемости нефтематеринского пласта можно считать сходство состава автохтонных и миграционных битумоидов и возможность миграции последних внутри пласта [19].

Табл. 1. Породы доманиковой толщи  
Tab.1. Domanic strata rocks

Наименование породы	Содержание пороодообразующих компонентов, вес. %			
	Карбонатные	Терригенные (глинистые)	Кремневые	Кероген (ОВ)
Тонкослоистые породы высокоуглеродистые	0–100	0–25	0–100	5–49,5
Кремень углеродистый	0–35	0–5	60–90	0,5–5
Известняк углеродистый	85–100	0–5	0–15	5
Известняк	75–100 кальцит 0–14 доломит	0–10	0–10	<0,5

Табл. 2. Несовпадение весовых и объемных концентраций в доманиковых породах  
Tab. 2. Differences of weight and volume concentrations in domanic rocks

Содержания	Доманиковые породы, усредненный состав, %		
	ОВ	глинистое, кремнистое вещество	карбонатное вещество
Весовые	32,0	41,0	27,0
Объемные*	52,0	30,0	18,0

\*при плотности ОВ — 1,0 вес. %, терригенные компоненты — 2,2 вес. %, карбонаты — 2,5 вес. %



При бурении в подсолевых, в том числе доманиковых, отложениях Прикаспийской впадины нередко отмечались провалы инструмента, поглощение бурового раствора, установлены интервалы кавернозных, выщелоченных пород и т. д. Трещинно-порово-кавернозные породы были обнаружены, по данным [7], при бурении скважины Дево-нская-1 на Астраханском карбонатном массиве на различных глубинах (в том числе на глубине 6 046–6 551 м).

Для доманикового горизонта ( $D_3dm$ ) коллекторы не характерны; это объясняется данными седиментационно-емкостного моделирования подсолевых отложений зоны контакта Прикаспийской впадины, Русской плиты и Предуральяского прогиба. В разрезах доманика на северо-востоке Бузулукской впадины обнаружены линзы пористых известняков; они установлены совместно с залежами в перекрывающих позднефранкских отложениях. На рубеже турнейского и визейского времени происходило формирование вторичной пористости в породах, поскольку значительная часть территории подверглась размыву [10].

Однако анализ многочисленных исследований, посвященных формированию вторичной пустотности в карбонатных породах, позволяет предположить, что керновый материал нередко не дает адекватной картины о процессах выщелачивания и формирования коллекторской емкости; в ходе бурения кавернозные и выщелоченные, малопрочные породы нередко стираются, разрушаются (полностью или частично), вынос зерна в таких интервалах обычно занижен, визуальные возможности изучения пород ограничены диаметром зерна. К.И. Багринцева [2], изучавшая условия формирования и свойства карбонатных коллекторов подсолевых отложений на месторождениях Прикаспийской впадины (Астраханское, Жанажол, Карачаганак и др.), отметила, что при бурении чаще извлекаются более плотные прослои; извлечение менее прочных пород не всегда бывает полным, они хуже отражены в материалах бурения. Все это понижает информативность геологических данных, затрудняет их однозначную трактовку о процессах образования вторичного пустотного пространства в карбонатных породах.

Роль органического вещества в формировании пустотности демонстрировалась во многих работах, в том числе автора статьи. Так, было показано, что в участках карстовой денудации вклад ОВ кукерситовых горячих сланцев в формирование эпигенетической пустотности был более значимым, чем вклад карстующихся карбонатов. Было выявлено, что в ходе реализации своего флюидоматеринского потенциала (в том числе нефтегазообразования) флюидоматеринские породы (наряду с изменением своих свойств) теряют часть объема и массы при образовании, отделении и удалении миграционноспособных продуктов (в том числе углеводородов). При этом мощность пород уменьшается (обычно неравномерно), возникают участки ослабленных пород, наращивается трещиноватость и другие деформации (проседание вышележащих, перекрывающих пластов над участками катагенного сокращения мощности, нарушение сплошности пластов и др.) [4, 6, 28–31].

«Биопустоты» фаунистических остатков (тентакулиты, радиолярии) и микротрещины (последние и вертикальные) приносят ощутимый вклад в емкость пространство домаников. Их сохранению способствует раннее окремнение; позже «биопустоты» заполняются миграционными битумоидами. Напротив,

залечивает «биопустоты» ранняя карбонизация. Созданию пластов с разной степенью литификации способствовали чередование карбонатизированных, окремненных сапропелитовых слоев, тонкая слоистость [26].

Не только повышенные концентрации ОВ могут участвовать в создании эпигенетической пустотности, но и текстуры домаников. Моделирование катагенетических процессов в рассматриваемых отложениях свидетельствует, что в породах со слоистыми текстурами и величиной  $S_{org} > 5-10$  вес. % наблюдалось образование пустотного пространства (поры, трещины и их связанность). Наоборот, в породах с массивными текстурами (то есть с равномерным распределением ОВ) при содержании  $S_{org} < 0,5$  вес. % трещины не образуются [24].

Важную роль в фильтрации углеводородов играют пласты с системой открытых субгоризонтальных макротрещин; они названы суперколлекторами [17]. Субгоризонтальная трещиноватость обеспечивает сверхвысокую, по сравнению с матрицей, флюидопроницаемость; она обнаружена на многих месторождениях Прикаспийской впадины (Астраханское, Тенгиз, Жанажол, Карачаганак, Оренбургское и др.).

Еще более значима роль горизонтальных трещин в коллекторах битуминозно-глинистого состава. Этот тип коллектора является объектом активной промышленной разработки (глинистые сланцы «вудфорд» в Оклахоме, глинистые сланцы девона в Аппалачском, Мичиганском, Иллинойском бассейнах и других регионах). Тонкая горизонтальная трещиноватость нередко определяет продуктивность баженовской свиты Салымского месторождения (Западная Сибирь); коллектор-баженит необычен тем, что залегает в нефтематеринской глинистой толще сложного состава. Давно известен феномен коллектора в пелитовых отложениях раннего майкопа Центрального Предкавказья. Трещины в нижнемайкопском глинистом коллекторе имеют субгоризонтальную ориентировку, ветвистую конфигурацию, различные протяженность, раскрытость и густоту; максимальная концентрация таких трещин отмечается в обогащенных органическим веществом слоях глин [5].

В вышеупомянутых опытах по катагенным изменениям доманика был показан процесс образования субгоризонтальных трещин, ориентированных по напластованию в слоистых породах. Слоистая текстура в этом случае была предопределена прослоями и линзами домаников, обогащенных ОВ сапропелевой и зоогенной природы [24]. В этих породах возможно формирование листоватого коллектора в участках тонкого переслаивания (даже на микроуровне) слоев, почти нацело сложенных органическим веществом, со слоями, обедненными ОВ; в ходе катагенного уменьшения твердого ОВ произойдет ослабление контактов между слоями.

Так, в ходе погружения на катагенные глубины пласты осадочных отложений, обогащенных ОВ, становятся зонами повышенной генерации углеводородов и зонами заметного уменьшения мощности. В них образуются трещины, листоватые текстуры, вдольслоевые, межпластовые нарушения сплошности; породы приобретают способность раскалываться на плитки по субгоризонтальным плоскостям, трассируя прослои с былым обогащением твердым ОВ [6]. Таким образом, в погружающихся пластах высокоуглеродистых пород, синхронно с образованием

углеводородов, возникает и нарастает трещинная проницаемость. Пласты таких пород из флюидоупоров переходят в флюидогенерирующие и флюидопроводящие.

Возможности трещинообразования в доманиковых отложениях в восточной части Русской платформы обсуждались и ранее, однако в нашем случае обращается внимание на проявление ОВ в постседиментационном образовании трещин.

Таким образом, наличие трещин, документируемых в изучаемых породах, иногда может свидетельствовать о полной или частичной потере твердого ОВ в этих участках.

### **Влияние органического вещества на темпы литификации доманиковых пород и миграцию углеводородов**

Благоприятный тип керогена и обогащенность им пород доманиковой формации (кероген II типа) свидетельствуют о том, что ОВ доманиковых отложений может стать источником нефти еще до достижения доманикитами условий ГФН и генерировать углеводороды на более ранних стадиях. Генерация битумоидов и их эмиграция в кремнисто-карбонатных породах происходят уже на града-ции ПК-МК<sub>1</sub> [19].

Некоторые исследователи увидели своеобразие доманиковых отложений не только в повышенном содержании ОВ в них, но и в раннем образовании битумоидов и ранней их миграции; существуют работы, констатирующие, что миграция битумоидов началась в осадке еще до его затвердевания [25].

В многоплановых исследованиях Р.С. Сахибгареев (1972) развивает эти представления. По его мнению, раннее образование битумов в доманиковых осадках было обусловлено высокими концентрациями ОВ; это привело к ранней гидрофобизации поверхности глинистых частиц и мелких кальцитовых зерен, что оказало консервирующее влияние на процессы кристаллизации и затормозило литификацию мергелей и глин.

Избежали ранней гидрофобизации относительно чистые известняки; они литифицировались на самых ранних этапах диагенеза, отнесшая значительную часть ОВ во вмещающие осадки. Последние обогащались ОВ, вбирая наиболее подвижные компоненты из литифицирующихся известняков; распределение ОВ внутри пластов не оставалось постоянным.

Степень гидрофобизации и консервирующее влияние гидрофобизирующих пленок зависят от содержания ОВ. При этом УВ-потенциал битумоидов исходного, свежего осадка (наследовавшего в основном углеводороды планктона) мог наращиваться за счет диагенетических, а позже раннекатагенетических преобразований ОВ.

И лишь с переходом основной части высокомолекулярных гидрофобизирующих полярных компонентов этих пленок в углеводороды (и с удалением основной части углеводородов) может наступить возможность для перекристаллизации кальцитовых зерен, мергельных осадков и их литификация с консервацией оставшихся (не успевших эмигрировать) битумов. При этом часть доманиковых мергельных и сильно глинистых осадков могла оставаться достаточно рыхлыми, а пласт — неравномерно (мозаично) литифицированным. При условии герметичности подстилающих и перекрывающих пород саболитифицированный материал доманикового пласта в отдельных участках может быть рыхлым на значительных глубинах, порой близких к термобарическим условиям ГФН.

К этому времени в условиях тектонической активизации известняковые прослои (литифицированные в самом начале диагенеза) могли приобрести трещиноватость, а сам пласт — условия для дополнительной разгрузки углеводородов.

Таким образом, осадки доманиковых фаций по скорости и времени литификации представляют собой сложную гетерогенную систему: в одних типах осадков перераспределение вещества прерывается рано, в других — продолжается длительное время.

Так, повсеместное образование известковых конкреций размером около 15 см и более проходило в участках пласта, сложенных еще рыхлым мергельным и глинистым материалом. Конкреционные стяжения имеют округлую, эллипсоидную, лепешковидную, пластообразную форму. Большое количество карбонатных конкреционных тел характерно для глин, мергелей, глинистых известняков доманиковых фаций Востока-Русской платформы, Южного Урала, Южного Тимана (Сахибгареев, 1972; [30]). Фиксация крупных пластообразных конкреций в керновом материале становится проблемой: при документации керна они могут отождествляться со слоистостью, искажать представления о целостности пластов, а, следовательно, о проницаемости.

Выщелачивание и перераспределение известкового материала в ходе формирования конкреций наблюдались и в разрезах других высокоуглеродистых пород, например, в баженовской свите Западной Сибири. Интерес к карбонатным породам, присутствующим местами в баженовской свите, определяется их коллекторским потенциалом, а актуальность — отсутствием единых представлений о процессах их формирования. Особенности этих разрезов — широкое распространение карбонатных конкреций диаметром 7–12 см и линз-прослоев толщиной 0,5–1,5 см. Установлено, что кристаллизация карбонатного материала конкреций происходила в различных условиях: в придонной части осадков и на более высоких стадиях литогенеза; в катагенезе они подверглись доломитизации. Как и в доманиковых отложениях, интенсивность образования конкреций определяется количеством ОВ [27].

Позже в доманиковых породах известковистые конкреции местами замещались кремнистыми. Более известковые участки глинисто-мергельных фаций (нередко обедненные ОВ) также подвергались окремнению. Лишь по литифицированным известнякам, находящимся в глинисто-мергельном рыхлом осадке, образовывались кремнистые конкреции пластообразной формы.

В ряде случаев в сферу замещения кремнеземом вовлекаются мергели, отличавшиеся изначально заметно меньшим содержанием ОВ.

Важно, что окремнению (и уничтожению) подверглись самые обедненные органическим веществом участки; как правило, содержание С орг в кремнях не превышает 2,5 %, тогда как в смежных, глинистых, известняках оно составляет 7,11 %. Можно предположить, что в этом случае потеря таких карбонатных масс не сказывалась заметно на нефтематеринском потенциале доманиковых отложений. В целом масштабы окремнения доманиковых фаций Волго-Уральской области были менее значительны, чем на Южном Тимане и Урале.

Возможность миграции битумоидов на стадии диагенеза в нижележащие поддоманиковые отложения (кыновские глины) и позднее

в вышележащие перекрывающие (мендымовские мергельные и известковые отложения) обусловлена быстрой литификацией тех и других (из-за их слабой гидрофобизации).

В случае высокой герметичности ниже и вышележащих пород доманиковые осадки могут оставаться относительно рыхлыми на значительных глубинах.

Законсервированные углеводороды в матрице трещиноватых мергельных пород доманика могут реализовать оставшиеся нефтепроизводительские возможности лишь в жестких термобарических условиях. По представлениям С.Г. Неручева (2000) [16] и С.Н. Белецкой с соавторами (1974), такие условия возможны лишь на глубинах 3 000 м и более.

Таковы в самом общем виде процессы литификации доманиковых отложений и миграции углеводородов по представлениям Р.С. Сахибгареева (1972). По работе [19], общий генерационный потенциал в породах доманика Волго-Уральского региона остается еще высоким в конце главной фазы нефтегазообразования (ГФН).

Катагенез. Известно, что при комплексных исследованиях ОВ для оценки нефтегазогенерационного потенциала пород иногда выявляются участки аномального катагенеза, не связанного с региональными закономерностями погружения. Так, при установлении катагенетической зрелости отложений баженовской свиты Западной Сибири установлена разная преобразованность ОВ в одном образце. Это объясняется наличием в одном образце ОВ разного происхождения [12]. В нашем случае картину катагенеза может усложнить и неравномерная, разновременная, мозаичная литификация внутри пластов доманиковых пород, обогащенных ОВ.

Природные резервуары. Набор параметров, важный для резервуарных и экранирующих свойств и который можно использовать для выявления продуктивности природных резервуаров в зоне сочленения Прикаспийской впадины, Русской платформы и Предуралья прогиба, следующий. Для покрышек — минеральный состав, мощность пласта, коэффициент однородности; а для коллекторов — коэффициенты открытой пористости, проницаемости, суммарные эффективные толщины, данные гидродинамических исследований в скважинах, долевое участие в разрезе фаций с высоким емкостным потенциалом [10].

Содержание ОВ в породах, его распределение в них, степени вовлеченности ОВ в постседиментационные процессы нередко влияют на величину отдельных параметров. Такая информация особенно важна для высокоуглеродистых отложений, в том числе для доманиковых. На состав пород, их мощность, однородность, долевое участие с высоким емкостным потенциалом существенно влияют повышенные концентрации ОВ. Это свидетельствует о том, что для прогноза продуктивности региональных природных резервуаров схемы взаимосвязи процессов накопления карбонатных пород подсолевых отложений с их потенциальными коллекторскими свойствами оказалось недостаточно. Необходима информация о постседиментационных преобразованиях всех аккумулирующих и консервирующих толщ. По работе [10], сложное распространение коллекторов и покрышек во франско-турнейских отложениях было предопределено сложным строением этих отложений. Установлено широкое колебание многих параметров, используемых для определения качества коллекторов и покрышек и важных для резервуарных и экранирующих свойств.

Тем не менее иногда выделялись пласты-коллекторы во франско-турнейских отложениях; они разделены глинистыми покрывками (например, пашийский горизонт).

Совместно с залежами в перекрывающих позднефранских отложениях северо-востока Бузулукской впадины в доманиковом горизонте ( $D_3dm$ ) нередко встречаются небольшие линзы пористых известняков.

Высокая продуктивность отложений турнейского яруса предопределяется наличием над ними визейской региональной глинистой покрывки, а широкое развитие в них коллекторов обусловлено субазральным размывом на границе турнейского и визейского веков. Число турнейских залежей сокращается на востоке и юго-востоке. В этом же направлении ухудшается качество визейской покрывки за счет появления в ней прослоев известняков.

Область развития прибрежно-морских отложений лимитирует распространение нефтяных скоплений в ранневизейских отложениях [10].

В турнейский век закончилось накопление доманиковых отложений. Это было время, когда активную продуктивность УВ-систем верхнедевонско-нижнекаменноугольного ( $D_3-C_1t$ ) палеобассейна определяли условия благоприятные для потенциально-нефтегазоматеринских толщ (высокоуглеродистая формация доманика), резервуаров нефти и газа в карбонатных отложениях барьерных рифов и шельфовых биогермных построек, а также терригенно-карбонатных отложений подводных конусов выноса [20].

Лишь в Прикаспийской синеклизе сохранились глубоководные условия осадконакопления в турнейское время (а также на небольшом участке Актаныш-Чишминского прогиба).

Визейские угольные залежи. В визейское время длительному размыву подвергалась суша, выведенная на поверхность на значительной территории [10]. Перерыв привел к смене осадков накопления с морских фациальных условий на континентальные; возникли озерно-болотные, речные системы, а также почвы, торфяные и угольные скопления и другие комплексы осадочных пород.

Считается, что в континентальных осадках захоронено в 3 раза больше ОВ, чем в осадках морей и океанов. Захоронения в таких образованиях могли сохраняться благодаря тому, что в депрессиях рельефа ОВ может оказаться ниже грунтовых вод; в этом случае условия его сохранения принципиально не отличаются от таковых в осадках морских бассейнов [11].

Большое значение в геологических процессах приобретает гумусовое ОВ. Оно нередко фиксируется в керновом материале Прикаспийской впадины в виде растительного детрита (Астраханский свод), остатков корневых образований в палеопочвах (Алибекмола, скв. 51, глубина, 50–3 464, 15 м) [7, 13]. Определенная доля континентального ОВ сосчитается в бассейне седиментации, становясь составной частью конусов выноса, дельтовых и морских отложений.

Концентрированное гумусовое органическое вещество в подсолевых отложениях в пределах Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна установлено в виде залежей углей на разных глубинах. Однако максимум угленосности зафиксирован в визейских нефтегазоносных отложениях раннего карбона ( $C_1V$ ). Например, в ранневизейских аллювиально-русловых отложениях заключена большая часть запасов известного угольного-нефтяного месторождения Арлан, расположенного в пределах речной палеодолины [15].



Эрозионно-карстовые погребенные палеоврезы в турнейских известняках являются одной из основных структурных форм, к которым приурочены визейские угольные залежи (рис. 1). Пониженная крепость визейских углей (они частично истираются при бурении), следы палеокарстового выщелачивания во вмещающих турнейских известняках, неравномерность изучения сказываются на информативности буровых работ и затрудняют выявление палеоврезов. Однако отложения визейских врезов считаются резервом восполнения запасов нефти, а визейские угли — альтернативой углеводородного сырья в регионе [15, 23].

Палеоврезные отложения в турнейских закарстованных известняках представлены аллювиально-дельтовыми песчано-глинистыми отложениями, зачастую с прослоями углей и углистых сланцев, с продуктами обрушения и оползания сводов и стенок карстовых полостей в карбонатах турнейского возраста. Глубина залегания визейских палеоврезов колеблется в широких пределах 900–1 400 м и более (на Флеровском участке около 3 км), амплитуда денудации до 60 м (иногда до 100 м). Глубина размыва турнейского ложа 50–60 метров, от неё зависит число пластов угля и их мощность. Так, на угольно-нефтяном месторождении Арлан мощность угольных пластов составляет 5,0–32,4 м на глубинах 1 291–1 398 м.

Угли в палеоврезах гумусовые, со значительной примесью липтобиолитовых компонентов, что улучшает флюидогенерационный потенциал. В рассматриваемых углях установлены породные прослои, марка углей «Д», угленосная толща сильно загазована и обводнена [21].

Отложения, заполняющие палеоврезы, характеризуются неоднозначными нефтегазоматеринскими возможностями. На основании определенного сходства фракций из битумов пород, угля и нефти [18]

считает самостоятельными процессы нефтегазогенерации в этих отложениях.

Как сапропелевое, угольное вещество — важный флюидогенерирующий компонент осадочных пород. В угленосных отложениях практический интерес представляет процесс извлечения газов из метанугольных коллекторов [32].

Что касается палеоврезов, то здесь изучались перспективы извлечения метана и других углеводородов из визейских углей с использованием метода подземной газификации [21, 23].

Многочисленные исследования, в том числе автора, по катагенной трансформации ОБ осадочных пород показали, что в ходе генерации и удаления образующихся миграционно-способных продуктов имеют место катагенная потеря массы и уменьшение мощности (обычно неравномерные) угольных пластов и прослоев, возникновение трещин и других деформаций. Все это нарушает гидродинамическую обособленность пластов, вносит существенный вклад в вертикальную и латеральную миграцию флюидов в пределах палеоврезов, повышая возможность пластового массопереноса [24, 28, 30].

Более заметному проявлению катагенной трещиноватости (по сравнению с тектонической), раскрытию вертикальных трещин (и их сохранности от последующего смыкания) благоприятствует частичная защита пластов во врезе от сжимающих напряжений [15].

На Ульяновском угольно-нефтяном месторождении диапазон содержания зольности составляет 15,7–53,4 %. Как известно, минеральные компоненты являются центрами локальных механических напряжений в угольном пласте. Это делает визейские угли разнопрочными, неоднородными по трещиноватости и, соответственно, по фильтрационным свойствам.

В палеоврезах обнаружены суперколлекторы [15]. Они обязаны своим появлением

продуктам трансформации угольного ОБ, таким как органические кислоты,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{NH}_3$  и др. Появление таких продуктов повышает агрессивность среды, усиливает коррозию некоторых минералов, формирует подугленосные зоны кислотного выщелачивания, способствует возникновению подземного карста, приводит к децементации песчаников и в конечном счете к повышению флюидопроницаемости в рассматриваемых палеоврезах [1, 14].

Децементация привела к образованию рыхлых высокопористых песчаников. Вынос зерна таких пород затруднителен, доля их в действительности может быть больше, чем документируется по керновым пробам. Децементация песчаников иногда приводит к неустойчивости стенок скважин и уменьшению дебитов при эксплуатации [15].

В ходе миграции и аккумуляции углеводородов в континентальных толщах децементированные песчаники могут стать природными резервуарами с характерным для аллювиальных (руслowych, пойменных) отложений с линзовидным строением с высокой литологической неоднородностью.

Литологическая неоднородность континентальных отложений объясняется генетической разнородностью осадков; по сравнению с морскими корреляция их затруднена и требует иного подхода [9]. При анализе и истолковании геолого-физической информации и моделировании структуры и свойств природных резервуаров пласты угольного ОБ (автохтонные, в первичном непереотложенном залегании), а также ископаемые почвы могут использоваться как индикаторы континентальных отложений.

В целом карстово-эрозионные процессы в континентальные этапы визейского времени способствовали возникновению скоплений угольного ОБ (и увеличению нефтегазоносного потенциала) в подсолевых карбонатных отложениях Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

## Заключение

В подсолевых отложениях Прикаспийской впадины и сопредельных территорий изучены два вида отложений с твердым концентрированным ОБ: доманиковые породы ( $D_3-C_1$  t), среди них горючие сланцы и визейские угольные залежи ( $C_1v$ ).

Локальные проявления концентрированного органического вещества (породы доманикового облика, горючие сланцы, угольные прослои) установлены и на других стратиграфических уровнях подсолевых отложений; они также вносят вклад в нефтегазоносный потенциал рассматриваемого региона.

Образование изученных концентрированных форм органического вещества подсолевых отложений региона отличает многообразие литолого-фациальных условий седиментации: от морских (доманиковые породы) до континентальных аллювиально-дельтовых (визейские угли). Они выделяются сложным строением, для них характерна высокая литологическая неоднородность, разнообразие постседиментационных преобразований; приуроченные к ним природные резервуары отличаются своеобразием морфологии и структуры.

Повышенные концентрации ОБ и вовлечение его в постседиментационную трансформацию осадочного материала рассматриваемых отложений предопределили плотностную, прочностную анизотропию содержащих его пород, особенности формирования вторичного пустотного пространства, трещиноватости,

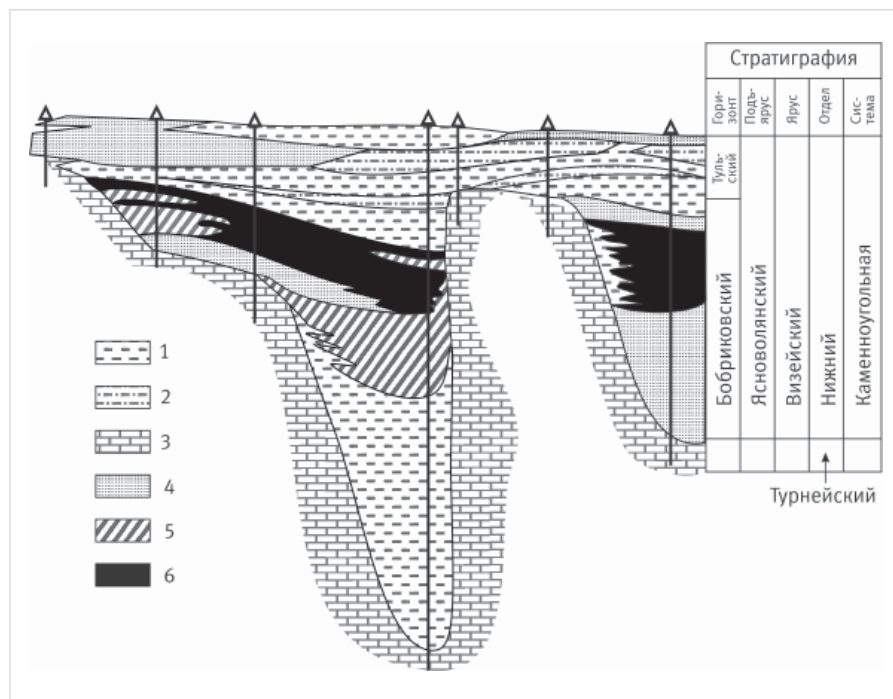


Рис. 1. Визейские угольные пласты в эрозионно-карстовых палеоврезах (Ульяновская нефтеносная площадь) [21]: 1 — аргиллит, 2 — алевролит, 3 — известняк, 4 — песчаник, 5 — углистый аргиллит, 6 — уголь

Fig. 1. Visean coal strata in erosion-karst palaeo-incisions (Ulyanovskaya oil-bearing area) [21]: 1 — argillit, 2 — alevalit, 3 — limestone, 4 — sandstone, 5 — coaly argillit, 6 — coal

специфику литификации и децементации отдельных разностей, резервуарные и экранирующие свойства коллекторов и покрышек, а также повышенные нефтегазогенерирующие свойства.

Дополнительный интерес выявления и изучения таких объектов, как пласты концентрированного угольного органического вещества, заключается в возможности их использования как маркеров континентальных отложений при интерпретации геолого-геофизических материалов и моделировании структуры и свойств природных резервуаров.

### Итоги

Несмотря на проведенные исследования, посвященные высокоуглеродистым породам подсолевых отложений Прикаспийской впадины и сопредельных территорий, роль органического вещества в геологических процессах во многом оставалась неясной. Как правило, ранее констатировалось лишь содержание органического вещества, его химико-битуминологические параметры. В данной работе показано, что повышенное содержание органического вещества предопределило анизотропию физико-механических свойств, формирование пустотности, трещиноватости, специфику литификации карбонатных пород и образование конкреций в них и другие особенности высокоуглеродистых отложений. Возникло понимание значимости такого породообразующего компонента, как органическое вещество высокоуглеродистых пород, составляющего до половины объема и мощности содержащих его пород. Это приведет к улучшению качества документации ядерного материала и ее интерпретации.

### Выводы

Прделанная работа расширила существующие представления о вкладе органического вещества в постседиментационную трансформацию осадочного материала с изменением проницаемости и других свойств. Результаты будут полезны при прогнозировании резервуарных и экранирующих свойств высокоуглеродистых подсолевых отложений региона.

### Литература

- Абукова Л.А., Юсупова И.Ф. Угольные залежи карстово-эрозионных врезов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна как фактор геофлюидодинамической неоднородности // Доклады российской академии наук. Науки о земле. 2020. Т. 494. № 1. С. 21–24.
- Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ, 1999. 285 с.
- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. 384 с.
- Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 48–61.
- Бочкарев А.В., Евик В.Н. Природа аномальных явлений в битуминозных глинах нижнего майкопа Центрального Предкавказья // Литология и полезные ископаемые. 1990. № 1. С. 59–68.
- Вартанян Г.С., Юсупова И.Ф. Особенности формирования трещинных зон во флюидогенерирующих толщах // Доклады Российской академии наук. Науки о земле. 2000. Т. 370. № 3. С. 353–356.
- Волож Ю.А., Парасына В.С. и др. Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2008. 221 с.
- Дмитриевский А.Н. Вторичные изменения пород-коллекторов Прикаспийского осадочного бассейна. Вторичные изменения осадочных пород и формирование коллекторов нефти и газа. М.: 1993. С. 12–23.
- Жемчугова В.А., Бербенев М.О. Основные принципы моделирования структуры природных резервуаров (на примере меловых отложений Западной Сибири) // Георесурсы. 2015. № 2. С. 54–62.
- Жемчугова В.А., Ахманов Г.Г., Наумчев Ю.В. и др. Седиментационно-емкостная модель подсолевых отложений южного Предуралья и сопредельных территорий // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 94–109.
- Калинко М.К. Особенности накопления и сохранения ОВ в континентальных образованиях. Органическое вещество в современных ископаемых осадках. VII всеоюзный семинар. Ташкент: 1982. С. 22–45.
- Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др. Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 159–171.
- Кан А.Н., Ахметшина Л.З. Следы палеопочв в башкирских нижнеюрских отложениях месторождения Алибекмола (восточный борт Прикаспийской впадины) // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М.: МГУ, 2004. С. 232–233.
- Макхус Монзер. Условия формирования нефтеносных толщ бассейнов Сахарской платформы. Автореферат на соискание степени доктора геолого-минералогических наук. 1993. М.: 86 с.
- Мухаметшин Р.З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: Геоинформмарк, 2006. 80 с.
- Неручев С.Г. Уран и жизнь в истории Земли. СПб.: ВНИГРИ, 2007. 328 с.
- Политыкина М.А. Значение горизонтальной трещиноватости для разработки залежей углеводородов // Советская геология. 1988. № 4. С. 49–60.
- Родионова К.Ф., Ильинская В.В., Проскуракова Е.Б. Метаново-нафтеносные углеводороды органического вещества пород палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной области // Генезис нефти и газа. М.: Наука, 1968. С. 65–71.
- Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. 2015. № 2. С. 77–86.
- Ступакова А.В., Пашали А.А., Волянская В.В., Сулова А.А., Завьялова А.П. Палеобассейны — новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2.
- Угольная база России. Т. 1. Угольные бассейны и месторождения европейской части России. М.: Геоинформмарк, 2000. 483 с.
- Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. М.: КДУ, 2005. 560 с.
- Хасанов Р.Р., Ларочкина И.А. Условия залегания и способы освоения нефтяных и угольных пластов в предвизейских депрессиях Волго-Уральской провинции // Нефтяное хозяйство. 2013. № 1. С. 36–39.
- Хисамов Р.С., Фадеева Н.П., Гилязетдинова Д.Р., Корост Д.В., Козлова Е.В., Полудеткина Е.Н. Исследование органического вещества и факторов, способствующих трансформации пустотного пространства отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе доманиковых отложений. Альметьевск: ПАО «Татнефть», 2015. С. 52–64.
- Чепиков К.Р. Ермолаева Е.П., Середа Т.Т. О постседиментационных преобразованиях и миграции нефти в доманиковых и мендымских отложениях Северной Башкирии. Вопросы миграции нефти и формирования пород-коллекторов. М.: ИГиРГИ, 1972. С. 7–19.
- Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Хомяк А.Н. Емкостное пространство пород высокоуглеродистой формации (на примере доманиковой толщи Южно-Татарского свода) // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. С. 125–132.
- Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю. и др. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 129–142.
- Юсупова И.Ф., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Потери концентрированного органического вещества пород при их погружении как фактор геодинамической стабилизации // Доклады академии наук. 2007. Т. 414. № 1. С. 74–77.
- Юсупова И.Ф. Роль органического вещества в формировании свойств сланцевой залежи // Доклады академии наук. 2019. Т. 484. № 2. С. 220–223.
- Юсупова И.Ф., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. Влияние повышенных концентраций органического вещества на свойства пород // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 2. С. 183–189.
- Pommer M., Milliken K. Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Formation, southern Texas. AAPG Bulletin, 2015, Vol. 99, issue 9, P. 1713–1744. (In Eng).
- Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K. Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: the Ordos Basin, North-Central China. Earth-Science Reviews, 2013, Vol. 126, P. 358–369. (In Eng).



## Results

Despite the studies devoted to high-carbonaceous rocks of pre-salt sediments in the Pre-Caspian depression and adjacent territories, the role of organic matter in geological processes remained unclear in many respects. As a rule, only the content of organic matter and its chemical and bituminological parameters were stated earlier. This paper shows that the increased content of organic matter predetermined the anisotropy of physical and mechanical properties, the formation of porosity, fracturing, the specificity of lithification of carbonate rocks and the formation of concretions in them, and other features of high-carbonate sediments. There is an understanding of the importance of such a rock-forming

component as organic matter in high-carbonaceous rocks, which makes up to half of the volume and thickness of rocks containing it. This will lead to improved quality of documentation of kern material and its better interpretation.

## Conclusions

The completed work has expanded the existing ideas about the contribution of organic matter to the post-sedimentary transformation of sedimentary material with changes in its permeability and other properties. The results will be useful in predicting the reservoir and shielding properties of high-carbon subsalt sediments in the region.

## References

- Abukova L.A., Yusupova I.F. The coalfields of the karst-erosional downcuttings of the Volga-Ural oil and gas basin as a factor of geofluidodynamic heterogeneity. *Doklady Earth Sciences*, 2020, Vol. 494, issue 1, P. 21–24. (In Russ).
- Bagrintseva K.I. Conditions of formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. Moscow: RGGU, 1999, 282 p. (In Russ).
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: MSU, 2000, 384 p. (In Russ).
- Balushkin N.S., Kalmykov G.A., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Korost D.V., Soboleva E.V., Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Shardanova T.A. Regularities of structure of bazhenov horizon and upper parts of abalak suite in view of oil production prospects. *Geology oil and gas*, 2013, issue 3, P. 48–61. (In Russ).
- Bochkarev A.V., Evik V.N. The nature of anomalous phenomena in bituminous clays of the lower Maikop of the Central Caucasus. *Lithology and minerals*, 1990, issue 1, P. 59–68. (In Russ).
- Vartanyan G.S., Yusupova I.F. Features of the formation of fractured zones in fluid-generating strata. *Doklady Earth Sciences*, 2000, Vol. 370, issue 3, P. 353–356. (In Russ).
- Volozh Yu.A., Parasyna V.S. et al. Astrakhan carbonate massif: structure and its oil and gas perspectives. Moscow: Nauchnyj mir, 2008, 221 p. (In Russ).
- Dmitrievsk A.N. Secondary changes in reservoir rocks of the Caspian sedimentary basin. Secondary changes in sedimentary rocks and the formation of oil and gas reservoirs. Moscow: 1993, P. 12–23. (In Russ).
- Zhemchugova V.A., Berbenev M.O. Basic principles for modeling reservoir structure (on the example of Cretaceous deposits of the Western Siberia). *Georesources*, 2015, issue 2, P. 54–62. (In Russ).
- Zhemchugova V.A., Akhmanov G.G., Naumchev Yu.V. et al. Sedimentation-capacity model of the subsalt deposits of the southern Urals and adjoining territories. *Georesources*, 2019, Vol. 2, issue 2, P. 94–109. (In Russ).
- Kalinko M.K. Features of accumulation and preservation of OM in continental formations. Organic matter in modern fossil sediments. VII All-Union Seminar. Tashkent: 1982, P. 22–45. (In Russ).
- Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchiy M.S. et al. The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoir with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. *Georesources*, 2019, Vol. 21, issue 2, P. 159–171. (In Russ).
- Kan A.N., Akhmetshina L.Z. Traces of paleosols in the Bashkir Lower Moscow deposits of the Alibekmola field (eastern side of the Caspian depression). Collection of articles: New ideas in the geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow State University, 2004, P. 232–233. (In Russ).
- Makhus Monzer. Conditions of formation of oil-bearing strata of the Sahara platform basins. Abstract. Moscow: 1993, 86 p. (In Russ).
- Mukhametshin R.Z. Pale-cuts and their role in the development of hard-to-recover oil reserves. Moscow: Geoinformmark, 2006, 80 p. (In Russ).
- Neruchev S.G. Uranus and Life in Earth's History. Saint Petersburg: VNIGRI, 2007, 328 p. (In Russ).
- Politykina M.A. The importance of horizontal fracturing for the development of hydrocarbon deposits. *Sovetskaya geologiya*, 1988, issue 4, P. 49–60. (In Russ).
- Rodionova K.F., Iliinskaya V.V., Proskuryakova E.B. Methanaphthenic hydrocarbons of organic matter of the Paleozoic rocks of the Volga-Ural oil and gas region. Genesis of oil and gas. Moscow: Nauka, P. 65–71. (In Russ).
- Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. et al. Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesources*, 2015, issue 2, P. 77–86. (In Russ).
- Stoupakova A.V., Pashali A.A., Volyanskaya V.V., Suslova A.A., Zavalova A.P. Paleobasins – a new concept of modeling the history of geological development and oil and gas bearing of regions. *Georesources*, 2019, Vol. 21, issue 2, P. 4–12. (In Russ).
- The coal base of Russia. Vol. 1. Moscow: Geoinformmark, 2000, 483 p. (In Russ).
- Khain V.E., Lomize M.G. Geotectonics and basics of geodynamics. Moscow: KDU, 2005, 560 p. (In Russ).
- Hasanov R.R., Larochkina I.A. Prospects for the joint development of oil and coal deposits in preveisan depressions of Volga-Ural oil and gas province. *Oil industry*, 2013, issue 1, P. 36–39. (In Russ).
- Hisamov R.S., Fadeeva N.P., Gilyazetdinova D.R., Korost D.V., Kozlova E.V., Poludetkina E.N. Study of organic matter and factors contributing to the transformation of the void space of sediments of the carbonate Devonian of the South Tatar arch. Prospects for increasing the resource base of the producing fields, including those from the domanic deposits. Almet'yevsk: Tatneft PJSC, 2015, P. 52–64. (In Russ).
- Chepikov K.R. Ermolaeva E.P., Sereda T.T. On post-sedimentary transformations and oil migration in the Domanik and Mendym deposits of Northern Bashkiria. Issues of oil migration and formation of reservoir rocks. Moscow: IGIRGI, 1972, P. 7–19. (In Russ).
- Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Khomyak A.N. The pore space of carbon-enriched rocks (at the example of Domanik formation of the South Tatar arch). *Georesources*, 2017, Special issue, Part 1, P. 125–132. (In Russ).
- Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.Yu. et al. New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesources*, 2019, Vol. 21, issue 2, P. 129–142. (In Russ).
- Yusupova I.F., Abukova L.A., Abramova O.P. Loss of concentrated organic matter by rocks during catagenesis: a factor of geodynamic destabilization. *Doklady Earth Sciences*, 2007, Vol. 414, issue 1, P. 74–77. (In Russ).
- Yusupova I.F. The role of organic matter in formation of the properties of a shale deposit. *Doklady Earth Sciences*, 2019, Vol. 484, issue 2, P. 220–223. (In Russ).
- Yusupova I.F., Fadeeva N.P., Shardanova T.A. The effect of increased concentration of organic matter on the rock properties. *Georesources*, 2019, Vol. 21, issue 2, P. 183–189. (In Russ).
- Pommer M., Milliken K. Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Formation, southern Texas. *AAPG Bulletin*, 2015, Vol. 99, issue 9, P. 1713–1744. (In Eng).
- Zou C.N., Yang Z., Tao S.Z., Yuan X.J., Zhu R.K. Continuous hydrocarbon accumulation over a large area as a distinguishing characteristic of unconventional petroleum: the Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 2013, Vol. 126, P. 358–369. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Юсупова Искра Фаиковна**, к.г.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Для контактов: [abukova@ipng.ru](mailto:abukova@ipng.ru)

**Yusupova Iskra Faikovna**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, senior researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

Corresponding author: [abukova@ipng.ru](mailto:abukova@ipng.ru)

# Опыт в проектировании и бурении: анализ цементирования ранее пробуренных скважин

Эмирасанов А.Е.<sup>1,2</sup>, Коваль М.Е.<sup>1,2</sup>, Кашапов А.А.<sup>1</sup>, Гиляев Г.Г.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; <sup>2</sup>ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия;

<sup>3</sup>Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия  
emirasanovae@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

Статья описывает анализ применяемых подходов при цементировании ранее пробуренных скважин с целью улучшения качества крепления и оптимизации дизайна при проектировании и бурении новых скважин. Авторы исследуют различные техники и технологии цементирования, оценивают их эффективность и применимость с целью улучшения качества цементирования. В статье рассматриваются фактические данные по ранее пробуренным скважинам, анализируются преимущества и недостатки различных подходов к креплению скважины, а также предлагаются рекомендации для оптимизации процесса цементирования, производится оценка рисков, разработана превентивных мероприятий.

## Материалы и методы

В данной работе был проведен анализ информации по ранее пробуренным скважинам с использованием Excel для проведения сравнения и обработки данных. Применялись методы статистического анализа. Для визуализации была сформирована таблица.

## Ключевые слова

цементирование скважин, крепление обсадных труб, улучшение качества крепления, проектирование, бурение нефтяных и газовых скважин, технология цементирования, дизайн цементирования, анализ ранее пробуренных скважин, затрубное пространство, герметичность цементного кольца

## Для цитирования

Эмирасанов А.Е., Коваль М.Е., Кашапов А.А., Гиляев Г.Г. Опыт в проектировании и бурении: анализ цементирования ранее пробуренных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 64–66.

## Введение

Проектирование — первый этап цикла строительства скважин, включающий выбор оптимальных технологий, проведение анализа исторических данных с целью оптимизации следующих циклов работ. Разработка оптимальных проектных решений является связующим звеном между опытом ранее пробуренных скважин и строительством скважины [1].

Цементирование является важным этапом процесса строительства скважины, так как именно благодаря ему обеспечивается защита скважины от различных негативных воздействий. Основная цель цементирования скважины заключается в создании герметичного барьера между стенками скважины и обсадной колонной, для того чтобы предотвратить проникновение пластового флюида в заколонное пространство. Еще одна цель — поддержка обсадной колонны для дальнейших скважинных операций [2, 3].

Процесс цементирования скважины начинается задачей таких параметров как: химический состав рецептуры цементного раствора, время загустевания, реология, водоотдача т. д. Для обеспечения качественного цементирования необходимо следить за многими параметрами, такими как скорость закачки цементного раствора, давление, плотность цементного раствора. Контроль за вышеречисленными параметрами помогает избежать таких проблем, как недостаточное вытеснение бурового раствора из заколонного пространства между стенкой скважины и обсадной колонной или же недоподъем цементного раствора до плановой высоты [4].

Для того чтобы добиться высококачественного цементирования требуется на этапе проектирования проводить анализ

ранее пробуренных скважин. Полученные результаты анализа могут свидетельствовать об успешности применяемых технологий цементирования (одноступенчатое, МСЦ, пеноцементирование и т. д.). В ходе анализа изучаются режимы закачки, учитываются рецептуры цементных растворов, их высоты подъема, осложнения, которые зафиксированы как до цементирования, так и в процессе. Использование опыта извлеченных уроков способствует избеганию повтора неблагоприятных последствий.

Для составления качественного и достоверного анализа рекомендуется рассматривать не менее 3–4 скважин. Это позволяет более точно определить общие тенденции, прослеживаемые от скважины к скважине, и особенности, возникающие в ходе строительства скважин на конкретном месторождении.

Рассмотрим, какие именно данные могут потребоваться для составления анализа и что они собой представляют.

В первую очередь нас интересуют общие входные данные по скважинам, которые были построены в относительной близости от проектируемой. Учитываются годы строительства скважин для понимания актуальности принятых решений. Немаловажное значение имеют глубины спуска обсадных колонн для сопоставления с проектируемыми значениями и уверенности в перенимании опыта и т. д.

Далее изучается геологическая информация: данные о типах пород, их свойствах, структуре и геологических особенностях залегания пластов. В частности, нужно учитывать расположение продуктивных пластов, ведь именно в данном интервале требуется обеспечение максимально возможного уровня гидроизоляции. Также нужно принять

во внимание наличие солевых пластов в разрезе, наличие или отсутствие многолетнемерзлых пород, интервалы возможных поглощений, их интенсивность и как с ними боролись. Требуется учесть наличие газовых пластов, интервалы кавернообразований.

Также крайне полезным является наличие геофизических данных в открытом стволе, поскольку именно они способны дать нам точную информацию о геометрии ствола скважины, структуре залежей и особенностях геологического строения. В свою очередь от этого зависит каждый этап цементирования скважины — от расчетов до фактически проводимых работ.

Обязательным условием является изучение технико-технологической информации по фактически проведенным операциям. Это могут быть результаты и отчеты по выполненным работам, полевые технические акты, программы выполнения работ, диаграммы станции контроля цементирования, результаты лабораторных исследований всех закачиваемых в скважину жидкостей, поскольку под конкретные скважинные условия требуется конкретная рецептура той или иной жидкости, с учетом их совместимости между собой. Помимо этого, дополнительно анализируются проекты на строительство скважин. На основе этих данных можно выявить, какие именно проблемы возникали при проведении работ, и предупредить возможные осложнения на стадии проектирования.

Совокупность этих данных позволяет провести комплексный анализ и разработать оптимальные решения. Основная информация, необходимая для составления анализа, приведена ниже:

- базовая первичная документация выполненных работ: результаты лабораторных испытаний буферных



и цементных жидкостей, технический акт на цементирование, диаграмма станции контроля цементирования, программа цементирования;

- год строительства скважины;
- диаметр и глубина спуска рассматриваемой обсадной колонны;
- тип примененной оснастки (количество пробок, применение МСЦ, использование корзин, расположение ЦКОДа, типоразмеры центраторов и их конструктивные особенности);
- интервалы цементирования по стволу и по вертикали;
- плотность и объемы всех закачиваемых в скважину жидкостей (буровой раствор, буферные жидкости, цементные растворы, продавочная жидкость);
- характер циркуляции и параметры жидкости, выходящей на устье в конце цементирования;
- информация по детальному описанию осложнений и инцидентов, если таковые возникали в ходе выполнения работы.

Рассмотрим применимость и эффективность анализа на примере составления проектной документации на строительство одной из скважин в Волго-Уральском регионе. Рассматриваемая секция — промежуточная колонна диаметром 244,5 мм. Плановая глубина спуска обсадной колонны — 1 110 м по вертикали и 1 120 м по стволу.

Для подготовки анализа были выбраны три похожие скважины данного месторождения. Средняя удаленность рассматриваемых скважин — 0,5 км от проектируемой. Стоит отметить, что рассматриваемые в анализе скважины пробурены глубже проектируемой в среднем на 150 м. Поскольку скважины

пробурены глубже, то в проектируемой скважине автоматически будут учтены все риски, возникшие на ранее пробуренных скважинах. После изучения предоставленной документации была выделена следующая основная информация:

- в 2017 году была построена одна скважина, интересующая секция цементировалась в одну ступень, высота подъема цемента составила 600 м. Процесс цементирования прошел штатно, отклонений от программы не выявлено;
- в 2019 году были построены две скважины. При проведении цементирования использовались два разных дизайна цементирования. На скважине № 1 применялась технология многоступенчатого цементирования, а на скважине № 2 цементирование производилось в одну ступень.

По анализу из трех скважин, промежуточные колонны 245 мм на двух скважинах цементировались одноступенчатым способом с применением облегченного и тяжелого цементного растворов. На третьей же скважине, несмотря на положительный опыт, была предпринята попытка зацементировать всю секцию тяжелым цементным раствором, для чего и была применена муфта ступенчатого цементирования. Рассмотрим более детально опыт каждого дизайна цементирования.

При цементировании в одну ступень использовали следующие интервалы цементных растворов, их плотности и объемы:

- 0–600 м, облегченный минерализованный цементный раствор плотностью 1,54 г/см<sup>3</sup>. Объем порции составил ≈23,6 м<sup>3</sup>;

- 600–1 250 м, тяжелый минерализованный цементный раствор плотностью 1,87 г/см<sup>3</sup>. Объем порции составил ≈23,7 м<sup>3</sup>.

Цементирование производилось до устья, каких-либо осложнений в ходе работы не выявлено. Выход циркуляции в процессе цементирования был полным. На устье получено ≈1,5 м<sup>3</sup> цементного раствора плотностью ≈1,48 м<sup>3</sup>. Максимальная прогнозируемая ЭЦП в процессе цементирования = 1,85 г/см<sup>3</sup>. Это говорит о том, что основные цели достигнуты. Подъем цемента до устья с требуемой плотностью ±0,0 г/см<sup>3</sup> осуществлен без потерь.

Опыт на другой скважине с применением МСЦ предполагал использование только тяжелого цемента плотностью 1,87 г/см<sup>3</sup>. МСЦ устанавливалась примерно на той же глубине равной 630 м. Соответственно объемы порций также сопоставимы с одноступенчатым дизайном цементирования и составили:

- объем порции первой ступени составил ≈24,1 м<sup>3</sup>;
- объем порции второй ступени составил ≈21,3 м<sup>3</sup>.

Буферная программа была такой же, как и в ранее рассмотренной скважине. Цементирование производилось до устья, каких-либо осложнений в ходе работы не выявлено. Циркуляция в процессе цементирования полная. На устье получено ≈3 м<sup>3</sup> цементного раствора плотностью ≈1,82 г/см<sup>3</sup>. Максимальная прогнозируемая ЭЦП в процессе цементирования первой ступени = 2,04 г/см<sup>3</sup>. Максимальная прогнозируемая ЭЦП в процессе цементирования = 1,81 г/см<sup>3</sup>. Ниже, в таблице, продемонстрирован внешний вид финального варианта проведенного анализа по одной из скважин (табл. 1).

Табл. 1. Финальный вариант проведенного анализа по одной из скважин

Название колонны	Фактические данные		
	Кондуктор	Промежуточная	Экс. к
Строчки откуда взяты данные	отчет	отчет	отчет
Глубина, м	370	1 245	2 560
Док, мм	323,9	244,5	168,3
Н цкод, м	347,19	1 217,51	2 543,8
Н башмак, м	369,74	1 242	2 555,5
V вод. буфера, м <sup>3</sup> / плотн. кг/м <sup>3</sup>	Не применялся	3 / 1 070	4 / 1 020
V отм. буфера, м <sup>3</sup> / плотн. кг/м <sup>3</sup>	6 / 1 020	3 / 1 090	8 / 1 000
V утяж. буфера, м <sup>3</sup> / плотн. кг/м <sup>3</sup>	Не применялся	3 / 1 400	6 / 1 300
Марка цемента	ПЦТ-1-50	ПЦТ-1-50 / ПЦТ-1-50	ПЦТ-1-G-CC-1 / ПЦТ-1-G-CC-1
Интервалы цемент., м	0–370	0–600 / 600–1 242	1 092–2 100 / 2 100–2 560
Плотность ЦР, кг/м <sup>3</sup>	1 820	1 540 / 1 870	1 540 / 1 950
Объем ЦР, м <sup>3</sup>	26,7	23,6 / 23,7	21,4 / 9,8
Продав. жид. (тип жидкости / объем, м <sup>3</sup> / плотн. кг/м <sup>3</sup> )	БР / 25,5 / 1 120	БР / 51,77 / 1 300	Солевой рас-р / 45,6 / 1 020
Цементаж до устья или нет (глубина, м)	Да	Да	Нет, ВПЦ 1 092
На выходе — V, м <sup>3</sup> / тип жидкости / плотн. кг/м <sup>3</sup>	2 / ЦР / 1 750	2 / ЦР / 1 480	БР / 1 150
Циркуляция, %	100	100	100
Пробки, кол-во	нет данных	Верхняя — 1 шт.	Верхняя — 1 шт. Нижняя — 1 шт.
МСЦ (глубина, м)	Не применялась	Не применялась	Не применялась
Осложнения	Не выявлены	Не выявлены	Не выявлены
Целевой пласт	Эксплуатация пласта А4 башкирского яруса		
Год строительства	2017		

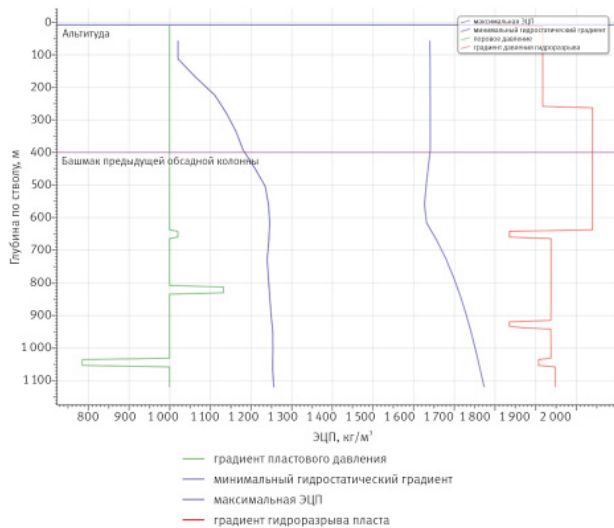


Рис. 1. График давлений в ПД с использованием ОЦР и ЦР

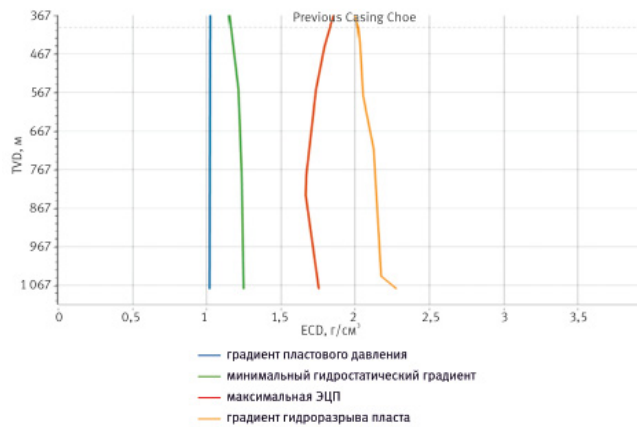


Рис. 2. График давлений в программе на цементирование пеной

На основании вышеперечисленной информации можно сделать вывод о том, что никаких предпосылок к применению многоступенчатого дизайна цементирования не имеется. Более того, у него имеются дополнительные риски из-за более высоких значений прогнозируемой ЭЦП, ввиду чего дизайн цементирования в одну ступень можно считать здесь эталонным.

Для проектной документации был заложен одноступенчатый дизайн цементирования в соответствии с опытом, однако заказчиком было принято решение опробовать технологию пеноцементирования на данном месторождении. По плану работ были определены следующие интервалы пеноцементирования:

- 0–50 м — КЭП-цемент плотностью 1,85 г/см<sup>3</sup>;
- 50–820 м — пеноцементный раствор плотностью 1,32 г/см<sup>3</sup>;
- 820–1 120 м — тяжелый минерализованный цементный раствор плотностью 1,87 г/см<sup>3</sup>.

При этом графики давлений в проектной документации и программе на цементирование получились следующими (рис. 1, 2).

По графикам видно, что ЭЦП на забое в обоих случаях — приблизительно одинаковая на обоих дизайнах цементирования и составляет ≈1,77 г/см<sup>3</sup>. Однако максимальное значение ЭЦП при пеноцементировании возникает не на забое, а под башмаком предыдущей колонны около 300 м = 1,8 г/см<sup>3</sup>, при том что при одноступенчатом дизайне

оно составляет 1,66 г/см<sup>3</sup>. Но проблем с поглощениями ни на одной из скважин не было. Тем не менее следует учесть, что при пеноцементировании создаются дополнительные риски в связи с определенной сложностью проводимой работы по сравнению с обыкновенным одноступенчатым дизайном, коммуникацией с буровой бригадой по поводу тестирования и работы ПВО (наличие ПВО является обязательным условием для проведения пеноцементирования).

При цементировании с МСЦ есть риск несрабатывания оборудования, есть временные затраты на ОЗЦ между ступенями, есть необходимость в разбуривании и дополнительной опрессовке обсадной колонны.

#### Итоги

Для условий рассмотренной скважины Волго-Уральского региона — цементирование промежуточной колонны диаметром 244,5 мм с глубиной спуска по стволу 1 120 м — наиболее привлекательным является дизайн цементирования в одну ступень. Стоит отметить, что фактическая заливка с применением пеноцемента произошла также штатно. Все 3 рассмотренных технологии цементирования имеют право на жизнь, как показала практика, но подход к проектированию с анализом ранее построенных скважин призван найти оптимальное решение, которое имеет минимум рисков для заказчика и, соответственно, минимум затрат без потери качества цементирования.

#### Выводы

Данный подход является одним из ключевых шагов при проектировании и обосновывает рациональность выбираемых технологий. Информация актуальна по мере исторического хода развития проектирования и накапливается из года в год. В перспективе имеется потенциал создания общего реестра данных по цементированию всех проектируемых скважин.

#### Литература

1. Ляпин И.Н., Кожин В.Н., Коваль М.Е. Новый макет проектной документации на строительство скважин на суше — современный подход к процессу проектирования скважин // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 8. С. 18–20.
2. Агзамов Ф.А., Марти Х.А. Заканчивание и крепление многоствольных скважин с большими отходами от вертикали // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 1. С. 30–37.
3. Левинсон Л.М., Агзамов Ф.А., Конесев В.Г., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения горизонтальных скважин. Уфа: Монография, 2019. 317 с.
4. Агзамов Ф.А., Кабдушев А.А. Особенности вытеснения бурового раствора в кольцевом пространстве при цементировании // Современные технологии в нефтегазовом деле. 2018. Т. 1. С. 333–335.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Эмирасанов Александр Евгеньевич**, ведущий инженер, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), специалист по УМР Институт нефтегазовых технологий / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия  
Для контактов: [EmirasanovAE@samnipi.rosneft.ru](mailto:EmirasanovAE@samnipi.rosneft.ru)

**Коваль Максим Евгеньевич**, заместитель генерального директора по инжинирингу бурения, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), кандидат технических наук, исполняющий обязанности заведующего кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия  
Для контактов: [KovalME@samnipi.rosneft.ru](mailto:KovalME@samnipi.rosneft.ru)

**Кашапов Артур Альфатович**, руководитель группы, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия  
Для контактов: [KashapovAA@samnipi.rosneft.ru](mailto:KashapovAA@samnipi.rosneft.ru)

**Гиляев Гани Гайсинович**, доктор технических наук, профессор, директор института нефти, газа и энергетики, заведующий кафедрой нефтегазового дела, ФГБОУ ВО «КубГТУ», Краснодар, Россия  
Для контактов: [gggilaev@kubstu.ru](mailto:gggilaev@kubstu.ru)





**РентТулз**

динамично развивающаяся компания  
передовое оборудование  
профессиональный персонал

# ОСНОВНОЕ ПРАВИЛО КОМПАНИИ – ГИБКИЙ ПОДХОД КО ВСЕМ ЗАПРОСАМ ЗАКАЗЧИКА

**ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОСТАВКА**  
 ИЗДЕЛИЙ ИЗ НЕМАГНИТНОЙ СТАЛИ

## **АРЕНДА**

НУБТ, КЛС, ПЕРЕВОДНИКИ, UBHO, FLOW SUB

## **УСЛУГИ**

РЕМОНТ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ  
ХАРДБЕНДИНГ  
ГЛУБОКОЕ СВЕРЛЕНИЕ И РАСТОЧКА  
КАМЕРА СТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ  
ЛАБОРАТОРИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ АТТЕСТАЦИИ: № ЛНК-081А0056 от 30.06.2023  
Декларация о соответствии: ЕАЭС № RU Д- RU. ГА05.В. 07913/19 от 07.10.2019  
Сертификат соответствия: № РОСС RU.НВ61.Н22429 от 09.04.2021  
Сертификат соответствия: № ECSD.SS.RU.0179.04.23 от 28.04.2023



СЦ Нижневартовск «ООО РентТулз»  
Россия, ХМАО, 628601,  
г. Нижневартовск,  
ул. Лопарева, 2/1 стр. 4,5  
[oorenttools.ru](http://oorenttools.ru)

# Требования к упруго-прочностным свойствам цементного камня для наклонных и горизонтальных скважин

Салихов А.Р., Ахметова З.И.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
zi\_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В работе исследована проблема разрушения цементной крепи вследствие превышения создаваемых нагрузок на цементное кольцо, отсутствия расчетов при выборе требуемых упруго-прочностных свойств цемента для принятых/рассмотренных условий. Представлено теоретическое обоснование подхода к подбору оптимальных упруго-прочностных свойств цементного камня, способного противостоять нагрузкам на разных этапах жизненного цикла и сопротивляться растрескиванию. Работа посвящена численному моделированию устойчивости цементного камня при различных напряжениях в течение срока службы скважины. При анализе использовались фактические данные по модулю Юнга цементного камня, обсадной колонне, напряжений в пласте, свойств горных пород, по опрессовке обсадной колонны, инклинометрии, центрации, коэффициента кавернозности. В результате моделирования выявлена зависимость устойчивости цементного камня к стрессам при выполнении опрессовки от зенитного угла скважины, а также упругих свойств горных пород и цементного камня. Полученные прогнозы могут использоваться для выбора требуемых параметров цементного камня с колонной и породой. Предлагаемое технологическое решение не имеет отрицательных последствий, не требует значительного увеличения затрат, в свою очередь снижает риски разрушения цементного камня в процессе строительства и эксплуатации скважины, а также уменьшает дополнительные временные и финансовые затраты на проведение ремонтно-изоляционных работ.

## Материалы и методы

Численное моделирование участка ствола скважины при стационарном статическом нагружении методом конечных элементов в уравнениях теории упругости в специализированном программном обеспечении.

## Ключевые слова

цементирование, заколонная циркуляция, упруго-прочностные свойства цементного камня, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, моделирование разрушения кольцевой изоляции

## Для цитирования

Салихов А.Р., Ахметова З.И. Требования к упруго-прочностным свойствам цементов для наклонных и горизонтальных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 68–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-68-71

Поступила в редакцию: 09.09.2024

DRILLING

UDC 622.24 | Original Paper

## Requirements for stress-strained properties of cements for inclined and horizontal wells

Salikhov A.R., Akhmetova Z.I.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
zi\_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

In this paper, the problem of obtaining a behind-the-casing flow (hereinafter - BCF) at the stage of well construction and operation is raised. The fundamental and theoretical explanation of the approach to the selection of optimal stress-strained properties of cement brick capable of withstanding loads at different stages of the life cycle and resisting cracking is presented. The grounds for this paper is numerical simulation of a cement column under reservoir conditions. As part of the study, various stresses affecting on the cement brick during the well construction and completion were simulated. Calculations have been performed to assess the limiting stresses on the cement column, to predict the destruction of cement brick, based on actual data on cement brick, casing string, mechanical properties of rocks, stresses in the formation (rock mass). As a result of the research conducted, the maximum loads on the cement brick were determined depending on: the elastic properties of formation and cement brick, the thickness of the cement column, the loads during the casing pressure testing. The obtained forecasts can be used to select the appropriate parameters of the cement brick, to reduce the risk of damage to the cement column and, as a result, to minimize the risks of annular fluid migration to the surface. The proposed process solution has no negative consequences, does not require significant cost increases, in turn, reduces the risks of destruction of cement brick during the well operation, reduces additional well logging and repair and insulation work.

## Materials and methods

Numerical modeling of a wellbore section under stationary static loading using the finite element method in the equations of elasticity theory in specialized software.

## Keywords

cementing, behind-the-casing flow, stress-strained properties of cement brick, Young's modulus, Poisson's ratio, modeling of annular protection failure

## For citation

Salikhov A.R., Akhmetova Z.I. Requirements for stress-related properties of cement for controlled directional and horizontal well. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 68–71. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-68-71

Received: 09.09.2024



## Введение

Строительство горизонтальных скважин остается одной из наиболее важных областей для нефтяной промышленности [1]. Эффективность и окупаемость горизонтальных скважин зачастую обусловлены их дебитом и сроком службы. Успешное выполнение работ по цементированию остается обязательным фактором для продления срока службы скважины.

Качество цементной крепи скважины обеспечивается: 1) соблюдением требуемых параметров цементного раствора (водоотдача, водоотделение, прочность, стабильность, расширение, время переходного периода и т. д.) путем регулирования его состава; 2) соблюдением технологии цементирования (обеспечение наилучшей центрации, использование эффективных буферных жидкостей, вращение и/или расхаживание обсадной колонны, увеличение производительности закачки продажной жидкости, подготовка ствола скважины к цементированию) [2].

Стоит отметить, что выполнение первых двух условий не гарантирует целостность цементного камня в течение срока службы скважины. Поэтому обязательным условием качественного цементирования является подбор цемента с упруго-прочностными параметрами, которые обеспечивают целостность цементного кольца при длительной эксплуатации [3]. Несоответствие упруго-прочностных свойств цементного камня требуемым влечет за собой разрушение цементной крепи, что влечет за собой негерметичность межколонного пространства и заколонную циркуляцию [4].

Общепринятые стандарты ГОСТ 1581-96, API 10A регламентируют требования только для чистых цементов. Требования для цементных растворов, приготовленных из цемента с добавками, подбираются исходя из скважинных условий и устанавливаются регламентами компаний. В настоящее время в регламентах компаний отсутствуют методики и алгоритмы расчетов требуемых упруго-прочностных свойств цементного камня, учитывающих конструкцию скважины, ее траекторию, упругие свойства горной породы, вертикальное и горизонтальные напряжения в пласте, пластовое давление, а также давление в обсадной колонне, требования к упруго-прочностным свойствам цементного камня [5]. Целью данной работы является определение упруго-прочностных свойств цементного камня, которые обеспечивают целостность цементной крепи наклонных и/или горизонтальных участков скважины в пластовых условиях в процессе опрессовки колонны. Для выполнения данной цели была поставлена следующая задача — получение предельных напряжений, возникающих в цементном кольце при определенных значениях модуля Юнга цемента и породы, путем численного моделирования методом конечных элементов системы «обсадная колонна — цементное кольцо — горная порода» в условиях всестороннего давления горных пород и давления в обсадной колонне в процессе опрессовки.

## Подход к определению требований к упруго-прочностным свойствам цементного камня

Цементное кольцо находится в сложно-напряженном состоянии вследствие изначального сложно-напряженного состояния горного массива [6, 7]. Вертикальное и горизонтальные напряжения в пласте

совместно с избыточным давлением в обсадной колонне воздействуют на цементное кольцо, создавая в нем напряжения, которые распределяются в объеме неравномерно. Для сохранения целостности в областях цементного кольца с максимальными значениями напряжений предел прочности цемента должен быть выше этих напряжений. Упругие свойства каждого элемента системы «обсадная колонна — цементное кольцо — горная порода» напрямую влияют на напряженное состояние всей системы целиком и не могут быть проигнорированы [8]. Важную роль играют конструкция и геометрия скважины, а также расположение центрации и наклона ствола скважины относительно главных напряжений в пласте [9].

Ранее были проведены исследования влияния модулей Юнга породы, цемента, вертикального и горизонтальных напряжений в пласте, давления опрессовки и толщины цементного кольца на предельные напряжения, возникающие в цементном кольце в вертикальных скважинах [5]. Влияние зенитного угла скважины на предельные напряжения, возникающие в цементном кольце, было рассмотрено только на данном этапе исследований.

Определение максимальных напряжений, возникающих в цементном кольце, производится путем численного моделирования методом конечных элементов в уравнениях теории упругости системы «обсадная колонна — цементное кольцо — горная порода». Результатом моделирования являются зависимости предельных нагрузок, возникающих

в цементном кольце, от модуля Юнга и коэффициента Пуассона (цементного камня и горных пород) для различных зенитных углов скважины.

Требуемые значения модуля Юнга, при которых обеспечивается целостность цементного кольца при фактических скважинных условиях, определяются зависимостью предельных напряжений ( $\sigma_{пр}$ ) от модуля Юнга ( $E$ ) (рис. 1). Если упруго-прочностные свойства цементного камня, определенные путем лабораторных испытаний, окажутся ниже кривой, то данный цементный камень не будет способен выдерживать нагрузки в скважине [10–12].

## Параметры численного моделирования

Применяемая в численном моделировании трехмерная модель описывает участок скважины с параметрами, указанными в таблице 1. Параметры конструкции скважины, плотности цемента, модуля Юнга породы и напряжений в пласте приняты для удобства расчетов и как усредненные и распространенные по нескольким регионам. Значения модулей Юнга цемента 5–15 ГПа приняты как охватывающие большую часть диапазона фактических значений по модулю Юнга тампонажных цементов. Обсадная колонна представлена полым цилиндром (рис. 2) с модулем упругости 200 ГПа и коэффициентом Пуассона 0,32 д. ед. Для моделирования центрация принята 70 % во всем интервале цементирования.

Скважина находится на диагонали куба (рис. 3), который представляет массив

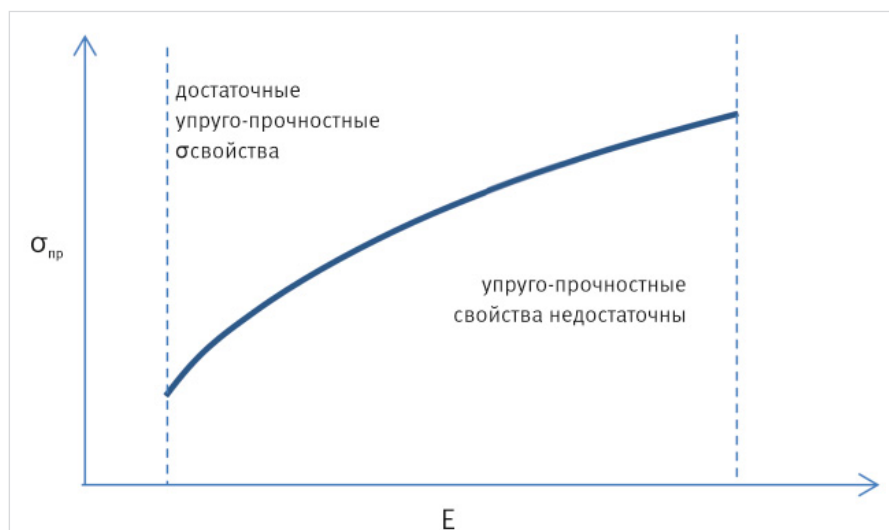


Рис. 1. Требования к упруго-прочностным свойствам цементного камня  
Fig. 1. Requirements for stress-strained properties of set cement

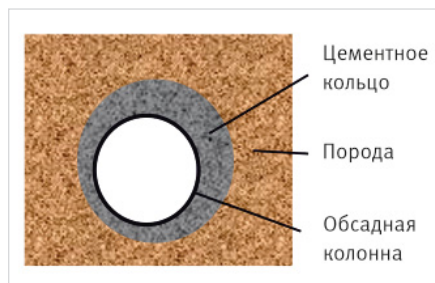


Рис. 2. Схема скважины. Вид перпендикулярно оси скважины  
Fig. 2. Well diagram. perpendicular to borehole axis



Рис. 3. Расположение скважины в массиве горных пород  
Fig. 3. Borehole in rock mass

горных пород, в случае горизонтальной скважины — расположение по диагонали среднего сечения куба (штрихпунктирная линия на рис. 3). Горизонтальные напряжения принимались равными друг другу [9].

### Результаты численного моделирования

Результаты представлены в виде графиков зависимостей максимальных напряжений от зенитного угла и модуля Юнга цемента и породы. Для удобства рассмотрим два случая.

Случай № 1: моделирование участка скважины для значений зенитного угла: 35°, 62°, 90°, модуля Юнга цементного камня: 5 ГПа, 10 ГПа, 15 ГПа, при модуле Юнга породы 35 ГПа.

Из рисунка 4 видно, что с увеличением зенитного угла максимальные напряжения в цементном кольце нарастают нелинейно до предельного значения при зенитном угле равном 90°. Полученные зависимости не являются линейными. Между зенитными углами в 62° и 90° разница между максимальными напряжениями практически отсутствует для модуля Юнга цементного камня в 5 ГПа и составляет 0,1 МПа, в то же время для модуля Юнга цементного камня в 15 ГПа разница составила немногим больше 0,5 МПа. Больше влияние на максимальные напряжения оказывает модуль Юнга цементного камня.

Табл. 1. Исходные данные для моделирования  
Tab. 1. Modeling Input Data

Глубина спуска обсадной колонны по стволу/ по вертикали, м	2 500/1 700
Диаметр обсадной колонны в интервале от 0 до 2 500 м, мм	177,8×9,19
Диаметр открытого ствола скважины в интервале от 480 до 2 500 м, мм	220,7
Кэф. кавернозности в открытом стволе (Кк) в интервале от 480 до 2 500 м	1,25
Интервал расположения цементного раствора 1,9 г/см <sup>3</sup> , м по стволу	330–2 500
Модуль Юнга горной породы, ГПа	25, 35, 45
Модуль Юнга тяжелого цементного камня, ГПа	5, 10, 15
Давление опрессовки обсадной колонны на глубине 1 700 м по вертикали, МПа	11,0
Вертикальный стресс на глубине 1 700 м по вертикали, МПа	36,3
Горизонтальный стресс на глубине 1 700 м по вертикали, МПа	15,5
Зенитный угол	35°, 62°, 90°

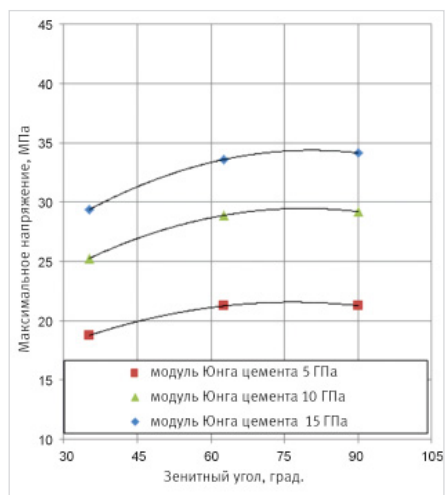


Рис. 4. Зависимость максимального напряжения в цементном кольце от зенитного угла  
Fig. 4. Maximum stress in cement sheath vs. slope angle

В случае № 2 моделировались варианты со значениями модуля Юнга цементного камня: 5 ГПа, 10 ГПа, 15 ГПа и породы: 25 ГПа, 35 ГПа, 45 ГПа для горизонтального участка скважины (зенитный угол 90°).

Из рисунка 5 видно, что увеличение модуля Юнга цемента влечет за собой увеличение максимальных напряжений в цементном кольце.

В результате моделирования выявлено, что большие значения модуля Юнга горной породы уменьшают максимальные напряжения в цементе (рис. 6). Следовательно, игнорирование влияния породы может приводить к ошибкам, т. к. диапазон модуля Юнга горных пород сильно варьируется (от 15 до 80 ГПа).

### Итоги

В результате численного моделирования цементного кольца сделаны следующие выводы:

- горизонтальный ствол для цементного кольца является наиболее нагруженным участком;
- разница между максимальными напряжениями для случаев с зенитными углами в 62° и 90° незначительна;
- сильное влияние на максимальные напряжения в цементном кольце оказывает модуль Юнга цементного камня и горных пород;

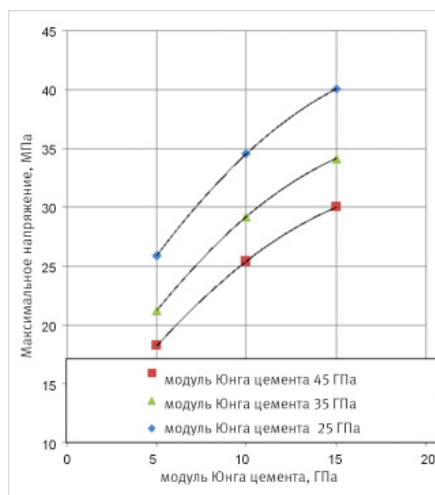


Рис. 5. Зависимость максимального напряжения в цементном кольце от модуля Юнга цементного камня  
Fig. 5. Maximum stress in cement sheath vs. Young's modulus of set cement

- игнорирование влияния породы приводит к ошибочным требованиям для упруго-прочностных свойств цементного камня;
- достоверные данные по модулю упругости горных пород необходимы для определения обоснованных требований к упруго-прочностным свойствам цементного камня.

Корректный расчет требуемых параметров упруго-прочностных свойств цементного камня, при которых обеспечивается целостность цементного кольца при фактических скважинных условиях, путем численного моделирования позволяет актуализировать технические требования для включения в тендерную документацию по закупке сервиса по цементированию, а именно:

- смягчить требования к цементу в тех случаях, когда модули упругости горных пород завышены, что снизит стоимость дизайна цементного раствора;
- ужесточить требования к цементу в геологических условиях с низким модулем Юнга горных пород, что приведет к удорожанию дизайна цементных растворов и повышению устойчивости цементного камня к разрушениям.

### Выводы

Применение обоснованных численным моделированием требований к упругим модулям цементного камня позволит допускать в работу лишь те цементные системы, которые способны выдерживать пластические напряжения и рабочие нагрузки без разрушения в процессе эксплуатации, что, в свою очередь, приведет к сокращению количества ремонтно-изоляционных работ, снизит риски колонной циркуляции и увеличит срок службы скважины.

### Литература

1. Kinzel H., Martens J.G. Application of new centralizer types to improve zone isolation in horizontal wells. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, SPE-50438-MS. (In Eng).
2. Логвиненко С.В. Цементирование нефтяных и газовых скважин. Москва: Недра, 1986. 280 с.
3. Усманов Р.Х., Шарапов Р.Р.,

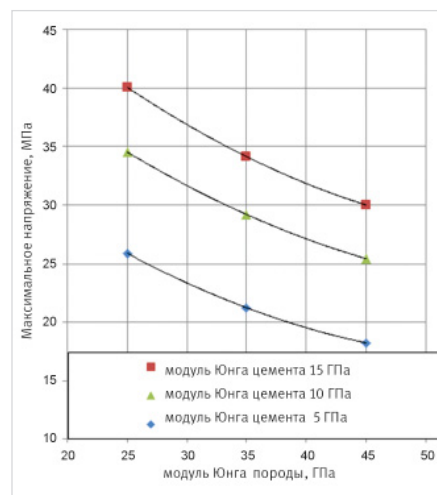


Рис. 6. Зависимость максимального напряжения в цементном кольце от модуля Юнга породы  
Fig. 6. Maximum stress in cement sheath vs. Young's modulus of rock



- Муллаянов А.И., Левченко Е.А. Исследование упругопрочностных свойств цементного камня тампонажного материала при одноосном сжатии // Нефтегазовое дело. 2022. № 6. С. 106–113.
4. Feng Y., Gray K.E. Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, Vol. 152, P. 511–522. (In Eng).
5. Салихов А.Р., Ахметова З.И., Мардаганиев Т.Р. Оптимизация требований к упругопрочностным свойствам цементного камня для минимизации рисков заколонных перетоков // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 10. С. 77–81.
6. Литвинский Г.Г. Основы горной геомеханики. Том 1. Механические свойства горных пород и массивов. Алчевск: ДонГУ, 2012. 312 с.
7. Кацауров И.Н. Механика горных пород. М.: Недра, 1981. 160 с.
8. Khodami E., Ramezanzadeh A., Noroozi M. Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, Vol. 196, 107991. (In Eng).
9. Jo H., Gray K.E. Mechanical behavior of concentric casing, cement, and formation using analytical and numerical methods. *ARMA US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*. 2010. ARMA-10-142. (In Eng).
10. ГОСТ 28985-91 Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. Введ. 01.07.1992. М.: ИПК Издательство стандартов, 2004.
11. ASTM D7012-14 Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures. DOI:10.1520/D7012-14e01. (In Eng).
12. Рекомендованные практики АНИ 10В-2/ ISO 10426-2. Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. Часть 2. Испытания цементов для скважин. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005.

## ENGLISH

### Results

As a result of numerical modeling of the cement sheath, the following conclusions were made:

1. The horizontal borehole for the cement sheath is the most loaded section.
2. The difference between the maximum stresses for slope angles 62° and 90° is not significant.
3. Young's modulus of the set cement and rocks has a strong influence on the maximum stresses in the cement sheath.
4. Ignoring the influence of the rock leads to erroneous requirements for the stress-strained properties of the set cement.
5. Reliable data on the elastic modulus of rocks are necessary for the calculation of justified requirements for the stress-strained properties of the set cement.

The correct calculation of requirements for stress-strained properties of cement brick, i.e., determination of the values of Young's modulus at which the integrity of the cement sheath is ensured under actual

well conditions, by numerical modeling helps updating technical requirements for inclusion in tender documentation for the purchase of cementing services, namely:

- to relax the requirements for cement in cases where the elastic moduli of rocks are too high, which will reduce the cost of cement slurry design;
- tighten the requirements for cement in geological conditions with a low Young's modulus of rocks, which will lead to an increase in the cost of cement slurry design and an increase in the resistance of the set cement to destruction.

### Conclusions

The use of requirements for elastic moduli of cement brick, substantiated by numerical modeling, will allow only those cement systems to be used that are capable of withstanding formation stresses and loads without destruction during operation, which, in turn, will lead to a reduction in the amount of repair and insulation work, reduce the risks of behind-the-casing circulation and increase the service life of the well.

### References

1. Kinzel H., Martens J.G. Application of new centralizer types to improve zone isolation in horizontal wells. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, SPE-50438-MS. (In Eng).
2. Logvinenko S.V. Cementing of oil and gas wells. Moscow: Nedra, 1986, 280 p. (In Russ).
3. Usmanov R.Kh., Sharapov R.R., Mullayanova A.I., Levchenko E.A. Research of the elastic-strength properties of well cementing plugging material under uniaxial compressive strength. *Petroleum Engineering*, 2022, issue 6, P. 106–113. (In Russ).
4. Feng Y., Gray K.E. Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, Vol. 152, P. 511–522. (In Eng).
5. Salikhov A.R., Akhmetova Z.I., Mardaganiev T.R. Improvement of requirements for stress-strained properties of cement brick to minimize risks of wellbore leakage. *Oil. Gas. Innovations*, 2023, issue 10, P. 77–81. (In Russ).
6. Litvinsky G.G. Fundamentals of mining geomechanics. Volume 1. Mechanical properties of rocks and rock mass. Alchevsk: DonSTU, 2012, 312 p. (In Russ).
7. Katsurov I.N. Rock mechanics. M.: Nedra, 1981, 160 p. (In Russ).
8. Khodami E., Ramezanzadeh A., Noroozi M. Numerical modeling of oil well integrity with a particular view to cement (case study: Maroon Oilfield in southwest of Iran). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, Vol. 196, 107991. (In Eng).
9. Jo H., Gray K.E. Mechanical behavior of concentric casing, cement, and formation using analytical and numerical methods. *ARMA US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*. 2010. ARMA-10-142. (In Eng).
10. State Standard 28985-91. Rocks. Method for determining deformation characteristics under uniaxial compression. Effective since 01.07.1992. Moscow: Standards Publishing and Printing Complex, 2004. (In Russ).
11. ASTM D7012-14 Standard test methods for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures. DOI:10.1520/D7012-14e01. (In Eng).
12. Recommended Practices ANI 10V-2 / ISO 10426-2. Petroleum and natural gas industries. Cements and materials for well cementing. Part 2. Testing of well cements. Moscow: FSUE "Standartinform", 2005. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Салихов Амур Раилевич**, заведующий лабораторией геомеханических исследований, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов:** salikhovar@bniipi.rosneft.ru

**Ахметова Зульфия Ишбулдовна**, главный специалист отдела техники и технологии строительства скважин, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов:** zi\_akhmetova@bniipi.rosneft.ru

**Salikhov Amur Railevich**, head of the geomechanical research laboratory, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author:** salikhovar@bniipi.rosneft.ru

**Akhmetova Zulfiya Ishbuldovna**, chief specialist of the well construction equipment and technology department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author:** zi\_akhmetova@bniipi.rosneft.ru

# Оценка прочностных свойств горных пород под механическим нагружением при воздействии буровых растворов

Букин П.Н.<sup>1</sup>, Будник Д.В.<sup>1</sup>, Капитонов В.А.<sup>1,2</sup>, Гилаев Г.Г.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия; <sup>2</sup>ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия;

<sup>3</sup>Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия  
kapitonovva@gmail.com

## Аннотация

Проблемы, связанные с устойчивостью ствола, наиболее остро возникают при бурении в интервалах уплотненных глин, характеризующихся слабым набуханием. Несмотря на наличие большого количества подходов, в настоящее время отсутствует единая, всеми признаваемая методика оценки влияния буровых растворов на прочностные свойства аргиллитов. Наиболее полная количественная оценка воздействия буровых растворов и их фильтратов выполняется с помощью определения времени нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов дезинтегрированной породы. В статье проведен анализ промышленных приборов, применяемых для исследований влияния буровых растворов на прессованные образцы дезинтегрированной породы. Расчеты показали, что создаваемое на них нагружение не превышает 31 кПа, в то время как для проведения исследований требуется 200 кПа и более. В связи с этим в статье рассмотрены принципиальные конструкции распространенных прессов, указаны их преимущества и недостатки.

## Материалы и методы

Измеритель линейного набухания глин с четырьмя головками, компактором и программным обеспечением, модель 2100 (Linear Swell Meter, Model 2100 – LSM) производства Fann и тестер линейного набухания в динамических условиях с компактором #150-80-1 – 230B (Dynamic Linear Swell Meter with Compactor #150-80-1 – DLSM) производства Ofite, ограниченно подходят для определения времени нахождения в устойчивом состоянии прессованных образцов дезинтегрированной породы. Для увеличения нагружения при проведении исследований в статье

рассмотрены конструкции рычажного пресса, гидравлического пресса и электромеханического пресса.

## Ключевые слова

прессованные образцы из дезинтегрированных не набухающих глин, физико-механические свойства горных пород, тестер линейного набухания, тестер линейного набухания в динамических условиях, рычажный пресс, гидравлический пресс, электромеханический пресс

## Для цитирования

Букин П.Н., Будник Д.В., Капитонов В.А., Гилаев Г.Г. Оценка прочностных свойств горных пород под механическим нагружением при воздействии буровых растворов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 72–74.

## Введение

Устойчивость глинистых пород определяется изменением напряженно-деформированного состояния пород и физико-химическими факторами, обусловленными взаимодействием буровых растворов с глинистыми породами. Известно большое количество методов исследований [1, 2]:

- определение деформации (прочности) образцов пород под нагрузкой в среде бурового раствора или после воздействия на него исследуемой жидкости;
- исследование размокания с помощью прибора ПРГ-1;
- исследование набухания с помощью прибора Васильева, Жигача-Ярова и аналогичных;
- исследование увлажнения прессованных образцов по РД 39-2-813;
- время капиллярной пропитки фильтровальной бумаги (Capillary Suction Time Test);
- испытание образцов кернового материала на отделяемость частиц сланца при горячем вращении согласно ГОСТ 33696-2015;
- определение агрегативной (объемной) твердости образцов кернового материала после воздействия бурового раствора (Bulk Hardness Test);
- параллельное исследование процессов увлажнения и набухания, например, с использованием набухометра

с измерительной трубкой, трубчатого измерителя набухания и комплексного набухометра.

В то же время сейчас наиболее остро стоит потребность в разработке лабораторной методики оценки воздействия буровых растворов на уплотненные (не набухающие) глины [2].

Целью работы является рассмотрение лабораторных приборов для оценки влияния механических нагружений на свойства образцов горных пород.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Рассмотреть основные понятия, применяемые для описания прочностных и деформационных свойств горных пород.
2. Рассмотреть промышленно выпускаемые приборы, применяемые для исследований влияния буровых растворов на свойства прессованных образцов.
3. Рассмотреть конструкции прессов для создания одноосных нагружений.

## Прочностные и деформационные свойства горных пород

Сущность данных методов заключается в исследовании поведения образцов пород под нагрузкой в среде анализируемой жидкости или изменения прочности после ее воздействия. Величина и способ приложения нагрузки, способ и продолжительность контакта

жидкости с образцом исследуемых пород могут варьироваться в широких пределах.

Все лабораторные методы исследований базируются на определении величины изменения геометрических размеров кубических или цилиндрических образцов под действием нагружений. Если действующие на образец силы находятся на одной оси, то такой метод испытания называют одноосным сжатием. В этом случае по изменению размеров образца при различной величине нагружения можно определить [1–6]:

1. Кривую деформирования — графическую зависимость деформации от нагружения. Показывает характер и стадии деформации породы.
2. Скорость деформации.
3. Предел прочности на сжатие — является максимальным давлением, которое образец может выдержать до разрушения. Это основной показатель прочности породы;
4. Условный коэффициент разупругения, равный средней величине тангенса угла наклона кривой, характеризующей зависимость деформации образца от напряжения.
5. Модуль упругости (модуль Юнга) — отражает величину деформации в направлении действия нагружения. Характеризует способность материала возвращаться к исходной форме после снятия нагружения.
6. Коэффициент Пуассона — отражает



отношение поперечной деформации к продольной деформации. Вместе с модулем Юнга полностью характеризует упругие свойства изотропного материала

7. Критерий Хука-Брауна — это критерий разрушения, применяемый для оценки прочности пород при горных работах, учитывающий влияние трещин [5].
8. Время устойчивого состояния прессованных образцов — это время, при котором вертикальная деформация образца, помещенного в буровой раствор, достигает 15 %. Этот параметр определяют при исследовании влияния буровых растворов на прессованные образцы из дезинтегрированных не набухающих глин [6].

### Приборы для исследования влияния буровых растворов на прочностные свойства образцов, спрессованных из дезинтегрированной породы

Промышленно выпускается измеритель линейного набухания глин с четырьмя головками, компактором и программным обеспечением, модель 2100 (Linear Swell Meter, Model 2100 – LSM) производства Fann и тестер линейного набухания в динамических условиях с компактором #150-80-1 – 230 В (Dynamic Linear Swell Meter with Compactor #150-80-1 – DLSM) производства Ofite. Различия между ними заключаются в том, что в приборе DLSM ячейку с буровым раствором и исследуемым цилиндрическим образцом устанавливают на плитке, совмещенной с магнитной мешалкой, т. е. появляется возможность изменять температуру бурового раствора и выполнять его перемешивание с помощью магнитного якоря.

Масса измерительной головки в LSM, создающая предварительную нагрузку на образец, составляет 548,8 грамм. Предварительная нагрузка может быть увеличена до 2 000 грамм с помощью вспомогательного веса. При диаметре образца 28,6 мм эта нагрузка создаст давление около 30,5 кПа.

В инструкции к прибору DLSM не приведена масса измерительной головки и дополнительного латунного груза, который нужно заказывать отдельно. По всей видимости они

будут иметь величины, близкие к указанным для LSM.

Также известна разработка [6] в которой для нагружения применяют устройство осевого нагружения производства ООО НПП «Геотек». В указанной фирме имеется широкая линейка электромеханических прессов, которые создают вертикальную сжимающую или растягивающую нагрузку от 10 кН до 500 кН. Принцип действия электромеханических прессов подробнее будет рассмотрен в следующем разделе. По разработанной в ООО НИИЦ «Недра-тест» методике испытаний вертикальную постоянную нагрузку задают в пределах 2–5 % от предела прочности искусственных кернов. В проведенных ими исследованиях [6] нагрузка составляла 200 кПа для всех испытуемых искусственных образцов. При диаметре цилиндрического образца 20 мм эта нагрузка соответствует силе 63 Н, которую создает масса 6,4 кг.

Рассмотренные установки для испытания цилиндрических образцов, спрессованных из дезинтегрированной породы, либо, создают слишком малое нагружение, либо в случаях применения установок ООО НПП «Геотек», являются дорогостоящими. В связи с этим далее рассмотрим распространенные конструкции приборов для испытания материалов и горных пород при одноосном сжатии.

### Приборы для испытания образцов пород при одноосном сжатии

Рассмотрим три типа приборов, применяемых для испытания горных пород при одноосном сжатии.

Рычажные прессы — используют механический принцип рычага для создания сжимающей силы. Они могут быть менее точными и не автоматизированными по сравнению с другими типами прессов, но они обычно проще в использовании и обслуживании.

Гидравлические прессы — используют жидкость под давлением для создания сжимающей силы действующей на образец породы. Они могут быть автоматизированными и обеспечивать высокую точность и контроль нагрузки.

Электромеханические прессы — используют электрический двигатель и механические элементы для создания нагрузки на образец породы. Они обычно имеют возможности автоматизации и контроля нагрузки.

Каждый из этих типов приборов имеет свои преимущества и недостатки, и выбор конкретного прибора будет зависеть от требований методики испытаний, доступных ресурсов и особенностей лаборатории.

### Рычажный пресс

Принцип действия рычажного пресса основан на приложении к исследуемому образцу 1 стационарной нагрузки, создаваемой грузами 4 с помощью рычага 3 (рис. 1). Продольные и поперечные деформации измеряются с помощью линейных индикаторов 2.

Рычажный пресс имеет простую конструкцию и длительный срок эксплуатации. Также одним из главных его преимуществ является работа в широком диапазоне температур, в связи с тем что все детали конструкции и создаваемое нагружение имеют механический принцип действия.

К основному недостатку стоит отнести возможность возникновения отклоняющей от вертикали нагрузки в связи с действием механического рычага.

Рычажные прессы представляют собой простые и экономичные приборы для создания нагружения на образцы при невысоких требованиях к точности. Они имеют ограниченные возможности в сравнении с более современными электромеханическими или гидравлическими прессами, такие как ограниченная мощность, точность и возможности настройки параметров испытаний.

### Гидравлический пресс

Принцип действия гидравлического пресса основан на повышении силы давления обратно пропорционально площади поршня (рис. 2). Давление на малый поршень 6 создается с помощью винтового штока (шпинделя) путем вращения махового колеса 3. За счет резьбовой втулки 2 происходит преобразование крутящего момента в поступательное перемещение, при этом рабочая жидкость

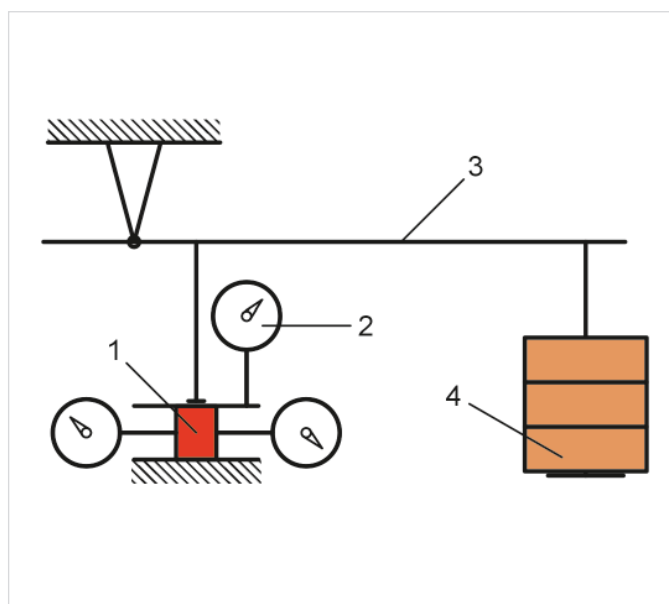


Рис. 1. Рычажный пресс:  
1 — исследуемый образец; 2 — микрометры; 3 — механический рычаг; 4 — грузы

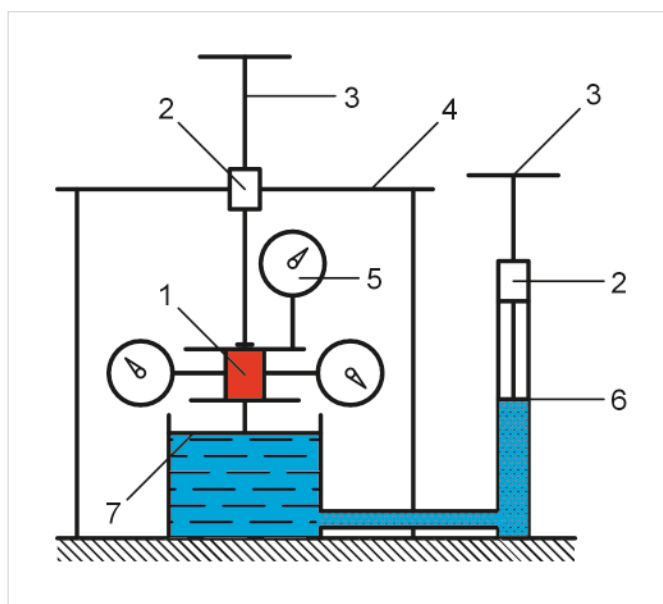


Рис. 2. Гидравлический пресс:  
1 — исследуемый образец; 2 — резьбовая втулка; 3 — шпиндель (винтовой шток) с маховиком; 4 — станция; 5 — микрометры; 6 и 7 — соответственно малый и большой поршни

передает давление на поршень 7. Похожий узел из винтового штока и резьбовой втулки позволяет регулировать высоту верхней пластины, создающей нагружение на образец 1. Продольные и поперечные деформации измеряются с помощью линейных индикаторов 5.

Гидравлические прессы позволяют создавать более высокое нагружение, чем механические прессы, достигаемое различием отношения площадей поршней. Процессы нагружения могут быть автоматизированы. Конструктивно гидравлические прессы, по сравнению с механическими, имеют большую гибкость в разработке приборов требуемой точности.

В сравнении с механическим прессом, рабочая жидкость, создающая давление в сообщающихся поршнях, при минусовой температуре может работать неэффективно. Гидравлические прессы также сложнее в обслуживании и более массивные в сравнении с электромеханическими прессами. Возможна утечка рабочего агента, требуется периодически контролировать его уровень.

В целом гидравлические прессы являются эффективным оборудованием для проведения испытаний механических свойств материалов, включая горные породы, но дороговизна обслуживания создает ограничение на их широкое распространение.

### Электромеханический пресс

Система преобразования вращательного движения вала двигателя 10 в поступательное движение цилиндра 2 осуществляется с помощью шарико-винтовой передачи 6–7. Может размещаться как в верхней части прессы (рис. 3), так и в нижней. Нагружение контролируется с помощью тензорного датчика 12 и электронной системы управления. Продольные и поперечные деформации измеряются с помощью линейных индикаторов 11.

Электромеханические прессы оснащены автоматизированной системой управления, что позволяет точно контролировать создаваемое нагружение. Управление осуществляется со встроенных электронных дисплеев или непосредственно с компьютера; в программном обеспечении, как правило, имеется много опций для визуализации и анализа результатов.

По сравнению с предыдущими рассмотренными конструкциями, электромеханические прессы требуют постоянного подключения к сети питания, что может создавать сложности при перебоях с электроэнергией. Также прибор подвержен возникновению неисправностей, связанных с короткими замыканиями или перегрузками в сети.

Электромеханические прессы являются универсальным и надежным оборудованием для проведения механических испытаний. Они обеспечивают высокую точность и контроль над рабочим процессом. К существенным преградам широкого распространения

электромеханических прессов следует отнести их высокую стоимость.

### Выводы

1. При испытании влияния буровых растворов на прессованные цилиндрические образцы из дезинтегрированных не набухающих глин определяют время устойчивого состояния.
2. Промышленно выпускаемые приборы для исследования влияния буровых растворов на прочностные свойства образцов, спрессованных из дезинтегрированной породы, позволяют создавать давление около 31 кПа на цилиндры диаметром 28,6 мм, что существенно ниже возникающих в пристольной зоне нагружений — 200 кПа и более.
3. Обзор наиболее распространенных конструкций прессов показал, что рычажные прессы могут быть менее точными и не автоматизированными по сравнению с другими типами прессов, но они обычно проще в использовании и обслуживании. Гидравлические прессы представляют собой эффективное оборудование для проведения испытаний механических свойств материалов, включая горные породы, но дороговизна обслуживания создает ограничение на их широкое распространение. Электромеханические прессы обычно являются универсальным и надежным оборудованием для проведения механических испытаний. Они обеспечивают высокую точность и контроль над процессом испытания, что делает их широко используемыми в различных областях, таких как строительство, геотехника, материаловедение и другие. К существенным преградам широкого распространения электромеханических прессов следует отнести их высокую стоимость.
4. Выполненный анализ применяемых прессов различной конструкции показал, что разработка установки для определения времени устойчивого состояния прессованных цилиндрических образцов из дезинтегрированных не набухающих глин под механическим нагружением в среде буровых растворов является актуальной задачей. В связи с этим данный вопрос был выбран в качестве темы проектной деятельности ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет».

### Литература

1. Балаба В.И. Оценка соответствия промысловой жидкости при бурении в глинистых отложениях // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2010. № 3. С. 54–63.
2. Капитонов В.А., Салихов А.Р.,

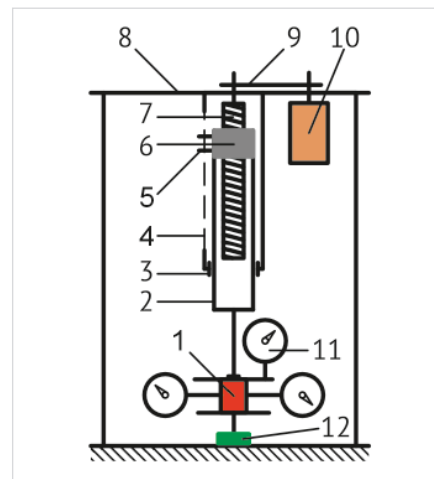


Рис. 3. Электромеханический пресс: 1 — исследуемый образец; 2 — цилиндр, движущийся поступательно; 3 — подшипники скольжения; 4 — паз (обозначенный пунктирной линией), ограничивающий поступательное движение шпинделей; 5 — шпиндели, перемещающиеся по пазу; 6 — гайка или шариковая гайка; 7 — винтовой вал; 8 — станина; 9 — ременная передача; 10 — шаговый двигатель; 11 — микрометры; 12 — тензорный датчик

- Евдокимов Д.В., Коваль М.Е., Букин П.Н., Валиева О.И. Разработка методики оценки влияния технологических жидкостей на стабильность Аргиллитов // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 10. С. 51–55.
3. Ломтадзе В.Д. Физико-механические свойства горных пород. Методы лабораторных исследований. Л.: Недра, 1990. 328 с.
  4. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 482 с.
  5. Иоффе А.М., Величко Д.В. Оценка устойчивости горных выработок с использованием методов численного моделирования // Вестник РАН. 2015. Т. 15. № 4. С. 53–58.
  6. Бойков Е.В., Гуськов П.О., Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Могильниченко М.А., Савельева Я.Л., Фесан А.А. Разработка воспроизводимой методики одноосного сжатия искусственных кернов для оценки ингибирующего действия буровых растворов // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Владимир: Аркаим, 2016. С. 81–86.

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Букин Павел Николаевич**, старший преподаватель, ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия  
Для контактов: [bukin.pavel@mail.ru](mailto:bukin.pavel@mail.ru)

**Будник Дмитрий Владимирович**, студент, ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия

**Капитонов Владимир Алексеевич**, к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия; главный специалист, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия  
Для контактов: [kapitonovva@gmail.com](mailto:kapitonovva@gmail.com)

**Гиляев Гани Гайсинович**, д.т.н., Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия





ООО «НефтеГазПерспектива»

# Внутритрубная диагностика трубопроводов



## О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне Московской области.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием комплексов собственной разработки и производства.

## Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчика
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений
- Широкие возможности технических решений
- Возможность оперативной адаптации оборудования для проблемных трубопроводов
- Гибкость в сроках выполнения полевых работ и предоставления отчетов



Технический  
департамент



Аналитический  
департамент



Департамент  
обеспечения бизнеса



Финансовый  
департамент



Отдел охраны труда  
и окружающей среды



Цех по подготовке  
и производству  
оборудования



Испытательный  
полигон



Полевые работы  
и дополнительный  
дефектоскопический контроль

Калибровка | Очистка | Профилеметрия | Магнитная диагностика  
Ультразвуковая диагностика | Навигация | Технический отчет и оценка целостности | ЭПБ



Российская Федерация,  
Московская область,  
г. Коломна, ул. 2 км  
Малинского шоссе, 10А

neftegazperspektiva.ru

+7 (496) 616-70-08

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению,  
от решения к реализации!

# О разработке предварительного национального стандарта Российской Федерации «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения»

Ляпин И.Н.<sup>1</sup>, Коваль М.Е.<sup>1,2</sup>, Богаткин С.В.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; <sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия  
lyapinin@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

ООО «СамараНИПИнефть» разработан ПНСТ 834-2023 «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения». Стандарт содержит краткие инструктивные материалы по заполнению разделов проектной документации на строительство скважин, устанавливает унифицированную форму (табличную и графическую) представления проектной документации для нефтедобывающих и проектных компаний.

## Материалы и методы

ПНСТ 834-2023 «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения» разработан ООО «СамараНИПИнефть». В качестве материалов были использованы нормативные документы: РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ», ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ». Процесс

разработки ПНСТ базировался на изучении современных условий и технологий строительства скважин, программ на бурение, которые позволили сформулировать новые требования к разработке проектов.

## Ключевые слова

проект на строительство скважин, предварительный национальный стандарт, унифицированная форма представления проектной документации, программа национальной стандартизации

## Для цитирования

Ляпин И.Н., Коваль М.Е., Богаткин С.В. О разработке предварительного национального стандарта Российской Федерации «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 76–77.

С 1986 года проекты на строительство скважин разрабатывались на основе нормативных документов РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» и ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» [1, 2]. Данные документы по ряду направлений устарели и утратили свою актуальность. Развитие техники и технологии бурения, информатизация бизнес-процессов требуют внедрения новых подходов в области проектирования строительства скважин. Данные изменения должны учитываться в нормативно-регламентирующих документах.

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 24.08.2023 №30-пнст утвержден предварительный национальный стандарт Российской Федерации «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения» (Стандарт). Дата введения в действие 1 ноября 2023 года. Разработчик документа — Специализированный институт по бурению (СИТ по бурению) ООО «СамараНИПИнефть» общество группы ПАО «НК «Роснефть» [3, 4].

Стандарт содержит краткие инструктивные материалы по заполнению разделов проектной документации на строительство скважин, устанавливает унифицированную форму (табличную и графическую) представления проектной документации для нефтедобывающих и проектных компаний.

В 2018 году специалисты СИТ по бурению на научно-техническом совете ПАО «НК «Роснефть» инициировали разработку предварительного национального стандарта, устанавливающего требования к макету проектной документации на строительство скважин. Работа по разработке стандарта велась до 2019 года. С 2020 по 2021 гг. проект стандарта проходил обсуждения и согласования в Техническом Комитете по стандартизации 023 «Нефтяная и газовая промышленность».

Процесс создания макета проекта для стандарта базировался на опыте внедрения новой техники и технологий строительства скважин, информатизации, программ на бурение, что в целом позволило сформулировать требования к разработке проектной документации (ПД).

Разработанный макет проекта отвечает современным условиям строительства скважин и содержит подробную расчетную часть, анализ рисков, а также другую актуальную

информацию, необходимую для формирования рабочих программ на бурение скважин, в том числе сложных высокотехнологичных. Макет дополнен новыми разделами, расчетами, графиками, например: подробными поинтервальными расчетами очистки ствола скважины, расчетами нагрузок и моментов при проведении различных технологических операций, графиками строительства скважины и пр. При этом исключена устаревшая информация, что позволит повысить эффективность трудозатрат проектных институтов за счет переориентации интеллектуальных ресурсов на более эффективную деятельность [5].

Разработанный макет проекта успешно внедрен в периметре ПАО «НК «Роснефть». Все проектные институты, входящие в научный блок, применяют новый макет при разработке ПД на строительство скважин, благодаря чему обеспечено единообразие подходов при разработке документации на строительство скважин на суше.

Стандарт имеет срок действия до 1 ноября 2026 г., и, соответственно, при наступлении данной даты возникают риски его отмены. В связи с этим специалистами СИТ по бурению инициирована разработка национального стандарта «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин

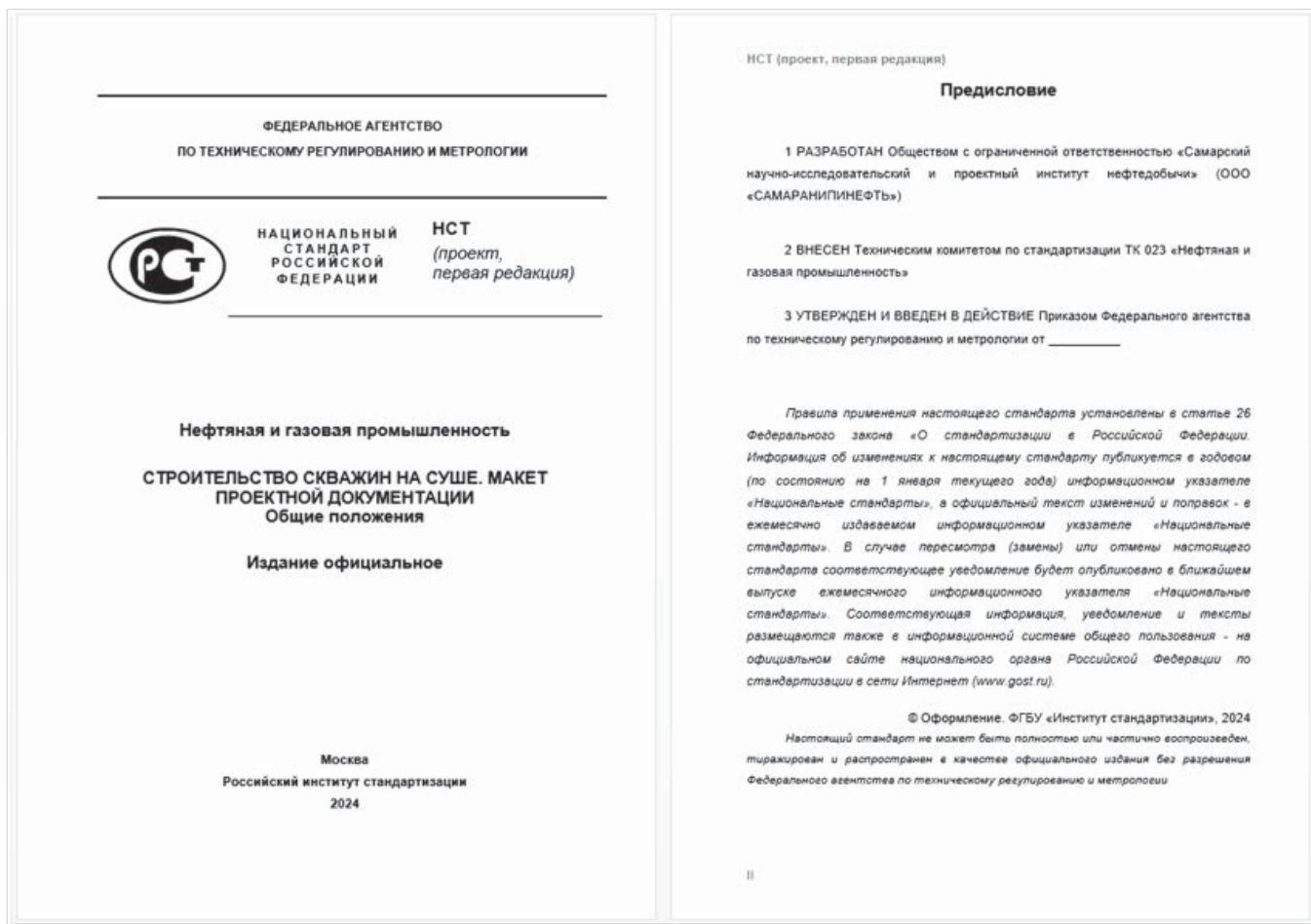


Рис. 1. Проект национального стандарта

на суше. Макет проектной документации. Общие положения», учитывающего требования утвержденного стандарта.

В конце 2023 года направлено письмо в Технический Комитет по стандартизации 023 «Нефтяная и газовая промышленность» о включении в Программу национальной стандартизации 2024 года предложения о разработке проекта национального стандарта «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения». Разработка стандарта включена в Программу национальной стандартизации. Проект стандарта был опубликован на сайте Технического Комитета по стандартизации 023 «Нефтяная и газовая промышленность» для проведения публичного обсуждения.

В процессе обсуждения первой редакции проекта национального стандарта были получены дополнительные предложения

и замечания от российских нефтегазодобывающих компаний, проектных организаций.

Планируемый срок утверждения нового национального стандарта «Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации. Общие положения» — 2025 год.

#### Литература

1. РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. Москва: Министерство нефтяной промышленности, 1987. 174 с.
2. РД ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. Москва: ВНИИОЭНГ, 1987. 157 с.
3. ПНСТ 834-2023. Нефтяная и газовая промышленность. Строительство скважин на суше. Макет проектной документации.

Общие положения. Москва: Российский институт стандартизации, 2023. 53 с.

4. Коваль М.Е., Федосеев Д.А., Чернова Л.А. Специализированный институт по технологиям и технико-экономической экспертизе при строительстве и реконструкции скважин на базе ООО «СамараНИПинефть» // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 11. С. 36–41.
5. Коваль М.Е., Чернова Л.А., Павлов В.А., Бердников Н.Н., Пилипец Е.Ю. Единый центр управления системой оказания проектно-инжиниринговых услуг в области строительства и реконструкции скважин Роснефти // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 8. С. 16–23.
6. Ляпин И.Н., Кожин В.Н., Коваль М.Е. Новый макет проектной документации на строительство скважин на суше — современный подход к процессу проектирования скважин // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 8. С. 18–20.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Ляпин Илья Николаевич**, начальник отдела, ООО «СамараНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия  
Для контактов: [lyapinin@samnipi.rosneft.ru](mailto:lyapinin@samnipi.rosneft.ru)

**Коваль Максим Евгеньевич**, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по инжинирингу бурения, ООО «СамараНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия

**Богаткин Сергей Вячеславович**, начальник управления, ООО «СамараНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия



# Определение потенциала работы пар добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации системы ППД и подбора кандидатов на геолого-технические мероприятия

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю.  
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
yalashevii@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье приводится разработанная авторами методика расчета потенциального дебита нефти добывающих и приемистости нагнетательных скважин, включающая непосредственно расчет дебита/приемистости, а также подбор корректирующих геолого-технических мероприятий и оптимизацию системы поддержания пластового давления с целью увеличения продуктивности добывающих скважин. Потенциальные дебиты и приемистости рассчитываются исходя из расчетного снижения скин-фактора, а также расчетного забойного давления для нагнетательных скважин. Расчет потенциального дебита жидкости осуществлялся двумя способами: через факторный анализ, предполагая вернуться к историческим показателям, которые были выше текущих значений, и через некий «теоретический потенциал». Перечень необходимых мероприятий определялся согласно авторской матрице принятия решений.

## Материалы и методы

В статье описана методика расчета потенциального дебита/приемистости, факторного анализа базового фонда и использования результатов для проведения обработки призабойной зоны пласта, интенсификации притока нефти в скважину или изменения диаметра штуцера нагнетательных скважин на ячейке, содержащей одну нагнетательную и одну или несколько добывающих скважин.

В качестве исходных данных для расчетов изменений дебитов и приемистости используются данные технологических режимов работы скважин, а также PVT-свойства пласта.

## Ключевые слова

обработка призабойной зоны, потенциал дебита и приемистости, скин-фактор, коэффициент продуктивности, пластовое давление, забойное давление

## Для цитирования

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю. Определение потенциала работы пар добывающих и нагнетательных скважин для оптимизации системы ППД и подбора кандидатов на геолого-технические мероприятия // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 78–83. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-78-83

Поступила в редакцию: 13.08.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Determination of the production/injection potential of a pair of producing and injection wells to optimize the reservoir pressure maintenance system and select candidates for geological and technical measures

Yalashiev I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Yu.  
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
alashievii@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article provides a methodology for calculating the potential oil flow rate of producing and pumping wells, including the calculation of potential flow rates/pick-up itself, as well as selection of corrective geological and technical measures to increase well productivity. Potential flow rates and pickups are calculated based on the potential reduction of the skin factor, as well as the calculated bottom-hole pressure for injection wells.

## Materials and methods

The article describes a method for calculating the potential flow rate/pick-up and using the results for a pair of production/injection wells to process the bottom-hole zone of the formation, identify oil inflow into the well or change the diameter of the nozzle of injection wells. Data from technological modes, as well as PVT properties of the

formation, are used as initial data for calculating changes in flow rates and pick-up.

## Keywords

processing of the bottom-hole zone, flow rate/pick-up potential, skin factor, productivity coefficient, reservoir pressure, bottom-hole pressure

## For citation

Yalashiev I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Yu. Determination of the production/injection potential of a pair of producing and injection wells to optimize the reservoir pressure maintenance system and select candidates for geological and technical measures. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 78–83. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-78-83

Received: 13.08.2024

## Введение

В статье рассматриваются «зрелые» месторождения Западной Сибири, около 80 % добычи нефти на которых обеспечивают скважины базового фонда (действующий фонд скважин по состоянию на 1 января текущего года без учета геолого-технических мероприятий (ГТМ)) [1–3]. В силу данного факта и малых объемов бурения для данных месторождений является актуальной задача снижения темпов падения базовой добычи нефти. В связи с этим необходимо своевременно реагировать на факты снижения дебита нефти и вырабатывать ГТМ, в том числе и на нагнетательном фонде. Темпы падения базовой добычи на месторождениях за последний год составили почти 25 % и превышают темпы падения предыдущего периода на 2,8 %. На рисунке 1 представлена диаграмма отклонений добычи нефти от входного значения по году по причине роста обводненности и изменения добычи жидкости. Потенциал среднесуточной добычи базового фонда — величина среднесуточной добычи нефти, которую можно вернуть за счет восстановления дебита жидкости, — за последний год составил 1,8 тыс. т/сут.

С целью восстановления добычи жидкости необходимо проанализировать темпы ее падения и определить причины снижения дебитов жидкости. На текущий момент известны несколько методик, направленных на поиск

мероприятий по восстановлению дебита жидкости, в том числе такие как блочно-факторный анализ и целевая приемистость скважин [4–7]. С целью более глубокого анализа скважин создана новая методика — «потенциально-го восстановления дебита–приемистости». Сравнение методики с ранее разработанными приведено в таблице 1. Преимущество данной методики заключается в том, что подбираются комплексные мероприятия на ячейке, содержащей одну нагнетательную и одну или несколько добывающих скважин, а также рассчитывается потенциал восстановления дебита и приемистости скважин.

## Описание методики

Целью работы является создание методики, позволяющей рассчитать потенциальный дебит жидкости скважин на основе определения потенциала его восстановления.

Задачи, которые предстояло решить:

1. Рассчитать потенциал дебита жидкости добывающих скважин.
2. Рассчитать потенциал приемистости нагнетательных скважин.
3. Объединить потенциал дебита жидкости добывающих и приемистости нагнетательных скважин и разработать матрицу принятия решений для подбора ГТМ.
4. Рассчитать теоретический потенциальный дебит после проведения ГТМ, сопоставить с «историческими» данными.

## Расчет потенциального дебита жидкости добывающих скважин и приемистости нагнетательных (задачи 1, 2)

Расчет потенциального дебита жидкости (задача 1) и приемистости (задача 2) осуществляется посредством факторного анализа потерь базового фонда. Пользователь выбирает временной интервал и производит расчет факторного анализа изменения дебитов, используя формулы (1)–(3), и приемистости — формулы (4)–(6). Две временные точки (временной интервал) — текущая дата и «историческая» (дата проведения последнего ГТМ).

Факторами, влияющими на изменение дебита нефти из-за изменения дебита жидкости, являются:

- изменение продуктивности скважины  $K_{пр}$ :

$$\Delta Q_{жк_{пр}} = \frac{K_{пр_1} - K_{пр_0}}{2} \times \left( (P_{пр_1} - P_{заб_1}) + (P_{пл_0} - P_{заб_0}) \right) \times \left( \frac{Q_{н_1}^i + Q_{н_1}^o}{Q_{ж_1}^i + Q_{ж_1}^o} \right) \times \frac{1}{2}, \quad (1)$$

где  $K_{пр_1}$  — коэффициент продуктивности скважины на конец периода,  $m^3/(MPa \cdot c)$ ;  $K_{пр_0}$  — коэффициент продуктивности скважины на начало периода,  $m^3/(MPa \cdot c)$ ;  $P_{пл_1}$  — пластовое давление на конец периода, МПа;  $P_{заб_1}$  — забойное давление на конец периода, МПа;  $P_{пр_0}$  — пластовое давление

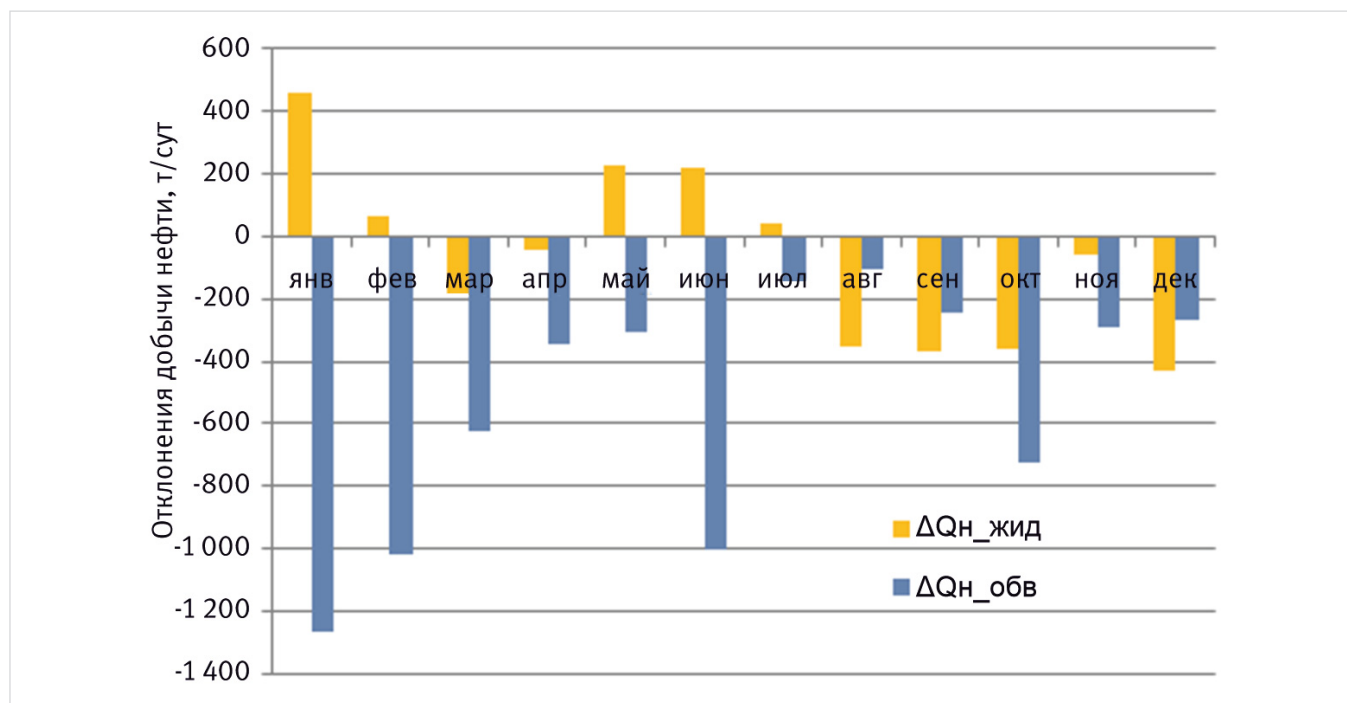


Рис. 1. Диаграмма отклонений добычи нефти  
Fig. 1. Oil production deviation char

Табл. 1. Сравнение методик поиска мероприятий по восстановлению дебита жидкости  
Tab. 1. Comparison of methods for searching for measures to restore fluid flow

№	Методика	Трудозатраты	Результат	Возможность использования результатов для сокращения операционных затрат
1	Блочно-факторный анализ	Средние	Рейтинг элементов заводнения пласта для проведения ГТМ	Расчеты ведутся на уровне блоков, отсутствуют поскважинный анализ
2	Методика расчета целевой приемистости	Средние	Поскважинные кандидаты на нагнетательный фонд на ГТМ	Приведение результатов расчета для подбора ГТМ только по нагнетательным скважинам
3	Методика потенциального восстановления дебита/ приемистости	Низкие	Поскважинные кандидаты на нагнетательный и добывающий фонд на ГТМ	Возможность использования результатов для подбора ГТМ на нагнетательном и добывающем фонде, а также в совместной их конфигурации

на начало периода, МПа;  $P_{заб0}$  — забойное давление на начало периода, МПа;  $Q_{н}^i$  — дебит нефти на конец периода, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{ж}^i$  — дебит жидкости на конец периода, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{н}^0$  — дебит нефти на начало периода, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{ж}^0$  — дебит жидкости на начало периода, м<sup>3</sup>/сут;

- изменение пластового давления  $P_{пл}$ :

$$\Delta Q_{Hр_{пл}} = \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \times (P_{пл1} - P_{пл0}) \times \left( \frac{Q_{н}^i}{Q_{ж}^i} + \frac{Q_{н}^0}{Q_{ж}^0} \right) \times \frac{1}{2}, \quad (2)$$

- изменение забойного давления  $P_{заб}$ :

$$\Delta Q_{Hр_{заб}} = - \left( \frac{K_{пр1} + K_{пр0}}{2} \times (P_{заб1} - P_{заб0}) \right) \times \left( \frac{Q_{н}^i}{Q_{ж}^i} + \frac{Q_{н}^0}{Q_{ж}^0} \right) \times \frac{1}{2}. \quad (3)$$

Факторами, влияющими на изменение приемистости скважин  $Q_{пр}$ , являются:

- изменение коэффициента приемистости  $K_{пр}$ :

$$\Delta Q_{Hр_{K_{пр}}} = \left( \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \right) \times (P_{заб1} - P_{заб0}) - (P_{заб1} - P_{заб0}), \quad (4)$$

где  $K_{пр1}$  — коэффициент приемистости скважины на конец периода, м<sup>3</sup>/(МПа·с);  $K_{пр0}$  — коэффициент приемистости скважины на начало периода, м<sup>3</sup>/(МПа·с);

- изменение пластового давления  $P_{пл}$ :

$$\Delta Q_{Hр_{P_{пл}}} = \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \times (P_{пл1} - P_{пл0}), \quad (5)$$

- изменение забойного давления  $P_{заб}$ :

$$\Delta Q_{Hр_{P_{заб}}} = - \left( \frac{K_{пр1} - K_{пр0}}{2} \times (P_{заб1} - P_{заб0}) \right). \quad (6)$$

### Разработка матрицы принятия решений для подбора ГТМ (задача 3)

После расчета факторов изменения добычи и закачки в ячейке необходимо определить, какое корректирующее мероприятие согласно «историческому» изменению

дебитов и приемистости скважин необходимо провести. Для определения необходимого вида ГТМ была разработана авторская матрица выбора метода воздействия, включающая обработку призабойной зоны пласта (ОПЗ), бесподходную обработку призабойной зоны пласта (БОПЗ), интенсификацию добычи нефти (ИДН), увеличение закачки воды (путем замены/смены штуцера) (табл. 2).

Сопоставляя факторы снижения дебита и приемистости по ячейке, выбираются те, которые оказывают наибольшее влияние, т. е. если по добывающим скважинам наблюдаются максимальные потери по нефти по коэффициенту продуктивности, а по нагнетательной скважине — максимальное снижение приемистости из-за изменения пластового давления, то согласно матрице выбираются ОПЗ на добывающей скважине.

### Расчет теоретического потенциального дебита после проведения ГТМ (задача 4)

Расчет теоретических потенциальных дебитов основывается на изменении продуктивности скважин с фиксацией текущих забойного и пластового давлений. Вычисления проводятся по классической формуле притока:

$$Q_{ж\text{ потенц}} = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{\text{потенц}} \right]}, \quad (7)$$

где  $Q_{ж\text{ потенц}}$  — потенциальный дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $k$  — коэффициент проницаемости пласта, мкм<sup>2</sup>;  $h$  — перфорированная мощность пласта, м;  $P_{пл}$  — пластовое давление, МПа;  $P_{заб}$  — забойное давление, МПа;  $\mu_a$  — динамическая вязкость жидкости, МПа·с;  $B_a$  — объемный коэффициент жидкости, д.ед;  $R$  — радиус контура питания, м;  $r_c$  — радиус скважины, м;  $S_{\text{потенц}}$  — потенциальный скин-фактор, д.ед.

Потенциальный скин-фактор вычисляли путем снижения текущего значения на 2 единицы (среднее значение снижения скин-фактора призабойной зоны пласта после обработок на основании исследований авторов [8–10]).

Теоретический потенциальный дебит нефти был рассчитан по следующей формуле:

$$Q_{н\text{ потенц}} = Q_{ж\text{ потенц}} \cdot (1 - W), \quad (8)$$

где  $Q_{н\text{ потенц}}$  — потенциальный дебит нефти, м<sup>3</sup>/сут;  $W$  — фактическая обводненность скважины, д.ед.

Расчет теоретической потенциальной приемистости для нагнетательных скважин производился аналогично расчету потенциального дебита добывающих скважин. Расчетное забойное давление рассчитывается пересчетом из проектного давления закачки агента в нагнетательные скважины и давления высоты столба жидкости в скважине. Формула для расчета потенциальной приемистости следующая:

$$Q_{пр\text{ потенц}} = \frac{kh(P_{заб\text{ расчет}} - P_{пл})}{1,841 \cdot \mu_a \cdot B_a \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{\text{потенц}} \right]}, \quad (9)$$

где  $Q_{пр\text{ потенц}}$  — потенциальная приемистость, м<sup>3</sup>/сут;  $\mu_a$  — динамическая вязкость закачиваемого агента, МПа·с;  $B_a$  — объемный коэффициент закачиваемого агента, д.ед;  $P_{заб\text{ расчет}}$  — расчетное забойное давление, МПа, вычисляется по формуле:

$$P_{заб\text{ расчет}} = P_{зак} + \rho \cdot g \cdot h, \quad (10)$$

где  $P_{зак}$  — проектное давление закачки агента в пласт, МПа;  $\rho$  — плотность закачиваемого агента, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $h$  — высота столба жидкости, м.

### Пример расчета потенциала ячейки

Расчет произведен на примере ячейки №1 месторождения X (рис. 2). Данная ячейка включает в себя 4 добывающие и одну нагнетательную скважины. Данные по добывающим скважинам приведены в таблице 3.

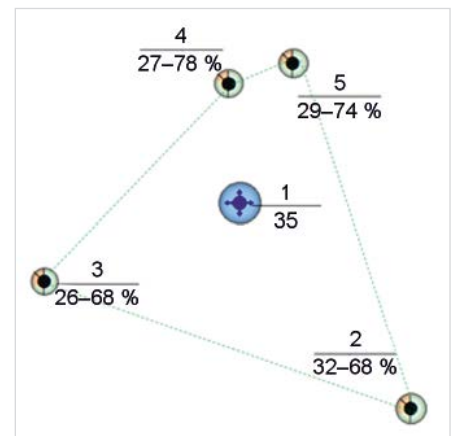


Рис. 2. Ячейка №1 месторождения X на карте текущих отборов

Fig. 2. Cell №1 of deposit X on the current selection map

Табл. 2. Матрица принятия решений  
Tab. 2. The decision-making matrix

	1. $\Delta Q_{Hр_{K_{пр}}}$	2. $\Delta Q_{Hр_{P_{пл}}}$	3. $\Delta Q_{Hр_{P_{заб}}}$
1. $\Delta Q_{Hр_{K_{пр}}}$	БОПЗ/ОПЗ (на добывающей/нагнетательной скважине)	БОПЗ (на нагнетательной скважине)	ИДН
2. $\Delta Q_{Hр_{P_{пл}}}$	ОПЗ (на добывающей скважине)	Увеличение закачки (штуцер)	ИДН
3. $\Delta Q_{Hр_{P_{заб}}}$	Увеличение закачки/ОПЗ (на добывающей скважине)	Увеличение закачки (штуцер)	ИДН

Табл. 3. Данные по добывающим скважинам ячейки №1  
Tab. 3. Data on producing wells of cell №1

Доб скв.	01.03.2020					01.08.2022				
	$Q_{ж}^i$ , т/сут	$Q_{н}^i$ , т/сут	$K_{прод}^i$ , т/(сут·МПа)	$P_{пл}^i$ , МПа	$P_{заб}^i$ , МПа	$Q_{ж}^i$ , т/сут	$Q_{н}^i$ , т/сут	$K_{прод}^i$ , т/(сут·МПа)	$P_{пл}^i$ , МПа	$P_{заб}^i$ , МПа
2	33	11	3,0	16,9	5,9	32	10,7	2,6	17,1	4,8
3	47	25,6	3,0	20,1	4,6	23	7,7	2,5	17,3	8
4	28	7	2,3	18,2	6,0	26	6,5	1,9	19,1	5,7
5	32	8,8	2,9	15,6	4,4	28	7,7	2,8	15,6	5,7



На первом этапе рассчитано изменение дебита добывающих скважин в зависимости от факторов, указанных в описании методики, на примере скважины № 2 (по формулам (1)–(3)):

– изменение дебита нефти из-за изменения дебита жидкости по причине изменения  $K_{пр}$  рассчитываем по формуле (1):

$$\Delta Q_{н,пр} = \left( \frac{(2,6-3) \times (16,9-5,9) + (2,6-3) \times ((17,1-4,8) - (16,9-5,9))}{2} \right) \times \left( \frac{10,7}{32} + \frac{11}{33} \right) \times \frac{1}{2} = -1,62 \left( \frac{т}{сут} \right); \quad (11)$$

– изменение дебита нефти по причине изменения  $R_{пл}$  рассчитываем по формуле (2):

$$\Delta Q_{н,р_{пл}} = \frac{2,6-3}{2} \times (17,1-16,9) \times \left( \frac{10,7}{32} + \frac{11}{33} \right) \times \frac{1}{2} = 0,19 \left( \frac{т}{сут} \right); \quad (12)$$

– изменение дебита нефти по причине изменения  $R_{заб}$  рассчитываем по формуле (3):

$$\Delta Q_{н,р_{заб}} = -\frac{2,6+3}{2} \times (4,8-5,9) \times \left( \frac{10,7}{32} + \frac{11}{33} \right) \times \frac{1}{2} = 1,09 \left( \frac{т}{сут} \right). \quad (13)$$

Аналогичным образом были вычислены факторы изменения дебитов нефти остальных добывающих скважин (табл. 4).

Следующим шагом по формулам (4)–(6) были вычислены факторы изменения приемистости нагнетательной скважины № 1 данной ячейки, данные по которой представлены в таблице 5;

– изменение приемистости по причине изменения  $K_{пр_{инж}}$  рассчитано по формуле (4):

$$\Delta Q_{пр,инж} = \frac{(3,3-18,4) \times ((39,9-26,8) + (41,2-30,6))}{2} = -179,24 \left( \frac{м^3}{сут} \right); \quad (14)$$

– изменение приемистости по причине изменения  $R_{пл}$  рассчитано по формуле (5):

$$\Delta Q_{пр,р_{пл}} = \frac{3,3+18,4}{2} \times (26,8-30,6) = -41,33 \left( \frac{м^3}{сут} \right); \quad (15)$$

– изменение приемистости по причине изменения  $R_{заб}$  рассчитано по формуле (6):

$$\Delta Q_{пр,р_{заб}} = \frac{3,3+18,4}{2} \times (41,2-39,9) = 14,56 \left( \frac{т}{сут} \right). \quad (16)$$

Сопоставление результатов расчетов добывающих и нагнетательной скважин показало, что в обоих случаях ключевой причиной снижения дебита нефти и приемистости является фактор снижения продуктивности (табл. 6).

Исходя из полученных результатов (табл. 6) и матрицы в таблице 2, сделан вывод о необходимости проведения ОПЗ на всех скважинах с потенциальным снижением скин-фактора на 2 единицы. Значение фактического скин-фактора  $S$ , согласно формуле (7), составило:

$$S = \frac{kh}{1,841 \cdot \mu_a B_a K_{пр_{инж}}} - \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) + 0,75 = \frac{8,644,7}{1,841 \cdot 0,62 \cdot 1,06 \cdot 2,6} - \ln \left( \frac{419}{0,108} \right) + 0,75 = 5,42 \text{ д.ед.} \quad (17)$$

Потенциальный скин-фактор:

$$S_{потенц(доб)} = S - 2 = 5,42 - 2 = 3,42 \text{ (д.ед.)}. \quad (18)$$

Потенциальный дебит жидкости и нефти:

$$Q_{ж,потенц} = \frac{kh(P_{пл} - P_{заб})}{1,841 \cdot \mu_a B_a K_{пр_{инж}} \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{потенц} \right]} = \frac{8,644,7 \times (17,1-4,8)}{1,841 \cdot 0,62 \cdot 1,06 \cdot \left[ \ln \left( \frac{419}{0,108} \right) - 0,75 + 3,42 \right]} = 37,85 \frac{м^3}{сут}; \quad (19)$$

$$Q_{н,потенц} = Q_{ж,потенц} \cdot (1 - W) = 37,85 \cdot (1 - 0,65) = 13,34 \left( \frac{т}{сут} \right). \quad (20)$$

Аналогично выполнили расчет по остальным добывающим скважинам. Для нагнетательной скважины № 1 определили потенциальный скин-фактор по формуле (7):

$$S = \frac{kh}{1,841 \cdot \mu_a B_a K_{пр_{инж}}} - \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) + 0,75 = \frac{8,5 \cdot 3,9}{1,841 \cdot 0,39 \cdot 1,01 \cdot 3,3} - \ln \left( \frac{350}{0,108} \right) + 0,75 = 6,5 \text{ (д.ед.)}; \quad (21)$$

$$S_{потенц(наг)} = S - 2 = 6,5 - 2 = 4,5 \text{ (д.ед.)}; \quad (22)$$

$$P_{заб,расчет} = P_{заб} + \rho \cdot g \cdot h = -18 + \frac{1025 \cdot 9,8 \cdot 2507,6}{10^6} = 43,2 \text{ (МПа)}; \quad (23)$$

$$Q_{пр,потенц} = \frac{kh(P_{заб,расчет} - P_{пл})}{1,841 \cdot \mu_a B_a \left[ \ln \left( \frac{R}{r_c} \right) - 0,75 + S_{потенц} \right]} = \frac{8,5 \cdot 3,9 \cdot (43,2 - 30,6)}{1,841 \cdot 0,39 \cdot 1,01 \cdot \left[ \ln \left( \frac{350}{0,108} \right) - 0,75 + 4,5 \right]} = 48,7 \left( \frac{м^3}{сут} \right). \quad (24)$$

Результаты расчета потенциала ячейки № 1 представлены в таблице 7.

Сравнивая результаты факторного анализа и расчета потенциала ячейки, видим, что потери нефти по причине снижения продуктивности сопоставимы с потенциалом возврата дебита нефти. Следовательно, по данной ячейке можно за счет ОПЗ увеличить значения дебита нефти до первоначального уровня.

Используя данную методику, выполнили расчет на всех ячейках региона и определили 18 первоочередных ячеек (табл. 8) для проведения того или иного мероприятия из матрицы принятия решений (табл. 2). Выбранные мероприятия были реализованы, и в результате получена дополнительная добыча нефти

Табл. 4. Результаты расчета факторов изменения дебитов нефти добывающих скважин  
Tab. 4. The results of calculating the factors of changes in oil production rates of producing wells

Доб скв.	Возвратные потери нефти			Невозвратные потери нефти
	$\Delta K_{пр_{инж}}$ , т/сут	$\Delta R_{пл}$ , т/сут	$\Delta R_{заб}$ , т/сут	Потери по обводненности, т/сут
2	-1,62	0,19	1,09	0,04
3	-3,00	-3,39	-4,16	-7,35
4	-1,14	0,48	0,16	0
5	-0,13	0,00	-0,97	0
Итого по ячейке №NNN	-5,88	-2,73	-3,88	-7,31

Табл. 5. Данные по нагнетательной скважине № 1  
Tab. 5. Data on injection well № 1

01.03.2020				01.08.2022			
$Q_{пр_{инж}}$ , м <sup>3</sup> /сут	$K_{пр_{инж}}$ , м <sup>2</sup> /(сут·МПа)	$R_{пл}$ , МПа	$R_{заб}$ , МПа	$Q_{пр_{инж}}$ , м <sup>3</sup> /сут	$K_{пр_{инж}}$ , м <sup>2</sup> /(сут·МПа)	$R_{пл}$ , МПа	$R_{заб}$ , МПа
241	18,4	26,8	39,9	35	3,3	30,6	41,2

Табл. 6. Сопоставление результатов факторного анализа добывающих и нагнетательной скважин  
Tab. 6. Comparison of the results of factor analysis of production and injection wells

Ячейка №NNN месторождения X	Факторный анализ, т/сут		
	$\Delta K_{пр} (\Delta K_{пр_{инж}})$	$\Delta R_{пл}$	$\Delta R_{заб}$
Факторный анализ изменения добычи нефти с ячейки, т/сут	-5,88	-2,73	-3,88
Факторный анализ приемистости ячейки, м <sup>3</sup> /сут	-179,24	-41,33	14,56

Табл. 7. Результаты расчета потенциала ячейки № 1  
Tab. 7. The results of calculating the potential of cell № 1

	$Q_{ж}$ , т/сут	$Q_{н}$ , т/сут	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{н}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{пр}$ , м <sup>3</sup> /сут
Фактические значения	109	32,7	112,5	39,1	35,0
Потенциальные значения	122,6	38,6	126,6	46,1	48,7
Разница значений	13,6	5,9	14,0	7,0	13,7

в объеме 13,1 тыс. т. На рисунке 3 приведена динамика фактической добычи нефти и прогнозной базовой добычи, из которых виден эффект от проводимых мероприятий и интервал продолжительности его действия.

### Итоги

- Выполнен расчет потенциала по всем добывающим и нагнетательным скважинам рассматриваемого региона.
- Разработана матрица принятия решений, связывающая нагнетательную и прилегающие к ней добывающие скважины, для определения необходимого мероприятия в данной ячейке.
- С помощью разработанной матрицы подобраны 18 первоочередных кандидатов (групп скважин) на ОПЗ,

дополнительная добыча нефти от которых составила 13,1 тыс. т.

### Выводы

Разработана методика определения потенциальных дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин, оптимизации системы ППД с целью увеличения продуктивности добывающих скважин и подбора ГТМ на основе восстановления потерь дебита нефти за счет увеличения дебита жидкости. Методика была успешно реализована на рассмотренных месторождениях Западной Сибири и может применяться на других месторождениях.

### Литература

1. Полежаев В.О., Гимаев Р.Д., Жданов Л.М., Рамазанов Р.Р., Логачев Д.В. Методика подбора скважин-кандидатов «Автовыбор

ГТМ» для проведения геолого-технических мероприятий // Вестник Академии наук Республики Башкортостан, 2023. Т. 48. № 3. С. 15–21.

2. Сулейманова М.В., Мироненко А.А., Сафин А.З., Бадретдинова А.А., Валиулли Т.И., Гарипов А.Р. Релаксация остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 72–75.
3. Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю. Аналитический поиск скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 61–65.
4. Антонов М.С., Гумерова Г.Р.,

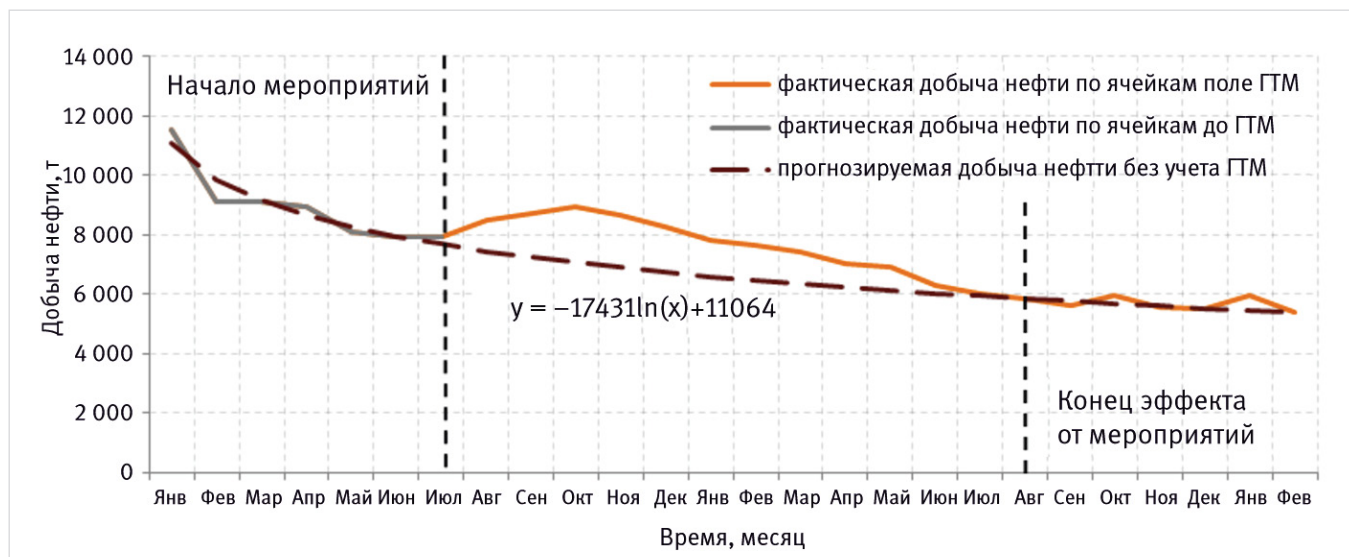


Рис. 3. Динамика добычи нефти в ячейках, подобранных по методике на геолого-технические мероприятия  
Fig. 3. Dynamics of oil production in cells selected according to the methodology for geological and technical measures

Табл. 8. Первоочередные ячейки, подобранные по методике на геолого-технические мероприятия  
Tab. 8. Priority cells selected according to the methodology for geological and technical activities

Месторождение	Дата проведения мероприятия	№ ячейки	ГТМ	Дополнительная добыча нефти от ГТМ, т			
				Август	Сентябрь	Октябрь	Итого
Мест. X	13.авг	7	Увеличение закачки	8	13	17	112
Мест. X	14.авг	6	ОПЗ	18	17	22	151
Мест. X	17.авг	1	БОПЗ/ОПЗ	56	72	93	620
Мест. F	02.сен	8	Увеличение закачки	–	5	7	45
Мест. F	04.сен	9	БОПЗ/ОПЗ	–	60	77	487
Мест. F	15.сен	3	БОПЗ	–	270	349	2 197
Мест. F	21.сен	4	БОПЗ	–	26	34	213
Мест. T	01.авг	11	ИДН	92	77	104	885
Мест. T	07.авг	2	БОПЗ/ОПЗ	103	88	115	877
Мест. T	09.авг	3	Увеличение закачки	29	14	18	141
Мест. T	12.авг	4	ОПЗ	44	38	51	467
Мест. T	13.авг	5	БОПЗ/ОПЗ	161	7	8	213
Мест. L	06.сен	7	БОПЗ/ОПЗ	–	167	216	1 413
Мест. V	15.авг	10	БОПЗ/ОПЗ	23	25	32	219
Мест. Z	26.авг	12	БОПЗ/ОПЗ	120	231	298	1 934
Мест. Z	28.авг	14	ИДН	38	42	54	367
Мест. Z	29.авг	17	БОПЗ/ОПЗ	118	92	119	843
Мест. Z	31.авг	18	БОПЗ/ОПЗ	217	219	282	1 933
Итого				1 026	1 463	1 896	1 3118

- Рафикова Ю.И., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В., Чермянин П.И. Повышение эффективности процесса мониторинга разработки месторождений на основе построения эталонных характеристик вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 44–48.
5. Ганиев Ш.Р., Антонов М.С., Волков М.Г., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В. Разработка методики расчета целевой приемистости нагнетательных скважин и эффективность ее внедрения на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 54–58.
6. Каримова Л.М., Михайлов А.Л., Агишев Э.Р., Фатхлисламов М.А., Ганиев Ш.Р. Разработка экспресс-методики оптимизации системы поддержания пластового давления в условиях искусственного ограничения добычи // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 1. С. 99–112.
7. Наугольнов М.В. Использование инструментов блочно-факторного анализа для управления заводнением и оптимизации системы ППД // Инженерная практика. 2015. № 6–7.
8. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 570 с.
9. Склюев П.В., Данилова Н.М., Асланян В.П. Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) как эффективный метод увеличения продуктивности скважин // Материалы 50-й всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, посвященной 75-летию УГНТУ. 2023. С. 343–347.
10. Козубовский А.Г., Кузьмина Т.В., Ефимов А.А. Анализ результатов оценок скин-фактора в условиях дефицита исходной информации // PRONEFT. Профессионально о нефти. 2023. № 2. С. 97–104.

## ENGLISH

### Results

A methodology has been developed for determining the potential flow rates of producing and pumping wells, and the selection of geological and technical measures based on the restoration of oil flow losses by restoring the flow rate of liquid. The technique allows you to quickly analyze all the cells of the region, identify the most problematic ones and select the necessary action, as well as, due to its simplicity, it is scalable to other fields of PJSC Rosneft Oil Company.

### References

- Polezhaev V.O., Gimaev R.D., Zhdanov L.M., Ramazanov R.R., Logachev D.V. Methodology for selection of candidate wells "Auto-selection of geological and technical measures" for geological and technical measures. Herald of the academy of sciences of the republic of Bashkortostan, 2023, Vol. 48, issue 3, P. 15–21. (In Russ).
- Suleymanova M.V., Safin A.Z., Mironenko A.A., Badretdinova A.A., Valiullin T.I., Garipov A.R. Oil migration on the last stage of oil fields development. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 72–75. (In Russ).
- Yalashiev I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Y. Analytical search of candidate wells for repair and insulation works on the example of fields in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 61–65. (In Russ).
- Antonov M.S., Gumerova G.R., Rafikova Yu.I., Saliyenko N.N., Kevlich R.V., Chermyanin P.I. Improving the efficiency of monitoring oil fields development on the basis of standard displacement characteristics. Oil Industry, 2019, issue 4, P. 44–48. (In Russ).
- Ganiev Sh.R., Antonov M.S., Volkov M.G., Saliyenko N.N., Kevlich R.V. Development of the method for calculating the target injectivity of injection wells and the efficiency of its implementation at the deposits of Slavneft-Megionneftegas JSC. Oil industry, 2019, issue 6, P. 54–58. (In Russ).
- Karimova L.M., Mikhailov A.L., Agishev E.R., Fatkhislamov M.A., Ganiev Sh.R. Development of an express methodology for reservoir pressure maintenance system optimizing under simulated production restriction. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2023, issue 1, P. 99–112. (In Russ).

### Conclusions

- The calculation of the potential for production and injection wells of the entire region has been performed.
- A decision-making matrix has been developed linking the injection and adjacent production wells to determine the necessary action in this cell.
- With the help of the developed decision-making matrix, 18 priority candidates were selected for processing the bottom of the well.
- The methodology allows you to quickly analyze all the cells of the region, identify the most problematic and select the necessary measures.

- Naugolnov M.V. Using block factor analysis tools to control flooding and optimize the reservoir pressure maintenance system. Engineering practice, 2015, issue 6–7. (In Russ).
- Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Moscow: Premium Engineering, 2009, 570 p. (In Russ).
- Sklyuev P.V., Danilova N.M., Aslanyan V.P. Bottomhole treatment (BT) as an effective method of well productivity improvement. Materials of the 50th All-Russian Scientific and Technical conference of young scientists, postgraduates and students with international participation, dedicated to the 75th anniversary of USPTU. 2023. P. 343–347. (In Russ).
- Kozubovsky A.G., Kuzmina T.V., Efimov A.A. Analysis of the results determination of the skin factor in conditions of a deficit of initial information. PRONEFT. Professionally about oil, 2023, issue 2, P. 97–104. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ялашев Искандар Ильгизович**, ведущий специалист отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов:** yalashievii@bnipi.rosneft.ru

**Ганиев Шамиль Рамилевич**, начальник отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Жданов Ленар Маратович**, начальник управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Никитенко Владимир Юрьевич**, заместитель начальника управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Yalashiev Iskandar Ilgizovich**, leading specialist of the department for development and monitoring of SN-MNG fields, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author:** yalashievii@bnipi.rosneft.ru

**Ganiev Shamil Ramilevich**, head of the department for development and monitoring of SN-MNG fields, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Zhdanov Lenar Maratovich**, head of department for development of SN-MNG Fields, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Nikitenko Vladimir Yurievich**, deputy head of department for development of SN-MNG fields, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia



# Микробиологическая зараженность нефтяных месторождений. Часть 2: Технологии биоцидных обработок и нехимические методы контроля

Валекжанин И.В.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В настоящей статье рассмотрены преимущества и недостатки широко используемых технологий подачи биоцидов — постоянное дозирование реагента и периодические (ударные) обработки. Показана важность и основные методы контроля остаточного содержания биоцидов (с различными активными основами) в разных участках защищаемой системы. Рассмотрены методы микробиологического мониторинга с целью определения фактической эффективности биоцидной обработки. Описаны достоинства и ограничения как традиционных методов контроля (например, метод предельного разведения), так и ряда альтернативных способов (в частности, технологии секвенирования ДНК). Также в статье рассмотрены некоторые нехимические (физические) методы нейтрализации бактерий (УФ-дезинфекция, фильтрация и обработка ультразвуком).

## Материалы и методы

Рассмотрены преимущества и недостатки наиболее часто применяющихся технологий дозирования биоцидов на объектах нефтегазодобычи. Проанализированы методы контроля фактической эффективности биоцидов. Принимая во внимание рост различных регуляторных ограничений, накладываемых государствами на токсичные биоциды, рассмотрены некоторые

нехимические (физические) методы нейтрализации бактерий (УФ-дезинфекция, фильтрация и обработка ультразвуком).

## Ключевые слова

бактерии, микробиологическая зараженность, бактерицид, биоцид, УФ-излучение, ультразвук, фильтрация, нефтяное месторождение

## Для цитирования

Валекжанин И.В. Микробиологическая зараженность нефтяных месторождений. Часть 2: Технологии биоцидных обработок и нехимические методы контроля // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 84–91. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-84-91

Поступила в редакцию: 23.08.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Microbiological contamination of oil fields. Part 2: Biocidal treatment technologies and non-chemical control methods

Valekzhanin I.V.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

This article discusses the advantages and disadvantages of commonly used biocide delivery technologies – continuous reagent dosing and periodic (shock) treatments. It shows the importance and main methods of monitoring the residual content of biocides (with different active bases) in different areas of the protected system. Microbiological monitoring methods are considered to determine the actual effectiveness of biocide treatment. The advantages and limitations of both traditional control methods (for example, the limiting dilution method) and a number of alternative methods (in particular, DNA sequencing technology) are described. The article also discusses some non-chemical (physical) methods of neutralizing bacteria (UV disinfection, filtration, and ultrasound treatment).

## Materials and methods

The advantages and disadvantages of the most commonly used biocide dosing technologies at oil and gas production facilities are considered. Methods for monitoring the actual efficiency of biocides are analyzed. Taking into account the growth of various regulatory restrictions imposed by states on toxic biocides, some non-chemical (physical)

methods of neutralizing bacteria (UV disinfection, filtration, and ultrasound treatment) are considered.

## Keywords

bacteria, microbiological contamination, bactericide, biocide, UV radiation, ultrasound, filtration, oil field

## For citation

Valekzhanin I.V. Microbiological contamination of oil fields. Part 2: Biocidal treatment technologies and non-chemical control methods. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 84–91. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-84-91

Received: 23.08.2024

## Введение

Сырая нефть представляет собой сложную смесь углеводородов и других органических соединений, а ее состав и физические свойства широко варьируются для различных месторождений по всему миру. Микроорганизмы, метаболизирующие углеводороды, широко распространены на каждом этапе добычи, транспортировки и переработки нефти. Вредное воздействие микроорганизмов в нефтяной промышленности начинается с выпадения и накопления воды, неорганических и органических твердых веществ, а также образования биопленок на поверхности металлического оборудования. Помимо коррозионных повреждений оборудования и сооружений, вызванных бактериальной зараженностью, другие негативные последствия наличия бактерий включают, в частности, потерю приемистости нагнетательных скважин системы ППД, потери добычи нефти из-за закупорки породы пласта и снижения ее фильтрационно-емкостных характеристик, появление сероводорода в продукции скважин, увеличение стоимости переработки нефти и снижение качества конечных продуктов, эффективности работы трубопроводов, теплопередачи теплообменников и биологического разложение продуктов нефтепереработки. В данной статье рассмотрены основные технологии биоцидных обработок, подходы к мониторингу остаточного содержания биоцидов и эффективности его применения, а также рассмотрена эффективность нехимических методов защиты оборудования от негативного влияния микробиологического заражения.

## Технологии биоцидных обработок

После того, как эффективность биоцида оценена в лаборатории и биоцид окончательно выбран [1], следующим этапом является определение способа его применения в целевой системе. В нефтегазовой промышленности биоцид применяется одним из трех способов: периодической обработкой, непрерывной обработкой и импульсной обработкой.

Периодическая обработка биоцидами наиболее распространена в нефтегазовой промышленности по разным причинам. Это более рентабельно, чем непрерывная обработка в крупных нефтепромысловых объектах в течение длительного периода времени. При правильном применении она может достичь той же цели, что и непрерывное дозирование, то есть поставить под контроль активность или количество микроорганизмов в обрабатываемом объекте. При периодической обработке биоцид подается в целевой объект (трубопровод, РВС и т.д.) с заранее определенной дозировкой и периодичностью (наиболее распространенной является еженедельная обработка) и в течение заранее определенного периода времени (1–4 часа). В некоторых нефтяных компаниях используются два биоцида разного химического состава, чередующиеся еженедельно, с целью избежать или задержать развитие бактериальной резистентности к применяемым реагентам. Если это практически осуществимо, периодическую обработку биоцидом следует координировать с операцией механической очистки (скребкование). Механическое удаление или разрушение биопленок и твердых отложений посредством скребков повысит способность биоцида проникать и убивать

микроорганизмы в биопленках или отложениях. Биоциды часто добавляют сразу после скребки в течение 2–8 часов [2].

Непрерывная обработка обычно применяется при низких дозировках биоцидов (менее 10 ppm) для экономии средств и одновременного обеспечения биостатического контроля микробиологической активности. В некоторых случаях может применяться комбинация периодической обработки и непрерывного дозирования. Высокая дозировка одного биоцида применяется с установленной периодичностью (один раз в неделю/две недели/месяц) для уничтожения бактерий и удаления биопленок с поверхности оборудования с последующим непрерывным дозированием другого биоцида с меньшей дозировкой с целью предотвращения прикрепления новых бактерий к поверхности или свести к минимуму повторный рост биопленки между обработками [2]. Следует отметить, что при низких дозировках биоцидов, особенно неокисляющих биоцидов, нефтепромысловые микроорганизмы с большей вероятностью адаптируются и развивают устойчивость с течением времени или подвергаются процессу естественного отбора, приводящему к образованию более устойчивых микробных популяций в системах [3].

Импульсную обработку биоцидом можно рассматривать как «ударную» обработку при периодическом применении. Высокая концентрация биоцида (до 1 500 и более ppm) вводится в объект в течение нескольких минут, и биоцид затем равномерно распределяется в течение определенного времени (как правило, до 24 часов) [4]. Этот метод состоит в том, чтобы добавить достаточное количество биоцида с целью превысить пороговую концентрацию, необходимую для уничтожения микроорганизмов. Затем дозирование можно прекратить на время, необходимое для начала восстановления популяции бактерий. Импульсная обработка экономит затраты на биоциды по сравнению с непрерывной обработкой, но может вызвать осложнения при операции. Могут потребоваться некоторые компромиссы, чтобы избежать взаимодействия или несовместимости с другими нефтепромысловыми реагентами.

После того, как определен объект с высокой биозараженностью, проведены работы по подбору и лабораторному тестированию эффективного биоцида, определена оптимальная технология его применения, последним шагом является определение того, в каком месте системы следует применять биоцид. Правильный выбор места биоцидной обработки окажет существенное влияние на эффективность реагента и микробиологического контроля в целом на объекте. Для начала необходимо провести комплексное микробиологическое исследование, чтобы понять проблемы и определить места повышенного риска на объектах добычи, транспортировки и подготовки углеводородного сырья. Как правило, место обработки биоцидом должно находиться раньше по технологической схеме добычи и сбора сырья, чем точка локализации проблемы. На многих нефтепромысловых объектах нередко биоцидная обработка не является частью первоначального проекта обустройства. Следовательно, либо требуется существенное изменение конструкции для установленного дозирующего устройства в определенном месте, либо оператору приходится доставлять необходимое количество реагента с базы хранения для каждой обработки.

Поскольку микроорганизмам для развития необходимы вода и питательные вещества, некоторые объекты особенно склонны к колонизации и росту микробов. В трубопроводах сырой нефти, если производительность не может поддерживать критическую скорость потока, вода и твердые частицы будут выпадать из нефти и накапливаться в нижних точках трубопровода, обеспечивая отличные условия для роста бактерий. В системе нефтепроводов, если установлено, что обработка биоцидом необходима для контроля микробиологического заражения, лучшим местом для дозирования биоцида является начало соответствующей магистральной линии в координации с операцией очистки/скребкования. Биоцид должен быть водорастворимым и иметь достаточное время удерживания, чтобы продукт перешел в водную фазу. С другой стороны, биоцидная обработка пласта с целью микробиологического контроля обычно не рекомендуется, поскольку стабильность биоцида в пластовых условиях может значительно ухудшаться (например, высокая температура, высокое давление и высокая минерализация), фактическую эффективность применяемого реагента оценить непросто, а сама обработка имеет кратковременный эффект, так как закачиваемый биоцид, как правило, обрабатывает только ближнюю призабойную зону, не попадая более глубоко в пласт.

Закачка воды для поддержания пластового давления и добычи нефти является широко распространенной практикой по всему миру. Обычно подземная или морская вода обрабатывается и очищается на установках подготовки пластовой воды (УППВ) и транспортируется по сети трубопроводов в нагнетательные скважины. В зависимости от размера трубопроводной сети вода может перемещаться в течение нескольких дней, прежде чем достигнет места закачки. Длительное время пребывания и обилие питательных веществ (особенно высокое содержание сульфатов в морской воде) способствуют активности бактерий, что ухудшает качество закачиваемой воды, приводит к постоянному продуцированию коррозионно-агрессивных компонентов, которые могут стать причиной порывов трубопроводов, снижению приемистости, коррозии ствола скважины, повреждению пласта. Для защиты целостности транспортной сети и обеспечения высокого качества нагнетательной воды неокисляющий биоцид обычно дозируется в начало трубопровода после очистки и деаэрации воды на УППВ.

В зависимости от химического состава биоцидов и особенностей системы вполне возможно, что одна закачка в начале крупной сети трубопроводов не может обеспечить достаточный остаток биоцида в конце трубопровода для эффективного микробиологического контроля. Поэтому крайне важно контролировать остаточную концентрацию реагента во всей системе, особенно в большой разветвленной сети трубопроводов. При необходимости можно рассмотреть возможность установки дополнительных точек дозирования.

## Мониторинг остаточного содержания биоцидов

После того как биоцид введен в целевой объект, необходимо контролировать его остаточное содержание в разных участках системы, а также количество или активность бактерий во всей системе. Необходимо

определить, достигла ли обработка биоцидом целевого объекта и была ли получена требуемая эффективность. Этот мониторинг следует проводить регулярно. Одно из мест мониторинга (для системы трубопроводов) находится в конце участка, чтобы контролировать остаточную концентрацию биоцида для эффективного микробиологического контроля в этой последней точке (следовательно, и по всей системе, начиная от точки дозирования). Данные мониторинга должны периодически пересматриваться и служить основой для любых изменений или оптимизации программы обработки биоцидами, включая химический состав биоцидов, частоту обработки, дозировку, продолжительность и места дозирования.

Широко доступны тестовые наборы для определения концентрации активных основ биоцидов, таких как тетраakis(гидроксиметил)фосфония сульфат (ТГФС) и глутаральдегид. Тест-набор для ТГФС основан на методе йодометрического титрования с диапазоном обнаружения 0–100 ppm, который можно расширить за счет разбавления пробы водой. Тест-набор на глутаральдегид основан на его реакции с 3-метилбензотиазол-2-он гидразоном с последующим колориметрическим сравнением с цветным компаратором или спектрофотометрическим измерением при длине волны 610 нм. Обычно тест-набор имеет диапазон обнаружения 1–200 ppm. Образец, содержащий более 200 ppm глутаральдегида, следует разбавить водой. Разрешение коммерческого тест-набора для определения глутарового альдегида достаточно для повседневного мониторинга, особенно если для окончательного определения оптической плотности окрашенных растворов глутарового альдегида и индикатора используется спектрофотометр. Если требуется более точное измерение глутаральдегида, метод высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ) с УФ-детектором (365 нм) является лучшим методом для обнаружения и количественного определения глутаральдегида. Однако ВЭЖХ — это лабораторный метод, он не является подходящим инструментом для рутинного мониторинга глутаральдегида в системах нефтегазовой промышленности.

Однако в большой сети трубопроводов бывает сложно отобрать пробы воды для измерения остаточного содержания биоцида после периодической обработки реагентом со стороны добывающих скважин. Это связано с трудностями оценки времени прохождения биоцида в крупной сети трубопроводов из-за сложности сети (различные диаметры, ответвления и т.д.), а также ежедневных изменений и колебаний в работе системы (например, скорости потока). В результате контролировать остаточное содержание биоцида в различных участках разветвленной наземной инфраструктуры бывает крайне сложной задачей, даже с использованием различных тестовых наборов.

Онлайн-датчик, который обнаруживает ТГФС и/или глутаральдегид, может обеспечить мониторинг остаточной концентрации этих биоцидов в режиме реального времени в различных точках крупной трубопроводной сети. Недавно были проверены концепции обнаружения, применимые для онлайн-мониторинга ТГФС и глутаральдегида, а прототип онлайн-датчика находится в стадии разработки [5].

Новый метод измерения ТГФС основан на измерении поглощения после

реакции окислительного реагента и ТГФС. Этот простой и понятный метод можно превратить в онлайн-датчик для биоцидов на основе ТГФС. Метод был проверен на чистых ТГФС и биоцидах, содержащих ТГФС, в пресной воде и морской воде Персидского залива. Для онлайн-определения глутаральдегида используется свойство сшивания глутаральдегида для тушения сигналов флуоресценции изготовленных по индивидуальному заказу наночастиц. Чувствительность к глутаральдегиду была подтверждена в пресной и морской воде Персидского залива, содержащей чистый глутаральдегид и биоциды на его основе. Оба метода измерения также были проверены на лабораторном стенде с проточной ячейкой и соответствующими оптическими и электронными системами с диапазоном 10–1 000 ppm ТГФС или глутаральдегида. Этот диапазон охватывает широкий круг концентраций биоцидной обработки и остаточную концентрацию, встречающуюся в трубопроводных сетях в нефтегазовой промышленности [6].

#### **Микробиологический мониторинг эффективности обработки**

Помимо мониторинга остаточного содержания биоцидов, необходимо также контролировать количество или активность микроорганизмов. Рекомендуется отбирать и анализировать пробы после каждой обработки биоцидом в различных местах. Микробиологические данные после обработки биоцидами необходимы для обнаружения и подтверждения любых недостатков применяемых технологий обработки биоцидами. Следует отметить, что анализ должен быть нацелен на адгезированные формы бактерий, а не на планктонные. Нередко после бактерицидной обработки количество бактерий в воде может увеличиваться из-за разрушения биопленок. Таким образом, установка на объект металлического купона-биозонда является наилучшим способом микробиологического мониторинга и эффективности применяемого реагента. Кроме того, динамика количества и активности бактерий в системе, обработанной биоцидом, гораздо важнее, чем единичные замеры, и для сравнения данных необходимо использовать одни и те же методы мониторинга.

Существует множество традиционных и молекулярных микробиологических методов подсчета бактерий [7–9], но для точного определения эффективности обработки биоцидами рекомендуются только те методы, которые позволяют подсчитывать живые бактерии. Наиболее широко используемым методом рутинного подсчета бактерий после обработки биоцидом является традиционный метод предельного разведения, хотя он способен обнаружить только менее 10 % микробной популяции в образце [9]. Наиболее распространенным объектом определения методом предельного разведения в полевых условиях являются сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), инкубация которых занимает, как правило, 2–4 недели, прежде чем результаты подсчета станут доступными. Длительное получение результатов наличия в системе СВБ не позволяет операторам месторождений принимать быстрые контрмеры для контроля СВБ, если это необходимо.

Поскольку при рутинном мониторинге в полевых условиях предпочтение отдается скорости выполнения работ, биолюминесцентный тест АТФ второго поколения

является хорошим выбором метода мониторинга живых бактерий после обработки биоцидом [10–11]. Существует коммерчески доступный набор для тестирования АТФ, предназначенный для адгезированных форм бактерий, который позволяет получить результат за 10–15 минут. Следует отметить, что тест АТФ предназначен для общей микробной активности, а не конкретной группы микроорганизмов (например, СВБ).

Независимые от типа бактерий методы, как правило, не являются приоритетными методами для мониторинга выживших бактерий после обработки биоцидом, если эти методы не позволяют дифференцировать живые и мертвые бактерии. Метод количественной полимеразной цепной реакции в реальном времени (ПЦР), который также может измерять микробиологическую активность (мРНК) в активно метаболизирующихся клетках после воздействия биоцида, является одним из немногих эффективных методов для этой цели. Однако внедрение ПЦР-тестирования в полевой лаборатории — дело непростое по нескольким причинам. За исключением стоимости оборудования и обширного обучения, необходимого для технических специалистов, нестабильность и короткий период полураспада мРНК являются основными препятствиями для внедрения этого метода в нефтепромысловую лабораторию в качестве обычного метода мониторинга после обработки биоцидом. Другой независимый от культуры метод, который позволяет обнаружить и количественно оценить живые бактерии после обработки биоцидами, — это проточная цитометрия. Однако для работы с проточным цитометром, оптимизации параметров прибора и интерпретации данных требуется высококвалифицированный специалист. Внедрять проточную цитометрию в небольшой нефтепромысловой лаборатории в качестве рутинного метода мониторинга может оказаться непрактично.

Наконец, помимо остаточной концентрации биоцида и количества бактерий в обрабатываемой системе, можно контролировать и другие показатели, чтобы оценить эффективность бактерицидной обработки. Двумя наиболее распространенными ключевыми показателями эффективности, которые измеряются при применении биоцидов, являются скорость коррозии и количество  $H_2S$ , образующегося в системе. Скорость коррозии можно определить путем анализа потери веса на купонах (гравиметрический метод), используемых для мониторинга адгезированных форм бактерий после обработки биоцидом. Тест-полоска на ацетат свинца — это простой способ обнаружения растворенного  $H_2S$  в воде.

#### **Альтернативные методы микробиологического контроля**

Для борьбы с огромными экономическими потерями, связанными с микробиологической активностью, в нефтегазовой промышленности широко используются биоцидные продукты широкого спектра действия. Однако существуют и другие альтернативные методы, которые применялись или могут быть применены в нефтегазовой промышленности для контроля микробиологической зараженности. Например, молибдат, нитрат и нитрит использовались для контроля метаболической активности СВБ и последующего ингибирования производства биогенного  $H_2S$  в нефтяном пласте [12–13].



## Нитраты

Закачка морской воды для поддержания пластового давления при добыче нефти является обычной практикой в нефтяной промышленности. Огромное количество сульфатов, привнесенных с закачкой морской воды, вместе с широким спектром органических веществ и продуктами их деградации в качестве доноров электронов, присутствующих в углеводородах, способствует активному росту сульфатвосстанавливающих бактерий и архей (СВБ и СВА) в пласте, трубопроводах и других объектах поверхностной инфраструктуры [14–15]. Деятельность СВБ и СВА вызывает серьезные экономические проблемы из-за токсичности образующегося  $H_2S$ . Помимо использования биоцидов широкого спектра действия, обработка нитратами и нитритами использовалась в системе закачки воды для контроля активности СВБ и, следовательно, коррозии [16–17].

Механизмы обработки нитратами для снижения активности СВБ и СВА можно резюмировать следующим образом [18]:

- ограничения роста СВБ путем содействия росту нитритвосстанавливающих бактерий (НВБ);
- повышенный окислительно-восстановительный потенциал за счет присутствия промежуточных продуктов восстановления нитратов (закиси азота и оксида азота). Производство биогенного  $H_2S$  подавляется, когда окислительно-восстановительный потенциал превышает 100 мВ;
- изменение энергетического метаболизма некоторых СВБ, использующих в качестве источника энергии нитраты вместо сульфатов;
- нитратвосстанавливающие, сульфидоокисляющие бактерии используют нитрат или нитрит для повторного окисления  $H_2S$ , что приводит к его удалению.

В результате обработки нитратами или нитритами сульфатредукция ингибируется или переключается на нитратредукцию, что снижает продуцирование биогенных сульфидов в кислой системе. Кроме того, нитритвосстанавливающие бактерии еще больше снижают количество сульфида, используя его в качестве источника энергии. Несмотря на многочисленные сообщения, показывающие успех применения нитратов в устранении биогенного производства  $H_2S$ , необходимо тщательно осознавать некоторые потенциальные негативные последствия данного подхода. При добавлении нитратов в систему заводнения количество нитратвосстанавливающих бактерий целенаправленно увеличивается и может за короткое время вырасти до очень высокой концентрации. Следствием большого количества НВБ в системе является биообрастание призабойной зоны и закупорка пород пласта-коллектора. Сообщалось [19], что непрерывная закачка нитратов приводит к увеличению давления закачки в нагнетательную скважину из-за накопления биопленки на основе НВБ, а давление снижается только при периодической обработке биоцидом. Еще одной проблемой является повышенная скорость коррозии после обработки нитратами или нитритами. Нитрит является окислителем, и высокая концентрация нитрита в обработанной системе либо из-за неполного восстановления нитрата, либо из-за неправильной дозировки нитрата или нитрита, может привести к ускорению скорости коррозии [20]. Повышенный риск коррозии также можно объяснить образованием полисульфида, неорганической

серы и тиосульфата при одновременном окислении сульфида нитратвосстанавливающими сульфидоокисляющими бактериями. Кроме того, сообщалось, что активность нитратвосстанавливающих бактерий в высоких концентрациях увеличивает микробиологическую питтинговую коррозию [21].

Успех обработки нитратами и нитритами зависит от дозировки и частоты применения, концентрации нитритов в обрабатываемой системе, а также концентрации или активности СВБ в системе. Таким образом, необходимо тщательно контролировать концентрацию нитратов и нитритов, концентрацию сульфатов и сульфидов, а также концентрацию или активность СВБ, поскольку условия на рассматриваемом объекте оказывают глубокое влияние на метаболизм микроорганизмов. Методы молекулярной микробиологии используются в нефтяной промышленности для изучения закисления пластов и эффективности обработки нитратами. Например, можно использовать ПЦР-тестирование для определения активности СВБ путем измерения мРНК.

Дозировка и частота обработки должны быть оптимизированы для конкретного объекта и скорректированы в соответствии с данными мониторинга для поддержания надлежащей концентрации нитритов, чтобы активность СВБ подавлялась, не вызывая при этом загрязнения и коррозии. Учитывая эти потенциальные риски и строгие требования к мониторингу, метод обработки нитратами или нитритами для контроля СВБ следует использовать с осторожностью.

## Бактериофаги

Бактериофаги — это вирусы, которые заражают определенную бактериальную клетку, реплицируются в инфицированной клетке и, наконец, убивают клетку-хозяина. В отличие от обычных окисляющих и неокисляющих биоцидов, которые обеспечивают уничтожение практически всех микроорганизмов за счет различных способов действия, бактериофаги нацелены только на определенные микроорганизмы и оставляют любые другие бактерии практически нетронутыми. При использовании в качестве средства микробиологического контроля специфичность уничтожения бактериофагов имеет как преимущества, так и недостатки. Используя современные технологии секвенирования ДНК, можно легко определить наиболее распространенные и наиболее опасные бактерии в конкретном объекте на уровне рода или вида. Благодаря этой информации можно разработать специфические бактериофаги, нацеленные на этот конкретный микроорганизм. Таким образом, бактериофаги не токсичны для других форм жизни. Кроме того, количество фагов быстро упадет до очень низкого уровня после нейтрализации всех клеток-мишеней. В этом отношении бактериофаги можно рассматривать как «зеленые» биоциды.

В нефтяной и газовой промышленности популяции микроорганизмов очень разнообразны и уникальны на каждом месторождении, что представляет собой огромное препятствие для применения бактериофагов в качестве средства микробиологического контроля. Все повреждающие микроорганизмы должны быть предварительно идентифицированы для каждого нефтяного месторождения или объекта, а затем должны быть разработаны специфические бактериофаги для каждой конкретной целевой группы

микроорганизмов (рода или вида). Изменения бактериального сообщества в ответ на изменение условий эксплуатации могут сделать бактериофаги неэффективными для конкретного объекта [1].

## Физические технологии

С ростом различных регуляторных ограничений, накладываемых государствами на токсичные биоциды, в нефтегазовую промышленность в качестве альтернативных методов очистки воды были внедрены нехимические физические процессы. Физические процессы уменьшают или устраняют необходимость добавления биоцидных реагентов и представляют собой более экологически чистые решения для нейтрализации бактерий. Примеры физических процессов в нефтегазовой промышленности для борьбы с бактериями включают УФ-дезинфекцию, фильтрацию и обработку ультразвуком.

УФ-излучение (100–400 нм) невидимо для человеческого глаза. Ультрафиолетовый свет с длиной волны от 200 до 300 нм обладает уникальными бактерицидными свойствами [22]. В коммерческих УФ-системах обычно используется диапазон высокой интенсивности (длина волны 254 нм). Ультрафиолетовый свет этой длины волны может проникать через клеточную стенку микроорганизмов и изменять генетический материал (ДНК), предотвращая их размножение. Хотя УФ-обработка позиционируется как альтернатива биоцидам, возможно, из-за нейтрализации 99,999 % жизнеспособных бактерий [23], фактическая эффективность дезинфекции УФ-системы зависит от многих факторов. Интенсивность УФ-излучения и время контакта, которые зависят от скорости потока воды, определяют дозу УФ-обработки (интенсивность потока энергии, мДж/см<sup>2</sup>). Микробиологическая нагрузка, а также виды бактерий в водной системе влияют на необходимую дозу УФ-излучения. Различные микроорганизмы имеют разную скорость реакции на УФ-излучение. Такие виды, как СВБ, очень чувствительны к УФ-излучению со стандартными промышленными дозами 40 мДж/см<sup>2</sup>, обеспечивающими снижение количества жизнеспособных бактерий на 99,99 % за один проход (воздействие 0,5 секунды) [24]. Однако споробразующим бактериям может потребоваться в 10 раз более высокая доза УФ-излучения, чтобы снизить их количество на 90 % по сравнению с их эквивалентным штаммом, не образующим спор. Кроме того, УФ-обработка эффективна только в отношении планктонных форм бактерий, подвергшихся непосредственному воздействию УФ-излучения. Микроорганизмы внутри биопленки или твердых отложений не будут инактивированы УФ-излучением из-за его плохой проникающей способности. Наконец, качество воды оказывает существенное влияние на эффективность УФ-обработки, влияя на коэффициент пропускания УФ-излучения. Как правило, низкое качество воды с точки зрения мутности, цвета и КВЧ приводит к более низкому УФ-излучению и снижению его эффективности, поскольку цвет и взвешенные частицы в воде поглощают и рассеивают УФ-свет и уменьшают общее доступное УФ-излучение для дезинфекции [25]. Вода с высоким содержанием КВЧ или с частицами сульфида железа не является подходящим объектом для использования УФ-обработки в качестве единственной меры микробиологического контроля. Сообщалось, что в сточных водах

с высоким содержанием КВЧ предварительная ультразвуковая обработка улучшает эффективность УФ-излучения [26]. Еще одним недостатком УФ-обработки является засорение УФ-лампы, резко снижающее интенсивность работы, что, в свою очередь, повлияет на общую эффективность обработки.

Преимущество УФ-технологии очистки воды заключается в том, что она не содержит токсичных химикатов и не образует вредных побочных продуктов в очищаемой воде. УФ-технология широко используется в продуктах питания и питьевой воде, очистке сточных вод и т.д. В нефтегазовой промышленности УФ-обеззараживание используется при закачке в нагнетательные скважины (морская или пластовая вода), гидроразрыве пласта, гидроиспытаниях трубопроводов и ряде других операций [24]. При закачке пластовой или морской воды, как на суше, так и на платформах, неконтролируемая микробиологическая активность, особенно деятельность СВБ, может привести к многочисленным негативным воздействиям на целостность нагнетательных скважин и пласта-коллектора, таким как повреждение оборудования из-за микробиологической коррозии, биообрастание и засорение нагнетательных скважин. УФ-система может использоваться для дезинфекции закачиваемой морской воды, обеспечения высокого качества закачиваемой воды и минимизации негативного воздействия бактерий. Однако, в зависимости от размера и конструкции водной системы, может также потребоваться предварительная фильтрация и обработка биоцидами (окислительными или неокисляющими) для защиты трубопроводов и конструкций до и/или после УФ-системы. При добыче сланцевого газа в пласт закачивается большой объем воды, чтобы высвободить газ, запертый в породах. Пластовая вода повторно используется в других технологических процессах после обработки и дезинфекции на месте. УФ-обеззараживание считается лучшим доступным методом эффективной нехимической очистки пластовой воды для операций ГРП. Дополнительным преимуществом УФ-технологии в нефтегазовой промышленности является то, что она устраняет некоторые проблемы несовместимости различных нефтепромысловых реагентов. Известно, что широко используемый биоцид глутаральдегид несовместим с обычным поглотителем кислорода бисульфатом натрия. Эту несовместимость можно устранить, переключившись на физический процесс УФ-обработки в качестве основного метода дезинфекции.

Хотя УФ-обработка повреждает ДНК или РНК клетки и предотвращает ее размножение, клетка не сразу умирает. Исследования показали, что УФ-излучение может индуцировать жизнеспособное, но культивируемое состояние у некоторых видов бактерий [27]. Несколько исследований показали, что бактерии в таком состоянии могут реанимироваться в подходящей среде, становиться метаболически активными и пригодными для культивирования [28]. Это создает потенциальный риск для системы водоснабжения, основанной исключительно на УФ-дезинфекции, и требует использования комбинированной стратегии дезинфекции для эффективного контроля бактериальной зараженности. Авторы [29] сравнили эффективность биоцидной обработки УФ-излучением и ТГФС городских сточных вод

и выяснили, что обработка сточных вод биоцидами, по-видимому, имеет лучшие результаты с точки зрения процентного снижения жизнеспособных микроорганизмов в системе, чем обработка УФ-излучением.

Вторым примером физических методов микробиологического контроля является ультразвуковая обработка. Механизм инактивации или уничтожения микроорганизмов ультразвуковой обработкой обусловлен главным образом истончением клеточных мембран, локализованным нагревом и образованием свободных радикалов [30]. Ультразвук может создавать акустическое давление, которое вызывает кавитационные пузырьки в жидкости. Когда эти микропузырьки схлопываются за чрезвычайно короткий промежуток времени (микросекунды), большое количество энергии высвобождается во множестве таких мест одновременно [31–32]. Создаваемые в этих местах высокие давления (порядка сотен атмосфер) и температуры (в диапазоне тысяч градусов) могут разрушить клеточную стенку и клеточную мембрану микроорганизмов и, таким образом, инактивировать бактерии [33–34]. Кроме того, во время ультразвукового процесса образуются химические соединения, такие как перекись водорода и гидроксильные радикалы, которые оказывают биоцидное воздействие на микроорганизмы [35].

Ультразвуковая обработка считается экологически безопасным методом снижения уровня микробиологической коррозии за счет уменьшения количества бактерий, вызывающих коррозию, в системе. Сообщается, что ультразвуковая энергия обладает хорошей эффективностью против планктонных форм бактерий [30] и мягких биопленок [36]. Однако эффективность ультразвуковой энергии для уничтожения микроорганизмов в продуктах коррозии или твердых отложениях весьма сомнительна. Наконец, ультразвуковая обработка может разрушить основной материал и усугубить щелевую коррозию [30].

Многие исследователи сообщали о синергическом эффекте предварительной ультразвуковой обработки в сочетании с УФ-излучением в борьбе с бактериями. Предварительная обработка ультразвуком повысила эффективность УФ-дезинфекции за счет эффекта механического сдвига и присутствия кавитационных пузырьков, которые могут разбивать крупные частицы на более мелкие, тем самым подвергая бактерии воздействию УФ-излучения для более эффективной дезинфекции [37]. Результаты этих исследований показали, что одновременное или последовательное сочетание ультразвука с УФ-излучением может повысить эффективность инактивации бактерий, особенно когда сточные воды характеризуются низким коэффициентом пропускания УФ-излучения.

Другим примером физических процессов является фильтрация, в том числе микрофильтрация (МФ) [38]. Фильтрующая мембрана удерживает частицы в зависимости от размера пор. Мембрана микрофильтра имеет размер пор  $100 \text{ нм}^{10}$  мкм и задерживает крупные коллоиды и бактерии. УФ-мембрана имеет размер пор  $2 \text{ 100 нм}$ , может удерживать макромолекулы и белки. Мембрана обратного осмоса имеет наименьший размер пор  $0,1\text{--}1 \text{ нм}$ , может удерживать очень мелкие частицы, такие как соли щелочных металлов, и через эту мембрану

может проходить практически только чистая вода.

Закачка морской воды является очень распространенной практикой на нефтяных месторождениях для поддержания пластового давления. Однако массовое закачивание морской воды может создать проблему солеобразования, поскольку морская вода может содержать до  $3 \text{ 000 мг/л}$  сульфат-ионов. Образование отложений сульфатов бария и стронция приводит к потере приемистости нагнетательных скважин, закупорке пород-коллекторов и эксплуатационных НКТ. Нанофильтрационные мембраны широко используются для удаления почти всех сульфатов (до 99 %) из морской воды при операциях закачки воды на месторождениях как на море, так и на суше [39]. Хотя основной целью удаления сульфатов является предотвращение образования сульфатных отложений, одним из побочных преимуществ удаления сульфатов из закачиваемой морской воды является контроль микробиологической активности в пластовых условиях. Удаление до 99 % сульфатов нанофильтрационными мембранами существенно снижает доступный сульфат для активности СВБ, что, в свою очередь, значительно уменьшает количество образующегося сероводорода в пласте. Тем не менее, необходимо отметить, что основной движущей силой строительства установок удаления сульфатов с помощью нанофильтрационных мембран в нефтяной промышленности является предотвращение образования сульфатных отложений, а не какие-либо микробиологические преимущества.

Все физические процессы микробиологического контроля имеют один общий недостаток: они не оказывают остаточного воздействия на воду. Следовательно, вода после физических процессов не защищена от деятельности бактерий. Хотя УФ, ультразвук и мембраны могут инактивировать или удалить большинство микробов (до 99,99 %, как при УФ-обработке), эти процессы не гарантируют, что выжившие бактерии не будут расти в последующих технологических процессах. Бактерии, которые уже образовались в системе после точки обработки физическими методами, не будут затронуты этими обработками. Отсутствие остаточного эффекта этих технологий в настоящее время препятствует их широкому использованию в нефтегазовой отрасли. В этой связи могут потребоваться другие меры борьбы с микробами, такие как химические реагенты — биоциды.

## Итоги

Одна из основных проблем контроля микробиологического заражения объектов нефтегазовой промышленности состоит в относительно узком спектре активных основ коммерчески используемых биоцидов. Это связано, в частности, с недостаточной эффективностью альтернативных химических реагентов, экономическим фактором, а также существующими в ряде стран законодательными ограничениями, связанными с экологическими рисками. В этой связи разработка новых продуктов в будущем, скорее всего, будет сосредоточена на биоцидных составах. Смешивание различных биоцидных активных веществ в один продукт или смешивание с другими добавками, такими как поверхностно-активные вещества, является одним из направлений разработки продуктов за счет использования

преимуществ синергетического действия различных химических веществ и, следовательно, повышения биоцидных свойств для микробиологического контроля. Кроме того, разработка новых механизмов доставки реагента в область целевого назначения является еще одной интересной задачей, которая потенциально может обеспечить улучшенный микробиологический контроль в некоторых системах, например, защита призабойных зон от биообрастания и производства биогенного H<sub>2</sub>S путем обработки закачиваемой воды биоцидным составом длительного действия с поэтапным механизмом высвобождения активной основы.

#### Выводы

В настоящей статье кратко представлены несколько альтернативных методов, включая биологические и физические процессы, для потенциального применения в нефтегазовой промышленности с целью контроля микробиологического заражения и смягчения негативных последствий деятельности микроорганизмов. Однако их широкое внедрение в нефтегазовой отрасли еще предстоит увидеть, особенно для крупных и сложных систем добычи, транспортировки и подготовки нефти и воды.

По результатам проведенных исследований сделан вывод о том, что эффективный контроль биозараженности на объектах нефтегазовой отрасли требует комплексных подходов и решений. При этом применение биоцида с подтвержденной в лабораторных условиях эффективностью может оказаться недостаточно результативным в случаях, если наблюдаются нарушения в технологии его применения или объект применения и место подачи биоцида определено некорректно. В этой связи минимизация негативных последствий микробиологического заражения объектов возможна только при принятии и реализации эффективных управленческих решений.

#### Литература

1. Валекжанин И.В. Микробиологическая зараженность нефтяных месторождений. Часть 1: Основные действующие вещества реагентов-биоцидов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 58–67.
2. Keasler V., De Paula R.M., Nilsen G. et al. Biocides overview and applications in petroleum microbiology. Trends in oil and gas corrosion research and technologies: production and transmission. Duxford: Woodhead Publishing, 2017, P. 539–562. (In Eng).
3. Oh S., Tandukar M., Pavlostathis S.G. et al. Microbial community adaptation to quaternary ammonium biocides as revealed by metagenomics. Environmental microbiology, 2013, Vol. 15, issue 10, P. 2850–2864. (In Eng).
4. Grant D.M., Bott T.R. Biocide dosing strategies for biofilm. Proceedings of engineering conferences international, Santa Fe, NM, May 18–22, 2003. (In Eng).
5. Zhu X.Y., Al-Moniee M.A., Al-Saleh M.A. Methods for detecting and quantifying tetrakis(hydroxymethyl)phosphonium sulfate (THPS) in biocide products. Patent Application US17/084108, 2020. (In Eng).
6. Zhu X.Y., Al-Moniee M.A., Al-Saleh M.A. Methods for detecting and quantifying glutaraldehyde-based products in water. Patent Application US17/107829, 2020. (In Eng).
7. Whitby C., Skovhus T.L. Applied microbiology and molecular biology in oilfield systems. Introduction. Proceedings from the international symposium on applied microbiology and molecular biology in oil systems (ISMOS-2), 2009, P. 3–5. (In Eng).
8. Amann R.L., Ludwig W., Schleifer K.H. Phylogenetic identification and in situ detection of individual microbial cells without cultivation. Microbiological reviews, 1995, Vol. 59, issue 1, P. 143–169. (In Eng).
9. Vester F., Ingvorsen K. Improved most-probable-number method to detect sulfatereducing bacteria with natural media and a radiotracer. Applied and environmental microbiology, 1998, Vol. 64, issue 6, P. 1700–1707. (In Eng).
10. Keasler V., Bennett B., Keller C. et al. Expanding the microbial monitoring toolkit: evaluation of traditional and molecular monitoring methods. International biodeterioration & biodegradation, 2013, Vol. 81, P. 51–56. (In Eng).
11. Paschoalino M., Raymond J., Sianawati E. et al. Evaluation of a glutaraldehyde/THNM combination for microbial control in four conventional oilfields. SPE International Conference on Oilfield Chemistry, Galveston, TX, 8–9 April, 2019, SPE-193594-MS. (In Eng).
12. Isa M.H., Anderson G.K. Molybdate inhibition of sulphate reduction in two-phase anaerobic digestion. Process Biochemistry, 2005, Vol. 40, issue 6, P. 2079–2089. (In Eng).
13. Kjellerup B.V., Veeh R.H., Sumithraratne P. et al. Monitoring of microbial souring in chemically treated, produced-water biofilm systems using molecular techniques. Journal of industrial microbiology and biotechnology, 2005, Vol. 32, issue 4, P. 163–170. (In Eng).
14. Gittel A., Sorensen K.B., Skovhu T.L. et al. Prokaryotic community structure and sulfate reducer activity in water from high-temperature oil reservoirs with and without nitrate treatment. Applied and environmental microbiology, 2009, Vol. 75, issue 22, P. 7086–7096. (In Eng).
15. Sunde E., Torsvik T. Microbial control of hydrogen sulfide production in oil reservoirs. Petroleum Microbiology. Washington: ASM Press, 2005, P. 201–213. (In Eng).
16. Hubert C., Nemat M., Jenneman G. et al. Corrosion risk associated with microbial souring control using nitrate or nitrite. Applied microbiology & biotechnology, 2005, Vol. 68, issue 2, P. 272–282. (In Eng).
17. Myhr S., Lillebø B.-L., Sunde E. et al. Inhibition of microbial H<sub>2</sub>S production in an oil reservoir model column by nitrate injection. Applied microbiology and biotechnology, 2002, Vol. 58, issue 3, P. 400–408. (In Eng).
18. Hubert C., Nemat M., Jenneman G. et al. Containment of biogenic sulfide production in continuous up-flow packed-bed bioreactors with nitrate or nitrite. Biotechnology progress, 2003, Vol. 19, issue 2, P. 338–345. (In Eng).
19. Davidova I.A., Hicks M.S., Fedorak P.M. et al. The influence of nitrate on microbial processes oil industry production waters. Journal of industrial microbiology and biotechnology, 2001, Vol. 27, issue 2, P. 80–86. (In Eng).
20. Rempel C.L., Evitts R.W., Nemat M. Dynamics of corrosion rates associated with nitrite or nitrate mediated control of souring under biological conditions simulating an oil reservoir. Journal of industrial microbiology and biotechnology, 2006, Vol. 33, issue 10, P. 878–886. (In Eng).
21. Iino T., Ito K., Wakai S. et al. Iron corrosion induced by nonhydrogenotrophic nitrate-reducing *Prolixibacter* sp. strain MIC1-1. Applied and environmental microbiology, 2015, Vol. 81, issue 5, P. 1839–1846. (In Eng).
22. Meulemans C. The basic principles of UV-disinfection of water. Ozone: science & engineering, 1987, Vol. 9, issue 4, P. 299–313. (In Eng).
23. Mittelman M.W. Bacterial growth and biofouling control in purified water systems in biofouling and biodeterioration in industrial water systems. Proceedings of the international workshop on industrial biofouling and biocorrosion. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg: 1990, P. 133–154. (In Eng).
24. ATG Evoqua, Oil, Gas & Petrochemical UV Systems. Lancashire, UK: 2019.
25. Klanian M.G., Espinosa-Faller F.J., Nunez A. et al. Effect of turbidity on the ultraviolet disinfection performance in recirculating aquaculture system with low water exchange. Aquaculture Research, 2012, Vol. 43, issue 4, P. 595–606. (In Eng).
26. Jin X., Li Z., Xie L. et al. Synergistic effect of ultrasonic pre-treatment combined with UV irradiation for secondary effluent disinfection. Ultrasonics sonochemistry, 2013, Vol. 20, issue 6, P. 1384–1389. (In Eng).
27. Zhang S., Ye C., Lin H. et al. UV disinfection induces a VBNC state in *Escherichia coli* and *Pseudomonas aeruginosa*. Environmental science and technology, 2015, Vol. 49, issue 3, P. 1721–1728. (In Eng).
28. Al-Gabr H.M., Zheng X. Yu. Inactivation of *Aspergillus flavus* in drinking water after treatment with UV irradiation followed by chlorination. Science of the total environment, 2013, Vol. 463–464, P. 525–529. (In Eng).
29. Croese E., De Vries H., Robertson T. et al. Oil & gas water injection treatment system case study: field trial comparing biocide/UV disinfection and new monitoring techniques for mitigating MIC and reservoir souring. Corrosion Conference & Expo, New Orleans, LA, 26–30 March, 2017. NACE-2017-9114. (In Eng).
30. Pound B.G., Gofu Y., Schattner P. et al. Ultrasonic mitigation of microbiologically influenced corrosion. Corrosion, 2005, Vol. 61, issue 5, P. 452–463. (In Eng).
31. Gogate P.R., Pandit A.B. Sonophotocatalytic reactors for wastewater treatment: a critical review. AIChE Journal, 2004, Vol. 50, issue 5, P. 1051–1079. (In Eng).
32. Gogate P.R., Tayal R.K., Pandit A.B. Cavitation: a technology on the horizon. Current Science, 2006, Vol. 91, issue 1, P. 35–46. (In Eng).
33. Bhola R., Bhola S.M., Mishra B. et al.



- Microbiologically influenced corrosion and its mitigation: (a review). *Material science research India*, 2010, Vol. 7, issue 2, P. 407–412. (In Eng).
34. Piyasena P., Mohareb E., McKellar R.C. Inactivation of microbes using ultrasound: a review. *International journal of food microbiology*, 2003, Vol. 87, issue 3, P. 207–216. (In Eng).
35. Javaherdashti R. *Microbiologically Influenced Corrosion*. Springer, London: 2008. (In Eng).
36. Broekman S., Pohlmann O., Beardwood E.S. et al. Ultrasonic treatment for microbiological control of water systems. *Ultrasonics sonochemistry*, 2010, Vol. 17, issue 6, P. 1041–1048. (In Eng).
37. Naddeoa V., Landia M., Belgiorno V. Wastewater disinfection by combination of ultrasound and ultraviolet irradiation. *Journal of hazardous materials*, 2009, Vol. 168, issue 2–3, P. 925–929. (In Eng).
38. Yang Z., Zhou Y., Feng Z. et al. A review on reverse osmosis and nanofiltration membranes for water purification. *Polymers*, 2019, Vol. 11, issue 8, P. 1252–1273. (In Eng).
39. Bader M. Nanofiltration for oil-fields water injection operations: analysis of concentration polarization. *Desalination*, 2006, Vol. 201, issue 1–3, P. 106–113. (In Eng).

## ENGLISH

### Results

One of the major challenges in controlling microbiological contamination in the oil and gas industry is the relatively narrow spectrum of active bases of commercially used biocides. This is due, in particular, to the insufficient effectiveness of alternative chemical reagents, economic factors, and existing legislative restrictions in a number of countries related to environmental risks. In this regard, the development of new products in the future will most likely focus on biocidal formulations. Mixing different biocidal active substances into one product or mixing with other additives such as surfactants is one of the directions for product development by taking advantage of the synergistic action of different chemicals and, therefore, enhancing the biocidal properties for microbiological control. In addition, the development of new mechanisms for delivering the reagent to the target area is another interesting task, which can potentially provide improved microbiological control in some systems, for example, protection of wellbore zones from biofouling and production of biogenic H<sub>2</sub>S by treating the injected water with a long-acting biocide composition with a step-by-step release mechanism of the active base.

### Conclusions

This paper briefly presents several alternative methods, including biological and physical processes, for potential application in the oil and gas industry to control microbiological contamination and mitigate the negative effects of microorganisms. However, their widespread adoption in the oil and gas industry has yet to be seen, especially for large and complex oil and water production, transportation, and treatment systems. Based on the results of the studies, it was concluded that effective control of biocontamination at oil and gas facilities requires integrated approaches and solutions. At the same time, the use of a biocide with proven efficiency in laboratory conditions may not be effective enough in cases where there are violations in the technology of its application or the object of application and the place of biocide supply are incorrectly determined. In this regard, minimizing the negative consequences of microbiological contamination of facilities is possible only through the adoption and implementation of effective management decisions.

### References

- Valekzhanin I.V. Microbiological contamination of oil fields. Part 1: Main active ingredients of biocidal reagents. *Exposition Oil Gas*, 2024, issue 5, P. 58–67. (In Russ).
- Keasler V., De Paula R.M., Nilsen G. et al. Biocides overview and applications in petroleum microbiology. *Trends in oil and gas corrosion research and technologies: production and transmission*. Duxford: Woodhead Publishing, 2017, P. 539–562. (In Eng).
- Oh S., Tandukar M., Pavlostathis S.G. et al. Microbial community adaptation to quaternary ammonium biocides as revealed by metagenomics. *Environmental microbiology*, 2013, Vol. 15, issue 10, P. 2850–2864. (In Eng).
- Grant D.M., Bott T.R. Biocide dosing strategies for biofilm. *Proceedings of engineering conferences international*, Santa Fe, NM, May 18–22, 2003. (In Eng).
- Zhu X.Y., Al-Moniee M.A., Al-Saleh M.A. Methods for detecting and quantifying tetrakis(hydroxymethyl)phosphonium sulfate (THPS) in biocide products. *Patent Application US17/084108*, 2020. (In Eng).
- Zhu X.Y., Al-Moniee M.A., Al-Saleh M.A. Methods for detecting and quantifying glutaraldehyde-based products in water. *Patent Application US17/107829*, 2020. (In Eng).
- Whitby C., Skovhus T.L. Applied microbiology and molecular biology in oilfield systems. *Introduction*. Proceedings from the international symposium on applied microbiology and molecular biology in oil systems (ISMOS-2), 2009, P. 3–5. (In Eng).
- Amann R.I., Ludwig W., Schleifer K.H. Phylogenetic identification and in situ detection of individual microbial cells without cultivation. *Microbiological reviews*, 1995, Vol. 59, issue 1, P. 143–169. (In Eng).
- Vester F., Ingvorsen K. Improved most-probable-number method to detect sulfatereducing bacteria with natural media and a radiotracer. *Applied and environmental microbiology*, 1998, Vol. 64, issue 6, P. 1700–1707. (In Eng).
- Keasler V., Bennett B., Keller C. et al. Expanding the microbial monitoring toolkit: evaluation of traditional and molecular monitoring methods. *International biodeterioration & biodegradation*, 2013, Vol. 81, P. 51–56. (In Eng).
- Paschoalino M., Raymond J., Sianawati E. et al. Evaluation of a glutaraldehyde/THNM combination for microbial control in four conventional oilfields. *SPE International Conference on Oilfield Chemistry*, Galveston, TX, 8–9 April, 2019, SPE-193594-MS. (In Eng).
- Isa M.H., Anderson G.K. Molybdate inhibition of sulphate reduction in two-phase anaerobic digestion. *Process Biochemistry*, 2005, Vol. 40, issue 6, P. 2079–2089. (In Eng).
- Kjellerup B.V., Veeh R.H., Sumithraratne P. et al. Monitoring of microbial souring in chemically treated, produced-water biofilm systems using molecular techniques. *Journal of industrial microbiology and biotechnology*, 2005, Vol. 32, issue 4, P. 163–170. (In Eng).
- Gittel A., Sorensen K.B., Skovhu T.L. et al. Prokaryotic community structure and sulfate reducer activity in water from high-temperature oil reservoirs with and without nitrate treatment. *Applied and environmental microbiology*, 2009, Vol. 75, issue 22, P. 7086–7096. (In Eng).
- Sunde E., Torsvik T. Microbial control of hydrogen sulfide production in oil reservoirs. *Petroleum Microbiology*. Washington: ASM Press, 2005, P. 201–213. (In Eng).
- Hubert C., Nemati M., Jenneman G. et al. Corrosion risk associated with microbial souring control using nitrate or nitrite. *Applied microbiology & biotechnology*, 2005, Vol. 68, issue 2, P. 272–282. (In Eng).
- Myhr S., Lillebø B.-L., Sunde E. et al. Inhibition of microbial H<sub>2</sub>S production in an oil reservoir model column by nitrate injection. *Applied microbiology and biotechnology*, 2002, Vol. 58, issue 3, P. 400–408. (In Eng).
- Hubert C., Nemati M., Jenneman G. et al. Containment of biogenic sulfide production in continuous up-flow packed-bed bioreactors with nitrate or nitrite. *Biotechnology progress*, 2003, Vol. 19, issue 2, P. 338–345. (In Eng).
- Davidova I.A., Hicks M.S., Fedorak P.M. et al. The influence of nitrate on microbial processes oil industry production waters. *Journal of industrial microbiology and biotechnology*, 2001, Vol. 27, issue 2, P. 80–86. (In Eng).
- Rempel C.L., Evitts R.W., Nemati M. Dynamics of corrosion rates associated with nitrite or nitrate mediated control of souring under biological conditions simulating an oil reservoir. *Journal of industrial microbiology and biotechnology*, 2006, Vol. 33, issue 10, P. 878–886. (In Eng).
- Iino T., Ito K., Wakai S. et al. Iron corrosion induced by nonhydrogenotrophic nitrate-reducing *Prolixibacter* sp. strain MIC1-1. *Applied and environmental microbiology*, 2015, Vol. 81, issue 5, P. 1839–1846. (In Eng).
- Meulemans C. The basic principles of UV-disinfection of water. *Ozone: science & engineering*, 1987, Vol. 9, issue 4, P. 299–313. (In Eng).
- Mittelman M.W. Bacterial growth and biofouling control in purified water

- systems in biofouling and biodeterioration in industrial water systems. Proceedings of the international workshop on industrial biofouling and biocorrosion. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg: 1990, P. 133–154. (In Eng).
24. ATG Evoqua, Oil, Gas & Petrochemical UV Systems. Lancashire, UK: 2019.
25. Klanian M.G., Espinosa-Faller F.J., Nunez A. et al. Effect of turbidity on the ultraviolet disinfection performance in recirculating aquaculture system with low water exchange. *Aquaculture Research*, 2012, Vol. 43, issue 4, P. 595–606. (In Eng).
26. Jin X., Li Z., Xie L. et al. Synergistic effect of ultrasonic pre-treatment combined with UV irradiation for secondary effluent disinfection. *Ultrasonics sonochemistry*, 2013, Vol. 20, issue 6, P. 1384–1389. (In Eng).
27. Zhang S., Ye C., Lin H. et al. UV disinfection induces a VBNC state in *Escherichia coli* and *Pseudomonas aeruginosa*. *Environmental science and technology*, 2015, Vol. 49, issue 3, P. 1721–1728. (In Eng).
28. Al-Gabr H.M., Zheng X. Yu. Inactivation of *Aspergillus flavus* in drinking water after treatment with UV irradiation followed by chlorination, *Science of the Total Environment* 463 (2013) 525–529. (In Eng).
29. Croese E., De Vries H., Robertson T. et al. Oil & gas water injection treatment system case study: field trial comparing biocide/UV disinfection and new monitoring techniques for mitigating MIC and reservoir souring. *Corrosion Conference & Expo*, New Orleans, LA, 26–30 March, 2017. NACE-2017-9114. (In Eng).
30. Pound B.G., Gorfu Y., Schattner P. et al. Ultrasonic mitigation of microbiologically influenced corrosion. *Corrosion*, 2005, Vol. 61, issue 5, P. 452–463.
31. Gogate P.R., Pandit A.B. Sonophotocatalytic reactors for wastewater treatment: a critical review. *AIChE Journal*, 2004, Vol. 50, issue 5, P. 1051–1079. (In Eng).
32. Gogate P.R., Tayal R.K., Pandit A.B. Cavitation: a technology on the horizon. *Current Science*, 2006, Vol. 91, issue 1, P. 35–46. (In Eng).
33. Bholra R., Bholra S.M., Mishra B. et al. Microbiologically influenced corrosion and its mitigation: (a review). *Material science research India*, 2010, Vol. 7, issue 2, P. 407–412. (In Eng).
34. Piyasena P., Mohareb E., McKellar R.C. Inactivation of microbes using ultrasound: a review. *International journal of food microbiology*, 2003, Vol. 87, issue 3, P. 207–216. (In Eng).
35. Javaherdashti R. *Microbiologically Influenced Corrosion*. Springer, London: 2008. (In Eng).
36. Broekman S., Pohlmann O., Beardwood E.S. et al. Ultrasonic treatment for microbiological control of water systems. *Ultrasonics sonochemistry*, 2010, Vol. 17, issue 6, P. 1041–1048. (In Eng).
37. Naddeoa V., Landia M., Belgiorno V. Wastewater disinfection by combination of ultrasound and ultraviolet irradiation. *Journal of hazardous materials*, 2009, Vol. 168, issue 2–3, P. 925–929. (In Eng).
38. Yang Z., Zhou Y., Feng Z. et al. A review on reverse osmosis and nanofiltration membranes for water purification. *Polymers*, 2019, Vol. 11, issue 8, P. 1252–1273. (In Eng).
39. Bader M. Nanofiltration for oil-fields water injection operations: analysis of concentration polarization. *Desalination*, 2006, Vol. 201, issue 1–3, P. 106–113. (In Eng).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Валекжанин Илья Владимирович**, начальник отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
 Для контактов: [valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru](mailto:valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru)

**Valekzhanin Ilya Vladimirovich**, head of the department of complications management, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
 Corresponding author: [valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru](mailto:valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru)



**expoz.ru**

**3D**

**АНИМАЦИОННЫЕ  
РОЛИКИ**

# Компания Солвтех — эффективные решения и экспертиза в области механизированной добычи

Компания Солвтех, совместное предприятие АЛЬМА Сервисез Компани и НВ-Асупроект, представляет передовую платформу CycleOp, разработанную для интеллектуального контроля жизненного цикла эксплуатации погружного оборудования. Платформа включает четыре ключевых продукта, каждый из которых направлен на решение специфических задач в области механизированной добычи. Благодаря сочетанию современных цифровых технологий и глубокого опыта, Солвтех предлагает решения, которые становятся неотъемлемой частью управления эксплуатацией и повышением надежности погружного оборудования.

Механизированная добыча — ключевой элемент нефтегазовой отрасли, для управления которым требуется комплексный и структурированный подход к сбору и анализу данных, а также современные технологические решения. Солвтех предлагает интегрированную платформу, которая помогает компаниям контролировать весь жизненный цикл. CycleOp решает задачи механизированной добычи с помощью:

- 1. Собственного центра компетенций.** В компании работают опытные специалисты с богатым производственным опытом, которые не только задействованы в консалтинговых проектах, а также являются частью команд разработки.
- 2. Передовых инструментов предиктивной аналитики.** Собранная алгоритмическая база позволяет на ранних стадиях выявлять потенциальные проблемы и предоставлять данные для оптимизации работы оборудования.
- 3. Взаимодействия с ведущими профильными университетами.** Непрерывная работа по апробации научных открытий, как часть функциональности платформы
- 4. Полноценный штат IT-компетенций.** В наших центрах разработки сконцентрированы одни из лучших специалистов из разных уголков страны.

CycleOp интегрирует всю необходимую информацию в единую систему, обеспечивая высокое качество и доступность данных для всех участников процесса. Это значительно улучшает координацию и управление, помогает оптимизировать процессы, повышает производительность и снижает затраты.

## Продукты платформы CycleOp

- **CycleOp Design.** Подбор оборудования, отвечающего условиям эксплуатации. Он позволяет оптимизировать процессы, точно рассчитать модель работы скважин и получить доступ к базе данных основных производителей оборудования
- **CycleOp VMAP.** Система проактивного мониторинга и диагностики. Используя машинное обучение, она позволяет выполнять факторный анализ с определением причин потерь добычи, выявлять аномалии в работе оборудования, предсказывать отказы оборудования, а также выявлять возможности оптимизации.
- **CycleOp ID.** Учет оборудования на протяжении всего его жизненного цикла. Включает технические характеристики,



цифровой гарантийный паспорт и информации о монтаже и демонтаже оборудования.

- **CycleOp DIFA.** Управление надежностью оборудования через анализ причин отказов и рекомендации по их устранению.

В 2024 году компания Солвтех стала частью проекта «Центр удаленного мониторинга (ЦУМ)», который предоставляет круглосуточный сервис по мониторингу геологоразведочного и наземного динамического оборудования. Специалисты с международным опытом обеспечивают высококвалифицированную поддержку в формате 7/24/365, что делает ЦУМ полезным как для добывающих, так и для сервисных предприятий.

Компания Солвтех уверенно смотрит в будущее, ставя перед собой амбициозные цели по развитию решений и укреплению своей экспертизы в области механизированной добычи. Инновационная платформа CycleOp — это лишь один из шагов на пути к созданию комплексных цифровых систем, которые помогут нефтегазовым компаниям не только улучшать эксплуатацию оборудования,

но и минимизировать риски, связанные с простоем и отказами.

Важным аспектом стратегии компании является глубокая интеграция своих платформ с существующими IT-системами клиентов, что позволит повысить их операционную эффективность и укрепить позиции на рынке.

В будущем Солвтех планирует продолжать развивать свою экспертизу в области механизированной добычи, совершенствуя свои продукты и расширяя спектр предоставляемых услуг. С упором на надежность, цифровизацию и аналитические возможности, компания готова обеспечивать лидирующие решения для нефтегазовой отрасли, которые будут способствовать устойчивому росту и развитию сектора.



ООО «СОЛВТЕХ»  
+7 977 858-10-48  
info@solv.ru  
solv.ru



# ДА ДАЙ!

## КАЧЕСТ

## БИПРОН

# ВО!

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОГО  
ЗАЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ  
ЭНЕРГООБЪЕКТОВ



# Снижение неопределенности при оценке сжимаемости и пористости при построении гидродинамических моделей карбонатных (трещиновато-поровых) коллекторов

Аитов Ч.Р.<sup>1</sup>, Ермолаев А.И.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Нефтегазисследование» (ГК «Нефтьсервисхолдинг»), Пермь, Россия;

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия  
chingizaitov2010@mail.ru

## Аннотация

В данной статье рассматривается энергетическая составляющая гидродинамических моделей, которая является первой ступенью создания эквивалентных моделей одинарной и двойной сред. Предложен метод определения параметров (сжимаемости и пористости) модели двойной среды (поровой матрицы и системы трещин) на основе известных параметров модели одинарной среды (объединение поровой матрицы и системы трещины) и совпадения энергетических состояний указанных выше двух способов представления пластовой системы в условиях снижения пластового давления. Проведена проверка адекватности предлагаемых формул, характеризующих метод. Применение предлагаемого метода направлено на снижение неопределенности в значениях сжимаемости и пористости системы трещин при создании и адаптации моделей двойной среды при проектировании разработки нефтяных залежей, представленных трещиновато-поровыми пластами-коллекторами.

## Материалы и методы

Материалы: исследование экспериментальной оценки коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор, теоретические и практические материалы по изучению свойств трещиновато-поровых коллекторов.

Методы: численные эксперименты, гидродинамическое моделирование двойной и одинарной сред.

## Ключевые слова

трещиновато-поровый коллектор, модель двойной и одинарной сред, сжимаемость, пористость, гидродинамическая модель, энергетическое состояние залежи, снижение неопределенности

## Для цитирования

Аитов Ч.Р., Ермолаев А.И. Снижение неопределенности при оценке сжимаемости и пористости при построении гидродинамических моделей карбонатных (трещиновато-поровых) коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 94–99. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-94-99

Поступила в редакцию: 09.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.031:53+552.54:622.276.031 | Original Paper

## Reducing uncertainty in compressibility and porosity estimation when constructing hydrodynamic models of carbonate (fractured-porous) reservoirs

Aitov Ch.R.<sup>1</sup>, Ermolaev A.I.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“NS Digital” LLC (Neftservisholding Group of Companies), Perm, Russia;

<sup>2</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia  
chingizaitov2010@mail.ru

## Abstract

This article discusses the energy component of hydrodynamic models, which is the first step in creating equivalent models of single and dual environments. A method is proposed for determining the parameters (compressibility and porosity) of a dual environment model (pore matrix and fracture system) based on the known parameters of a single environment model (combination of the pore matrix and fracture system) and the coincidence of the energy states of the above two methods of representing a reservoir system under conditions of decreasing reservoir pressure. The adequacy of the proposed formulas characterizing the method is verified. The application of the proposed method is aimed at reducing the uncertainty in the values of compressibility and porosity of the fracture system when creating and adapting dual environment models when designing the development of oil deposits represented by fractured-porous reservoirs.

## Materials and methods

Materials: study of experimental evaluation of the coefficients of compressibility of cracks and intergranular pores, theoretical and practical materials on studying the properties of fractured-porous reservoirs.

Methods: mathematical apparatus together with reasoning, computational numerical experiments, methods of mathematical modeling, hydrodynamic models of double and single media.

## For citation

Aitov Ch.R., Ermolaev A.I. Reducing uncertainty in compressibility and porosity estimation when constructing hydrodynamic models of carbonate (fractured-porous) reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 94–99. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-94-99

Received: 09.09.2024

## Введение

При гидродинамическом моделировании карбонатных коллекторов, представляющих собой трещинно-поровую структуру, часто используется модель одинарной среды, которая не учитывает задание в гидродинамической модели (ГДМ) параметров системы трещин как отдельного вида пустотного пространства. Свойства пласта карбонатного коллектора в таких ГДМ с одинарной средой являются осредненными свойствами пор и трещин. В проектных документах по разработке в разделе, посвященном характеристикам продуктивного пласта, свойства образца ядра, как правило, являются доминирующими и поэтому в большей степени определяют свойства матрицы (пустотного пространства межзернового типа) карбонатного коллектора. В связи с этим свойства трещинной системы остаются неопределенными. При этом, как отмечено в работе [1], сжимаемость трещин в коллекторах с естественной трещиноватостью может в 10–100 раз превосходить сжимаемость межзерновой (поровой) матрицы. Это приводит к тому, что при построении ГДМ, представленной одинарной средой, возникают затруднения с корректным определением сжимаемости.

В данной работе рассматривается задача снижения неопределенности в значениях сжимаемости и пористости системы трещин карбонатного коллектора при создании ГДМ, учитывающей исходную трещиновато-поровую природу коллектора.

## Определение сжимаемости и пористости

В современных гидродинамических симуляторах используется модель линейно-упругой деформации порового пространства. Изменение пористости в этом случае вычисляется исходя из значений сжимаемости объема пор и порового давления, горное давление при этом предполагается постоянным [1–5]:

$$C_{pp} = \frac{1}{m} \cdot \frac{dm}{dP_p}, \quad (1)$$

где  $C_{pp}$  — сжимаемость объема пор при изменении порового давления,  $m$  — пористость продуктивного пласта,  $P_p$  — поровое давление со стороны флюида.

Следует отметить, что в работах [6–8] выделяют два объема (объем пласта и объем пор) и два давления (всестороннего внешнего сжатия горной породы и внутривещного со стороны флюида), которые можно

варьировать. В связи с этим деформация пористой породы может быть описана четырьмя различными типами сжимаемости [5, 6]. В каждой из этих двух сжимаемых сред (пласт в целом и общее пустотное пространство пласта) изменения либо объема пор  $V_p$ , либо объема образца горной породы  $V_b$  связаны с изменениями порового давления  $P_p$  или всестороннего давления сжатия  $P_c$ . При их описании используются обозначения, в которых первый индекс указывает на соответствующее изменение объема, а второй — на изменяющееся давление:  $C_{bc}$  — сжимаемость объема породы при изменении всестороннего давления,  $C_{bp}$  — сжимаемость объема породы при изменении порового давления,  $C_{pc}$  — сжимаемость объема пор при изменении всестороннего давления,  $C_{pp}$  — сжимаемость объема пор при изменении порового давления (1).

В данной статье рассматривается разработка месторождения на естественном режиме, при котором изменение объема пор происходит при изменении порового давления. Поэтому в дальнейшем для простоты изложения, если в формуле используется только сжимаемость вида  $C_{pp}$ , то обозначать ее будем через  $C$ . В случае если формула содержит и другие типы сжимаемостей (например,  $C_{bc}$ ,  $C_{bp}$ ,  $C_{pc}$ ), то соответствующие индексы проставляются у всех типов сжимаемостей.

Интегрируя уравнение (1) и разлагая получившуюся экспоненциальную зависимость пористости от давления в ряд Тейлора [8] до линейного члена, получим известную формулу, при выводе которой вводится допущение, что при незначительном изменении давления сжимаемость не претерпевает заметных изменений и, следовательно, считается константой [9]:

$$m \approx (1 + C \cdot (p - p_o)) \cdot m_o, \quad (2)$$

где  $m_o$ ,  $m$  — пористость элемента породы, соответственно, при  $p_o$  — опорном давлении флюида в пласте (давление, при котором определена пористость  $m_o$ ) и некотором текущем давлении  $p$  (давлении на текущий момент времени).

Оценим погрешность отбрасываемых членов в ряде Тейлора. Порядком значения каждого последующего члена в разложении уменьшается как минимум на величину  $C \cdot (p - p_o)$ . Порядок значения сжимаемости —  $C$  для межзерновых пор породы (матрицы) на практике не превышает  $10^{-3}$  МПа<sup>-1</sup> [10], а для вторичных пустот (системы трещин) —

## Keywords

fractured-porous reservoir, dual and single media model, compressibility, porosity, hydrodynamic model, energy state of the reservoir, uncertainty reduction

менее  $10^{-1}$  МПа<sup>-1</sup> [1]. Порядок разности  $(p - p_o)$  не превышает 10 МПа (если в качестве опорного давления используется атмосферное давление и принимая во внимание, что начальное пластовое давление месторождений углеводородов, как правило, менее 100 МПа).

Таким образом, порядок величины  $C \cdot (p - p_o)$  составляет менее  $10^{-2}$  для межзерновых пор породы и менее 100 для пустотного пространства трещин. Если же рассматривается период разработки месторождения, при котором снижение давления составляет менее 10 МПа, а в качестве  $p_o$  — опорного давления используется пластовое давление залежи на конец рассматриваемого периода, то порядок величины  $C \cdot (p - p_o)$  для межзерновых пор и трещин может оказаться менее  $10^{-3}$  и  $10^{-1}$  соответственно. Следовательно, при применении формулы (2) для межзерновых пор погрешность составит менее 0,001 % и 10 % для пустотного пространства трещин.

Если рассматривать карбонатные пласты-коллекторы со сжимаемостью трещин в диапазоне, не превышающем  $10^{-2}$  МПа<sup>-1</sup>, то погрешность при использовании уравнения (2) для вычисления пористости пустотного пространства трещин составит уже менее 1 %.

Перейдем теперь к представлению общего пустотного пространства трещиновато-порового коллектора моделью одинарной среды, но с учетом и матричной, и трещинной пористости. Другими словами, в модели одинарная среда эквивалентна некоторой эффективной среде, физические параметры которой представляют усредненные значения поровой матрицы и системы трещин. При этом такая модель эффективной (одинарной) среды должна в точности описывать энергетическое состояние залежи полноценной модели двойной среды при воспроизведении процесса разработки залежи.

Очевидно, что объем суммарного пустотного пространства эффективной (одинарной) среды равняется суммарному объему пустотных пространств поровой матрицы и системы трещин (компонент полноценной модели двойной среды). Поэтому «эффективная» пористость (пористость одинарной среды) может быть выражена формулой:

$$m^{\text{эфф}} = m^{\text{мам}} + m^{\text{мп}}, \quad (3)$$

где  $m^{\text{эфф}}$ ,  $m^{\text{мам}}$ ,  $m^{\text{мп}}$  — соответственно пористость эффективного пустотного



пространства трещиновато-поровой породы, поровой матрицы и системы трещин при давлении  $p$ .

Подставляя зависимость (2) в формулу (3), получим следующее соотношение:

$$C_{эфф} \cdot m_o^{эфф} \approx C_{мат} \cdot m_o^{мат} + C_{тр} \cdot m_o^{тр}, \quad (4)$$

где  $m_o^{эфф}$ ,  $m_o^{мат}$ ,  $m_o^{тр}$  — соответственно пористость суммарного пустотного пространства трещиновато-поровой породы (эффективная пористость), поровой матрицы и системы трещин при опорном давлении  $p_o$ ;  $C_{эфф}$ ,  $C_{мат}$ ,  $C_{тр}$  — сжимаемость (эффективная) общего пустотного пространства трещиновато-поровой породы, поровой матрицы и системы трещин.

Формулу (4) можно преобразовать к виду:

$$C_{эфф} \approx C_{мат} \cdot \alpha_{мат} + C_{тр} \cdot \alpha_{тр}, \quad (5)$$

где  $\alpha_{мат}$  и  $\alpha_{тр}$  — соответственно объемные доли пустотного пространства породы поровой матрицы и системы трещин:

$$\alpha_{мат} = \frac{m_o^{мат}}{m_o^{мат} + m_o^{тр}},$$

$$\alpha_{тр} = \frac{m_o^{тр}}{m_o^{мат} + m_o^{тр}}. \quad (6)$$

Так как формула (4) была получена на основе формулы (2), то можно утверждать, что формула (5) тем точнее, чем меньше разность

между текущим давлением  $p$  и опорным давлением  $p_o$ .

Формулы (5) и (6) удобно использовать для определения стартовой точки и диапазона наиболее вероятных значений сжимаемости системы трещин в зоне дренирования скважин на этапе предварительной адаптации ГДМ [11].

### Оценка адекватности предлагаемых формул

Оценим достоверность полученных формул (5) и (6). В работе [2] приводится экспериментальная оценка пористости и сжимаемости общего пустотного пространства трещиновато-порового коллектора и двух его составляющих компонент (межзерновой и трещинной пустотности) в зависимости от величины эффективного давления (разности горного и порового давления). Результаты этой экспериментальной оценки, проведенной на 34 образцах, в работе [2], представлены в таблице 1. Воспользуемся этими результатами для проверки адекватности формул (5) и (6).

В качестве исходных параметров таблицы 1 используются значения общей, межзерновой и трещинной пористости от эффективного давления и сжимаемости для межзернового и трещинного пустотного пространства. Определяемым значением по формуле (5) будет общая (эффективная) сжимаемость пустотного пространства для различных значений эффективного давления.

Следует отметить, что экспериментальные значения сжимаемости  $C_{pc}$  были получены в работе [2] изменением давления сжатия при постоянном поровом давлении. В отличие от этого сжимаемость  $C_{pp}$ , определяемая по формуле (5), характеризует процесс снижения порового давления флюида при постоянном горном давлении, что в большей степени соответствует процессу разработки месторождения на истощение. В связи с этим экспериментальную сжимаемость при постоянном поровом давлении  $C_{pc}$  необходимо пересчитать в сжимаемость при снижении порового давления  $C_{pp}$  согласно следующей формуле, приведенной в работе [6]:

$$C_{pp} = C_{pc} - C_m, \quad (7)$$

Табл. 2. Отклонение расчетных и экспериментальных значений сжимаемости

Tab. 2. Deviation of calculated and experimental values of compressibility

Эффективное давление $P_{эфф}$ , МПа	Отклонение расчета от эксперимента	
	Абсолютное, ГПа <sup>-1</sup>	Относительное, %
2	0,563	8,1
5	0,657	11,7
10	0,523	11,2
20	0,434	12,7
30	0,432	15,5
37	0,431	17,4
Среднее значение	0,507	12,8

Табл. 1. Средние значения пористости и объемной сжимаемости при различных величинах эффективного давления [2]

Tab. 1. Average values of porosity and volumetric compressibility at different values of effective pressure [2]

Коэффициенты	Эффективное давление $P_{эфф}$ , МПа					
	2	5	10	20	30	37
Пористость (%):						
Общая, $m^{эфф}$	9,926	9,681	9,505	9,302	9,163	9,088
Межзерновая, $m^{мат}$	9,178	9,025	8,912	8,783	8,694	8,657
Трещинная, $m^{тр}$	0,749	0,656	0,593	0,519	0,468	0,432
Сжимаемость (ГПа <sup>-1</sup> ):						
Минерального скелета $C_{ск}$	0,036	0,033	0,032	0,030	0,030	0,029
Горной породы $C_{bc}$	-	0,491	0,422	0,312	0,255	0,227
Порового пространства $C_{pc}$	6,96*	5,656	4,705	3,451	2,814	2,501
Межзерновых пор $C_{мат}$	4,30*	3,484	3,009	2,241	1,798	1,563
Трещин $C_{тр}$	31,1*	25,35	21,30	15,62	12,64	11,62

\* — значения, полученные экстраполяцией экспериментальных данных

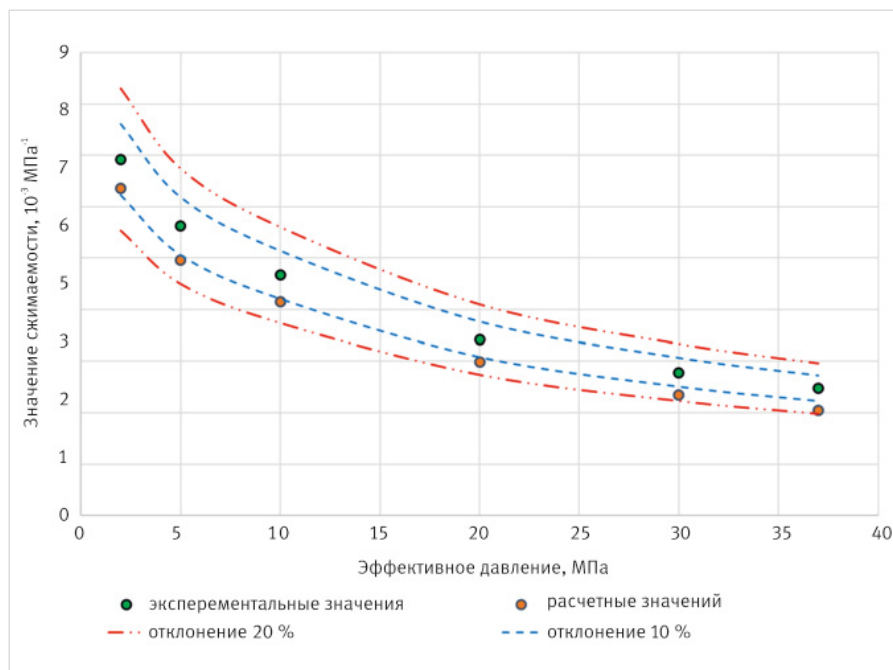


Рис. 1. Экспериментальные ([2]) и расчетные (формула 5) значения сжимаемости (отклонения в % рассчитаны относительно экспериментальных данных)

Fig. 1. Experimental ([2]) and calculated (formula 5) values of compressibility (deviations in % are calculated relative to experimental data)

где  $C_{pp}$  — сжимаемость объема общего пустотного пространства при изменении порового давления,  $C_{pc}$  — сжимаемость объема общего пустотного пространства при изменении горного давления,  $C_m$  — сжимаемость твердой фазы горной породы.

Сравнения значений общей сжимаемости  $C_{pp}$ , вычисленной по формуле (7) при экспериментально определенных  $C_{pc}$  и  $C_{sc}$  (табл. 1), и значений  $C_{pp}$ , определенных по формуле (5), представлены на рисунке 1. Графики на рисунке 1 указывают на достаточно хорошее приближение рассчитанных по формуле (5) значений общей сжимаемости  $C_{pp}$  к значениям этого же параметра, полученным в результате эксперимента [2].

При этом нельзя однозначно утверждать, что отклонения расчетных значений от экспериментальных определяют погрешность формулы (5) при расчете значений сжимаемости, т. к. экспериментальные значения могут содержать погрешность, вызванную, например, ограниченной точностью измерительных приборов, методологией проведения эксперимента и т. п. Важно, что расчетные значения повторяют тренд экспериментальных значений (рис. 1) и имеют незначительные как абсолютные, так и относительные отклонения (табл. 2).

Анализируя данные таблицы 2 и графики на рисунке 1, можно также заметить, что большим значениям общей сжимаемости соответствует меньшая относительная ошибка. Данное обстоятельство можно пояснить тем, что эксперимент проводился по сжатию (увеличению эффективного давления) исследуемого образца, при котором могли происходить его деструктивные изменения.

Для повышения степени обоснованности предлагаемой формулы (5) можно выполнить расчеты на гидродинамических моделях различных залежей. Расчеты предлагается проводить с привлечением моделей двойной

(полноценной) и одинарной (эффективной) сред. Как отмечалось выше, модель двойной среды основана на представлении пласта-коллектора двумя типами пустотного пространства: поровой матрицей и системой трещин, а модель одинарной среды представлена одним типом — общим (эквивалентным) пустотным пространством. Исходными параметрами являются сжимаемости поровой матрицы и трещин, а оцениваемым параметром — эффективная (общая) сжимаемость пустотного пространства  $C_{эфф}$ , определяемая по формуле (5).

Также следует отметить, что для месторождений, разрабатываемых на естественных режимах, формула (2) описывает процесс уменьшения величины пористости по мере снижения пластового давления. В связи с чем необходимо, чтобы модель эффективной (одинарной) среды воспроизводила процесс уменьшения пористости общего пустотного пространства в точности как и на полноценной модели двойной (трещиновато-поровой) среды. При этом левая и компоненты правой части формулы (3) будут уменьшаться поразному при снижении пластового давления из-за различия в значениях сжимаемости. В этом случае эквивалентная модель одинарной среды является тождественной полноценной модели двойной среды, если будет выполняться равенство:

$$m_i^{эфф} = m_i^{mat} + m_i^{tr}, \quad (8)$$

где  $m_i^{эфф}$ ,  $m_i^{mat}$ ,  $m_i^{tr}$  — соответственно пористость суммарного пустотного пространства трещиновато-поровой породы (эффективная пористость), поровой матрицы и системы трещин при снижении пластового давления на текущий момент времени  $t$ .

Очевидно, что чем больше снижается пластовое давление, тем больше будет снижение пористостей левой и правой частей формулы (8).

Чтобы не проверять на эквивалентных моделях формулу (8) для всего диапазона снижения пластового давления, необходимо и достаточно выполнение формулы (8) при максимально и минимально возможном с теоретической точки зрения пластовом давлении, то есть при начальном пластовом и атмосферном давлениях. Другими словами, если пустотное пространство эквивалентных друг другу моделей одинарной и двойной среды равны между собой при максимально теоретически возможном изменении пористости пустотного пространства (при изменении давления от начального до атмосферного), то их пустотное пространство равно и при меньшем изменении пористости пустотного пространства, а, следовательно, модели одинарной и двойной среды эквивалентны друг другу по энергетическому состоянию залежи при любом снижении пластового давления, и формула (5) верна.

Так как в гидродинамических симуляторах пластовое давление является задаваемым параметром, а расчетными параметрами являются запасы углеводородов, то оценка обоснованности формулы (5) сводится к сравнению запасов нефти на моделях двойной среды (система трещин и поровая матрица) и одинарной среды (общая пористость). При этом в обоих типах моделей пористость будет задаваться при атмосферных условиях. Тогда в последующем, при приведении модели к пластовым условиям, симулятор в обоих типах моделей будет пересчитывать значения пористостей для пластовых условий и, соответственно, влиять на величину запасов нефти.

Для этого предлагается следующая процедура. Прежде всего, для опорного давления, равного атмосферному, задаются значения пористости матрицы и системы трещин случайным образом в диапазонах 0,1–0,3 д.е. и 0,001–0,05 д.е. соответственно. Также задаются значения сжимаемости матрицы и системы трещин случайным образом в диапазонах  $10^{-5}$ – $10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup> и  $10^{-4}$ – $10^{-3}$  МПа<sup>-1</sup> соответственно. Указанные диапазоны являются характерными для практики проектирования разработки залежей нефти [1, 2, 10, 12–15]. Далее вычисляется эффективное (общее) значение пористости в модели одинарной среды для опорного давления, равного атмосферному (формула (8)).

Затем по формулам (5) и (6) определяется эффективное (общее) значение сжимаемости в модели одинарной среды. Обе модели (одинарной и двойной среды) запускаются на инициализацию в гидродинамическом симуляторе, после чего выполняется сравнение запасов нефти в одной и другой моделях залежи, то есть одной реализации свойств трещиновато-порового пласта соответствует одна пара эквивалентных друг другу гидродинамических моделей. При этом чем меньше окажется расхождение запасов нефти по двум типам моделей, тем будет выше степень обоснованности принятых допущений при выводе формулы (5) и ее применимости для определения сжимаемости системы трещин при известном значении сжимаемости поровой матрицы и значении эффективной (общей) сжимаемости пустотного пространства пласта, найденном в процессе адаптации модели одинарной среды.

На рисунке 2 для 100 различных реализаций возможных свойств трещиновато-порового пласта представлено сравнение запасов нефти в моделях двойной и эквивалентной ей одинарной среды с помощью кросс-плота.

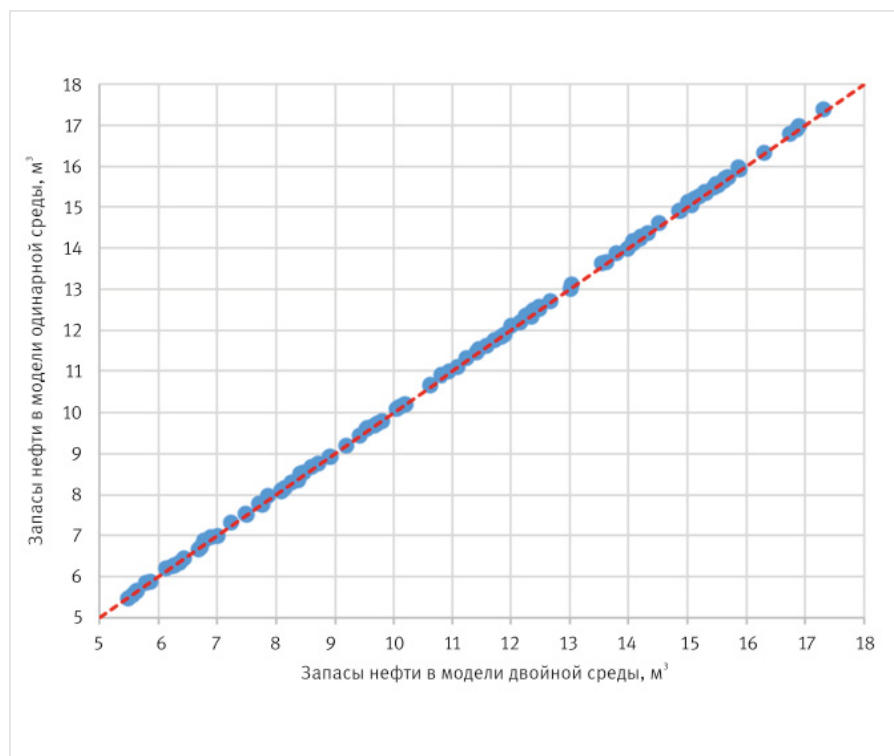


Рис. 2. Сравнение запасов нефти в моделях двойной и одинарной среды  
Fig. 2. Comparison of oil reserves in dual and single environment models

Из рисунка 2 следует, что отклонение составляет не более 1 %.

Таким образом, с учетом полученных результатов проверки обоснованности формулы (5), ее можно использовать в инженерных расчетах для определения сжимаемости системы трещин при известных значениях сжимаемости поровой матрицы и эффективной (общей) сжимаемости пустотного пространства горной породы. Очевидно, что в этом случае эффективную (общую) сжимаемость можно получить в процессе адаптации истории разработки на фактические данные в модели одинарной среды. При этом для определения эффективной пористости необходимо знать значения пористости матрицы и системы трещин. Матричную пористость можно определить по результатам керновых исследований. Что же касается трещинной пористости, то в этом случае необходим комплексный подход при ее определении. Согласно работе [1] измеряемая акустическим каротажем пористость является пористостью матрицы. Пористость, оцениваемая по нейтрон-нейтронному каротажу, отражает

суммарный вклад матричной и трещинной пористости. Поэтому трещинная пористость может быть оценена по данным комплекса ГИС, исходя из следующей формулы [1]:

$$m^{mp} = m^{mnc} - m^{ak}, \quad (9)$$

где  $m^{mnc}$ ,  $m^{ak}$  — соответственно значения пористости по нейтрон-нейтронному и акустическому каротажу, полученные после совместной интерпретации комплекса ГИС с учетом соответствующих поправок на глинистость, на уплотнение и углеводороды, а также с сопоставлением измерений, полученных на керне. Та же как в случае с формулами (5) и (6), формула (9) применяется для определения стартовой точки и диапазона наиболее вероятных значений пористости системы трещин в зоне дренирования скважин на этапе предварительной адаптации ГДМ. То есть само же значение пористости трещины, определенное по формуле (9), корректируется впоследствии в процессе адаптации ГДМ на фактические данные, что снимает неопределенность с этого параметра.

Учитывая вышесказанное, нахождение сжимаемости системы трещин можно свести к следующей блок-схеме, представленной на рисунке 3.

Данная блок-схема может быть использована как для определения параметров системы трещин в целом по залежи на основе осредненных параметров пористости и сжимаемости матрицы, так и для определения параметров системы трещин в зоне дренирования каждой конкретной скважины, с последующим осреднением на всю залежь.

В заключении следует отметить, что предлагаемый в данной статье подход (блок-схема на рисунке 3 с определяющими ее формулами (3), (5) и (6)) к снижению неопределенности параметров системы трещин, таких как пористость и сжимаемость, является элементом общей методики адаптации гидродинамических моделей двойной среды при проектировании разработки карбонатных коллекторов, предложенной в публикации [11].

### Итоги

В результате данной работы предложен алгоритм снижения неопределенности параметров системы трещин, который может быть использован как для определения параметров системы трещин в целом по залежи на основе осредненных параметров пористости и сжимаемости матрицы, так и для определения параметров системы трещин в зоне дренирования каждой конкретной скважины, с последующим осреднением на всю залежь.

### Выводы

1. Предложены способы снижения неопределенности сжимаемости и пористости системы трещин.
2. Применимость полученных в статье формул подтверждена результатами лабораторных исследований и численных экспериментов с применением гидродинамических симуляторов.
3. Предлагаемые способы могут быть включены в современные гидродинамические симуляторы в качестве инструментов по созданию и адаптации моделей двойной среды при проектировании трещинато-поровых пластов-коллекторов.

### Литература

1. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.
2. Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658–666.
3. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
4. Техническое руководство симулятора tNavigator, Rock Flow Dynamics® (RFD), 2004–2023. 3514 с.
5. Zimmerman R.W., David E.C. Compressibility and shear compliance of spheroidal pores: Exact derivation via the Eshelby tensor, and asymptotic expressions in limiting cases. International Journal of Solids and Structures, 2011, Vol. 48, issue 5, P. 680–686. (In Eng).
6. Zimmerman R.W. Introduction to Rock Properties: Volume 3: Topics in Reservoir Management. The Imperial College Lectures

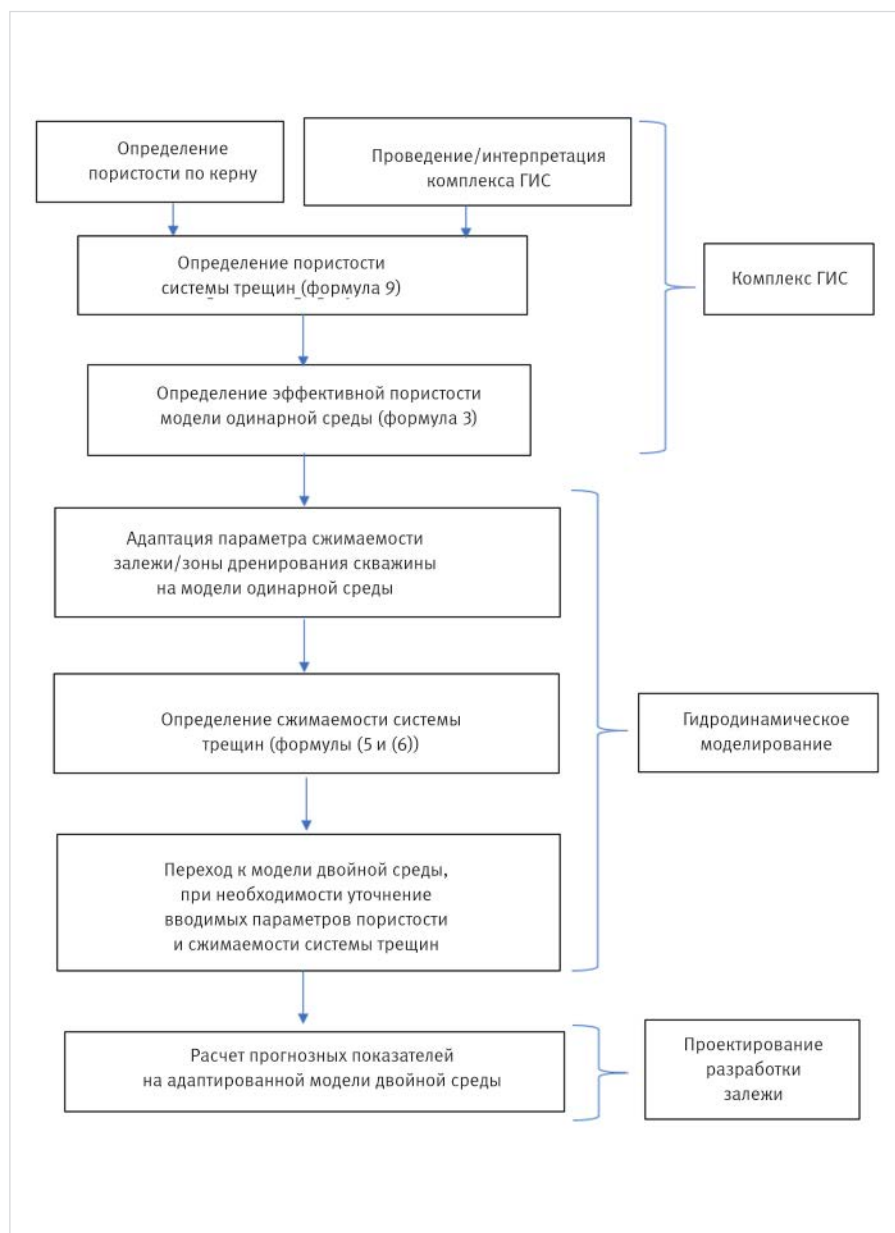


Рис. 3. Блок-схема алгоритма снижения неопределенности параметров системы трещин  
Fig. 3. Flow-chart of the algorithm for reducing the uncertainty of the parameters of the fracture system



- in Petroleum Engineering, 2017, Vol. 3, P. 1–46. (In Eng).
7. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007, 505 p. (In Eng).
  8. Письменный Д.Т. Конспект лекций по высшей математике: М.: Айрис-пресс, 2011. 608 с.
  9. Пятибратов П.В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. 167 с.
  10. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
  11. Аитов Ч.Р. Снижение неопределенности моделей двойной среды при проектировании разработки карбонатных коллекторов высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2023. № 9. С. 112–116.
  12. Смехов Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 255 с.
  13. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.
  14. Ольховатенко В.Е., Трофимова Г.И., Ожогина Т.В. Методы изучения трещиноватости горных пород. Томск: Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2015. 80 с.
  15. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра, 1980. 288 с.

## ENGLISH

### Results

As a result of this work, an algorithm for reducing the uncertainty of the parameters of the fracture system is proposed, which can be used both to determine the parameters of the fracture system as a whole for the deposit based on the averaged parameters of porosity and compressibility of the matrix, and to determine the parameters of the fracture system in the drainage zone of each specific well, with subsequent averaging for the entire deposit.

### Conclusions

1. Methods for reducing the uncertainty of the compressibility and porosity of the fracture system are proposed.
2. The applicability of the formulas obtained in the article is confirmed by the results of laboratory studies and numerical experiments using hydrodynamic simulators.
3. The proposed methods can be included in modern hydrodynamic simulators as tools for creating and adapting dual-medium models when designing fractured-porous reservoirs.

### References

1. Tiab D., Donaldson E.Ch. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009, 868 с. (In Russ).
2. Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O. Experimental evaluation of compressibility coefficients for fractures and intergranular pores of an oil and gas reservoir. Journal of Mining Institute, 2021, Vol. 251, P. 658–666. (In Russ).
3. Dobrynin V.M. Deformations and changes in the physical properties of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1970, 239 p. (In Russ).
4. tNavigator Simulator Technical Manual, Rock Flow Dynamics® (RFD), 2004–2023. 3514 p. (In Russ).
5. Zimmerman R.W., David E.C. Compressibility and shear compliance of spheroidal pores: Exact derivation via the Eshelby tensor, and asymptotic expressions in limiting cases. International Journal of Solids and Structures, 2011, Vol. 48, issue 5, P. 680–686. (In Eng).
6. Zimmerman R.W., David E.C. Compressibility and shear compliance of spheroidal pores: Exact derivation via the Eshelby tensor, and asymptotic expressions in limiting cases. International Journal of Solids and Structures, 2011, Vol. 48, issue 5, P. 680–686. (In Eng).
7. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007, 505 p. (In Eng).
8. Pismennyj D.T. Lecture notes on higher mathematics: Moscow: Iris-press, 2011, 608 p. (In Russ).
9. Pyatibratov P.V. Hydrodynamic modeling of oil field development. Moscow: Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkina, 2015, 167 p. (In Russ).
10. Gimatudinov Sh.K. Physics of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1971, 312 p. (In Russ).
11. Aitov Ch.R. Reducing the uncertainty of dual environment models in the design of the development of carbonate reservoirs of high-viscosity oil. Oil industry, 2023, issue 9, P. 112–116. (In Russ).
12. Smekhov E.M. Carbonate reservoir rocks for oil and gas. Leningrad: Nedra, 1981, 255 p. (In Russ).
13. Golf-Racht T. D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Moscow: Nedra, 1986, 608 p. (In Russ).
14. Olkhovatenko V.E., Trofimova G.I., Ozhogina T.V. Methods for studying rock fracturing. Tomsk: Tomsk State University of Architecture and Civil Engineering, 2015, 80 p. (In Russ).
15. Maydebor V.N. Features of the development of oil fields with fractured reservoirs. Moscow: Nedra, 1980, 288 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Аитов Чингиз Решатович**, ведущий специалист, блок внедрения и поддержки цифровых решений для интеллектуальных месторождений, ООО «Нефтьгазисследование» (ГК «Нефтьсервисхолдинг»), Пермь, Россия  
**Для контактов:** [chingizaitov2010@mail.ru](mailto:chingizaitov2010@mail.ru)

**Ермолаев Александр Иосифович**, д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Aitov Chingiz Reshatovich**, leading specialist, unit for implementation and support of digital solutions for intelligent fields, “NS Digital” LLC (Neftservisholding Group of Companies), Perm, Russia  
**Corresponding author:** [chingizaitov2010@mail.ru](mailto:chingizaitov2010@mail.ru)

**Ermolaev Alexander Iosifovich**, doctor of technical sciences, professor, head of the department of development and operation of gas and gas condensate fields, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia

# Развитие методов прогнозирования структуры потока на вертикальных участках нефтяных скважин

Михайлов В.Г.<sup>1</sup>, Волков М.Г.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; <sup>2</sup>ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Москва, Россия  
mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

Прогноз структуры газожидкостных течений крайне важен при решении таких задач, как определение продольных профилей объемного содержания жидкой фазы вдоль ствола вертикальной скважины, необходимых для расчета потерь давления в НКТ, прогноза коэффициента естественной сепарации газа через затрубное пространство скважины, подбора скважинного оборудования (центробежных насосов, газосепараторов и т. д.) для механизированной добычи пластовых флюидов и т. д. В статье рассмотрены основные этапы развития методов прогнозирования режимов течения газожидкостной смеси в вертикальных скважинах и разработаны новые унифицированные критерии для прогноза пузырьковой и дисперсно-пузырьковой структур газожидкостного течения на вертикальных участках нефтяных скважин.

## Материалы и методы

Прогнозирование структуры течения жидкость–газ; принципы унификации моделирования газожидкостных течений; приведение к единообразию уравнений сохранения количества движения для прогнозирования всех структур течения и алгоритмов расчета гидравлических потерь на вертикальных участках нефтяных скважин.

## Ключевые слова

принципы прогнозирования режимов течения, структура потока, газожидкостное течение, пузырьковый режим, дисперсно-пузырьковый режим, унифицированная модель, вертикальная скважина, механистическое моделирование, изменение режима течения, уравнения сохранения количества движения жидкости и газа

## Для цитирования

Михайлов В.Г., Волков М.Г. Развитие методов прогнозирования структуры потока на вертикальных участках нефтяных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 100–105. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-100-105

Поступила в редакцию: 23.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Development of methods for forecasting the flow patterns in vertical sections of oil wells

Mikhaylov V.G.<sup>1</sup>, Volkov M.G.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; <sup>2</sup>“RN-Tehnologii” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Moscow, Russia  
mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

Prediction of the two-phase flow patterns is extremely important for solving such problems as determining the longitudinal profiles of the holdup along the vertical wellbore necessary for calculating pressure drop in the tubing, predicting the down hole natural separation, selecting down hole equipment (esp pumps, rotary gas separators, etc.) for mechanized production of reservoir fluids, etc. The article examines the main stages of development of methods for predicting flow patterns of gas-liquid mixtures in vertical wells and develops new unified criteria for predicting bubble and dispersed-bubble structures of gas-liquid flow in vertical sections of oil wells.

## Materials and methods

Prediction of liquid–gas flow structure; principles of unification of gas-liquid flow modeling; reduction to uniformity of momentum conservation equations for predicting all flow structures and algorithms for calculating hydraulic losses in vertical sections of oil wells.

## Keywords

flow regime forecasting principles, flow patterns, gas-liquid flow, bubble regime, dispersed-bubble regime, unified model, vertical well, mechanistic modeling, flow pattern change, equations of conservation of liquid and gas momentum

## For citation

Mikhaylov V.G., Volkov M.G. Development of methods for forecasting the flow patterns in vertical sections of oil wells. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 100–105. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-100-105

Received: 23.09.2024

## Введение

Одним из важнейших направлений современного нефтяного инжиниринга является повышение достоверности методов прогнозирования структуры газожидкостных течений в трубопроводной и скважинной инфраструктуре месторождений. Сегодня без предварительного прогноза структуры двухфазных течений не представляется возможным решение таких задач, как определение продольных профилей объемного содержания жидкой фазы вдоль ствола скважины для расчета потерь давления в НКТ, прогноз коэффициента естественной сепарации газа через затрубное пространство скважины, подбор скважинного оборудования для механизированной добычи пластовых флюидов и т. д. Гидродинамика газожидкостных потоков в стволе вертикальной скважины характеризуется многообразием структур течения (рис. 1). Поэтому для разработки теоретических критериев по прогнозированию структуры течения многие исследователи, основываясь на своей научной интуиции, предлагали гипотезы о доминирующих закономерностях, определяющих переход одной газожидкостной структуры течения в другую [1].

Нередко недостаток знаний о закономерностях, определяющих условия взаимодействия жидкость–газ, не позволял теоретически обосновать и сформулировать критерии для оценки режимов течения. В этом случае исследователи вынуждены были прибегать к использованию эмпирических корреляций, которые являлись приближенными, т. к. не учитывали весь диапазон эксплуатационных параметров для двухфазных потоков. Несмотря на большое количество работ, посвященных исследованию данного вопроса, в настоящее время не существует надежных эмпирических методов прогнозирования двухфазных течений в вертикальных трубопроводах.

В последнее время в вопросах прогнозирования структуры газожидкостного течения наметился существенный методологический прогресс, суть которого заключается не только в повышении достоверности расчетных прогнозов, но и в унификации самого процесса гидродинамического моделирования двухфазных потоков в трубопроводах.

В работе [2] под унификацией моделирования газожидкостных течений в трубопроводной инфраструктуре нефтяного месторождения понималось приведение к единообразию всего математического аппарата, связанного как с прогнозированием структур течения, так и с расчетом гидравлических потерь горизонтальных, а также вертикальных и наклонных (восходящих и нисходящих) двухфазных течений. Однако принцип унификации гидродинамической модели автору работы [2] не удалось в полной мере применить для прогнозирования всех режимов двухфазного течения при вертикальном расположении трубопровода.

Авторами настоящей статьи предлагается дальнейшее совершенствование принципов унификации при разработке критериев прогноза структуры вертикального газожидкостного течения в широком диапазоне эксплуатационных параметров.

## Развитие методов прогнозирования структуры газожидкостных потоков в НКТ вертикальных скважин

В истории развития методов прогнозирования структуры газожидкостных течений в вертикальных трубопроводах можно условно выделить следующие этапы.

### Эмпирические подходы для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах (1963–1974 гг.)

Практически все известные эмпирические методы прогнозирования режимов течения являются результатом интенсивных лабораторных исследований. Карты режимов течения, построенные в результате этих исследований, не дают информации о том, какая газожидкостная структура реализуется в скважине. Приведенные на картах области представляют собой ограничения для применения эмпирических корреляций при расчете градиентов давления и объемного содержания жидкости. Подобные карты режимов течения были получены [3–8].

В качестве примера на рисунке 1 показаны области течений, построенные по результатам экспериментов Беггса и Брилла [9]. По данной карте невозможно определить условия для возникновения той или иной двухфазной структуры в вертикальном канале, т. к. каждая приведенная на карте область

объединяет несколько различных режимов газожидкостного течения. Границы между выделенными на карте областями течения определялись по эмпирическим корреляциям:

$$\left. \begin{aligned} L_1 &= 316\lambda_L^{0,302}; \\ L_2 &= 0,000925\lambda_L^{-2,468}; \\ L_3 &= 0,1\lambda_L^{-1,452}; \\ L_4 &= 0,5\lambda_L^{-6,738} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

где  $\lambda_L = \frac{V_{sg}}{V_{sl} + V_{sg}}$  — объемное содержание жидкости в поперечном сечении канала без учета проскальзывания фаз;  $V_{sl}$ ,  $V_{sg}$  — приведенные скорости жидкости и газа соответственно.

### Механистические подходы для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах (1982–1994 гг.)

Исследование особенностей газожидкостных течений в вертикальных скважинах показало, что для решения ряда практических задач крайне важно уметь не только правильно рассчитать продольный градиент давления, но и определить при заданных условиях структуру газожидкостного течения. Актуальность данной проблемы послужила толчком к разработке новых методов прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах. В 90-х годах прошлого столетия начали интенсивно развиваться подходы прогнозирования на основе механистического моделирования структуры газожидкостного течения в трубопроводе. В отличие от эмпирического подхода, механистическое моделирование позволяло исследователям строить карты режимов течения, включающие в себя не абстрактные области, а области с определенными структурными образованиями «жидкость – газ», которые реализовывались в вертикальных трубопроводах при заданных приведенных скоростях жидкости и газа. Подобные карты режимов течения были построены Хасаном и Кабиром [10, 11], Тайтелем, Барнеа и Даклером [12], Ансари [13], Казтано [14, 15] и др.

На рисунке 2 показаны четыре структуры газожидкостного течения, для которых в модели Ансари [13] на основе механистического моделирования были разработаны гидродинамические критерии перехода одной структуры течения в другую.

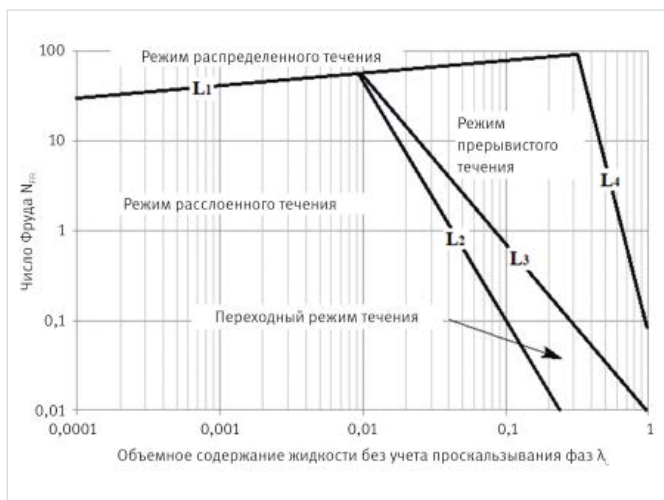


Рис. 1. Карта режимов течения Беггса и Брилла [9]  
Fig. 1. Beggs and Brill flow pattern map [9]

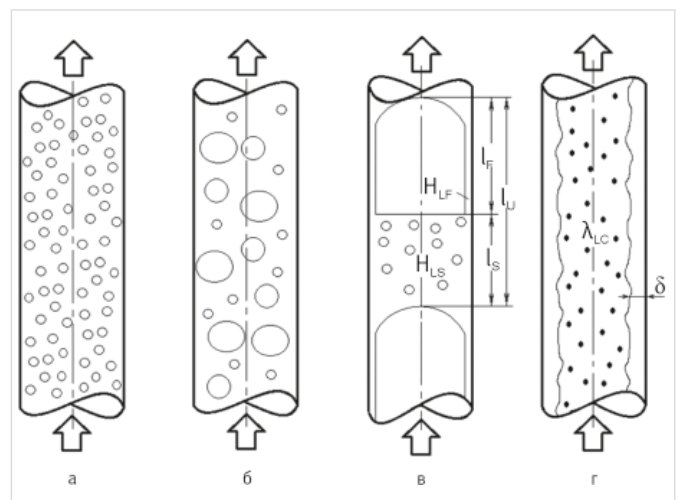


Рис. 2. Структуры течения газожидкостной смеси в вертикальном трубопроводе [13]: а — дисперсно-пузырьковая; б — пузырьковая; в — пробковая (снарядная); г — кольцевая  
Fig. 2. Gas-liquid flow patterns in a vertical wells [13]: а – dispersed-bubble; б – bubble; в – intermitted (slug); г – annular



На рисунке 3 показаны результаты построения границ на основе применения механистических критериев [13] между газожидкостными структурами (рис. 2).

Переход от пузырькового к пробковому режиму течения (граница «В», рис. 3) оценивался по критической величине действительного объемного содержания газа в поперечном сечении трубы ( $\alpha g = 0,25$ ), при котором мелкие пузырьки объединяются в крупные пузырьки газа вида Тейлора. Уравнение для расчета границы «В» между режимами течения записывалось на основе модели drift-flux [16] в виде

$$V_{sg} = 0,333V_{sl} + 0,382 \left[ \frac{g(\rho_L - \rho_g)\sigma_L}{\rho_L^2} \right]^{0,25}, \quad (2)$$

где  $g$  — ускорение свободного падения;  $\rho_L, \rho_g$  — плотности жидкости и газа;  $\sigma_L$  — коэффициент поверхностного натяжения жидкость–газ.

В основу перехода от пузырькового к дисперсно-пузырьковому режиму течения (граница «А», рис. 3) закладывалась механистическая модель дробления крупных пузырьков газа на более мелкие в турбулентном потоке жидкости. Уравнение для определения границы «А» основывалось на гипотезе о том, что дисперсно-пузырьковый режим течения возникает тогда, когда силы пульсации турбулентного потока жидкости способны преодолеть касательные напряжения на границе раздела фаз и раздробить газовую фазу на мелкие устойчивые (неспособные к коалесценции) сферические пузырьки газа [12] и имело вид

$$4,15 \left( \frac{V_{sg}}{V_m} \right)^{0,5} + 0,725 = \left( \frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{-0,6} \times \left( \frac{f_m}{2D} \right)^{0,4} 2 \left[ \frac{0,4\sigma_L}{(\rho_L - \rho_g)g} \right]^{0,5} V_m^{1,2}, \quad (3)$$

где  $V_m$  — скорость смеси;  $D$  — диаметр трубопровода;  $f_m$  — коэффициент гидравлического трения.

В работе [13] была предложена гипотеза, характеризующая смену пробковой структуры газожидкостного течения на дисперсно-пузырьковую. Предполагалось, что причина перехода в образовании пузырьками газа плотной кубической решетки с объемным содержанием газа равным  $\alpha = 0,52$ . Согласно

данной гипотезе, граница «С» (рис. 3) определялась по корреляции

$$V_{sg} = 1,087V_{sl}. \quad (4)$$

Ансари [13] предложил в качестве критерия для оценки границы перехода от кольцевого режима течения к пробковому (граница «D» рис. 3) модель образования перемычек из пристеночных жидкостных пленок. Для образования перемычек, перекрывающих все проходное сечение трубопровода, были определены необходимые условия:

1. Большие расходы жидкости, при которых жидкостная пленка начинает терять устойчивость и стекает вниз, образуя складки, которые могут перекрыть центральное газовое ядро. Условие потери устойчивости пленки следующее:

$$Y_M \geq \frac{2 - 15H_{LF}}{H_{LF}^3(1 - 1,5H_{LF})} X_M^2, \quad (5)$$

где  $H_{LF}$  — действительное объемное содержание жидкости в пленке;  $Y_M, X_M$  — модифицированные параметры Локхарда и Мартинелли.

2. Необходимая толщина жидкостной пленки. Условие, определяющее достаточную для образования перемычки толщину жидкостной пленки, следующее:

$$\left( H_{LF} + \lambda_{LC} \frac{(D - 2\delta)^2}{D^2} \right) > 0,12, \quad (6)$$

где  $\lambda_{LC}$  — объемное содержание жидкости в газовом ядре, без учета проскальзывания фаз;  $\delta$  — толщина жидкостной пленки (рис. 2г).

#### Подходы унификации гидродинамических критериев для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах (2003 г.)

Под унифицированным подходом к гидродинамическому моделированию скважин понимается приведение к единообразию математического аппарата прогнозирования всех структур течения и алгоритмов расчета гидравлических потерь в горизонтальных, а также вертикальных и наклонных стволах с восходящим и нисходящим течением газожидкостной смеси. В данной статье будут рассмотрены вопросы унификации математического аппарата, предназначенного

только для структурного прогнозирования вертикальных восходящих двухфазных течений. В работе [2] авторы предложили использовать в качестве базового уравнения для унификации алгоритмов прогнозирования структуры течения в трубопроводе уравнение сохранения количества движения для пробкового режима течения (рис. 2в) в виде, (формула 7), где  $v_T, v_F, v_S, v_C$  — скорости всплытия пузырька Тейлора, скорость жидкости в жидкостной пленке, скорость газожидкостной смеси в жидкостной пробке, скорость газожидкостной смеси в пузырьке Тейлора соответственно;  $\rho_C$  — плотность газожидкостной смеси в пузырьке Тейлора;  $S_C, S_F, S_i$  — периметры в поперечном сечении канала, по которым газ соприкасается со стенкой, жидкость соприкасается со стенкой, газ соприкасается с жидкостью соответственно;  $\beta$  — угол наклона трубы от горизонтали;  $A$  — площадь поперечного сечения трубы;  $f_C, f_F, f_i$  — коэффициенты гидравлического трения на границах газ–стенка, жидкость–стенка и газ–жидкость соответственно;  $l_F$  — длина жидкостной пленки.

Частные преобразования выражения (7) с использованием системы замыкающих корреляций на основе уравнений сохранения массовых расходов жидкости и газа, а также корреляций, полученных из лабораторных исследований, позволили авторам работы [2] не только спрогнозировать некоторые структурные переходы газожидкостного течения в трубопроводах, но и осуществить расчет гидравлических потерь давления в скважине.

Уравнение (7) является базовым в рассматриваемой унифицированной модели. Однако авторам работы [16] удалось использовать его только для получения критерия на границе перехода пробковой структуры течения в кольцевую в вертикальном трубопроводе. Для этого в выражение (7) предлагалось ввести следующие ограничения:

- длина жидкостной пленки должна стремиться к бесконечности ( $l_F \rightarrow \infty$ );
- периметр соприкосновения газа со стенкой должен быть равен нулю ( $S_C = 0$ ).

Окончательно критерий для определения границы между пробковым и кольцевым режимами течения имел вид

$$V_{sg} > v_C(1 - H_{LF}) - V_{sl}F_E, \quad (8)$$

где  $F_E$  — объемная доля капелек жидкости в газовом потоке;  $v_C$  — действительная скорость газового ядра, которая с учетом принятых ограничений была получена из уравнения (7) и имела вид (формула 9).

Однако попытки авторов [2] привести к единообразию критерии перехода на границах других режимов течения в вертикальном трубопроводе не увенчались успехом. Для прогнозирования границ между пробковым и пузырьковым, а также между пробковым и дисперсно-пузырьковым режимами авторы унифицированной модели использовали критерии, основанные на механистических принципах, изложенных в модели Ансари [13].

#### Совершенствование методов унификации гидродинамических критериев для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах

Если предположить, что изменение параметров структуры газожидкостного течения происходит монотонно (не скачкообразно), то вероятно, что на границе трансформации потока действительные объемные содержания жидкости и газа со стороны

$$\frac{\rho_L(v_T - v_F)(v_S - v_F) - \rho_C(v_T - v_C)(v_S - v_C)}{l_F} + \frac{S_C f_C \rho_g v_C^2}{2(1 - H_{LF})A} - \frac{S_F f_F \rho_L v_F^2}{2H_{LF}A} + \frac{S_i f_i \rho_g (v_C - v_F)^2}{2} \left[ \frac{1}{H_{LF}A} + \frac{1}{(1 - H_{LF})A} \right] - (\rho_L - \rho_C)g \sin(\beta) = 0, \quad (7)$$

Формула 7. Уравнение сохранения количества движения в пробковой структуре течения

$$v_C = v_F + \left[ \frac{S_F f_F \rho_L v_F^2}{2H_{LF}A} + (\rho_L - \rho_C)g \sin(\beta) \frac{2}{S_i f_i \rho_g \left( \frac{1}{H_{LF}A} + \frac{1}{(1 - H_{LF})A} \right)} \right]^{0,5} \quad (9)$$

Формула 9. Уравнение для определения скорости газожидкостной смеси в теле пузырька Тейлора

изменяющихся режимов течения должны быть равны. В качестве дальнейшего совершенствования унифицированного подхода, приведенного в работе [2], авторами статьи предлагается использование уравнения сохранения количества движения (7) для моделирования границ перехода между пробковым и пузырьковым, а также пробковым и дисперсно-пузырьковым режимами газожидкостного течения в вертикальном трубопроводе.

Характерной особенностью дисперсно-пузырькового режима течения является отсутствие проскальзывания фаз [1]. Поэтому в качестве условия на границе пробкового и дисперсно-пузырькового режимов газожидкостного течения можно принять равенство действительного объемного содержания жидкости в пробковой структуре (жидкостная пробка плюс жидкостная пленка) и объемного содержания жидкости в канале без учета проскальзывания фаз. Условие перехода пробкового в дисперсно-пузырьковый режим течения будет иметь вид

$$H_{L,slug} \leq H_{L,db}, \quad (10)$$

где  $H_{L,slug} = \frac{l_u}{L} H_{L,p} + (1 - \frac{l_u}{L}) H_{L,s}$  — действительное объемное содержание жидкости в пробковой структуре течения;  $H_{L,s}$  — действительное объемное содержание жидкости в жидкостной пробке, рассчитанное по методике, приведенной в работе [17];  $H_{L,db} = \frac{V_{L,db}}{V_{L,db} + V_{G,db}}$  — действительное объемное содержание жидкости в дисперсно-пузырьковой структуре течения;  $l_u$  — сумма длин жидкостной пробки и жидкостной пленки. Длина жидкостной пленки может быть получена из базового уравнения (7) в виде (формула 11):

Используя выражение для расчета действительного объемного содержания газа в пузырьковом режиме течения, можно записать условие перехода от пробкового к пузырьковому режиму течения в виде

$$H_{g,slug} \leq H_{g,b}, \quad (12)$$

где  $l_F$  — длина жидкостной пленки в пробковом режиме течения, определяется из уравнения (11);  $H_{g,b} = 1 - \frac{\sqrt{(V_{L,p} - V_{L,s})^2 + 4l_F V_{L,p} - V_{L,p} - V_{L,s} + V_{L,p}}}{2V_{L,p}}$

действительное объемное содержание газа в пузырьковой структуре течения;  $H_{g,slug} = 1 - \frac{l_u}{L} H_{L,p} - (1 - \frac{l_u}{L}) H_{L,s}$  — действительное объемное содержание газа в пробковой структуре течения;  $V_{\infty}$  — скорость дрейфа пузырька газа.

На рисунке 4 приведено сопоставление расчетных границ «А» и «В», полученных с учетом условий (10) и (12) и экспериментальных данных [12].

### Итоги

Решена проблема полной унификации гидродинамической модели течения газожидкостной смеси в скважинах [2]. В статье предложен новый концептуальный подход в получении критериев трансформации на границе «пробкового — пузырькового» и «пробкового — дисперсно-пузырькового» режимов течения на основе гипотезы о монотонности изменения действительного объемного содержания жидкости и газа на границе переходов между структурами потока. Верификация по применению предложенной гипотезы для получения критериев перехода на основе уравнений сохранения массы и количества движения для жидкости и газа осуществлялась путем сопоставления расчетных границ «пробкового — пузырькового» и «пробкового — дисперсно-пузырькового» режимов течения с экспериментальными данными [12] и результатами расчета других исследователей [13] (рис. 4).

### Выводы

На сегодняшний день известно большое количество различных научных подходов и концепций, применяемых для прогнозирования структуры газожидкостных течений в

вертикальных скважинах. К сожалению, многие из них имеют определенные недостатки. Большинство эмпирических подходов [3–9] не только не обладает требуемой точностью, но и имеет определенные ограничения в использовании, поскольку не учитывает весь диапазон изменения промышленных параметров, определяющих структуру газожидкостных течений. Механистические модели прогнозирования структуры газожидкостного потока [10–15] основаны на более глубоком понимании природы газожидкостных течений в трубопроводах, но при этом условия структурных переходов определяются на базе полуэмпирических корреляций, численные коэффициенты которых адаптированы для газожидкостного течения «вода–воздух». Поэтому нельзя утверждать, что результаты прогнозирования структуры потока с помощью приведенных выше механистических критериев обладают высокой степенью достоверности в широком диапазоне физическо-химических свойств пластовых флюидов.

Авторы статьи устранили данный недочет. С целью повышения достоверности прогнозирования условий структурного перехода на границах «пробковый — пузырьковой» и «пробковый — дисперсно-пузырьковой» для режимов восходящего вертикального течения «нефть–газ» в статье были разработаны новые критерии, основанные на решении уравнения сохранения количества движения газожидкостного потока (уравнение (11)), в котором отсутствуют эмпирические коэффициенты, полученные для условия «вода–воздушного» течения. По сути, уравнение (11) воплотило в себе условия существования пробкового режима течения в широком диапазоне физико-химических свойств

$$l_F = \frac{\rho_L (v_T - v_F)(v_S - v_F) - \rho_G (v_T - v_C)(v_S - v_C)}{\frac{S_F f_F \rho_L v_F^2}{2H_{LF} A} - \frac{S_C f_C \rho_G v_C^2}{2(1-H_{LF}) A} - \frac{S_i f_i \rho_G (v_C - v_F)^2}{2} \left[ \frac{1}{H_{LF} A} + \frac{1}{(1-H_{LF}) A} \right] + (\rho_L - \rho_G) g \sin(\beta)} \quad (11)$$

Формула 11. Уравнение для определения длины жидкостной пленки в пробковой структуре течения

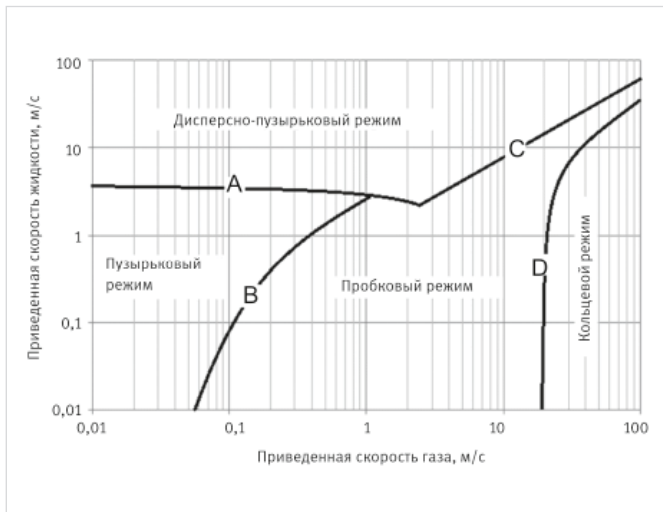


Рис. 3. Карта режимов течения Ансари [13]  
Fig. 3. Ansari flow patterns [13]

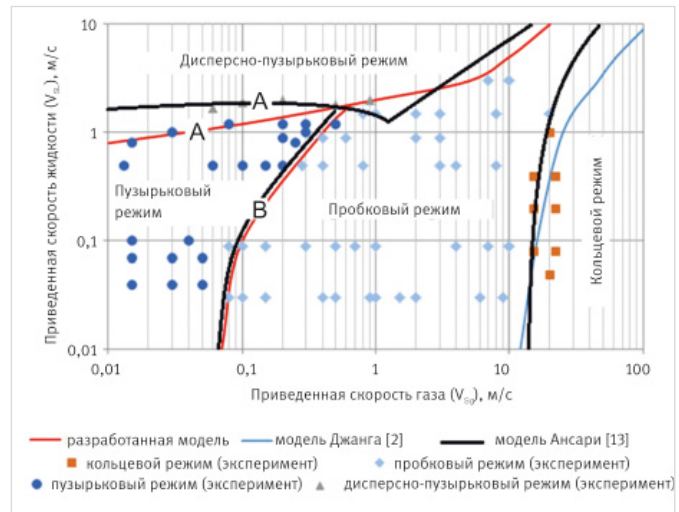


Рис. 4. Сопоставление расчетных и экспериментальных (работа [12]) границ режимов газожидкостного течения в вертикальной скважине (диаметр трубы  $D = 0,051$  м;  $T =$  температура  $20$  °С; давление  $P = 0,15$  МПа)

Fig. 4. Comparison of calculated and experimental (work [12]) boundaries of gas-liquid flow patterns in a vertical well (pipe diameter  $D = 0,051$  m;  $T =$  temperature  $20$  °С; pressure  $P = 0,15$  МПа)

пластовых флюидов и поэтому рассматривалось в качестве базы для разработки достоверных критериев прогнозирования перехода от пробковой газожидкостной структуры к другим режимам течения.

#### Литература

1. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
2. Zhang H.-Q., Wang Q., Sarica C., Brill J.P. Unified Model for GasLiquid Pipe Flow via Slug Dynamics. Part 1: Model Development. *Journal of Energy Resources Technology*, 2003, Vol. 125, issue 4, P. 266–273. (In Eng).
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
4. Duns H.Jr., Ros N.C.J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. 6-th World petroleum congress Petroleum, 1963, P. 451–465. (In Eng).
5. Orkiszewski J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, Vol 19, issue 06, P. 829–838. (In Eng).
6. Aziz K., Govier G.W., Fogarasi M. Pressure drop in wells producing oil and gas. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1972, Vol. 11, issue 3, P. 38. (In Eng).
7. Chierici G.L., Ciucci G.M., Sclocchi G. Two-phase vertical flow in oil wells-prediction of pressure drop. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, Vol. 26, issue 8, P. 927–938. (In Eng).
8. Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра, 1983. 455 с.
9. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, Vol. 25, issue 05, P. 607–617. (In Eng).
10. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 2, P. 263–272. (In Eng).
11. Hasan A.R., Kabir C.S. Predicting multiphase flow behavior in a deviated well. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 4, P. 474–482. (In Eng).
12. Taitel Y.M., Barnea D., Dukler A.E. Modeling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes. *AIChE Journal*, 1980, Vol. 26, issue 3, P. 345–354. (In Eng).
13. Ansari A.M., Sylvester N.D., Cem Sarica et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *SPE Production Engineering*, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).
14. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part I: Single-phase friction factor taylor bubble-rise velocity and flow-pattern prediction. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, Vol. 114, issue 1, P. 1–13. (In Eng).
15. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part II: Modeling bubble, slug and annular flow. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, Vol. 114, P. 14–30. (In Eng).
16. Gokdemir O.M. Transient Drift Flux Model for Wellbores. Ph.d. dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1992. (In Eng).
17. Михайлов В.Г., Пашали А.А. Совершенствование методов расчета газожидкостной пробковой структуры течения в промысловых трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2023. № 6. С. 88–95.

#### ENGLISH

#### Results

The problem of complete unification of the hydrodynamic model of gas-liquid mixture flow in wells has been solved [2]. The article proposes a new conceptual approach to obtaining transformation criteria at the boundary of the “slug – bubble” and “slug – dispersed-bubble” flow pattern based on the hypothesis of the monotonicity of the change in the liquid and gas holdup at the boundary of transitions between flow patterns. Verification of the application of the proposed hypothesis to obtain transition criteria based on the equations of conservation of mass and momentum for liquid and gas was carried out by comparing the calculated boundaries of the “slug – bubble” and “slug – dispersed-bubble” flow pattern with experimental data [12] and the calculation results of other researchers [13] (fig. 4).

#### Conclusions

Today, there are a large number of different scientific approaches and concepts used to predict the structure of gas-liquid flows in vertical wells. Unfortunately, many of them have certain drawbacks. Most empirical approaches [3–9] not only do not have the required accuracy, but also have certain limitations in use, since they do not take into account the entire range of changes in field parameters that determine

the gas-liquid flow patterns. Mechanistic models for predicting the gas-liquid flow pattern [10–15] are based on a deeper understanding of the nature of gas-liquid flows in pipelines, but the conditions of structural transitions are determined on the basis of semi-empirical correlations, the numerical coefficients of which are adapted for the gas-liquid flow “water – air”. Therefore, it cannot be argued that the results of predicting the flow pattern using the above mechanistic criteria have a high degree of reliability in a wide range of physical and chemical properties of formation fluids.

The authors of the article eliminated this shortcoming. In order to increase the reliability of forecasting the conditions of the structural transition at the “slug – bubble” and “slug – dispersed-bubble” boundaries for the ascending vertical “oil – gas” flow pattern, new criteria were developed in the article based on the solution of the equation of conservation of momentum of the gas-liquid flow (equation (11)), in which there are no empirical coefficients obtained for the “water – air” flow condition. In essence, equation (11) embodied the conditions for the existence of the slug flow pattern in a wide range of physicochemical properties of reservoir fluids, and therefore was considered as a basis for developing reliable criteria for forecasting the transition from the slug gas-liquid pattern to other flow patterns.

#### References

1. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Moscow – Izhevsk: Institute of computer research, 2006, 384 p. (In Russ).
2. Zhang H.-Q., Wang Q., Sarica C., Brill J.P. Unified Model for GasLiquid Pipe Flow via Slug Dynamics. Part 1: Model Development. *Journal of Energy Resources Technology*, 2003, Vol. 125, issue 4, P. 266–273. (In Eng).
3. Mishchenko I.T. Well oil production: Textbook for universities. Moscow: Federal State Unitary Enterprise Publishing House “Oil and Gas” of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 816 p. (In Russ).
4. Duns H.Jr., Ros N.C.J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. 6-th World petroleum congress Petroleum, 1963, P. 451–465. (In Eng).
5. Orkiszewski J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, Vol. 19, issue 06, P. 829–838. (In Eng).
6. Aziz K., Govier G.W., Fogarasi M. Pressure drop in wells producing oil and gas. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1972, Vol. 11, issue 3, P. 38. (In Eng).
7. Chierici G.L., Ciucci G.M., Sclocchi G. Two-phase vertical flow in oil wells-prediction of pressure drop. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, Vol. 26, issue 8, P. 927–938. (In Eng).
8. Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. et al. Reference guide to design, development and operation of oil fields. Oil production. Moscow: Nedra, 1983, 455 p. (In Russ).
9. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, Vol. 25, issue 5, P. 607–617. (In Eng).
10. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 2, P. 263–272. (In Eng).
11. Hasan A.R., Kabir C.S. Predicting multiphase flow behavior in a deviated well. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 4, P. 474–482. (In Eng).
12. Taitel Y.M., Barnea D., Dukler A.E. Modeling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes. *AIChE Journal*, 1980, Vol. 26, issue 3, P. 345–354. (In Eng).
13. Ansari A.M., Sylvester N.D., Cem Sarica et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *SPE Production Engineering*, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).
14. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part I: Single-phase friction factor taylor bubble-rise velocity and flow-pattern prediction. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, Vol. 114, issue 1, P. 1–13. (In Eng).
15. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part II: Modeling bubble, slug and annular flow. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, Vol. 114, P. 14–30. (In Eng).



- et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. SPE Production Engineering, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).
14. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part I: Single-phase friction factor taylor bubble-rise velocity and flow-pattern prediction. Journal of Energy Resources Technology, 1992, Vol. 114, issue 1, P. 1–13. (In Eng).
15. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part II: Modeling bubble, slug and annular flow. Journal of Energy Resources Technology, 1992, Vol. 114, P. 14–30. (In Eng).
16. Gokdemir O.M. Transient Drift Flux Model for Wellbores. Ph.d. dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1992. (In Eng).
17. Mikhailov V.G., Pashali A.A. Improvement of methods for calculation of gas-liquid slug of flow in pipelines. Petroleum Engineering, 2023, issue 6, P. 88–95. (In Russ).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Волков Максим Григорьевич**, д.т.н., доцент,  
ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»),  
Москва, Россия

**Михайлов Валерий Германович**, д.т.н., профессор,  
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»),  
Уфа, Россия  
Для контактов: [mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru](mailto:mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru)

**Volkov Maxim Grigorievich**, doctor of engineering sciences,  
associate professor, “RN-Tehnologii” LLC  
 (“Rosneft” PJSC Group Company), Moscow, Russia

**Mikhaylov Valery Germanovich**, doctor of engineering sciences,  
professor, “RN-BashNIPneft” LLC  
 (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
Corresponding author: [mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru](mailto:mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru)



## ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 02–06 ИЮНЯ 2025 г. Калининград

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ,  
внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных  
и разветвленных скважинах.

Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП.  
Противофонтанная безопасность.»

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 25–29 АВГУСТА 2025 г. Владивосток

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация  
горизонтальных скважин.

Инновации в области добычи нефти и газа.

Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли.»

**+7 3452 520-958**

бронирование участия в конференциях  
[academy.intechnol.com](http://academy.intechnol.com)

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**

# Применение состава с отклонителем для обработки призабойной зоны пласта

Савельев К.Ю., Фудашкина М.В., Хисматуллин Д.Г., Булатов Р.И., Вилков М.Н.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

kirill.saveliev2@lukoil.com

## Аннотация

В 2023 году на объектах предприятия N, в том числе при участии коллектива авторов, были внедрены обработки призабойной зоны с потокоотклоняющим составом, чему предшествовало теоретическое обоснование проведения данного вида обработок. Выполнен анализ эффективности предлагаемой технологии, приведено экономическое сравнение ОПЗ с потокоотклоняющим составом и стандартной ОПЗ. Выделены критерии и признаки скважин-кандидатов для обработок с потокоотклоняющим составом, проведен анализ влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятия при помощи алгоритма машинного обучения — метода случайного леса, который был реализован на языке Python.

## Материалы и методы

Данные об эксплуатации добывающих скважин. Информация о геологическом строении, выявление характерных особенностей разреза пласта.

## Ключевые слова

обработка призабойной зоны, кислотные обработки, состав-отклонитель, неоднородный коллектор, кольматация

## Для цитирования

Савельев К.Ю., Фудашкина М.В., Хисматуллин Д.Г., Булатов Р.И., Вилков М.Н. Применение состава с отклонителем для обработки призабойной зоны пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 106–110.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-106-110

Поступила в редакцию: 23.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.63 | Original Paper

## Application of a flow diverter to treat the bottomhole formation zone

Savelyev K.Yu., Fudashkina M.V., Khismatullin D.G., Bulatov R.I., Vilkov M.N.

“LUKOIL-Engineering” LLC, Kogalym, Russia

kirill.saveliev2@lukoil.com

## Abstract

In 2023, bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition were introduced at the fields of enterprise N, including with the participation of the authors' team, which was preceded by a theoretical justification for this type of treatment. An analysis of the effectiveness of the proposed technology is carried out, an economic comparison of bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition and "traditional" bottomhole zone treatments is given. The criteria and features of candidate wells for treatments with a flow-diverting composition are identified, an analysis of the influence of factors on the flow rate increase after the event is carried out using a machine learning algorithm - the random forest method, which was implemented in Python.

## Materials and methods

Bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition have been introduced. An analysis of the effectiveness of this type of treatment is carried out.

## Keywords

treatment of the bottomhole zone, acid treatments, flow diverter composition, heterogeneous reservoir, clogging.

## For citation

Savelyev K.Yu., Fudashkina M.V., Khismatullin D.G., Bulatov R.I., Vilkov M.N. Application of a flow diverter to treat the bottomhole formation zone. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 106–110. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-106-110

Received: 23.09.2024

## Введение

Эффективная разработка месторождений во многом зависит от оптимальности режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Под оптимальным режимом работы скважин понимается эксплуатация с режимами, соответствующими потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации.

По ряду причин, фактические режимы работы скважин, зачастую, ниже оптимальных. Одной из возможных причин является

снижение абсолютной и фазовой проницаемости призабойной зоны пласта вследствие ее загрязнения различного рода кольматантами. С целью достижения оптимального режима работы закольматированных скважин выполняются мероприятия по обработке призабойной зоны (ОПЗ).

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» для ОПЗ используются различные составы/технологии. Условно их можно разделить на три категории: кислотная (стандартная) ОПЗ, обработка бескислотными

реагентами и воздействие физическими методами.

В процессе кислотной или бескислотной ОПЗ в пласт закачивается химический состав с последующим освоением продуктов реакции, или рассеиванием их по пласту.

При физическом методе ОПЗ производится спуск специального оборудования до глубины интервала воздействия, после чего осуществляется обработка импульсами высокого давления, акустическими волнами и пр.

В данной работе рассматривается опыт проведения стандартных кислотных обработок, а также ОПЗ кислотными составами с дополнительной закачкой составов-отклонителей.

Стандартная ОПЗ включает в себя следующий набор последовательных операций: закачку кислотного состава в пласт, продавку, реагирование, освоение/рассеивание. Рассмотрим методику проведения стандартной ОПЗ более подробно:

1. На первом этапе выполняется закачка кислотного состава в насосно-компрессорные трубы (НКТ), при этом затрубное пространство оставляют открытым. Объем состава не должен превышать объем НКТ.
2. Далее происходит закачка в НКТ

оставшегося кислотного состава при закрытом затрубном пространстве.

3. Затем выполняется нагнетание продавочной жидкости в пласт при закрытой запорной арматуре.
4. Состав выдерживается в коллекторе на реагирование.
5. По окончании времени реагирования бригада приступает к освоению скважины при помощи струйного насоса, свабирования, компрессирования, либо выполняется рассеивание продуктов реакции по пласту.

#### Проблемы стандартных ОПЗ

Проблема неравномерной выработки запасов упоминается в научной литературе различными авторами [1–7]. С целью

равномерной ОПЗ неоднородных по проницаемости коллекторов разработаны специальные составы-отклонители.

Под отклоняющим составом понимается реагент-эмульсия с потокоотклоняющими свойствами, способная изменять свои реологические свойства, повышая вязкость как при взаимодействии с пластовыми флюидами, так и при смешивании с компонентами технологии, применяемая для временного блокирования высокопроницаемых интервалов и последующей закачки кислотного состава. Следующая за отклонителем кислота отклоняется от наиболее проницаемых пропластков в связи с временной их изоляцией.

Наиболее часто в научной литературе упоминаются проблемы стандартных ОПЗ в наклонно-направленных скважинах (ННС),

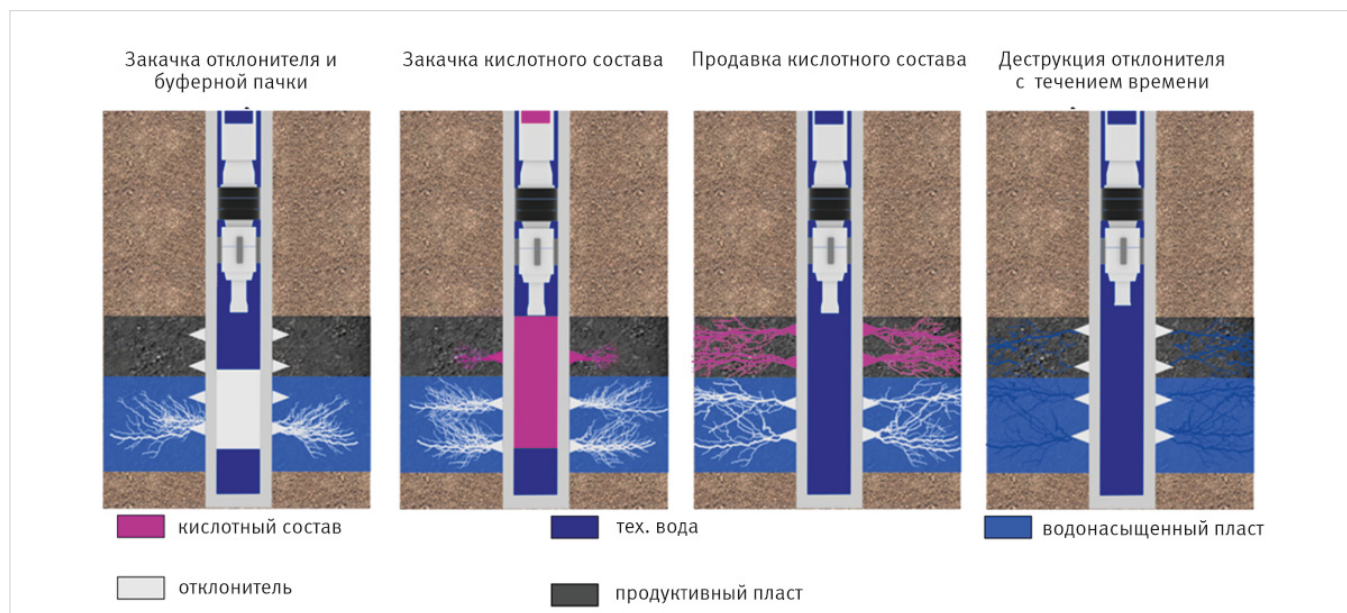


Рис. 1. ОПЗ с отклонителем в ННС

Fig. 1. Bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on directional wells

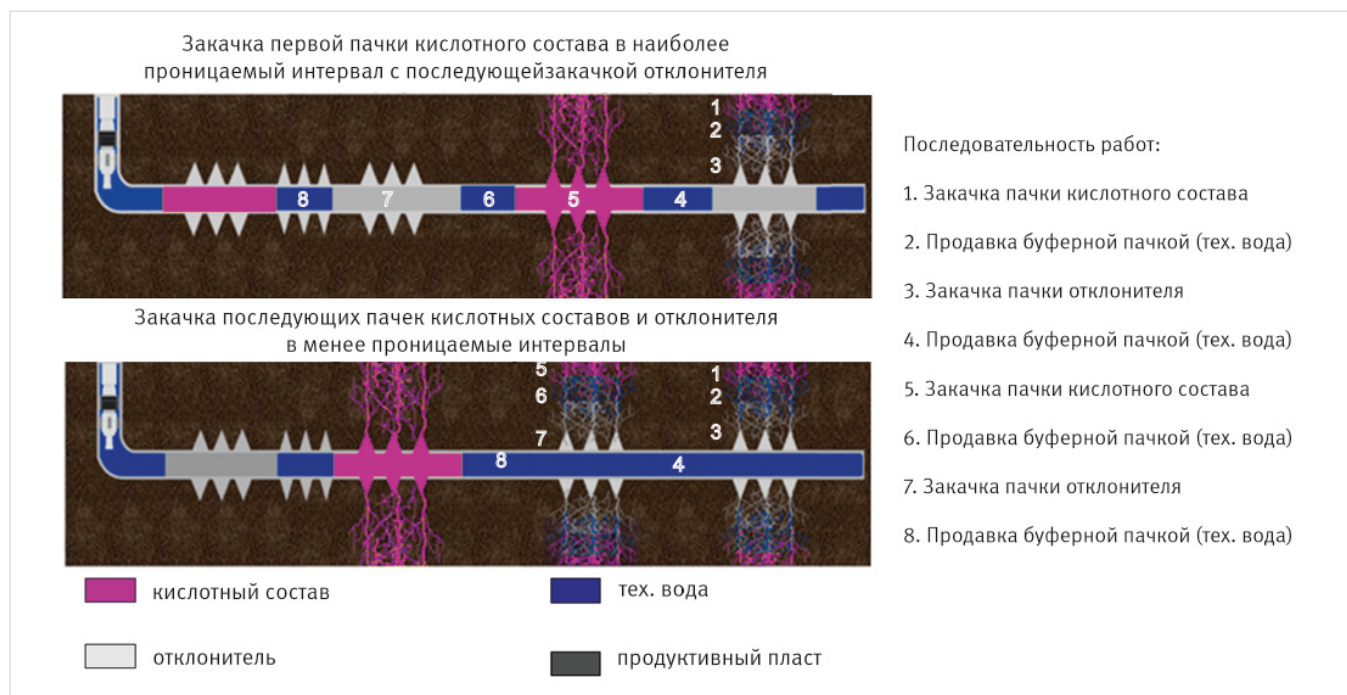


Рис. 2. ОПЗ с отклонителем в ГС

Fig. 2. Bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on horizontal wells



при этом, проведение ОПЗ по стандартной технологии сопровождается также рядом осложнений в скважинах с горизонтальным окончанием (ГС):

- отсутствие направленного воздействия. При стандартной «слепой» ОПЗ фильтрация кислотного состава происходит по наиболее проницаемым (раннее работавшим) интервалам, при этом, другие интервалы объекта остаются не охваченными кислотным воздействием;
- использование недостаточных объемов кислотных составов. При проведении ОПЗ с 2017-2022 г. объемы кислотных составов варьировались от 6 до 17 м<sup>3</sup>, удельный объем — от 0,02 до 0,77 м<sup>3</sup>/м. Данного объема недостаточно для полного охвата протяженных интервалов ГС;
- отсутствие по большинству скважин исследований на профиль притока, не позволяет качественно планировать ОПЗ, а именно выбирать целевые интервалы воздействия и минимизировать риски недостижения планируемой эффективности — исключать из плана работ интервалы, обработка которых может привести к росту обводненности продукции. Даже при наличии исследований, ОПЗ по стандартной технологии не позволяет обеспечить селективность обработки, поскольку проводится «вслепую»;
- отсутствие дизайнов обработок. При планировании ОПЗ в ГС целесообразно производить качественную оценку рисков роста обводненности: анализ контактных запасов объектов, объемы накопленной закачки жидкости от нагнетательных скважин, учет прорывов в промытые зоны при закачке больших объемов химических реагентов.

Таким образом, проведение ОПЗ в ГС по стандартной схеме нерационально, так как не позволяет в полной мере восстановить потенциальный режим работы данных скважин.

Табл. 1. Факторы, выбранные для оценки влияния на прирост после проведения мероприятия

Tab. 1. Factors selected to assess the impact on growth after the event

Технологические	Геолого-физические
<ul style="list-style-type: none"> <li>• базовый дебит жидкости;</li> <li>• накопленная добыча жидкости;</li> <li>• отношение максимального дебита жидкости к текущему;</li> <li>• удельный дебит жидкости на 1 метр эффективной толщины пласта</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• эффективная нефтенасыщенная толщина;</li> <li>• песчанность;</li> <li>• отклонение проницаемости;</li> <li>• плотность текущих подвижных запасов;</li> <li>• фильтрационно-емкостные свойства</li> </ul>

Табл. 2. Оценка эффективности ОПЗ с отклонителем на наклонно-направленных скважинах действующего фонда

Tab. 2. Assessing the effectiveness of the bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on directional wells of the active well stock

	Входной прирост дебита нефти	Удельный прирост дебита нефти в год обработки	Изменение дебита жидкости после ОПЗ	Базовая обводненность, %	Изменение обводненности после ОПЗ, %	Количество обработок, шт.
ОПЗ с отклонителем (все обработки)	100 ед.	87 ед.	+592 ед.	79	+2	8
ОПЗ без отклонителя (все обработки)	100 ед.	68 ед.	+450 ед.	46	+13	65
ОПЗ без отклонителя (выборка с сопоставимыми условиями по обводненности)	89 ед.	58 ед.	+655 ед.	76	+4	23

### Опыт внедрения составов-отклонителей на месторождениях предприятия N

Геологическое строение залежей на месторождениях предприятия крайне изменчиво, однако по ряду месторождений отмечаются предпосылки для проведения ОПЗ с применением состава-отклонителя. Объекты имеют сложное геологическое строение пластов: линзовидно-мозаичное строение, наличие тектонических нарушений, зон замещения, выклинивания, литологических окон внутри залежей, высокая степень зональной и послонной неоднородности, слабая связанность коллекторов, наличие подстилающей воды.

В 2023 году на месторождениях были внедрены обработки с отклонителем по технологии SkMax (СК «Максимум»). В работе проведен анализ эффективности обработок по данной технологии.

Последовательность проведения обработки с отклонителем в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах представлена на рисунках 1, 2.

В настоящее время, тиражирование ОПЗ с применением состава-отклонителя на месторождения других предприятий компании осложнено недостаточной статистической выборкой, вследствие чего не представляется возможной достоверная оценка эффективности ОПЗ по данной технологии: доля скважин, в которых выполнены ОПЗ с отклонителем на месторождениях за 2023 год, оценивается в 26 %, что составляет 3 % от общего количества скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Предлагается увеличение объема обработок с отклонителем с 3 до 25 % к 2027 году с постоянным мониторингом и контролем эффективности.

### Моделирование в Python

Для оценки влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятий дополнительно использовался алгоритм

машинного обучения — метод случайного леса, который был реализован на языке Python. Принцип данного алгоритма основан на построении множества деревьев решений со случайной выборкой данных и случайным множеством признаков. В конечном итоге определяется вес каждого признака на основе его влияния в каждой итерации деревьев решений.

База данных для анализа была собрана по результатам проведения мероприятий по ОПЗ с отклонителем на объектах разработки N, B, K.

В качестве факторов для оценки были выбраны геолого-физические характеристики объектов разработки и технологические показатели (табл. 1).

По результатам проведенной оценки из перечня проанализированных факторов наиболее значимыми являются:

- песчанность;
- отклонение проницаемости;
- базовый дебит жидкости;
- накопленная добыча жидкости.

Необходимо отметить, что на данный момент количество объектов, на которых проведены ОПЗ в текущей конфигурации не так велико, и в дальнейшем будет проводиться уточнение количественной оценки с учетом дополненной базы данных.

В итоге с учетом качественной и количественной оценки были выделены следующие признаки скважин, подходящих для обработок с отклонителем:

1. Скважины с неоднородным коллектором;
2. Скважины, имеющие базовую обводненность более 75–80 %;
3. Скважины, имеющие риск повышения обводненности в результате интенсификации водоносных пропластков. На данных скважинах, как правило, наблюдается исторически более высокая обводненность, чем в настоящее время;
4. Скважины с ожидаемым дебитом жидкости более 10 м<sup>3</sup>/сут. Нет необходимости во временной кольматации пропластков перед обработкой на скважинах с ожидаемым низким дебитом жидкости;
5. Горизонтальные скважины с МГРП. Раннее в работе было показано, что проведение ОПЗ в горизонтальных скважинах по стандартной схеме нерационально.

При этом для реализации технологии скважина-кандидат должна соответствовать следующим критериям:

- нефтенасыщенная толщина пласта не менее 3,5 м;
- наличие остаточных запасов не менее 1 тыс. т/га;

Табл. 3. Оценка эффективности ОПЗ с отклонителем на горизонтальных скважинах действующего фонда  
 Tab. 3. Assessing the effectiveness of the bottom-hole treatment with a flow-diverting composition on horizontal wells of the active well stock

	Входной прирост дебита нефти	Удельный прирост дебита нефти в год обработки	Изменение дебита жидкости после ОПЗ	Базовая обводненность, %	Изменение обводненности после ОПЗ, %	Количество обработок, шт.
ОПЗ с отклонителем	120 ед.	85 ед.	+315 ед.	36	+9,5	6
ОПЗ без отклонителя	100 ед.	98 ед.	+400 ед.	47,2	+11,8	4

- текущее пластовое давление не менее 50 % от первоначального;
- пластовая температура не более 90 °С;
- соответствие конструкции скважины требованиям к проведению ОПЗ, техническим и технологическим возможностям для применяемого оборудования.

Специалистами Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени был проведен анализ, в результате которого был сделан вывод о том, что проведение ОПЗ без привлечения бригад по текущему ремонту скважин, т.е. обработок, которые выполняются без проведения спуско-подъемных операций, в том числе без операций по освоению не снижает наработку по ЭЦН [8].

В таблицах 2, 3 приведены первые результаты эффективности ОПЗ с отклонителем на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах действующего фонда по обработкам СК «Максимум» за 2023 год.

Как правило, обработки без отклонителя проводятся при относительно небольшой обводненности — так, как видно из таблицы 2, средняя обводненность обработок без отклонителя на наклонно-направленных скважинах действующего фонда в 2023 г. составила 46 %. Исходя из данных таблицы видно, что обработки с отклонителем являются эффективными ГТМ на скважинах с высоким базовым уровнем обводненности. Видно, что в сопоставимых условиях по обводненности в ННС после ОПЗ с отклонителем входной прирост дебита нефти на 10 % выше по сравнению со стандартными ОПЗ, также наблюдается меньший рост обводненности (2,3 % против 4,2 %). Удельный прирост дебита нефти в сопоставимых условиях у обработок с отклонителем выше на 33 %, что говорит о большей стабильности эффекта. По данным таблицы 2 видно, что как при сопоставимых базовых условиях, так и при общем сопоставлении обработки с отклонителем позволили достичь сравнительно лучших показателей эффективности.

Исходя из данных таблицы 3, на ГС обработки с отклонителем позволили добиться более высокого входного прироста дебита нефти, однако удельный прирост дебита нефти оказался ниже. Рекомендуется продолжить обработки с отклонителем на горизонтальных скважинах до получения представительной выборки. С учетом небольшой выборки на текущий момент не представляется возможным сделать выводы об успешности обработок на горизонтальных скважинах.

#### Технико-экономическое обоснование

Были проведены экономические расчеты сравнения стандартных ОПЗ с обработкой с отклонителем. Результаты отражены в таблице 4.

Отмечается, что обработка с отклонителем имеет меньшую стоимость относительно

Табл. 4. Сравнение стоимости стандартных ОПЗ и обработки с отклонителем  
 Tab. 4. Comparison of the cost of the standard bottom-hole treatments and the bottom-hole treatment with a flow-diverting composition

Параметр	Стандартный ОПЗ	ОПЗ с отклонителем	ОПЗ с отклонителем
Стоимость услуг по ОПЗ, 10 м <sup>3</sup>	122 ед.	100 ед.	100 ед.
Продолжительность работы бригады КРС	105 %	100 %	100 %
Стоимость 1 часа бригады КРС	2.3 ед.	2.3 ед.	2.3 ед.

стандартной ОПЗ. Общая стоимость стандартных обработок с учетом цены работы бригады КРС выше стоимости обработок с отклонителем на 8,6 %. Это связано с тем, что извлечение продуктов реакции не предусмотрено технологией проведения ОПЗ с отклонителем, т.к. высокая вязкость отклонителя не позволяет проводить освоение.

#### Итоги

- Анализ научной литературы и эмпирических данных показал, что проблема неравномерной выработки запасов углеводородов из разнопроницаемых коллекторов давно имеет высокую актуальность.
- С 2023 года, в том числе при участии авторов, на месторождениях внедрены ОПЗ с потокоотклоняющим составом, этому предшествовала работа по теоретическому обоснованию проведения ОПЗ по данной технологии.
- Были выделены признаки и критерии скважин, подходящих для обработок с отклонителем.
- Проведен анализ влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятия при помощи алгоритма машинного обучения — метода случайного леса, который был реализован на языке Python.
- Технология с отклонителем позволила проводить успешные обработки на скважинах с высоким базовым уровнем обводненности ранее считавшимся критическим для ОПЗ (75–80 % и более). Обработки с отклонителем позволили снизить рост обводненности после ОПЗ.
- Отмечается, что обработка с отклонителем имеет меньшую стоимость относительно стандартной ОПЗ.
- На данный момент охват обработок с отклонителем составляет 3 % от всего фонда ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Предлагается постепенно расширить объем обработок до 25 % в 2027 году с постоянным мониторингом эффективности.

#### Выводы

В 2023 году на месторождениях, в том числе при участии коллектива авторов, были внедрены обработки призабойной зоны с потокоотклоняющим составом, чему предшествовало теоретическое обоснование проведения обработок по данной технологии. Проведен анализ эффективности данной технологии, приведено экономическое сравнение ОПЗ с потокоотклоняющим составом и стандартной ОПЗ, описаны перспективы данной технологии, предложено постепенное увеличение объема обработок, выделены критерии и признаки скважин, подходящих для обработок с отклонителем, проведен анализ влияния факторов на прирост дебита после проведения мероприятия при помощи алгоритма машинного обучения — метода случайного леса, который был реализован на языке Python.

#### Литература

1. Куряшов Д.А., Исмагилов И.Ф., Сладовская О.Ю., Башкирцева Н.Ю. Интенсификация добычи нефти из неоднородных карбонатных коллекторов // Вестник Казанского технологического университета. 2011. № 10. С. 155–158.
2. Кузьмин Е.В. Анализ эффективности потокоотклоняющих технологий с применением полимерных составов на неоднородных коллекторах // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2016. № 1. С. 132–135.
3. Нурғалиев Р.З. Оценка достоинств и недостатков основных технологий вытеснения нефти водой из неоднородных по проницаемости нефтяных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 5–8.
4. Колосова С.Б., Полозов М.Б. Использование кислотного ГРП

- для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых неоднородных коллекторов Каширо-Подольских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 3. С. 54–56.
5. Джафарпур Хамед. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для сложнопостроенных карбонатных коллекторов с применением кислотной обработки: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17. СПб., 2019.
6. Андреев К.В. Исследования повышения приемистости нагнетательных скважин самоотклоняющимися кислотными составами в слоисто-неоднородном карбонатном коллекторе // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 98–101.
7. Сагидуллин Л.Р., Мухлиев И.Р., Салихов М. М., Назимов Н.А. Опыт интенсификации отбора нефти из неоднородных по проницаемости пластов проводкой скважин с горизонтальным окончанием // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 54–57.
8. Юмачиков А.Б., Вилков М.Н., Юрьев А.Н. Повышение нефтеотдачи без проведения спуско-подъемных операций оборудования для уменьшения потерь дебита нефти по причине кольматации призабойной зоны пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 4. С. 84–93.

## ENGLISH

### Results

- Analysis of scientific literature and empirical data showed that the problem of uneven development of hydrocarbon reserves from reservoirs with different permeability has long been highly relevant.
- Since 2023, including with the participation of the authors, BPF with a flow-diverting composition have been introduced at the fields, this was preceded by work on the theoretical justification of BPF using this technology.
- Signs and criteria of wells suitable for treatment with a diverter were identified.
- An analysis of the influence of factors on the flow rate increase after the event was carried out using a machine learning algorithm – the random forest method, which was implemented in Python.
- The technology with a diverter made it possible to carry out successful treatments on wells with a high base water cut level, previously considered critical for BPF (75–80 % or more). Treatments with a diverter made it possible to reduce the increase in water cut after BPF.
- It is noted that treatment with a diverter has a lower cost compared to standard BPF.

### References

1. Kuryashov D.A., Ismagilov I.F., Sladovskaya O.Yu., Bashkirtseva N.Yu. Intensification of oil production from heterogeneous carbonate reservoirs. Bulletin of the Kazan Technological University, 2011, issue 10, P. 155–158. (In Russ).
2. Kuzmin E.V. Analysis of the effectiveness of flow diverter technologies using polymer compositions on heterogeneous reservoirs. Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits, 2016, issue 1, P. 132–135. (In Russ).
3. Nurgaliev R.Z. Evaluation of advantages and disadvantages of the main technologies of oil displacement by water from heterogeneously permeable oil reservoirs. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2017, issue 10, P. 5–8. (In Russ).
4. Kolesova S.B., Polozov M.B. Using acid fracturing for promotion oil recovery of low-permeable heterogeneous reservoirs of Kashiro-Podolsk sediments. Exposition Oil Gas, 2019, issue 3, P. 54–56. (In Russ).
5. Jafarpur Hamed. Justification of oil flow stimulation technology for complex carbonate reservoirs using acid treatment: abstract of thesis. dis. Ph.D. tech. Sciences: 25.00.17. St. Petersburg, 2019. (In Russ).
6. Andreev K.V. Investigation of increasing of the injection wells injectivity with self-diverting acid compositions in a layered heterogeneous carbonate. Oil industry, 2020, issue 11, P. 98–101. (In Russ).
7. Sagidullin L.R., Mukhliev I.R., Salikhov M.M., Nazimov N.A. The experience of oil extraction intensification from formations, permeably non-uniformed, by construction of horizontal wellbores. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2017, issue 10, P. 54–57. (In Russ).
8. Yumachikov A.B., Vilkov M.N., Yuryev A.N. Increasing oil recovery without carrying out hoisting operations of equipment to reduce oil production losses due to clogging of the bottomhole formation zone. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2022, issue 4, P. 84–93. (In Russ).

- Currently, the coverage of treatments with a diverter is 3 % of the entire fund of “LUKOIL-Western Siberia” LLC. It is proposed to gradually expand the volume of treatments to 25 % in 2027 with constant monitoring of the effectiveness.

### Conclusions

In 2023, bottomhole zone treatments with a flow-diverting composition were introduced at the fields, including with the participation of the team of authors, which was preceded by a theoretical justification for performing treatments using this technology. An analysis of the effectiveness of this technology was carried out, an economic comparison of a bottomhole zone treatment with a flow-diverting composition and a standard bottomhole zone treatment was given, the prospects of this technology were described, a gradual increase in the volume of treatments was proposed, criteria and features of wells suitable for treatments with a diverter were identified, an analysis of the influence of factors on the increase in flow rate after the event was carried out using a machine learning algorithm – the random forest method, which was implemented in Python.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Савельев Кирилл Юрьевич**, инженер 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия  
Для контактов: [kirill.saveliev2@lukoil.com](mailto:kirill.saveliev2@lukoil.com)

**Фудашкина Марина Викторовна**, инженер 1-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Хисматуллин Денис Гафурович**, главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Булатов Рустем Ирекович**, инженер 1-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

**Вилков Максим Николаевич**, старший менеджер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Savelev Kirill Yurievich**, engineer 2nd category, “LUKOIL-Engineering” LLC, Kogalym, Russia  
Corresponding author: [kirill.saveliev2@lukoil.com](mailto:kirill.saveliev2@lukoil.com)

**Fudashkina Marina Viktorovna**, 1st category engineer, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Khismatullin Denis Gafurovich**, chief specialist, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Bulatov Rustem Irekovich**, 1st category engineer, “LUKOIL-Engineering” LLC, Kogalym, Russia

**Vilkov Maxim Nikolaevich**, senior manager, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia



Проектирование, производство  
пакерно-якорного оборудования  
и компоновок для нефтяных  
и газовых скважин



**ОКТЯБРЬСКИЙ  
ПАКЕР**  
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

## ПРИГЛАШАЕМ К СОТРУДНИЧЕСТВУ

- ✓ **Гениев, идейных реализаторов**  
реальных практиков с производства
- ✓ **Разработчиков и изобретателей**  
нефтепромыслового оборудования  
и технологии КРС, бурения, добычи  
нефти и газа
- ✓ **Партнёров**  
для совместных разработок оборудования и услуг, различных технологий  
с применением нефтепромыслового оборудования при КРС, бурении,  
добычи нефти и газа
- ✓ **Бизнес-партнёров**  
готовых вместе развиваться вдолгую  
и создавать совместные предприятия
- ✓ **Посредников (агентов)**  
по продвижению продукции в России,  
СНГ и странах дальнего зарубежья



**И даже выпустили книгу!**  
скачайте книгу «Сказки о Пакере»  
и брошюры по QR-коду

**Узнайте о нашем  
предприятии больше!**



ОПЫТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ЗАВОД

**Развиваем регион!**  
[www.tapart.ru](http://www.tapart.ru)

## БОЛЕЕ 30 ЛЕТ НА РЫНКЕ

### Персонал:

более 700 человек

### Инновационный потенциал:

более 120 патентов на  
изобретения и полезные модели

### Непрерывное производство:

— полный цикл от заготовки до  
конечного продукта  
— 24 часа в сутки, 7 дней в неделю

### Производственные мощности:

более 30 станков с ЧПУ ведущих  
мировых производителей

### Интегрированная система

менеджмента соответствует:

— международным стандартам ISO  
— корпоративным стандартам СТО

### Продукция соответствует требованиям:

— технического регламента  
таможенного союза  
— корпоративным стандартам СТО  
— национального стандарта INTI

### Гарантии качества:

собственная центральная заводская  
лаборатория и метрология

### Сервисные центры:

г. Нижневартовск, г. Октябрьский

### Представительства:

г. Москва, г. Бузулук

### Совместное с ПАО «Татнефть»

предприятие ОЭМЗ «Тапарт»  
Республика Татарстан с. Абсалямово

Общество с ограниченной  
ответственностью НПФ «Пакер»  
452606, Республика Башкортостан,  
г.Октябрьский, ул. Северная, д.7  
Телефон: +7 (34767) 6-63-64  
Факс: (34767) 6-75-15  
E-mail: [mail@npf-paker.ru](mailto:mail@npf-paker.ru),  
[www.npf-paker.ru](http://www.npf-paker.ru)

Приглашаем  
посетить наше  
предприятие



Наши  
технологии



Наши  
соц. сети



Наши  
вакансии



Наш каталог  
оборудования



# Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

**Добыча нефти и экология — тесно связанные понятия, поскольку нефтегазодобывающая отрасль — одна из экологически опасных отраслей хозяйствования в мировой практике.**

Колоссальный ущерб экологии наносят выбросы в атмосферу, в том числе выбросы попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ (ПНГ) — углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на нефтегазовых месторождениях. Проблема использования попутного газа, добываемого из скважин вместе с нефтью, остро стоит во многих странах мира.

При современных способах разработки от 1–17 % нефти, газа и нефтепродуктов теряются в процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и использования. Номенклатурный состав ядовитых загрязнений содержит около 800 веществ, в том числе мутагены (вливают на наследственность), канцерогены, нервные и кровяные яды (вливают на функции нервной системы), аллергены и др.

По оценкам на начало 2009 года (приводимым «Российской газетой» по исследованиям Минэнерго и Комитета Госдумы

по природным ресурсам, природопользованию и экологии), каждый год в России извлекалось 55 млрд м<sup>3</sup> ПНГ. При этом в факелах сжигалось приблизительно 25 %, а это почти 14 млрд т. Половина полученного ПНГ тратится на нужды промыслов и списывается на технологические потери, и только около 25 % отправляется на переработку. А 14 млрд м<sup>3</sup> — это более 3 % всей добычи природного газа в России и около 4 % его потребления на внутренние нужды страны. Таким образом проблема загрязнения атмосферы непосредственно на месторождениях при эксплуатации добывающих скважин на сегодняшний день остается актуальной.

Причиной загрязнений окружающей среды в процессе эксплуатации скважин может являться вынужденный (аварийный) сброс газа, который может возникнуть из-за неоптимального режима работы скважин, например, в результате увеличения давления газа в затрубном пространстве, высоких давлений

в выкидном коллекторе. Кроме того, перед производством подземного или капитального ремонта нефтяных скважин производят сброс нефтяного газа из затрубного пространства в атмосферу в течение определенного времени. Отрицательное влияние можно уменьшить, если отнестись с большим вниманием к воздействию попутного нефтяного газа на экологию. Но, к сожалению, нефтегазодобывающие компании зачастую пренебрегают использованием дополнительного технологического оборудования, применение которого направлено на решение не только экологической, но и экономической проблемы, так как ПНГ является высокоценным сырьем. На сегодняшний день наиболее распространена механизированная добыча нефти с применением различного глубинно-насосного оборудования. Львиную долю из которого занимают электроцентробежные (61 %) и штанговые (31 %) насосные установки. Для предотвращения

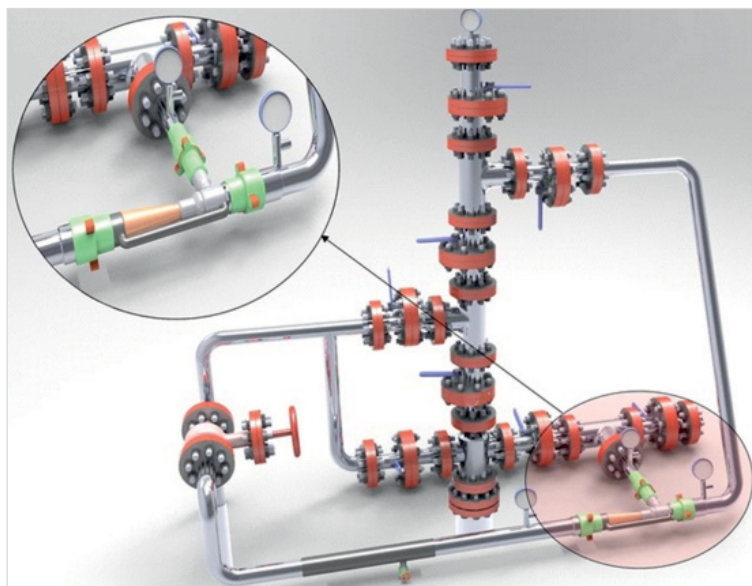


Рис. 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Фото 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки УСУ

Параметр	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м <sup>3</sup> /сут	118	142 (+24)	128	145 (+17)
Qн, тн/сут	26	32 (+6)	15	18 (+3)
Рлин, атм	21	21	27	27
Рзат, атм	22	2 (-20)	27	7 (-20)
Рпр, атм	29	26 (-3)	39	32 (-7)
Ндин, м	2 048	1 847 (-201)	1 464	1 323 (-141)



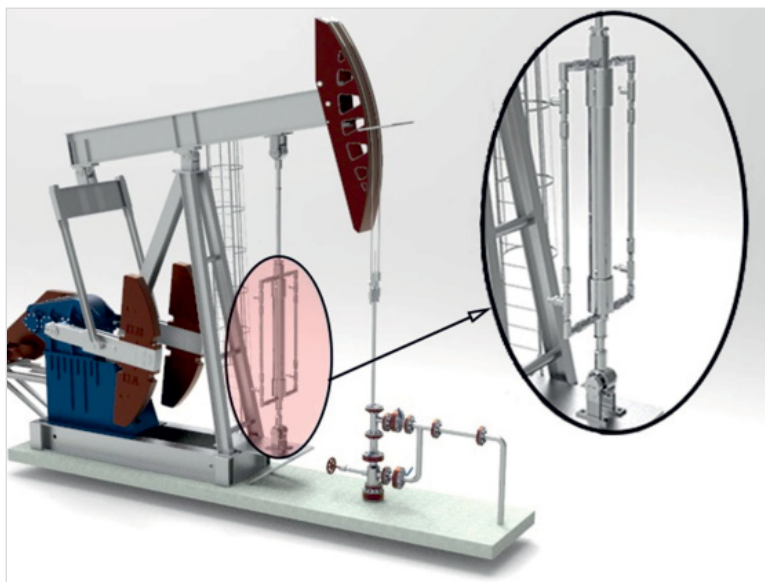


Рис. 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине



Фото 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки КС

Показатель	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м <sup>3</sup> /сут	3,8	5,8 (+2)	5,5	6,8 (+1,3)
Qн, т/сут	3,5	5 (+1,5)	4,6	5,8 (+1,2)
Рлин, атм	32	32	31	31
Рзат, атм	27,5	0,5 (-27)	28,9	1,9 (-27)
Ндин, м	1 145	980 (-165)	1 290	945 (-345)

сброса ПНГ в атмосферу и сбора его как ценного сырья при эксплуатации добывающих скважин наша компания предлагает использовать технологическое оборудование для снижения затрубного давления до минимальных значений. Это позволит:

- исключить сбросы ПНГ в атмосферу,
- улучшить экологическую обстановку в регионе,
- улучшить характеристики работы глубинно-насосного оборудования,
- получать дополнительную прибыль за счет увеличения добычи нефти и газа без капитальных затрат на дорогостоящие геолого-технические мероприятия и методы увеличения нефтеотдачи.

Одной из перспективных технологий для решения проблемы загрязнения окружающей среды, повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, является технология снижения давления в затрубном пространстве с использованием эжекторных систем. Суть технологии заключается в следующем: согласно расчету, в устьевую обвязку выкидной линии скважины по «байпасной» линии устанавливается эжекторная система — «Устьевое струйное устройство — УСУ» (рис. 1, фото 1). Рабочей жидкостью для УСУ выступает добываемая продукция, которая по мере прохождения через конфузур устьевого устройства создаст пониженное давление в приемной камере, которая обвязана с затрубом скважины. В результате газ из затрубного пространства

инжектируется в выкидную линию, давление в затрубье снижается до значения давления в приемной камере.

Тем самым из-за снижения давления в затрубном пространстве происходит повышение динамического уровня, снижение количества газа на приеме УЭЦН и, как следствие, повышение эксплуатационных характеристик насоса и увеличение дебита скважины. При повышении динамического уровня возможно увеличить производительность насосной установки (увеличение выходной частоты ПЭД) с целью увеличения депрессии на пласт и получения дополнительной добычи нефти и газа.

Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, привод которых осуществляется при помощи станков-качалок (СК), с целью снижения затрубного давления мы предлагаем устанавливать компрессор скважинный (КС) с приводом от балансира СК.

Компрессор представляет собой поршневой компрессор, устанавливаемый между балансиром и опорной рамой СК (рис. 2, фото 2). Шток подвешивается к балансиру на оси, цилиндр с рамой соединяется карданной опорой. Привод компрессора осуществляется от балансира СК. Шарнирная опора штока закрепляется на балансире СК, а шарнирная опора цилиндра на опорной раме качалки. При работе СК происходит возвратно-поступательное движение поршня относительно цилиндра, обеспечивающее процессы всасывания и нагнетания газа. Транспортировка

всасываемого и нагнетаемого газа осуществляется с помощью гибких рукавов высокого давления.

Применение данных технологий позволяет улучшить экологическую обстановку на месторождениях, а также сохранить здоровье как самих нефтедобытчиков, так и жителей нефтедобывающих регионов. Оборудование позволяет увеличить добычу нефти и газа без проведения дополнительных дорогостоящих мероприятий (скважины, потенциал которых ограничен высоким затрубным и линейным давлением), стабилизировать работу насосных установок, а также позволит перевести часть периодического фонда скважин в постоянный режим работы. При этом нефтяные компании получают дополнительную прибыль без капитальных затрат.



ООО «Научно-производственная фирма «Модуль»

РТ, г. Лениногорск,  
ул. Трубная, д. 15, стр. 1  
Тел./факс: +7 (85595) 6-53-65,  
+7 (85595) 6-53-64,  
modullen@mail.ru



# Совершенствование методики определения влагосодержания в промышленных трубопроводах

Паранук А.А.<sup>1</sup>, Кохужева Р.Б.<sup>2</sup>, Терещенко И.А.<sup>1</sup>, Приходько М.Г.<sup>1</sup>, Дрмеян Г.Л.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия;

<sup>2</sup>Майкопский государственный технологический университет, Майкоп, Россия

rambi.paranuk@gmail.com

## Аннотация

В работе проведен анализ методов определения влаги на действующих месторождениях в промышленных трубопроводах. Представлена авторская математическая модель расчета давления и температуры и определения распределения влаги в природном газе в промышленных трубопроводах. Установлено, что классическое уравнение имеет определенные недостатки и приводит к перерасходу ингибитора при использовании его в технологических расчетах расхода ингибитора. Также представлены результаты прямых и теоретических расчетов по определению распределения влаги в промышленных газопроводах.

## Материалы и методы

Материалы: переносной гигрометр Hygrovision-mini, дифференциальный манометр.

Методы: математическое моделирование, теоретико-эмпирическая модель, ГОСТ 34807-2021, ГОСТ 5542-2022.

## Ключевые слова

промышленные трубопроводы, однородная и гетерогенная системы, гидраты природного газа, температура точки росы по воде, температура точки росы газа по воде, влага, ингибитор

## Для цитирования

Паранук А.А., Кохужева Р.Б., Терещенко И.А., Приходько М.Г., Дрмеян Г.Л. Совершенствование методики определения влагосодержания в промышленных трубопроводах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 114–116. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-114-116

Поступила в редакцию: 21.09.2024

PIPELINE

UDC 622.279 | Original Paper

## Improving the methodology for determining moisture content in industrial pipelines

Paranuk A.A.<sup>1</sup>, Kokhuzheva R.B.<sup>2</sup>, Tereshchenko I.A.<sup>1</sup>, Prikhodko M.G.<sup>1</sup>, Drmeyan G.L.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia; <sup>2</sup>Maykop State Technological University, Maykop, Russia

rambi.paranuk@gmail.com

## Abstract

The paper analyzes the methods for determining moisture in operating fields in field pipelines. The author's mathematical model for calculating pressure and temperature and determining the distribution of moisture in natural gas in field pipelines is presented. It is established that the classical equation has certain drawbacks and leads to an overconsumption of the inhibitor when used in technological calculations of inhibitor consumption. The results of direct and theoretical calculations for determining the distribution of moisture in field gas pipelines are also presented.

## Materials and methods

Materials: portable hygrometer Hygrovision-mini, differential pressure gauge.

Methods: mathematical modeling, theoretical and empirical model, GOST 34807-2021, GOST 5542-2022.

## Keywords

field pipelines, homogeneous and heterogeneous system, natural gas hydrates, water dew point temperature, gas dew point temperature by water, moisture, inhibitor

## For citation

Paranuk A.A., Kokhuzheva R.B., Tereshchenko I.A., Prikhodko M.G., Drmeyan G.L. Improving the methodology for determining moisture content in industrial pipelines. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 114–116. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-114-116

Received: 21.09.2024

Промысловые системы сбора природного газа в большей степени подвержены образованию гидратов, особенно в зимний период эксплуатации. В этой связи необходимо в соответствии с п. 6.1.2 СТО Газпром 2-3.5-454-2010, при условии невыполнения требований — п. 4.1 таб. 1 СТО Газпром 089-2010 («температура точки росы газа по воде (ТТРв) при абсолютном давлении 3,92 МПа, не выше: в зимний период для умеренного климата –10 °С, адля холодного –20 °С») на основании паспорта качества газа, согласно ГОСТ 5542-2022, подавать ингибитор в трубопровод для предупреждения образования гидратов [1].

Исследования, посвященные проблеме определения расхода ингибитора, приводятся в работах [2–5]. Установлено, что расход ингибитора зависит от давления, температуры и в большей степени от влагосодержания добываемого природного газа. В работах [3–6] приводится эмпирическое уравнение определения распределения влагосодержания по длине газопровода.

$$W(x) = \frac{0,457}{P(x)} e^{0,07357(x)-0,000277(x)^2} + 0,0418e^{0,0547(x)-0,000277(x)^2}, \quad (1)$$

где  $W$  — влажность газа, г/м<sup>3</sup>;  $x$  — сечение трубопровода, м;  $P(x)$  — давление в сечении трубопровода, МПа;  $T(x)$  — температура в сечении трубопровода, °С.

Анализ уравнения (1) позволил установить, что данное уравнение не всегда позволяет определить правильное распределение влаги в промышленных системах, особенно когда возникает переход из гомогенной системы в гетерогенную (образования 2-, 3-фазных потоков) внутри промышленного трубопровода. В этой связи предлагается воспользоваться авторским уравнением [1, 3]:

$$W(x) = \left( Y_w \frac{M_g}{M_w} \right) \frac{0,457}{P(x)} e^{0,07357(x)-0,000277(x)^2} + 0,0418e^{0,0547(x)-0,000277(x)^2}, \quad (2)$$

где  $Y_w$  — молярная доля воды в газе, определяется по ГОСТ 34807-2021;  $M_g$  — молекулярная масса газа, г/моль;  $M_w$  — молекулярная масса воды, г/моль.

Для определения давления  $P(x)$  внутри газосборного коллектора (промышленный

трубопровод) воспользуемся нелинейной разностной схемой и уравнением для гидравлических потерь с учетом изменения плотности и температуры [6, 7]:

$$(p_k - p_{k+1}) = \frac{16\pi Q^2 \Delta L}{\pi^2 D^5} \frac{R_0 / \mu}{p_k / T_k + p_{k+1} / T_{k+1}}, \quad (3)$$

где  $Q$  — расход природного газа в трубопроводе, кг/с;  $D$  — диаметр трубопровода, м;  $R_0$  — газовая постоянная, Дж/(моль К);  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности газа, Вт/(град м),  $L$  — длина трубопровода, м.

Шаг по координате вдоль трубопровода  $\Delta L = \frac{L}{n}$ ;  $k = 1, \dots, n$  — число шагов до текущего сечения шлейфа, при  $n > 50$  почти не влияет на точность расчета [6, 7].

$$(p_k - p_{k+1})(p_{k+1}T_k + p_kT_{k+1}) = \frac{16\pi Q^2 \Delta L}{\pi^2 D^5 \mu} T_k T_{k+1} = S_k \quad (4)$$

Выбор корня осуществляется из естественного уровня положительности давления [6,7]:

$$p_{k+1} = \frac{p_k}{2T_k} (T_k - T_{k+1}) + \sqrt{(T_k - T_{k+1})^2 + 4T_k(T_{k+1} - S_k / p_k^2)} \quad (5)$$

Для определения  $T(x)$  температуры газа в промышленном трубопроводе воспользуемся уравнением:

$$T_2 = T_+ + (T_1 - T_+) \left( \frac{\sqrt{L} + \alpha}{\alpha} \right)^{\alpha\beta} e^{(-\beta\sqrt{L})}, \quad (6)$$

где  $\alpha$ ,  $\beta$  — безразмерные коэффициенты переноса тепла, они обратны пропорциональны числу Нуссельта, то есть  $\alpha\beta = \frac{8}{\pi Nu}$ ;  $T_1$ ,  $T_2$  — температуры природного газа на выходе из скважины и на входе в установку подготовки газа, °С;  $T_+$  — температура окружающей среды, °С [6, 7].

Для проверки предложенной методики расчета проводился сравнительный анализ результатов расчета и прямых измерений, полученных переносным прибором Hygrovision-mini, исследование проводилось в течение 1 месяца на трех объектах. Молярную долю воды в природном

газе определяли непосредственно в начале исследуемого участка газопровода (с выхода из скважины) путем прямого измерения согласно ГОСТ 34807-2021. Корректировка значения давления проводилась с помощью дифференциального манометра, исследование проводилось в трех точках действующих газосборных коллекторов. В таблицу 1 были внесены усредненные значения полученных данных после статистической обработки в пакете Microsoft Excel 2020.

## Итоги

В работе проанализированы разные методы определения влаги в промышленных коллекторах эксплуатируемых месторождений. Установлено, что эмпирическое уравнение (1), которое приводится в различных источниках, имеет отклонения по сравнению с прямыми измерениями, которые проводились гигрометром Hygrovision-mini, и оно также менее точное, чем авторское уравнение.

## Выводы

В работе приводится несколько авторских математических моделей для определения распределения влаги в газосборных коллекторах, установлено, что классическое уравнение имеет большую погрешность и использование его в расчетах ингибитора образования гидратов приведет к перерасходу химического реагента. Также оно не может быть откорректировано, так как не имеет поправочных коэффициентов, которые можно было бы внести после прямых измерений влаги в трубопроводе переносными гигрометрами.

## Литература

1. Паранук А.А., Дунаев В.И., Приходько М.Г. Об одной методике определения влагосодержания природного газа в трубопроводных системах // Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2024. Т. 10. № 3. С. 60–72.
2. Мустафин Ф.М., Коновалов Н.И., Гильметдинов Р.Ф. и др. Машины и оборудование газонефтепроводов. Уфа: Уфимский нефтяной институт, 2002. 383 с.
3. Паранук А.А., Никулин А.В. Разработка программы для расчета влагоемкости газа в программе Борланд Делфи 7.0 // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 1. С. 49–50.

Табл. 1. Сравнительный анализ влагосодержания природного газа

Tab. 1. Comparative analysis of moisture content of natural gas

Наименование промышленных газопроводов	Прямые измерения прибором Hygrovision-mini, г/м <sup>3</sup>			Уравнение (1), г/м <sup>3</sup>			Уравнение (2), г/м <sup>3</sup>		
	*Т.1	T.2	T.3	T.1	T.2	T.3	T.1	T.2	T.3
Анастасиевско-Троицкое месторождение	0,242	0,212	0,201	0,228	0,206	0,195	0,238	0,209	0,2
Майкопское газоконденсатное месторождение	0,21	0,203	0,195	0,207	0,198	0,190	0,209	0,2	0,193
Кошехабльское газоконденсатное месторождение	0,312	0,281	0,276	0,286	0,277	0,271	0,295	0,279	0,274

\*Т — точка замера влагосодержания природного газа

4. Паранук А.А. Программа для расчета влагосодержания природного газа: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2024617096 РФ. Правообладатель Кубанский государственный технологический университет. № 2024615215; заявл. 15.03.2024; опубл. 28.03.2024.
5. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных условиях. М.: Недра, 1976. 197 с.
6. Vykov I.Y., Parasuk A.A., Bunyakin A.V. Mathematical simulation of temperature conditions of hydrate formation in the field gas collectors of the western Pestsovaya area of the Urengoi oil and gas condensate field. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2022, Vol. 95, issue 1, P. 223–229. (In Eng).
7. Паранук А.А. Совершенствование математической модели расчета образования гидратов в шлейфах газосборной сети // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 2. С. 133–141.

## ENGLISH

### Results

The paper analyzes different methods for determining moisture in industrial reservoirs operated at the field. It is established that the empirical equation (1), which is given in various sources, has deviations compared to direct measurements that were carried out by the Hygrovision-mini hygrometer, and it is also less accurate than the author's equation.

### References

1. Parasuk A.A., Dunaev V.I., Prikhodko M.G. On one method for determining the moisture content of natural gas in pipeline systems. *Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy*, 2024, Vol. 10, issue 3, P. 60–72. (In Russ).
2. Mustafin F.M., Konovalov N.I., Gilmetdinov R.F. et al. *Machines and Equipment for Gas and Oil Pipelines*. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2002, 383 p. (In Russ).
3. Parasuk A.A., Nikulin A.V. Development program for the calculation of gas moisture capacity in Borland Delphi 7.0. *Exposition Oil Gas*, 2014, issue 1, P. 49–50. (In Russ).
4. Parasuk A.A. Program for Calculating the Moisture Content of Natural Gas: Certificate of State Registration of Computer Program 2024617096 RF. Copyright Holder Kuban State Technological University. № 2024615215; declared 15.03.2024; published 28.03.2024. (In Russ).
5. Degtyarev B.V., Bukhgalter E.B. Hydrate control during gas well operation in northern conditions. Moscow: Nedra, 1976, 197 p. (In Russ).
6. Vykov I.Y., Parasuk A.A., Bunyakin A.V.

### Conclusions

The paper provides several author's mathematical models for determining the distribution of moisture in gas collection collectors, it is established that the classical equation has a large error and its use in calculating the hydrate formation inhibitor will lead to an over expenditure of the chemical reagent, and it cannot be adjusted, since it does not have correction factors that could be introduced after direct measurements of moisture in the pipeline with portable hygrometers.

- Mathematical simulation of temperature conditions of hydrate formation in the field gas collectors of the western pestsovaya area of the urengoi oil and gas condensate field. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2022, Vol. 95, issue 1, P. 223–229. (In Eng).
7. Parasuk A.A., Bunyakin A.V. Improving the mathematical model for calculating hydrate formation in gas gathering network plumes. *Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products*, 2019, issue 2, P. 133–141. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Паранук Арамбий Асланович**, к.т.н., доцент ВАК, доцент кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия  
**Для контактов:** [rambi.parasuk@gmail.com](mailto:rambi.parasuk@gmail.com)

**Кохужева Римма Батербиевна**, к.пед.н., доцент кафедры нефтегазового дела и энергетики, Майкопский государственный технологический университет, Майкоп, Россия

**Терещенко Иван Анатольевич**, старший преподаватель кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Приходько Марина Геннадьевна**, старший преподаватель кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Дрмеян Гарик Леонович**, аспирант кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Parasuk Arambiy Aslanovich**, ph.d of technical science, associate professor of the higher attestation commission, associate professor of the department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia  
**Corresponding author:** [rambi.parasuk@gmail.com](mailto:rambi.parasuk@gmail.com)

**Kokhuzheva Rimma Baterbievna**, ph.d of pedagogical sciences, associate professor of the department of oil and gas engineering and energy, Maykop state technological university, Maykop, Russia

**Tereshchenko Ivan Anatolyevich**, senior lecturer, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

**Prikhodko Marina Gennadievna**, senior lecturer, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

**Drmeyan Garik Levonovich**, postgraduate student, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia



## СВАРОЧНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ И ТРУБНЫХ УЗЛОВ

- Качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие.
- Спецдетали любой сложности по чертежам заказчика.
- Соблюдение геометрии деталей.
- Входной контроль материалов: межоперационный и приемо-сдаточный.
- Проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля.



### ПРЕИМУЩЕСТВА:

Экономия времени  
и ресурсов

Гибкость в адаптации  
к требованиям проектов

Высокая  
компетентность

Гарантированное  
качество



КАЧЕСТВО НАШЕЙ ПРОДУКЦИИ СООТВЕТСТВУЕТ  
ГОСТ И ТУ И ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ СЕРТИФИКАТАМИ  
КАЧЕСТВА. ДОСТАВЛЯЕМ ПРОДУКЦИЮ ПО ВСЕЙ  
ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И СТРАН СНГ.



# Совершенствование методики процесса ингибирования при добыче природного газа

Паранук А.А.<sup>1</sup>, Кохужева Р.Б.<sup>2</sup>, Терещенко И.А.<sup>1</sup>, Приходько М.Г.<sup>1</sup>, Дрмеян Г.Л.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия;

<sup>2</sup>Майкопский государственный технологический университет, Майкоп, Россия

rambi.paranuk@gmail.com

## Аннотация

В работе анализируется механизм образования гидратов в промысловых системах сбора, рассматривается методика расчета процесса ингибирования. При моделировании принимается известная модель, неизотермического течения газа в полости промыслового газопровода, которая позволяет определить давление и температуру природного газа. Также новый подход к расчету процесса ингибирования с использованием модифицированного уравнения распределения влаги в газе.

## Материалы и методы

Материалы: промысловый газопровод, переносной гигрометр Hygrovision-mini.

Методы: Теоретико-эмпирические модели, математическое моделирование, анализ данных, ГОСТ 34807-2021

## Ключевые слова

механизм образования гидратов, промысловые газопровод, клатратные соединения, гигрометр, диаметр живого сечения газопровода, облитерации промысловых систем сбора

## Для цитирования

Паранук А.А., Кохужева Р.Б., Терещенко И.А., Приходько М.Г., Дрмеян Г.Л. Совершенствование методики процесса ингибирования при добыче природного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 118–120. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-118-120

Поступила в редакцию: 23.09.2024

## OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

## Improving the methodology of the inhibition process in natural gas production

Paranuk A.A.<sup>1</sup>, Kokhuzheva R.B.<sup>2</sup>, Tereshchenko I.A.<sup>1</sup>, Prikhodko M.G.<sup>1</sup>, Drmeyan G.L.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia; <sup>2</sup>Maykop State Technological University, Maykop, Russia

rambi.paranuk@gmail.com

## Abstract

The paper analyzes the mechanism of hydrate formation in field gathering systems, and considers the methodology for calculating the inhibition process. When modeling, a well-known model of non-isothermal gas flow in the cavity of a field gas pipeline is adopted, which allows determining the pressure and temperature of natural gas. Also, a new approach to calculating the inhibition process using a modified equation for the distribution of moisture in gas.

## Materials and methods

Materials: field gas pipeline, portable hygrometer Hygrovision-mini.  
Methods: Theoretical and empirical models, mathematical modeling, data analysis, GOST 34807-2021

## Keywords.

hydrate formation mechanism, field gas pipeline, clathrate compounds, hygrometer, diameter of the live cross-section of the gas pipeline, obliteration of field gathering systems

## For citation

Paranuk A.A., Kokhuzheva R.B., Tereshchenko I.A., Prikhodko M.G., Drmeyan G.L. Improving the methodology for the inhibition process in natural gas production. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 118–120. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-118-120

Received: 23.09.2024

В процессах добычи природного газа специалисты, которые занимаются эксплуатацией промысловых систем сбора, сталкиваются с образованием гидратов в трубопроводах, установках подготовки газа. Образование гидратов крайне нежелательный процесс, который приводит к остановке оборудования, а также к его разрушению. Гидраты природного газа образуются в скважинах и газосборных трубопроводах и мешают нормальной эксплуатации. В свою очередь гидраты — это клатратные соединения, по внешнему виду напоминают рыхлый снег, которые в определенных

термодинамических условиях вступают в соединения с водой. Образование гидратов происходит по двум механизмам: быстрый рост гидрата в полости трубопровода или же медленное развитие кристалла с нарастанием внутри трубопровода, что в последующем приводит к разрушению промысловых систем сбора и простою оборудования. Механизм образования гидратов в промысловых системах приведен на рисунке 1.

Для предупреждения и ликвидации облитерации промысловых систем сбора природного газа необходима дозированная подача ингибитора. Ингибиторами образования

гидратов очень часто в эксплуатационных условиях являются этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ), метанол, а также их смеси [1].

Метанол имеет ряд преимуществ перед другими ингибиторами: он имеет разветвленную сеть поставок, достаточные объемы производства, а также его можно получать из природного газа (конверсия метана).

Определение количества ингибитора (метанола) является технически сложной задачей, которую необходимо решать комплексно с учетом различных факторов, которые

вливают на расход ингибитора. Ключевыми подзадачами при расчете ингибитора является определение температуры и давления образования гидрата, объема влаги, которая содержится в природном газе, теплопередачи от стенки к окружающей среде, фазового перехода и т. д.

Авторами [2–4] разработана, на наш взгляд, достаточно точная модель, описывающая процесс течения и образования гидрата в промышленных системах. В основе модели лежит неизотермическое движение природного газа с рядом ограничений для промышленного газопровода, которое по итогу сводится к нахождению давления и температуры и имеет следующий вид:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = C_p \left[ \frac{Q^2 v \partial S}{S^3 \partial x} - \frac{g \sin \varphi}{v} - \frac{\sqrt{\pi Q^2 v^2 \psi}}{4S^{2.5}} \right] - \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right) \frac{\sqrt{\pi Q^4 v^4 \psi}}{4S^{4.5}} + \frac{\pi D \alpha (T_n - T)}{S^2} \times \quad (1)$$

$$\times C_p \left[ 1 + \frac{Q^2}{S^2} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_T + \frac{Q^2 T}{S^2 C_p} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_P \right]^{-1}$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \left[ \frac{\pi D \alpha (T_n - T)}{Q} + \frac{\sqrt{\pi Q^2 v^2 \psi}}{4S^{2.5}} \right] \times \left[ 1 + \frac{Q^2}{S^2} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_T \right] + T \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_P \times \quad (2)$$

$$\times C_p \left[ 1 + \frac{Q^2}{S^2} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_T + \frac{Q^2 T}{S^2 C_p} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_P \right]^{-1}$$

где  $Q$  — массовый расход природного газа, кг/ч;  $C_p$  — молярная теплоемкость природного газа при постоянном давлении ( $P = \text{const}$ ), Дж/(моль·К);  $D$  — диаметр трубопровода, м;  $\psi$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $v$  — удельный объем природного газа, м<sup>3</sup>/кг;  $S$  — площадь поперечного сечения газопровода без гидратного слоя, м<sup>2</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\alpha$  — коэффициент конвективного теплообмена газа с внешней стенкой канала Вт/м<sup>2</sup>;  $\varphi$  — угол наклона газопровода к горизонтальной плоскости, град.;  $P$  — давление газа в трубопроводе, МПа;  $T$  — температура газа, К;  $T_n$  — температура на внешней поверхности стенки газопровода, К.

Уравнения (1)–(2) позволяют определить температуру и давление в промышленном газопроводе. Далее подставляем эти данные в выражение [5] для определения влагосодержания и получаем следующий вид уравнения:

$$W(x) = \left( Y_w \frac{M_g}{M_w} \right) \frac{0,457}{P(x)} e^{0,07357T(x) - 0,000277T(x)^2} + \quad (3)$$

$$+ 0,0418 e^{0,0547T(x) - 0,000277T(x)^2}$$

где  $Y_w$  — молярная доля воды в газе, определяется по ГОСТ 34807-2021 с помощью переносного гигрометра Hygrovision-mini;  $M_g$  — молекулярная масса газа, г/моль;  $M_w$  — молекулярная масса воды, г/моль.

Далее необходимо определить температуру образования гидрата по известной математической модели [6] путем преобразования уравнения теплопроводности [7]:

$$T_G(r) = T_H + \frac{(T_\phi - T_H)}{\ln \frac{r}{R_o}} \ln \frac{r}{R_o} \quad (4)$$

где  $T_\phi$  — температура фазового перехода  $T_\phi = T_\phi(P, T)$ , К;  $T_G$  — температура гидрата, К;  $T_H$  — температура на внешней поверхности стенки газопровода, К;  $R_o$  — радиус чистой трубы ( $r = R_o - \delta$ ), м.

Далее для нахождения температуры фазового перехода воспользуемся методикой [8]:

$$T_\phi = T_\phi^0(P) - \Delta T_\phi(C) \quad (5)$$

где  $T_\phi^0(P)$  — величина температуры фазового перехода газ-гидрат при отсутствии ингибитора, который определяется индивидуально непосредственно для конкретного месторождения природного газа (экспериментально):

$$\Delta T_\phi(C) = \frac{KC}{M(100 - C)} \quad (6)$$

где  $K$  — константа, зависящая от конкретного ингибитора (метанол  $M = 32,04$  г/моль);  $C$  — концентрация метанола %;  $\Delta T_\phi(C)$  — сдвиг равновесной температуры образования гидратов в присутствии ингибитора  $K$

Для определения концентрации ингибитора, который приводит к сдвигу температуры образования гидратов на величину  $\Delta T_\phi(C)$  определяется

$$C_G = \frac{M \Delta T_\phi}{M \Delta T_\phi(C) + K} \quad (7)$$

При эксплуатации промышленных газопроводов в метанол подается с концентрацией 90–95 % [9].

Для расчета расхода метанола в промышленных системах воспользуемся уравнением

$$G = \frac{WC_G}{C_o - C_G} + \frac{100 - C_G}{C_o - C_G} \times \quad (8)$$

$$\times (q_{g1} - q_{g2} + q_{k1} - q_{k2})$$

где  $W$  — количество содержащейся в природном газе воды, г/м<sup>3</sup>;  $q_{g1}$  — количество метанола, содержащегося в поступающем природном газе, кг/100 м<sup>3</sup>;  $q_{g2}$  — количество метанола в газовой фазе при его концентрации в водном растворе  $C_G$ , кг/1000 м<sup>3</sup>;  $q_{k1}$  — количество метанола, содержащегося в поступающем с газом углеводородном конденсате, кг/1000 м<sup>3</sup>;  $q_{k2}$  — количество метанола, растворяющегося в углеводородном конденсате при концентрации водного раствора метанола  $C_G$ , кг/1000 м<sup>3</sup> [10].

## Итоги

В работе приводится усовершенствованная методика расчета расхода ингибитора метанола, с дополнительными изменениями и усовершенствованной математической моделью нахождения влажности природного газа. Рассмотрен механизм образования гидратов в промышленных системах сбора природного газа, а также установлена температура фазового перехода для расчета температур образования гидрата.

## Выводы

В работе приводится математическая модель расчета процесса ингибирования природного газа. Математическая модель определения термобарических параметров ( $P$ ,  $T$ ) природного газа построена на неизотермическом течении природного газа. Методика, предложенная в работе, имеет определенные отличия за счет модифицированной модели определения распределения влаги в промышленном трубопроводе, которая позволит сократить расход ингибитора.

## Литература

1. Запорожец Е.П., Шостак Н.А. Гидраты. Краснодар: Издательский Дом — Юг, 2014. 460 с.
2. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Каниболотский М.А. Неизотермическое течение газа в трубах. Новосибирск: Наука, 1978. 127 с.
3. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Каниболотский М.А., Метляева Э.А. Обратные задачи стационарного неизотермического течения газа в трубах // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1977. № 1. С. 143–145.
4. Воеводин А.Ф. Газотермодинамический расчет потоков в простых и сложных трубопроводах // Известия СО АН СССР. Сер. Техн. науки. 1969. Вып. 2. № 8. С. 45–55.
5. Паранук А.А., Дунаев В.И., Приходько М.Г. Об одной методике определения влагосодержания природного газа в трубопроводных системах // Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2024. Том 10. № 3. С. 60–72.
6. Буц В.В. Модель образования гидратов

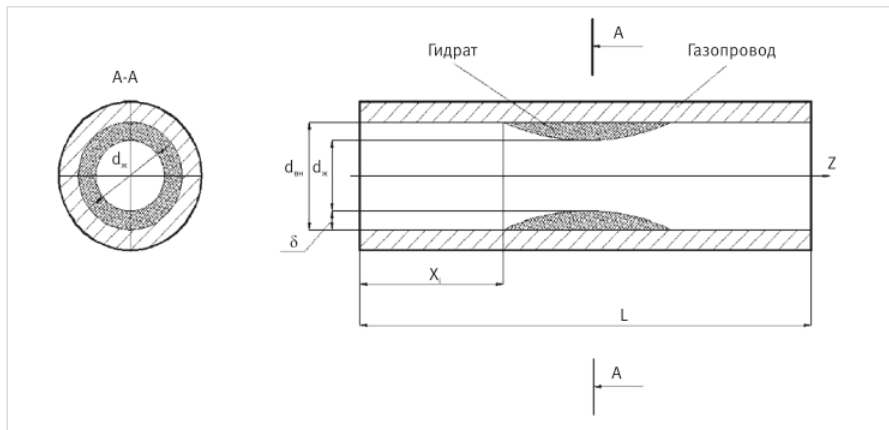


Рис. 1. Механизм образования гидратов в промышленном трубопроводе:  $d_{wn}$  — внутренний диаметр газопровода, мм;  $d_{ж}$  — диаметр живого сечения, мм;  $z$  — направление оси газопровода;  $x_i$  — участок образования гидрата, м;  $\delta$  — толщина слоя гидрата;  $L$  — длина рассматриваемого участка, м

Fig. 1. Mechanism of hydrate formation in a production pipeline:  $d_{wn}$  — internal diameter of the gas pipeline, mm;  $d_{ж}$  — diameter of the live cross-section, mm;  $z$  — direction of the gas pipeline axis;  $x_i$  — section of hydrate formation, m; thickness of the hydrate layer, m;  $L$  — length of the section under consideration, m



- в трубопроводах в присутствии ингибитора // Территория Нефтегаз. 2010. № 6. С. 20–25.
7. Лыков А.В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа, 1967. 600 с.
8. Краснов А.Н., Прахова Е.А., Хорошавина М.Ю. Математическая модель процесса гидратообразования в газопроводе // Восточно-Европейский научный журнал. 2018. № 7–2. С. 30–33.
9. Паранук А.А. Оптимизация расхода метанола при проведении расчетов многофазных углеводородных систем // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. 2012. № 3. С. 20–26.
10. Буц В.В. Математическое моделирование процесса ингибирования образования гидратов в газопроводах с оптимизацией расхода ингибитора: специальность 05.13.18. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Саратов: 2012. 153 с.

## ENGLISH

### Results

The paper presents an improved method for calculating the consumption of methanol inhibitor, with additional changes and an improved mathematical model for finding the moisture content of natural gas. The mechanism of hydrate formation in field natural gas collection systems is considered, and the phase transition temperature is established for calculating the hydrate formation temperatures.

### Conclusions

The paper presents a mathematical model for calculating the process of inhibition of natural gas. The mathematical model for determining the thermobaric parameters (P, T) of natural gas is built for a non-isothermal flow of natural gas. The methodology proposed in the paper has certain differences due to the modified model for determining the distribution of moisture in the field pipeline, which will reduce the consumption of the inhibitor.

### References

- Zaporozhets E.P., Shostak N.A. Hydrates. Krasnodar: Publishing House – South, 2014, 460 p. (In Russ).
- Vasiliev O.F., Bondarev E.A., Kanibolotsky M.A. Non-isothermal gas flow in pipes. Novosibirsk: Nauka, 1978, 127 p. (In Russ).
- Vasiliev O.F., Bondarev E.A., Kanibolotsky M.A., Metlyayeva E.A. Inverse problems of stationary non-isothermal gas flow in pipes. Izv. Academy of Sciences of the USSR. Energy and transport, 1977, issue 1, P. 143–145. (In Russ).
- Voevodin A.F. Gas-thermodynamic calculation of flows in simple and complex pipelines // Izvestia SB AN USSR. Ser. Tech. science, 1969, Vol. 2, issue 8, P. 45–55. (In Russ).
- Paranuk A.A., Dunaev V.I., Prikhodko M.G. On one method for determining the moisture content of natural gas in pipeline systems. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, 2024, Vol. 10, issue 3, P. 60–72. (In Russ).
- Buts V.V. Model of hydrate formation in pipelines in the presence of an inhibitor. Territory of Oil and Gas, 2010, issue 6, P. 20–25. (In Russ).
- Lykov A.V. Theory of thermal conductivity. Moscow: Higher School, 1967, 600 p. (In Russ).
- Krasnov A.N., Prakhova E.A., Khoroshavina M.Yu. Mathematical model of the hydrate formation process in a gas pipeline. East European Scientific Journal, 2018, issue 7–2, P. 30–33. (In Russ).
- Paranuk A.A. Optimization of methanol consumption in the calculations of multiphase hydrocarbon systems. Modern science: current problems of theory and practice. Series: Natural and technical sciences, 2012, issue 3, P. 20–26. (In Russ).
- Buts V.V. Mathematical modeling of the process of inhibiting hydrate formation in gas pipelines with optimization of inhibitor consumption: specialty 05.13.18. Mathematical modeling, numerical methods and software packages: dissertation for the degree of candidate of technical sciences, Saratov: 2012, 153 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Паранук Арамбий Асланович**, к.т.н., доцент ВАК, доцент кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия  
Для контактов: [rambi.paranuk@gmail.com](mailto:rambi.paranuk@gmail.com)

**Кохужева Римма Батербиевна**, к.пед.н., доцент кафедры нефтегазового дела и энергетики, Майкопский государственный технологический университет, Майкоп, Россия

**Терещенко Иван Анатольевич**, старший преподаватель кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Приходько Марина Геннадьевна**, старший преподаватель кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Дрмеян Гарик Левонович**, аспирант кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Paranuk Arambiy Aslanovich**, ph.d of technical science, associate professor of the higher attestation commission, associate professor of the department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia  
Corresponding author: [rambi.paranuk@gmail.com](mailto:rambi.paranuk@gmail.com)

**Kokhuzheva Rimma BATERBIEVNA**, ph.d of pedagogical sciences, associate professor of the department of oil and gas engineering and energy, Maykop state technological university, Maykop, Russia

**Tereshchenko Ivan Anatolyevich**, senior lecturer, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

**Prikhodko Marina Gennadievna**, senior lecturer, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

**Drmeyan Garik Levonovich**, postgraduate student, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia



# ВЕДУЩИЙ РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ  
ПО ВСЕЙ РОССИИ**



8 (800) 550-46-17 [sales@asobezh.ru](mailto:sales@asobezh.ru) [www.asobezh.ru](http://www.asobezh.ru)



# Лидер рынка грузоперевозок об успешной формуле «4=5», уникальных полуприцепах и беспрецедентных программах



**Транспортная компания «Союз-Логистик» — лидер на российском рынке грузоперевозок с собственным парком автопоездов «КАМАЗ». «Союз-Логистик» входит в группу компаний «Союз Регион», которая является официальным дилером автогиганта ПАО «КАМАЗ».**

## Успешная формула «4=5»

Секрет успеха кроется в уникальной стратегии «4=5». Суть выбранной концепции заключается в использовании полуприцепов увеличенных габаритов, которые позволяют перевозить груз на 20 % объемнее и на 30 % тяжелее. За счет особой конструкции полуприцепов, чтобы увезти 100 тонн, вместо пяти машин компании потребуется только четыре. Они длиннее почти на три метра и вмещают на семь европаллет больше.

«Союз-Логистик» за один рейс перевозит 110 м<sup>3</sup> груза весом 26,5 т., в то время как другие перевозчики — лишь 20 т. Объем одной фуры сопоставим с двумя 40-футовыми контейнерами, а перевозимый вес соответствует максимально допустимому весу груза в контейнере. Данная особенность выгодно отличает возможности компании по доставке грузов автомобильным транспортом, предоставляя новые возможности по оптимизации затрат на логистику Заказчика. Клиенты

существенно экономят на грузоперевозках: компании «Союз-Логистик» требуется меньше времени на постановку, погрузку/разгрузку и оформление документов с контрагентами, меньше расходных материалов и трудовых ресурсов (в процессе доставки грузов задействовано меньшее количество специалистов).

## Продажа с сопровождением

Группа компаний «Союз-Регион» реализует грузовые машины исключительно отечественного производства «КАМАЗ». В ходе эксплуатации не всплывает проблем с импортозамещением, закупкой автозапчастей за рубежом.

Приобретая КАМАЗ-54901, в рамках программы постпродажного обслуживания «Сопровождение» покупатель получает комплексный пакет услуг через дилерский центр «Союз-Регион»:

- полное сопровождение груза;
  - техническая и юридическая поддержка;
  - помощь при укомплектовании автотранспорта и страховании;
  - гарантийное обслуживание;
  - лизинг от производителя;
  - подготовка автомобиля для выхода в рейс;
  - доставка в любую точку России.
- Склад запчастей, стоянка автомобилей и офис расположены на одной территории. Есть мотель и кафе.

Собственные сервисные центры по всей стране позволяют самостоятельно осуществлять работы по оперативному ремонту и обслуживанию транспортных средств, доставку





запчастей в любую точку страны (рок поставки гарантийных запчастей не превышает 14 дней). Сейчас сервисные центры есть в Новосибирске, Уфе, Чебоксарах, Набережных Челнах. Планируется открытие в Москве, Санкт-Петербурге и других городах России. Компания оперативно решает все вопросы с заводом-изготовителем.

Более 10 тыс. м<sup>2</sup> оснащенных сервисных площадей позволяют выполнить необходимые ремонтные работы грузовых автопоездов без расцепки.

### Уникальная экосистема

«Союз-Логистик» задал флагманское направление — экосистему «Союзники». У многих предприятий есть собственный транспорт, который используется для вывоза продукции. Но не всегда есть обратный груз. «Союз-Логистик» предлагает встроить их рейсы в маршруты и планы экосистемы «Союзники», что гарантирует заказчикам дополнительный доход. Возможны взаимозачеты запасными частями и сервисными услугами. Экосистема «Союзники» — это:

- фиксированный доход в месяц;
- погрузка из любой точки России;
- план работы на месяц;
- топливная программа для партнеров;
- ремонтное обслуживание без очередей в собственных сервисных центрах (Набережные Челны, Новосибирск, Чебоксары, Уфа) и партнерских сервисных центрах ПАО «КАМАЗ»;
- запасные части, резина по специальным ценам.

«Союз-Регион» оказывает помощь на дороге. Так, если возникла поломка, водителям будет оказана помощь в эвакуации транспортного средства до ближайшего сервисного центра.

Компания разработала новое направление — промышленная сборка товаров на складах.

### Богатый автопарк

Еще одно конкурентное преимущество — богатый автопарк. У компании собственный парк автопоездов «КАМАЗ»: шторные полуприцепы, изотермические фургоны и рефрижераторы, автотранспорт для перевозки



опасных грузов ДОПОГ 1 класса. За последний год автопарк «Союз-Логистик» обновился более, чем на 40%. В числе транспортных средств появились грузовые автомобили нового поколения К-5 — «КАМАЗ-54901». Автомобили компании оборудованы с учетом всех требований Европейского соглашения о международных перевозках опасного груза для транспортного средства типа ЕХ/II, ЕХ/III.

«Союз-Логистик» обеспечивает гарантированную и оперативную доставку любых грузов, в том числе опасных. Для обслуживания логистических центров по региональной доставке сформирована колонна 5-тонных автомобилей КАМАЗ. Благодаря системе ГЛОНАСС любой груз отслеживается онлайн в режиме 24/7. В случае необходимости предоставляется вооруженное сопровождение грузов.

Для возможности перевозки трубных изделий фуры оснащены кониками высотой 1,8 м. Есть ложементы для перевозки 1 420 трубы, обеспечивающие: надежную фиксацию изделий, амортизацию ударов во время транспортировки, защиту от влаги, плесени.

### Объединяя регионы

«Союз-Логистик» осуществляет грузоперевозки по России, перевозки грузов из Китая, а также комплексное обслуживание по экспорту и импорту товаров. Предоставляется полный спектр услуг по сопровождению ВЭД, начиная от заключения международного

контракта и международной доставки, заканчивая таможенным оформлением груза заказчика и транспортировкой его к складу получателя.

С 2022 года компания «Союз-Логистик» входит в число системообразующих предприятий страны. Компания — неоднократный лауреат престижной премии «Надежный перевозчик России».

Генеральный директор ООО «Группа компаний «Союз-Регион», депутат Государственного Совета Республики Татарстан Андрей Владимирович Ляпунов рассказал, как на протяжении длительного времени удается занимать лидирующие позиции на рынке: «Могу точно сказать: доверие к людям, умение подбирать команду и ставить перед ней четкие цели — это основа успешной работы. Мне повезло: когда мы с коллегами начинаем новое дело, к нам приходят сотрудники, готовые поддерживать и развивать его».

### Вывод

«Союз-Логистик» — многопрофильная компания, оказывающая широкий спектр услуг, в числе которых продажа транспортных средств. Официальный дилер предлагает к поставке весь модельный ряд автомобилей «КАМАЗ», прицепную технику NEFAZ, ТЗА, УАТ, а также спецтехнику на базе автомобилей «КАМАЗ». «Союз-Регион» имеет собственные сервисные центры в крупнейших городах страны.

Компания разработала две уникальные программы — «Сопровождение» и «Союзники». Первая касается постпродажного обслуживания, в рамках которой покупатели получают комплексный пакет услуг. Посредством экосистемы «Союзники» рейсы заказчиков встраиваются в маршруты и планы компании, что гарантирует контрагентам дополнительный доход. Сейчас в разработке еще одно флагманское направление — промышленная сборка товаров на складах.

«Союз-Логистик» ежедневно расширяет географию бизнеса. В планах — увеличение автопарка до 1000 автопоездов. Совсем скоро «Союз-Логистик» начнет осуществлять перевозку грузов из Турции, Казахстана и других стран.



+7 962 576-31-99  
9625763199@souz-logist.ru  
souz-logist.ru

# Высокоточные интеллектуальные датчики и SCADA-системы

В современных условиях курс на укрепление технологического суверенитета является одним из важнейших направлений для обеспечения безопасности и устойчивого развития России. Наша страна одарена природными богатствами, и для их добычи и переработки функционирует большое количество добывающих, нефтегазовых и нефтехимических предприятий. В связи с высокими темпами цифровизации отрасли повышается и потребность данных предприятий во внедрении автоматизированных систем управления технологическими процессами, которые становятся неотъемлемым фактором успешного функционирования и повышения рентабельности.



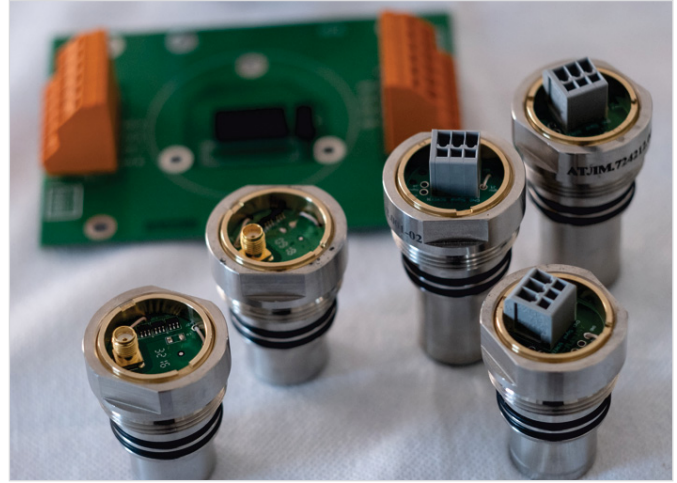
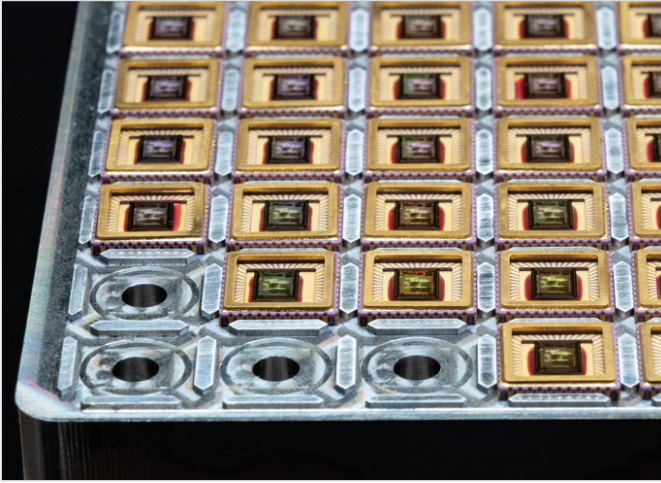
Компания «Валком» располагается в Санкт-Петербурге и является полностью российским разработчиком с 27-летней историей, выпускает полный комплекс продуктов для создания автоматизированных систем управления: от полевых устройств до SCADA-систем.

На сегодняшний день в линейку продукции компании входят:

- сигнализаторы уровня УКСУ/UTS/TLA на одну и более точек сигнализации, применяемые для сигнализации верхнего/нижнего уровня налива, контроля заполнения резервуаров и трубопроводов и т. п.;
- преобразователи температуры ТПК/УТТ, применяемые для измерения и сигнализации температуры жидких и газообразных сред;
- преобразователи давления ПДК/УРТ, применяемые для непрерывного измерения и сигнализации избыточного, абсолютного, дифференциального давления жидкостей и газов, а также измерения уровня жидкостей гидростатическим методом;
- преобразователи плотности ИПК, применяемые для измерения плотности жидкостей;
- ультразвуковые расходомеры РУМ, применяемые в системах учета и контроля расхода жидкостей;
- многофункциональные измерители TGD, применяемые для одновременного измерения уровня и температуры (до 15 точек) в грузовых танках танкеров, газозовов, FSO, FPSO, морских буровых и стационарных платформ, береговых хранилищ нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов, а также давления инертных газов;
- контроллеры серии PI-485, применяемые для сбора и обработки входных сигналов, а также формирования управляющих выходных сигналов;
- панельные компьютеры МОС и мониторы МОС-М.

Помимо отдельных датчиков и контроллеров компания «Валком» выпускает программное обеспечение, пневмеркаторные системы измерения уровня и осадки TSS/BMS, системы управления и контроля грузовыми операциями TSS/Cargo, системы контроля перелива TSS/Alarm, интегрированные системы управления техническими средствами судна TSS/Control.





Одной из отличительных особенностей компании «Валком» является то, что на постоянной основе ведутся работы по расширению номенклатуры производимых изделий, повышению их качества, увеличению степени локализации производства. На предприятии развернут полноценный научно-инженерный центр по разработке чувствительных элементов датчиков давления. Компания является одной из немногих в мире и первой в России организацией, серийно выпускающей пьезорезистивные чувствительные элементы датчиков давления. Получено несколько патентов. Самостоятельно освоены все этапы технологического процесса их изготовления.

Чувствительные элементы компании «Валком» предназначены для измерения абсолютного и избыточного давлений в диапазоне от 3 кПа до 10 МПа и разности давления в диапазоне от 3 кПа до 1 МПа. Выпускаются исполнения с защитой от перегрузок, допускающие 10-кратное превышение давления от верхнего предела измерения. Данные чувствительные элементы могут использоваться не только в датчиках давления собственного производства, но и как компонент для узловой сборки в датчиках давления других производителей. Ряд уважаемых приборостроительных предприятий уже успел получить на испытания чувствительные элементы и высоко оценить их характеристики.

Другой особенностью является то, что помимо разработки и выпуска систем автоматики для заказчиков компания «Валком» уделяет большое внимание автоматизации и роботизации собственного производства, что позволяеткратно повысить производительность и качество выпускаемой продукции. Предприятие ведет разработку роботов для собственных производственных процессов. В настоящий момент разработаны несколько образцов манипуляторов с различными характеристиками. Помимо механической части разрабатывается программное обеспечение, позволяющее быстро запрограммировать робота для выполнения требуемых задач.

Предприятие «Валком» располагает штатом конструкторов, разработчиков, сервисной службой и специалистами по интеграции и инжинирингу автоматизированных и роботизированных систем, а также компетенциями в области разработки электроники и микроэлектроники, КИПиА и программного обеспечения.



Собственное производство, высокая степень локализации и отсутствие зависимости от сторонних решений позволяют адаптироваться под изменяющиеся требования рынка и надежно выполнять взятые на себя обязательства.

Компания «Валком» является регулярным участником специализированных и отраслевых выставок и мероприятий. В 2024 году решения компании были представлены на Санкт-Петербургском международном экономическом форуме, Международном военно-морском салоне, международной конференции «Российское судостроение 2024», морском конгрессе на Дальнем Востоке. Безусловно, компания примет участие

в Санкт-Петербургском международном газовом форуме, где можно будет ознакомиться с продукцией «Валком» на стенде К6.2 в павильоне G.



196006, Санкт-Петербург,  
ул. Ломаная, д. 10  
+7 (812) 320-98-33  
info@valcom.ru  
valcom.ru



## Компания «ЭлМетро»: комплексные решения в сфере промышленной автоматизации

Одним из приоритетов экономической политики России с 2014 года является импортозамещение. Однако иностранные товары и технологии не всегда удается заменить достойными отечественными аналогами, к тому же предприятия часто сталкиваются с проблемой зависимости от поставок комплектующих из-за рубежа, а также сложностями в обслуживании закупленного ранее оборудования. Поэтому на первый план выходят те российские компании, которые предлагают не просто высокотехнологичные приборы, но и возможные решения проблем заказчика на любом этапе работы с ними.



Группа компаний «ЭлМетро» производит изделия промышленной электроники, средства измерения и управления параметрами технологических процессов для различных отраслей промышленности — нефте- и газодобывающей, химической, металлургической, энергетики и машиностроения. Несомненным преимуществом компании являются комплексные разработки: от анализа концепции проекта и подготовки технического задания до проведения пусконаладочных и монтажных работ, а также организации серийного производства.

Торговая марка «ЭлМетро» (Электроника + МЕТрология) была зарегистрирована в 2008 году, хотя история компании начинается с середины 90-х годов. Тогда на базе лаборатории Южно-Уральского государственного

университета (ЮУрГУ) было создано специализированное конструкторское бюро для разработки промышленных измерительных приборов. Среди первых разработок компании были калибраторы давления и электрические сигналы, прецизионные мультиметры, интеллектуальные датчики температуры и преобразователи для них.

Сегодня линейка выпускаемой продукции значительно расширилась. На сайте компании можно ознакомиться с приборами, которые пользуются спросом не только на российском рынке, но и за рубежом. Это стало возможным благодаря инновационным техническим решениям, обеспечивающим безупречное качество продукции. Электронные преобразователи, разработанные инженерами компании, можно найти в составе

интеллектуальных датчиков давления и температуры, а также метрологических приборов и функционального оборудования, выпускаемых под известными брендами.

Помимо продажи оборудования «ЭлМетро» предлагает комплексные услуги:

- Метрологический инжиниринг — комплекс работ и услуг по метрологическому обеспечению производства на разных жизненных циклах. Для каждого клиента разрабатывается индивидуальный проект с учетом специфики производства, бюджетных возможностей, квалификации персонала. Если предприятию нужна новая метрологическая лаборатория или необходимо модернизировать старую, специалисты «ЭлМетро» окажут пошаговую помощь: от анализа существующего





парка приборов, перспективы замены устаревшего оборудования и разработки требований к лаборатории до изготовления метрологических стендов, проведения пусконаладочных работ и технического обучения персонала.

- Комплексная автоматизация — полный комплекс услуг по автоматизации и мониторингу: от разработки проекта до ввода в эксплуатацию. Услуга под ключ включает анализ концепции проекта, разработку технических решений, подбор оборудования, расчет и анализ рисков и т. д.

Актуальная проблема промышленного сектора — отсутствие оригинальных запчастей из-за прекращения поставок в связи с санкциями, компетентных специалистов для ремонта по стандартам производителя. А от своевременного и качественного ремонта оборудования напрямую зависит объем добычи сырья или выпуска товаров. И это еще одна причина, чтобы обратиться к «ЭлМетро»: у компании есть собственная сервисная служба, которая выполняет пусконаладочные и шефмонтажные работы своего оборудования. При заказе данных работ гарантийный срок эксплуатации приборов увеличивается до 3 лет. Также возможно постгарантийное обслуживание на платной основе.

Кроме того, «ЭлМетро» оказывает услуги по диагностике, проверке, калибровке и ремонту отечественных и импортных средств измерений, в том числе кориолисовых расходомеров иностранного производства.

О надежности компании и качестве ее продукции говорят следующие факты:

- Более 18 лет опыта разработки контрольно-измерительного и метрологического оборудования.
- Свыше 2 миллионов единиц продукции, выпущенных компанией за всю историю существования.
- Более 120 метрологических установок, спроектированных и введенных в эксплуатацию на различных по сложности объектах.
- Сотрудники компании преподают

на приборостроительном и других факультетах ЮУрГУ, среди них 1 доктор наук и 5 кандидатов наук, а 75 % сотрудников имеют высшее образование.

- Постоянное совершенствование, регулярное взаимодействие с метрологами, посещение метрологических служб и цехов КИПиА, изучение лучшего опыта, участие в российских и международных выставках.
- Собственная номенклатура эталонных приборов, на базе которых создаются метрологические стенды.
- Наличие патентов на изобретения и востребованные на рынке модели, в частности, на кориолисовый расходомер, ультразвуковой преобразователь расходомера и стенд для поверки уровнемеров.

Среди реализованных проектов по направлению «Метрологический инжиниринг» — центры стандартизации и метрологии Башкирии, Челябинска, Самары, Казани и Оренбурга, нефтехимические предприятия (ОАО «Новатэк», ОАО «Лукойл», ООО «Башнефть», ОАО «СургутНефтеГаз», ООО «Киришнефтеоргсинтез»), предприятия, входящие в группу ОАО «Газпром» и корпорации РОСАТОМ, предприятия машиностроительного и приборостроительного комплекса, такие как КНАППО «Сухой», ОАО «ТВСЗ», ООО «АГАТ», образовательные учреждения и т. д.

Список реализованных проектов по направлению «Комплексная автоматизация» на момент написания статьи включает 25 предприятий и метрологических лабораторий.

«ЭлМетро» ежедневно развивается и постоянно модернизирует свою продукцию. В 2016 году компания стала официальным участником HART Communication Foundation: это международная независимая организация, поддерживающая использование протокола HART — набора коммуникационных стандартов для промышленных сетей. Часть приборов (кориолисовые расходомеры «ЭлМЕТРО-Фломак», ультразвуковые газовые

расходомеры «ЭлМЕТРО-Флоус», радарные уровнемеры «ЭлМЕТРО-РПУ») выпускаются с HART-интерфейсом.

Компания регулярно участвует в важнейших международных и всероссийских выставках, семинарах и конференциях. Неоднократно становилась лауреатом конкурсов, проводимых федеральными институтами развития. От Фонда содействия инновациям компания получила гранты по программам НТИ-2017, Коммерциализация — VIII. В конце 2023 года «ЭлМетро» получила грантовую поддержку ФРП Челябинской области на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР): инновационный кориолисовый расходомер «ЭлМЕТРО-Фломак» позволяет уменьшить потери в системах коммерческого и технологического учета за счет оперативного получения точных данных в измеряемых средах.

С 8 по 11 октября в конгрессно-выставочном центре «Экспофорум» Санкт-Петербурга пройдет Петербургский международный газовый форум (ПМГФ), в котором примет участие и компания «ЭлМетро» с новыми разработками. Будут представлены метрологические стенды, счетчики-расходомеры «ЭлМЕТРО-Фломак», видеографические регистраторы «ЭлМЕТРО-ВиЭР», ультразвуковые газовые расходомеры и другие приборы.

**Информацию по вопросам сотрудничества можно получить на сайте [elmetro.ru](http://elmetro.ru)**



**454112, г. Челябинск,  
Комсомольский пр., д. 29,  
корп. 1, пом. 7  
+7 800-222-14-19**



# Комплексная цифровизация процессов добычи нефти для повышения операционной эффективности нефтегазового сектора

**АЛЬМА Сервисез Компани** — одна из ведущих компаний в области разработки программных решений и консалтинга для нефтегазовой отрасли. Мы предоставляем широкий спектр услуг для повышения эффективности бизнес-процессов. Наша компания зарекомендовала себя как надежный партнёр для крупнейших нефтегазовых и нефтесервисных компаний, интегрируя автоматизированные системы и инновационные разработки, которые позволяют оптимизировать управление и мониторинг производственных операций в режиме реального времени.

## Комплексная цифровизация процессов добычи нефти для повышения операционной эффективности

Повышение операционной эффективности в нефтедобывающей отрасли невозможно без цифровизации и стандартизации процессов. Наша типизированная операционная модель (ТОМ) стандартизирует процессы и позволяет внедрять лучшие практики, что существенно повышает операционную эффективность и обеспечивает гибкость при масштабировании компании на новые рынки или проекты.

Цифровизация скважин и производственных процессов обеспечивает прозрачность деятельности, способствует оперативному контролю за оборудованием и ключевыми показателями эффективности (KPI). Внедрение современных технологий позволяет нам предлагать комплексные решения, такие как Единый Центр Мониторинга (ЕЦМ), который выводит управление операционной деятельностью на новый уровень

АЛЬМА Сервисез Компани интегрирует автоматизированные системы и инновационные разработки, обеспечивая заказчикам возможность оптимизации, управления и мониторинга производственных операций в режиме реального времени.

## Ключевые направления деятельности

- Разработка программного обеспечения.** Компания разрабатывает продукты, решающие ключевые задачи нефтегазовой отрасли:
  - ПО АЛЬПА — автоматизация и диспетчеризация процессов.
  - СycleOp — система для управления погружным оборудованием и оптимизации работы скважин.
  - ASTRA SMS — система мониторинга динамического оборудования в реальном времени для повышения надежности оборудования.
  - ТиКРС и ТО — автоматизация контроля ремонта скважин и транспортного обеспечения с онлайн-мониторингом ключевых процессов.
- Управление проектами.** АЛЬМА Сервисез Компани выступает генеральным подрядчиком (МАС) по проектам автоматизации и цифровизации, управляя всеми этапами проектов.
- Консалтинговые и сервисные услуги.** Мы предлагаем:
  - Управленческий консалтинг — оптимизация организационной структуры и операционных процессов.
  - Производственный консалтинг — повышение эффективности и снижение затрат.
  - IT-консалтинг — помощь в выборе



и внедрении IT-решений для повышения производственной эффективности.

- Удаленный мониторинг и управление оборудованием.** Наши решения включают:
  - Центры удаленного мониторинга для постоянного контроля оборудования.
  - Мониторинг погружного оборудования (например, электроцентробежных насосов), что минимизирует риски отказов оборудования.
- Инжиниринг и системная интеграция.** Мы разрабатываем решения для усовершенствованного управления технологическими процессами (СУУТП) и моделирования производственных процессов с помощью цифровых двойников.
- Компьютерные тренажеры и цифровые двойники.** Мы разрабатываем тренажеры для безопасного обучения персонала и моделирования сценариев:
  - КТК — тренажеры для операторов технологических процессов.
  - Цифровые двойники — модели заводов для анализа и оптимизации процессов.

## Типизированная операционная модель (ТОМ)

Типизированная операционная модель стандартизирует процессы и внедряет лучшие практики, что повышает операционную эффективность и гибкость компании при масштабировании на новые рынки. Стандартизация процессов помогает сократить разнородность подходов, упрощает внедрение инноваций и позволяет проводить точный анализ эффективности подразделений.

## Иерархия принятия решений на основе данных

Иерархия data-driven decision making гарантирует своевременную доставку

достоверной информации на всех уровнях управления. Это позволяет принимать обоснованные решения и ускорять совершенствование операционных процессов. Прозрачность данных улучшает контроль и управление производственными показателями, что способствует снижению затрат и повышению общей производительности.

## Накопление данных для создания AI-Copilot

Накопление достоверных данных является основой для создания AI-Copilot — систем, автоматизирующих рутинные задачи и позволяющих сосредоточиться на стратегических целях. Эти решения помогают анализировать большие объемы данных, прогнозировать неполадки оборудования и предлагать оптимальные стратегии управления процессами.

## Заключение

АЛЬМА Сервисез Компани предлагает инновационные решения, которые способствуют повышению операционной эффективности и обеспечивают прозрачность на всех уровнях управления. Наши продукты и технологии позволяют нефтегазовым компаниям адаптироваться к меняющимся условиям рынка, оптимизировать процессы и принимать более обоснованные решения, основываясь на данных.

**ALMA**  
SERVICES COMPANY

ООО «АЛЬМА Сервисез Компани»  
+7 (966) 050-49-56  
alma@almaservices.ru  
almaservices.ru



# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

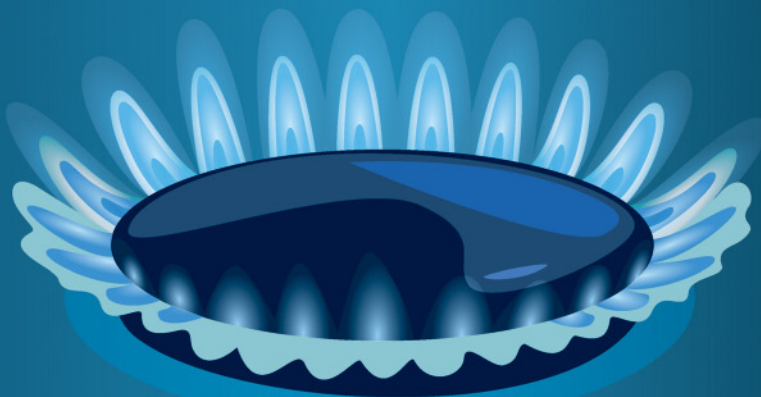
24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЕГАЗ-2025**



[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

**14–17 апреля 2025**

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+

Реклама



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Минпромторг  
России



ЭКСПОЦЕНТР



# «Производство и рынок смазочных материалов – 2024»

7–8 ноября 2024 г., Москва, «Балчуг Kempinski»

## ВЕДУЩЕЕ МЕРОПРИЯТИЕ ОТРАСЛИ С 2005 ГОДА



**350+** ДЕЛЕГАТОВ



**2** ДНЯ



**150+** КОМПАНИЙ-УЧАСТНИКОВ

УЧАСТНИКИ – ПОТРЕБИТЕЛИ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ



+7 (495) 502-54-33



a.isaeva@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.ru



## VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ И СНГ 2024

29 НОЯБРЯ 2024 Г., МОСКВА, ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ»



### ФОРМАТ КОНФЕРЕНЦИИ



ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ  
ДИНАМИКА  
И КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ  
НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ РФ



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
МЕЛКООПТОВЫЙ/  
БИРЖЕВОЙ РЫНКИ  
МОТОРНОГО ТОПЛИВА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ  
РАЗВИТИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ  
ТОПЛИВНОГО БИЗНЕСА



СТРАТЕГИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
ТЕКУЩИЕ ТРЕНДЫ ОБОРУДОВАНИЯ  
И РАСШИРЕНИЕ СЕРВИСА  
ДЛЯ АЗС

### АУДИТОРИЯ МЕРОПРИЯТИЯ



Российские  
и зарубежные ВИНКИ



Независимые  
операторы АЗС



Независимые  
трейдеры



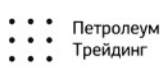
Поставщики  
оборудования и технологий



Российские  
и зарубежные ритейлеры



Госорганы  
и профильные НКО







**2025**

2-4 апреля  
Казахстан, Атырау



**ATYRAU**  
OIL&GAS KAZAKHSTAN

22-я Северо-Каспийская  
региональная выставка

**«Атырау Нефть и Газ»**



Подробная информация:  
[www.oil-gas.kz](http://www.oil-gas.kz)

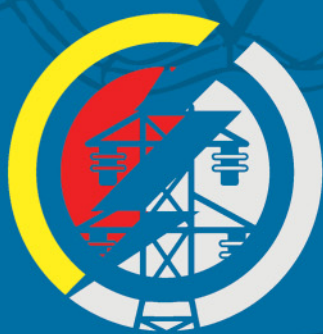




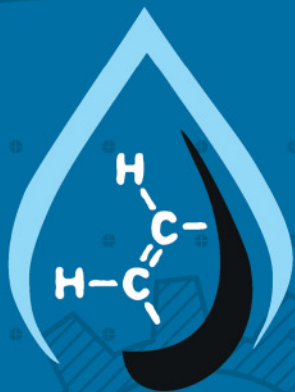
**ПРИГЛАШАЕМ**  
принять участие в крупнейшем  
на территории Сибири и Дальнего Востока  
отраслевом проекте!

**20-22**  
**НОЯБРЯ**  
КРАСНОЯРСК 2024

# СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ



**ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**  
**ЭНЕРГЕТИКА**  
**АВТОМАТИЗАЦИЯ**  
**СВЕТОТЕХНИКА**



**НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**



**МЕТАЛЛООБРАБОТКА**  
**И СВАРКА**

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ВЫСТАВКИ

Красноярск, МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19, +7 (391) 200-44-38



[www.krasfair.ru](http://www.krasfair.ru)

0+

Россия

Уфа Республика  
Башкортостан



# РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

33-я международная выставка  
**ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ**

**20-23 мая 2025 года**

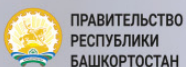
[www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru)

+7 (347) 246-41-77 [gasoil@bvkexpo.ru](mailto:gasoil@bvkexpo.ru)

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2024](https://vk.com/gntexpo2024)



#### ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
РЕСПУБЛИКИ  
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,  
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ  
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ  
ВЫСТАВОЧНАЯ  
КОМПАНИЯ

#### ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

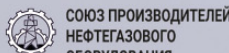
#### ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ  
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ  
РОССИИ



АССОЦИАЦИЯ  
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ  
НЕФТЕГАЗОВОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ



СПГ  
Национальная Ассоциация  
сниженного природного газа



ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ  
АССОЦИАЦИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

#### НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА



ФГБОУ  
ВО УГНТУ

#### ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



Media02  
техническая поддержка  
выставки



# 22-я АЛЬМЕТЬЕВ- СКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ  
ПАО «ТАТНЕФТЬ»



Выставочная компания  
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕНИЕ

[NT-EXPO.RU](http://NT-EXPO.RU)

# 2024

16-18 ОКТЯБРЯ  
г. Альметьевск





# ТРУБЫ ДЛЯ ВСЕГО МИРА



TMK-GROUP.RU



**Белфрахт**

Логистические решения  
в Арктике



# Офшорные контейнеры

для обслуживания  
морских буровых платформ

