

№4 (106) ИЮНЬ 2024

# НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

## РОСНЕФТЬ

Влияние свойств  
пласта на динамику  
газового фактора

Определение скорости  
локальной коррозии НКТ

Автоматизированная  
корреляция  
с применением  
машинного обучения

## ГАЗПРОМ

Зоны  
улучшенных ФЕС нефтяного  
месторождения НАО

## ГЕОЛОГИЯ

Палеогеологические  
особенности  
мегарезервуаров

## ТЕХНОЛОГИИ

Мониторинг  
профиля притока  
оптоволоконном

Устойчивость  
терригенных пород  
при строительстве скважин

Русь

**Турбо**

РЕМОНТ ГАЗОВЫХ,  
ПАРОВЫХ ТУРБИН  
И КОМПРЕССОРНОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ  
8-800-201-90-46



russturbo.ru

# С ЮБИЛЕЕМ, СУРГУТ!

МЕСТО  
РОЖДЕНИЯ  
ТЕПЛА





*Инновационные  
решения  
во благо  
Сургута!*



*Сургуту - долгие лета!  
Ура! Упрямыству, воли!*



**парус  
электро**

*Богатства  
неисчерпаемы,  
восхищение  
бесконечно.*



*А тебе  
и не скажешь,  
что уже 430*



*Сургут - ПЫ опора  
для всей  
РОССИИ!!!*



*С тобой тепло*

**ABSolite**

*Сургут - место  
сильных духом!*



**ПК ПОЛИГРАН**

ПОЛИМЕРНЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

*Сургут -  
локомотив  
промышленного  
роста,  
форпост  
трудовых  
свершений.*



*Маяк  
энергетической  
мощи*



*Стремление  
к прогрессу!  
Мы знаем  
свое дело!*



*Вместе  
в будущее!*



*Наше единство  
непосколябимо*



*В Сургут  
Чистота и Газ*



**Интегрированный сервис бурения скважин**



**Наклонно-направленное бурение**



**Цементирование скважин**



**Буровой инструмент**



**Производство долот**



**Буровые растворы**



**Долотный сервис**

[iscpetro.ru](http://iscpetro.ru)



Инновационные  
решения для бурения  
нефтяных и газовых скважин

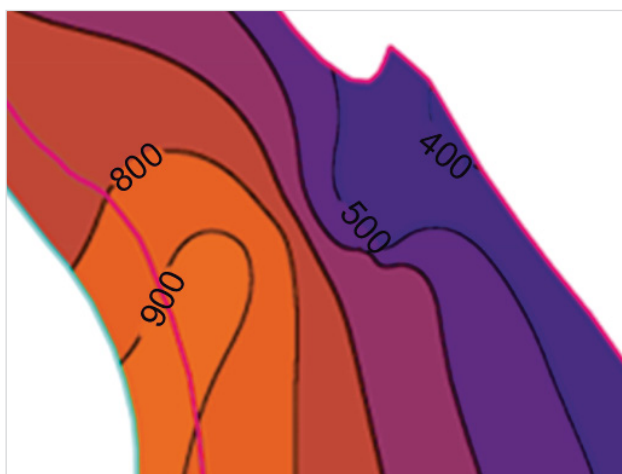


# СОДЕРЖАНИЕ

## РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

### Геология

- 12 Самойлова А.В. Палеогеологические особенности распределения скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла
- 16 Шабурова М.Е. Выделение зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции



### Геофизика

- 24 Гуляев Д.Н. Опыт мониторинга профиля притока газа в горизонтальных скважинах с помощью оптоволоконна в системе «СКМС-онлайн»



### Бурение

- 28 Паршукова Л.А. К вопросу устойчивости ствола скважины при бурении в терригенных породах

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ

- 32 ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг»: ИСК «ПетроИнжиниринг»: инновации для добывающей отрасли

## НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (105) Июнь 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 06-24/05-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 24.06.2024

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).

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.

# ПРОГНОЗ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ по прецизионным 3DЗСБ®-исследованиям

МАШИННОЕ  
ОБУЧЕНИЕ

РАСШИРЕНИЕ  
АПЕРТУРЫ  
ОБЗОРА  
РЕЗЕРВУАРОВ

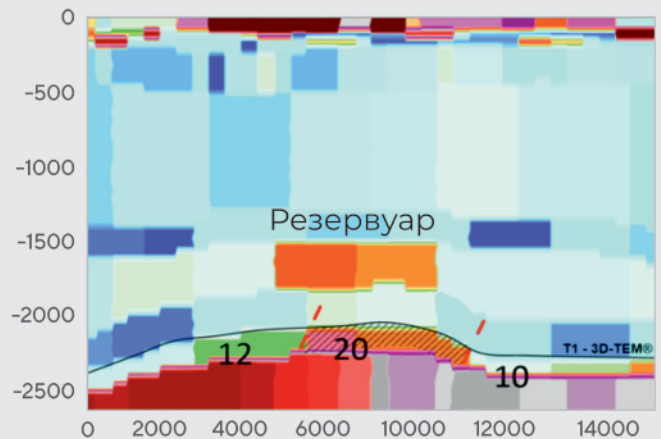
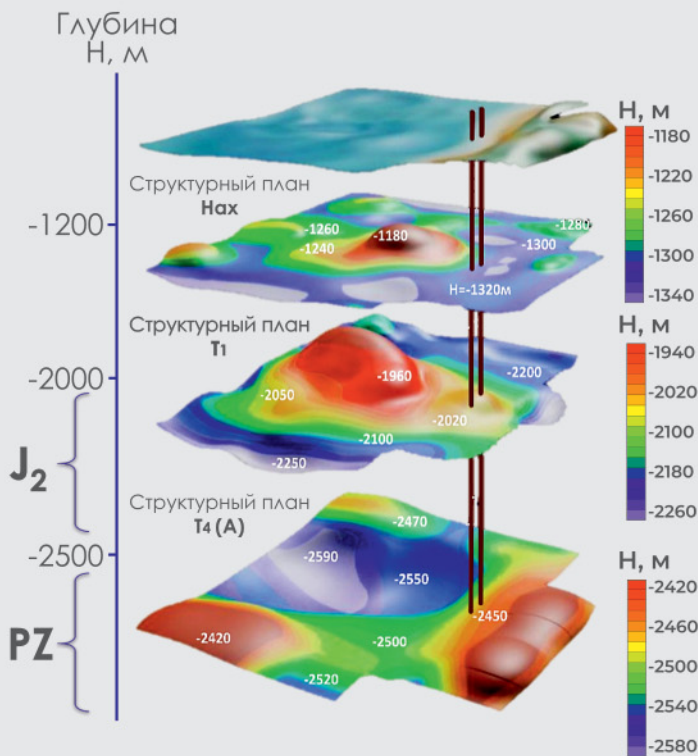
ОБЪЕМНАЯ  
РЕКОНСТРУКЦИЯ  
СВК ОЧ

ТИП ФЛЮИДА  
ПО КОМПЛЕКСНОМУ  
ПАРАМЕТРУ R ДИФ

$R_{\text{диф}}$  комплексный параметр  
МОГТ, ЭМ, ГИС

ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
СИСТЕМ  
НАБЛЮДЕНИЯ  
3D-модель объекта изучения

ДЕФИЦИТ ИНТЕРВАЛЬНОЙ  
ПРОВОДИМОСТИ  
ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ



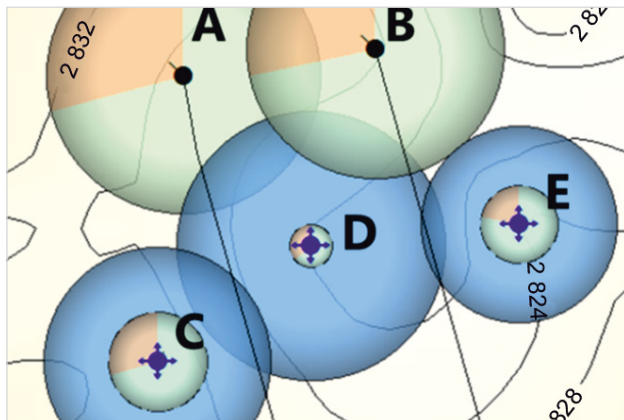
+ 7 (905) 946-25-25  
+ 7 (960) 798-01-74



Новосибирск,  
Октябрьская магистраль, 4,  
оф. 1207

## Газовая промышленность

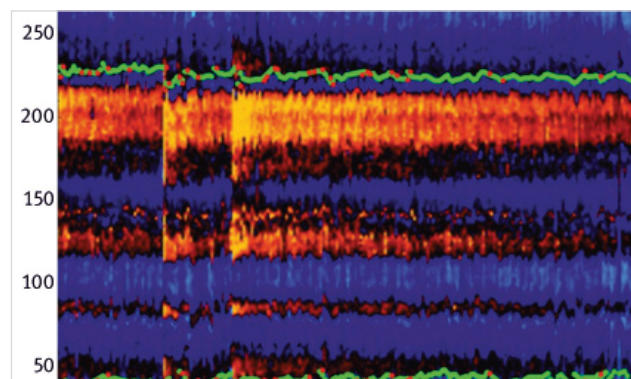
- 34 Муслимов Б.Ш. Влияние PVT-свойств и критической газонасыщенности нефти на динамику газового фактора при разработке нефтяных залежей



## КИПИА

### Автоматизация

- 47 Марков А.В. Разработка подходов к автоматизированной внутрислоистой корреляции по данным геофизических исследований скважин с применением машинного обучения



## ТРАНСПОРТИРОВКА

### Коррозия

- 40 Вторенко Е.А. Определение скорости локальной коррозии насосно-компрессорных труб как необходимый элемент коррозионного мониторинга

## ЭКОЛОГИЯ

### Спецтехника

- 52 АО «РариТЭК Холдинг»: Минпромторг Татарстана, РариТЭК и завод «Москвич» договорились о развитии проекта автомобиля на газомоторном топливе

#### 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.





ТНГ-Групп

# ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ УСЛУГИ

## Направления деятельности

Геологоразведочные  
работы  
Геология  
Промыслово-геофизические  
работы  
Производство оборудования  
и аппаратуры

## География работ

Российская Федерация  
Казахстан  
Узбекистан  
Индия  
Турция  
Сирия  
Ирак  
Ливия  
Марокко  
Габон  
Тунис  
Алжир  
Египет  
Иордания и др.



Россия, РТ, г. Бугульма,  
ул. Ворошилова, 21,  
+7 (85594) 7-75-12,  
tng@tng.ru, www.tng.ru

# CONTENT

## UPSTREAM

### Geology

- 12 Samoilova A.V. Paleogeological features of the distribution of oil and gas accumulations confined to megareservoirs of the sedimentary cover
- 16 Shaburova M.E. Allocation of improved filtration and reservoir properties zones using the example of an oil field in the Timan-Pechora oil and gas province

### Geophysics

- 24 Gulyaev D.N. Horizontal wells gas inflow profile monitoring experience via fiber-optic by "SKMS-online" system

### Drilling

- 28 Parshukova L.A. On the issue of borehole stability during drilling in terrigenous rocks

## Gas Industry

- 34 Muslimov B.Sh. The effect of oil PVT-properties and critical gas saturation on the gas oil ratio during the development of oil reservoirs

## MIDSTREAM

### Corrosion

- 40 Vtorenko E.A. Determination of the rate of local corrosion of tubing as a necessary element of corrosion monitoring

## SUPPLY

### Automation

- 47 Markov A.V. Development of approaches to automated correlation from well log data using machine learning

## OIL & GAS EXPOSITION

**ISSUE:** 4 (105) June 2024

**ISSUE DATE:** 24.06.2024

**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

через миры и века



ИННОВАЦИИ  
ГК «Бипрон»



# Палеогеологические особенности распределения скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла

Самойлова А.В.

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

## Аннотация

В статье при обобщении данных и их критическом анализе проведена типизация процессов формирования мегарезервуаров нефти и газа в осадочном чехле нефтегазоносных бассейнов как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах, включая низкопоровые сланцевые формации, скопления с трудноизвлекаемыми запасами, резервуары разуплотненных выступов фундамента и другие типы геологических структур.

## Материалы и методы

База аналитических и научных данных по геологическим особенностям скоплений углеводородов с гигантскими и уникальными запасами в различных нефтегазоносных бассейнах мира. Анализ и сопоставительная оценка качественных

особенностей приуроченности масштабных скоплений УВ к определенным природным объектам.

## Ключевые слова

мегарезервуары, месторождения нефти и газа, масштабность скоплений, коллекторы

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

Самойлова А.В. Палеогеологические особенности распределения скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 12–15. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-12-15

Поступила в редакцию: 28.05.2024

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

## Paleogeological features of the distribution of oil and gas accumulations confined to megareservoirs of the sedimentary cover

Samoilova A.V.

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

## Abstract

In the article, by summarizing the data and their critical analysis, the typification of the processes of formation of mega-reservoirs of oil and gas in the sedimentary cover of oil and gas basins in both traditional and unconventional reservoirs, including low-pore shale formations, accumulations with hard-to-recover reserves, reservoirs of decompacted basement ledges and other types of geological structures.

## Materials and methods

Analytical and scientific data base on the geological features of hydrocarbon accumulations with gigantic and unique reserves in various oil and gas basins of the world. Analysis and comparative assessment of the qualitative features of the confinement of large-scale accumulations of hydrocarbons to certain natural objects.

## Keywords

mega-reservoirs, oil and gas fields, scale of accumulations, reservoirs, shale formations

## For citation

Samoilova A.V. Paleogeological features of the distribution of oil and gas accumulations confined to megareservoirs of the sedimentary cover. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 12–15. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-12-15

Received: 28.05.2024

Приоритетные направления развития нефтегазового комплекса страны — научный и практический подход к классификационным особенностям комбинированных ловушек в связи с учетом палеогеологических особенностей формирования, характеристиками

нефтяных систем нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и оценкой научно-методических (геологических, палеофациальных, геохимических и др.) подходов к поискам мегарезервуаров, с приуроченными к ним уникальными и гигантскими по запасам скоплениями нефти и газа.

Оценка влияния геологических и палеогеологических факторов на формирование крупных по запасам месторождений углеводородов (УВ) позволит увеличить прирост ресурсов и запасов нефти и газа, восполнить их добычу и в целом повысить эффективность

геологоразведочных работ и рентабельность проектов по освоению ресурсов и запасов нефти и газа.

В настоящей статье на основе имеющихся данных и новых фактических материалов систематизированы условия образования крупных и гигантских скоплений УВ в нефтегазоносных бассейнах (НГБ). Мегарезервуары УВ — крупные скопления углеводородов, содержащие миллиарды баррелей УВ в нефтяном эквиваленте. В исследовании уточнены и дополнены геологические факторы и их влияние на процесс формирования и масштабность скоплений резервуаров УВ, что позволяет прогнозировать новые скопления в регионах со сложными природно-климатическими обстановками. Рассмотрены процессы формирования крупных и гигантских скоплений УВ и факторы, способствующие их образованию.

Оценка влияния палеогеологических факторов на образование мегарезервуаров нефти и газа является сложной задачей для геологов и геофизиков, работающих в области геологии и геохимии углеводородных месторождений. Палеогеологические факторы включают в себя множество аспектов, связанных с историей развития осадочного чехла, геологическими процессами, палеоклиматическими условиями и другими факторами, которые влияют на формирование и распределение углеводородных скоплений.

Экономически эффективными могут быть проекты по освоению только крупных по запасам месторождений УВ. Поэтому важно научно обосновать основные геологические критерии прогноза месторождений-гигантов и крупнейших по запасам.

Палеогеологические особенности распределения скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, связаны с историей формирования и изменениями геологических условий на протяжении длительного временного периода. Основные аспекты, которые оказывают влияние на распределение нефти и газа, включают следующие элементы:

- для формирования нефтегазоносных месторождений необходимы определенные условия, такие как наличие источников органического вещества, наличие пористых и проницаемых пород-коллекторов, наличие запечатывающих слоев-покрышек;
- геологические процессы, такие как седиментация, диагенез, геодинамика, тектоника, гидротермальные процессы и другие, оказывают значительное влияние на онтогенез нефти и их производных, на формирование и изменение структуры осадочного чехла и размещение нефтегазоносных скоплений. Кроме того, эти процессы влияют на формирование пористости и проницаемости пород-коллекторов, что является ключевым параметром для накопления углеводородов. Палеоклиматические условия также могут оказывать влияние на характеристики нефтегазоносных месторождений, так как они влияют на развитие органического вещества и процессы его преобразования в углеводороды;
- палеогеография и история развития бассейна также играют ключевую роль в формировании нефтегазоносных мегарезервуаров. Например, наличие океанических и континентальных бассейнов, дельт, озер или рифтов существенно влияет на структуру и характеристики

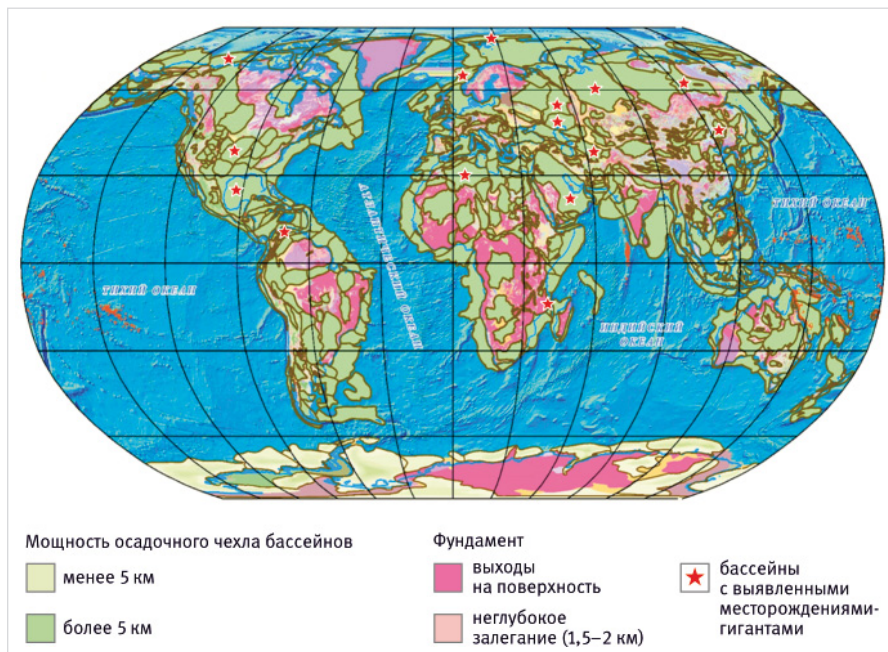


Рис. 1. Гигантские месторождения нефти и газа в мире [1]  
Fig. 1. Giant oil and gas fields in the world [1]

осадочного чехла. Изучение структуры и динамики земной коры в прошлом позволяет понять, какие структурные элементы (например, складки, разломы, купола солей) могли служить ловушками для нефти и газа. Тектонические процессы могут создавать благоприятные условия для образования мегарезервуаров, например благодаря формированию трещин, проводимых зон или антиклинальных структур;

- процессы миграции и аккумуляции нефти и газа внутри чехла ассоциированы с различными тектоническими и флюидодинамическими процессами.

Таким образом, палеогеологические особенности распределения нефти и газа в мегарезервуарах осадочного чехла представляют собой сложную систему взаимосвязанных факторов, которые определяют геологическую структуру и характеристику месторождений углеводородов. Палеоклимат, палеогеография, палеофауны и другие палеогеологические условия могут определять стадийность катагенеза, тип органического вещества, его преобразование, а также тектоническую и седиментационную историю региона.

К настоящему времени, по данным [1], в мире открыто около 77 тысяч месторождений нефти и газа с суммарными запасами соответственно 361,4 млрд т и 345,7 трлн м<sup>3</sup>. Около 1/3 начальных извлекаемых запасов УВ приходится на гигантские месторождения. По большому числу классификаций к гигантским относятся месторождения с начальными запасами нефти от 300 млн т до 1 млрд т и газа от 300 млрд м<sup>3</sup> до 1 трлн м<sup>3</sup> (классификация ПАО «Газпром»).

Из 555 осадочных бассейнов (их количество варьируется в разных публикациях) 240 характеризуется промышленной нефтегазоносностью, месторождения-гиганты выявлены в 15 бассейнах (рис. 1).

К 2021 г. открыто 42 нефтяных гигантских месторождения и 25 газовых гигантов. Из них в России открыто 3 нефтяных и 11 газовых гигантов (2 нефтяных и 7 газовых — в Западно-Сибирском НГБ). Авторы публикации [1]

рассматривают месторождения-гиганты с запасами нефти свыше одного млрд т и газа свыше одного трлн м<sup>3</sup>. Наибольшее количество гигантов открыто в бассейне Персидского залива — 36, Западно-Сибирского — 9, Прикаспийского — 5, Маракайбо — 3. В остальных бассейнах выявлено по 1–2 гиганта, в том числе в России — в Волго-Уральском, Баренцево-морском, Лено-Вилуйском бассейнах.

Кроме того, открыто значительное количество крупных по запасам нефтяных (свыше 100 млн т) и газовых (свыше 100 млрд м<sup>3</sup>) месторождений. Значительная часть запасов нефти и газа (более 60 %) приурочена к юрским и меловым отложениям на глубинах до 3–5 км.

Согласно прогнозным оценкам, наиболее перспективные районы для увеличения запасов нефти и газа располагаются в арктических морях Северного Ледовитого океана, на севере Западной Сибири, на востоке Сибири, в дальневосточных регионах, а также в Волго-Уральском, Тимано-Печорском и Прикаспийском НГБ. Рост запасов углеводородов в большей части указанных районов имеет не только экономическое, но и геополитическое значение. В данных регионах в настоящее время ведутся геологоразведочные работы на нефть и газ, и уже обнаружены значительные, в том числе крупные и гигантские, месторождения (мегарезервуары).

Большое значение при этом придается и объему пород осадочного выполнения и площади НГБ (табл. 1). Самые крупные мегабассейны по этим параметрам, такие как Арабо-Персидский, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский, являются наиболее богатыми и по запасам УВ сырья. Так, только на мегабассейны Персидского залива и Западно-Сибирского региона приходится 95,3 млрд т нефти (85 % запасов всех месторождений-гигантов мира) и 64,7 трлн м<sup>3</sup> газа (57,4 % запасов гигантских газовых месторождений) [2].

Мегарезервуар — это зона или область, где накапливаются значительные объемы углеводородов. Эти области могут включать в себя различные типы коллекторов и типы нефтематеринских отложений [3–7].

Мегарезервуары часто связаны с различными геологическими объектами.

1. Нефтебсорные площади с отложениями, способными генерировать и содержать углеводороды. Это могут быть традиционные коллекторы нефти и газа, образованные в результате миграции и аккумуляции углеводородов в пористых и проницаемых породах.
2. Сланцевые формации, которые также могут содержать значительные запасы углеводородов, особенно в виде сланцевой

нефти и газа. Они требуют специальных технологий для добычи, таких как гидроразрыв пласта (fracking). Нефтяные системы сланцевых формаций являются исходными или нефтематеринскими (source-rock petroleum system), в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях, и резервуарами становятся исходные породы. Площадь непрерывного резервуара, такого как сланцевый резервуар, может быть такой же большой,

как и площадь осадочного бассейна, в котором отлагались сланцы (рис. 2).

3. Залежи в кавернозных разрушенных породах фундамента, в которых углеводороды могут накапливаться в сложных тектонических структурах.
4. Первичные углеводородные скопления, которые при переформировании могут приводить к образованию битумных песков, тяжелых высоковязких нефтей и других нетрадиционных углеводородных ресурсов (рис. 3).

Табл. 1. Геологические параметры осадочных бассейнов, мегабассейнов (МБ) и мегапровинций (МП) мира\* [2]  
Tab. 1. Geological parameters of sedimentary basins, megabassaneins (MB) and megaprovia (MP) of the world\* [2]

№№	Название мегабассейнов	Площадь, млн км <sup>2</sup>		Объем пород осадочного чехла, млн км <sup>3</sup>	Возраст интервала продуктивности
		МБ (ОБ)	МП (П)		
1.	Арабо-Персидский	3,4–3,7	3,0	17–18	кембрий-миоцен
2.	Западно-Сибирский (с Южно-Карской областью)	до 3,0	2,5	11,5–12,0	юра-мел
3.	Восточно-Сибирский	3,6	2,8	9,5–10	рифей-н.кембрий
4.	Мексиканского залива	2,3–2,4	1,2–1,3 (без центр. и вост. част)	н/д	юра-кайнозой
5.	Баренцево-Карский (с Северо-Карской областью)	1,4	0,9	7,0–7,5	пермь нижний мел
6.	Центрально-Европейский, включая Североморский ОБ	1,1	1,0	4,5–5,0	девон-кайнозой
7.	Охотоморский <sup>х)</sup>	1,7	<0,5	~3,0	кайнозой
8.	Алжиро-Ливийский	>1,0	0,9	4,8–5,2	палеозой-мел
9.	Прикаспийский	0,5	0,5	8–10	девон-кайнозой
10.	Амударьинский	0,4	0,3	1,5–1,8	юра-мел

\* Оценки В.А. Скоробогатова с учетом данных В.И. Высоцкого и др. (1994, 2016 гг.)

х) Обширный по площади, малый по ресурсам УВ

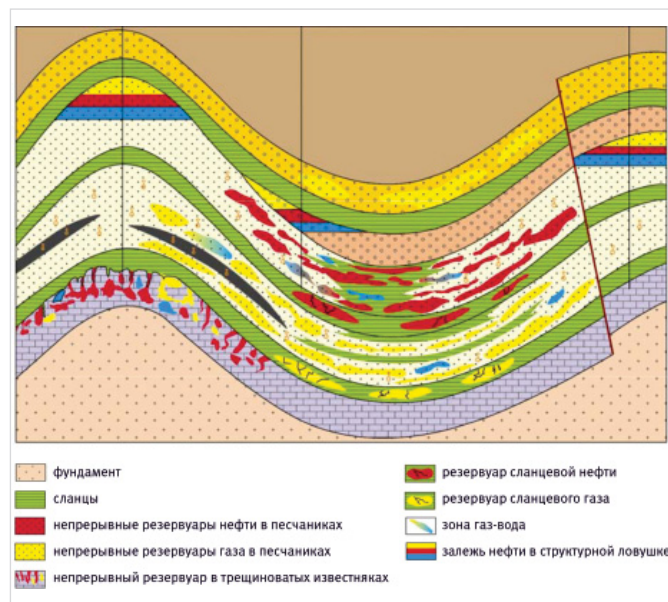


Рис. 2. Модель распределения непрерывных резервуаров (continuous reservoir) разных типов [8]  
Fig. 2. Model of the distribution of continuous tanks (continuous reservoir) of different types [8]

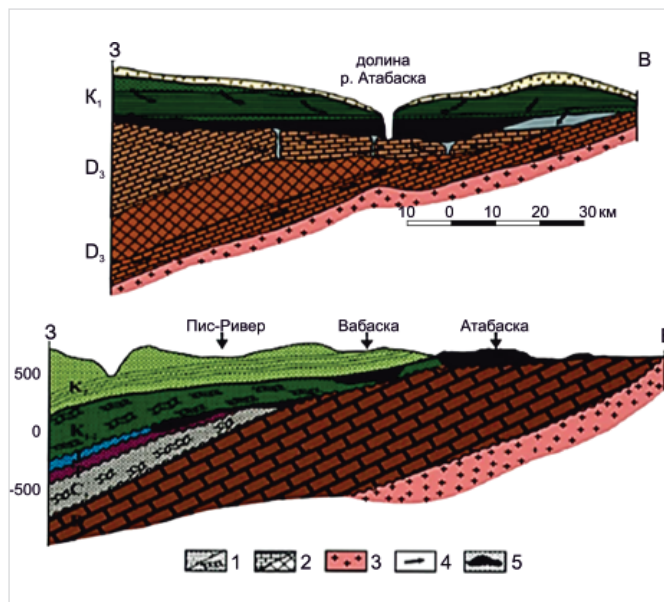


Рис. 3. Поперечные профили через поля нефтяных песков Атабаска, Вабаска и Пис-Ривер [9]  
Условные обозначения: 1 – песчаники K, J, T и C1; 2 – девонская карбонатная толща; 3 – докембрийский кристаллический фундамент; 4 – направление движения подземных вод; 5 – зоны накопления битумов, мальт и тяжелых нефтей  
Fig. 3. Transverse profiles through the fields of the oil sands of Athabaska, Vabaska and ISP-River [9] Legend: 1 – sandstones K, J, T and C1; 2 – Devonian carbonate strata; 3 – Precambrian Crystal Fundam; 4 – direction of groundwater movement; 5 – Bitumen accumulation zones, malt and heavy oil

## Итоги

Таким образом, мегарезервуары представляют собой комплексные углеводородные системы, которые могут содержать разнообразные типы углеводородов в различных геологических средах — как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах.

Одной из широко используемых моделей для описания мегарезервуаров в традиционных и нетрадиционных коллекторах является так называемая «резервуарная концепция». В рамках этой концепции углеводородный резервуар рассматривается как единая система, включающая в себя различные типы коллекторов, такие как песчаники, карбонаты, сланцы и т. д. Следовательно, каждый тип коллектора воспринимается как составная часть одного мегарезервуара, где процессы формирования, накопления и добычи углеводородов могут быть взаимосвязаны. Данная модель позволяет учитывать различия в свойствах и характеристиках различных типов коллекторов при планировании добычи и оценки ресурсов углеводородов.

## Выводы

Корреляция между основными геологическими и палеогеологическими факторами может быть ценным инструментом для прогноза наличия крупных и гигантских месторождений нефти и газа (мегарезервуаров). Анализ соотношения структурно-тектонических

элементов с особенностями пород-резервуаров и палеогеологическими условиями может помочь установить потенциальные углеводородные зоны. Таким образом, оценка влияния палеогеологических факторов на образование мегарезервуаров является ключевым компонентом для успешного разведывательного бурения и разработки нефтегазовых месторождений. Понимание и учет этих факторов позволяют предсказывать возможные места нахождения углеводородов, уменьшать риски при поиске новых месторождений и повышать эффективность разведки и добычи нефти и газа.

## Литература

1. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1-6. С. 20–25.
2. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // Neftegaz.RU. 2018. № 10. С. 126–141.
3. Шустер В.Л. Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов //

Socar Proceedings. 2022. № 2. С. 30–38.

4. Шустер В.Л. Геолого-геохимические факторы прогноза крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 10–13.
5. Пуанова С.А., Самойлова А.В. Систематизация мегарезервуарных скоплений нефти и газа в осадочной толще // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 16–19.
6. Пуанова С.А. Мегарезервуары углеводородов — аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings. 2022. № 2. С. 39–51.
7. Пуанова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 15–19.
8. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu, et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: Accumulation, distribution and evaluation. Petroleum exploration and development, 2009, Vol. 36, issue 6, P. 669–682. (In Eng).
9. Якуцени С.П. Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб.: Недра, 2005. 372 с.

## ENGLISH

### Results

Thus, megareservoirs are complex hydrocarbon systems that can contain a variety of hydrocarbon types in different geological environments, in both conventional and unconventional reservoirs. One widely used model to describe megareservoirs in conventional and unconventional reservoirs is the so-called “reservoir concept”. Within this concept, a hydrocarbon reservoir is considered as a single system that includes various types of reservoirs, such as sandstones, carbonates, shales, etc. Consequently, each type of reservoir is perceived as an integral part of one mega-reservoir, where the processes of formation, accumulation and production of hydrocarbons can be interconnected. This model allows us to take into account differences in the properties and characteristics of various types of reservoirs when planning production and assessing hydrocarbon resources.

### References

1. Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries. Mineral resources of Russia. Economy and management, 2021, Issue 1-6, P. 20–25. (In Russ).
2. Skorobogatov V.A. The largest, giant and unique sedimentary basins of the world and their role in the development of the gas industry in the 21st century. Neftegaz.ru, 2018, issue 10, P. 126–141. (In Russ).
3. Schuster V.L. Features of the formation and placement of large and gigantic oil and gas deposits in Megareservoirs of sedimentary basins. Socar Proceedings, 2022, issue 2, P. 30–38. (In Russ).
4. 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).
5. Punanova S.A., Samoilova 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).
6. Punanova S.A. Megareservoirs of hydrocarbons are accumulation of giant by oil and gas deposits. Socar Proceedings, 2022, issue 2, P. 39–51. (In Russ).
7. Punanova S.A., Samoilova A.V. Hydrocarbon

### Conclusions

The correlation between the main geological and paleogeological factors can be a valuable tool for predicting the presence of large and giant oil and gas fields (megareservoirs). For example, an analysis of the relationship of structural and tectonic elements with reservoir rock features and paleogeological conditions can help identify potential hydrocarbon-bearing zones. Thus, assessing the impact of paleogeological factors on the formation of megareservoirs is a key component for successful exploration drilling and development of oil and gas fields. Understanding and taking into account these factors makes it possible to predict possible locations of hydrocarbons, reduce risks when searching for new fields and increase the efficiency of oil and gas exploration and production.

megareservoirs of apt-senomanian deposits of the northern regions of Western Siberia.

- Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 15–19. (In Russ).
8. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu, et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation. Petroleum exploration and development, 2009, Vol. 36, issue 6, P. 669–682. (In Eng).
9. Jacuzen S.P. The prevalence of hydrocarbons enriched with heavy impurities. Evaluation of environmental risks. St. Petersburg: Nedra, 2005, 372 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

**Anna Vasilyevna Samoilova**, ph.d. of geology-mineralogical sciences, chief research, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
Corresponding author: [anna-samoilova@mail.ru](mailto:anna-samoilova@mail.ru)

# Выделение зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Шабурова М.Е., Орлов Н.Н.

Группа компаний Газпром нефть, Санкт-Петербург, Россия  
maria\_shaburova@mail.ru

## Аннотация

Карбонатные коллекторы, как правило, характеризуются неоднородностью строения и фильтрационно-емкостных свойств. При этом в эксплуатацию, в первую очередь, вовлекаются зоны, обладающие наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками. В связи с этим в процессе разработки возникает необходимость восполнения ресурсной базы месторождения и поддержания уровня добычи.

В статье приведены результаты разработки решения данной проблемы на примере нефтяного месторождения в нижнепермских карбонатных коллекторах северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Во-первых, выделена зона улучшения фильтрационно-емкостных свойств в пределах не вовлеченных в разработку частей залежи. Во-вторых, обоснованы перспективные для доразведки объекты в нефтегазоносных комплексах, продуктивных в районе исследуемого месторождения. Кроме того, в статье представлен краткий геологический обзор района исследования и продуктивных нефтегазоносных комплексов, а также обоснована неоднородность строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

## Материалы и методы

Основой для проведенного исследования послужили результаты анализа керна и шлифов, интерпретации геофизических исследований, испытаний скважин, а также интерпретации материалов сейсморазведочных работ. С использованием этих данных в специализированном программном обеспечении была построена трехмерная геологическая модель, на основании которой

были выделены перспективные зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств.

## Ключевые слова

карбонатные коллекторы, фильтрационно-емкостные свойства, классификация по Данхэму, трещиноватость, органогенные постройки, доразведка, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

## Для цитирования

Шабурова М.Е., Орлов Н.Н. Выделение зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-16-21

Поступила в редакцию: 04.06.2024

GEOLOGY

UDC 551, 550.8 | Original Paper

## Allocation of improved filtration and reservoir properties zones using the example of an oil field in the Timan-Pechora oil and gas province

Shaburova M.E., Orlov N.N.

Gazpromneft company group, Saint-Peterburg, Russia  
maria\_shaburova@mail.ru

## Abstract

Carbonate reservoirs, as a rule, are characterized by heterogeneity of structure and filtration and reservoir properties. In this case, the zones with the improved filtration and reservoir characteristics are primarily involved in exploitation. In this regard, during the development process there is a need to replenish the resource base of the field and maintain production levels.

The article presents the results of developing a solution to this problem using the example of an oil field in the Lower Permian carbonate reservoirs of the northeastern part of the Timan-Pechora oil and gas province. Firstly, improved filtration and reservoir properties zone was identified within the parts of the field not involved in exploitation. Secondly, objects for additional exploration in complexes that are productive in the area of the studied have been substantiated. In addition, the article provides a brief geological overview of the study area and productive oil and gas complexes, and also substantiates the heterogeneity of the structure and properties of reservoirs.

## Materials and methods

The basis for the study was the results of analysis of core and thin sections, interpretation of geophysical wells logging, wells testing, as well as interpretation of seismic survey materials. Using this data in specialized software, a three-dimensional geological model was built, on the basis of which promising improved filtration and reservoir properties zones were identified.

## Keywords

carbonate reservoirs, reservoir properties, Dunham classification, fractures, organogenic buildings, additional exploration, Timan-Pechora oil and gas province



## For citation

Shaburova M.E., Orlov N.N. Allocation of improved filtration and reservoir properties zones using the example of an oil field in the Timan-Pechora oil and gas province. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 16–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-16-21

Received: 04.06.2024

## Введение

Нефтяные месторождения северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции приурочены к карбонатным коллекторам разного возраста и характеризуются сложным строением пустотного пространства. Особенностью таких коллекторов, как правило, является неоднородность строения и распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и по разрезу. Комплексный анализ различных видов геолого-геофизической информации, такой как керн, шлифы, специальные методы геофизических исследований скважин (акустический каротаж, ядерно-магнитный каротаж, электрические и акустические азимутальные микроимджеры), сейсмические атрибуты, позволяет получить представление о строении карбонатных коллекторов и распределении ФЕС, на основании чего могут быть построены геологические модели, которые в дальнейшем являются надежной основой для выделения перспективных зон.

В процесс эксплуатации в первую очередь, как правило, вовлекаются залежи или части залежей, обладающие наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками, что приводит к неравномерной выработке запасов. В связи с этим возникает необходимость пополнения ресурсной базы месторождений и поддержания уровня добычи. Решением этой проблемы может стать выделение перспективных объектов с улучшенными ФЕС как в неразрабатываемых частях введенных в эксплуатацию залежей, так и в коллекторах региональных нефтегазоносных комплексов, продуктивность которых пока не подтверждена в пределах рассматриваемых месторождений.

Целью работы является выделение перспективных объектов с улучшенными ФЕС на примере нефтяного месторождения, расположенного в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач. На основании анализа керна, шлифов, а также данных геофизических исследований скважин выделить основные структурные типы карбонатных коллекторов верхнего карбона-нижней перми, подтвердить их зональное строение. На основании атрибутного анализа сейсмических данных МОГТ 3D и литолого-фациальной модели выделить зоны улучшенных фильтрационных свойств в низкоемких карбонатных коллекторах верхнего карбона-нижней перми. На основании анализа данных о региональных нефтегазоносных комплексах, результатов испытаний и геофизических исследований скважин, материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D выделить перспективные объекты в отложениях, продуктивность которых пока не подтверждена в пределах исследуемого месторождения.

## Геологический обзор района исследования

Объектом исследования является нефтяное месторождение, расположенное в пределах Сорокинского нефтегазоносного

района (Сорокинского НГР) Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области (Варандей-Адзвинской НГО). Варандей-Адзвинская НГО расположена на северо-востоке Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Тимано-Печорской НГП) и протягивается с юго-востока на северо-запад, включая как территорию континентальной части, так и акватории Печорского моря. На западе исследуемая нефтегазоносная область граничит с Хорейверской НГО, на северо-западе — с Восточно-Поморской НГО, на севере — с Гуляевско-Долгинской НГО, на северо-востоке — с Русановской ПНГО, на востоке — с Припайхойско-Приюжновоземельской НГО, на юге — с Северо-Предуральской НГО. В составе Варандей-Адзвинской НГО выделяют два нефтегазоносных района (с запада на восток): Сорокинский и Сарембой-Леккеягинский (рис. 1) [1].

В пределах Сорокинского НГР установлена промышленная нефтеносность доманиково-турнейского, верхневизейско-нижнепермского, верхнепермского, триасового комплексов.

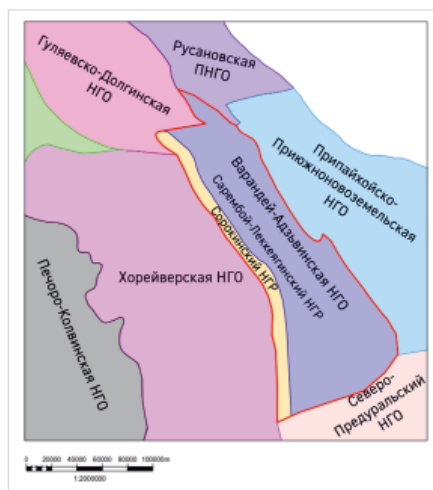


Рис. 1. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [1]  
Fig. 1. A fragment of the scheme of oil and gas geological zoning of the Timan-Pechora oil and gas province [1]

Табл. 1. Продуктивные нефтегазоносные комплексы Варандей-Адзвинской НГО  
Tab.1. Productive oil and gas complexes of Varandey-Adzva NGO

Нефтегазоносные комплексы	Сорокинский НГР	Сарембой-Леккеягинский НГР
Триасовый (Т)	+	–
Верхнепермский (P2)	+	–
Верхневизейско-нижнепермский (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> -P <sub>1</sub> )	+	+
Доманиково-турнейский (D <sub>3</sub> dm-C <sub>1</sub> t)	+	+
Среднедевонско-нижнефранский (D <sub>2</sub> -D <sub>3</sub> f <sub>1</sub> )	–	+
Средне-ордовикско-нижнедевонский (O <sub>2</sub> -D <sub>1</sub> )	–	+

В пределах Сарембой-Леккеягинского НГР установлена промышленная нефтеносность среднеордовикско-нижнедевонского [2], среднедевонско-нижнефранского, доманиково-турнейского, верхневизейско-нижнепермского комплексов (табл. 1).

## Характеристика верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса

Верхневизейско-нижнепермский нефтегазоносный комплекс представлен карбонатными коллекторами и распространен в пределах всей Варандей-Адзвинской НГО. Глубина залегания этого комплекса уменьшается на юг и юго-восток в направлении от акваториальной к континентальной части.

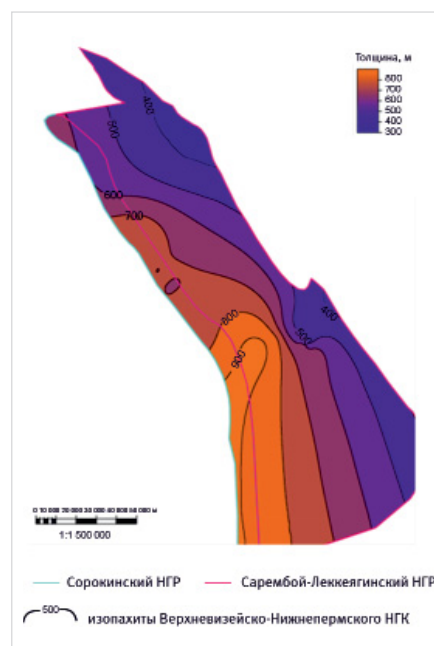


Рис. 2. Карта общих толщин верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса в пределах Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)  
Fig. 2. Total thickness map of the Verkhnevizeysko-Nizhnepermsky oil and gas complex within the Varandey-Adzva oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

В пределах Сорокинского НГР абсолютная отметка глубины залегания кровли комплекса по скважинам в среднем составляет -1 500 м, в пределах Сарембой-Леккеягинского НГР — -800 м. Общая толщина этого продуктивного комплекса сокращается на восток и северо-восток в направлении Припайхойско-Приужноновоземельской НГО за счет

сокращения мощности нижнепермских отложений в разрезе до полного исчезновения (рис. 2), что обусловлено эрозионными процессами в позднепермское время [3]. В пределах Сорокинского НГР общая толщина комплекса в среднем составляет 805 м, в пределах Сарембой-Леккеягинского НГР — 642 м.

В пределах Сарембой-Леккеягинского НГР установлена промышленная нефтеносность верхневизейско-нижнепермского карбонатного комплекса в отложениях серпуховского яруса нижнего карбона и башкирского и московского ярусов среднего карбона. В пределах Сорокинского НГР и в северной части Сарембой-Леккеягинского НГР установлена промышленная нефтегазоносность комплекса в ассель-сакмарских отложениях нижней перми (табл. 1): выявлено порядка 10 месторождений, большая часть из которых введена в промышленную эксплуатацию.

### Неоднородность строения и фильтрационно-емкостных свойств нижнепермских продуктивных карбонатных отложений

Нижнепермские продуктивные отложения в пределах района исследования представлены преимущественно известняками, формирование которых связано с развитием органогенных построек [4]. Залежи углеводородов в отложениях такого типа, как правило, характеризуются зональным строением и неравномерным распределением зон улучшенных ФЕС по площади и по разрезу.

Согласно широко используемой классификации по Ф. Данхэму [5] с дополнениями Ембри и Кловена [6], известняки могут быть разделены на аллохтонные (грейнстоуны, пакстоуны, вакстоуны и мадстоуны и т. д.) и автохтонные (баундстоуны, баффлстоуны, байндстоуны, фреймстоуны и т. д.), первые из которых не были биотически скреплены в процессе седиментации в отличие от вторых. Аллохтонные известняки отличаются друг от друга размером обломков (например, биокластов) и количеством цементирующего илистого карбонатного материала; автохтонные — способом роста и крепления скелетов организмов между собой (рис. 3) [5, 6].

Увеличение размера компонентов и уменьшение количества илистого материала указывают на более активную гидродинамическую обстановку формирования разных типов известняков, что в свою очередь обуславливает различие ФЕС и их зональное распространение по площади и по разрезу (табл. 2, рис. 4).

В пределах исследуемого месторождения пористость грейн-пакстоунов может достигать 25–29 %, что является высоким показателем для карбонатных коллекторов; пористость баундстоунов в среднем составляет 15 %; пористость мад-вакстоунов — 4 % (рис. 5, 6).

Несмотря на то, что мад-вакстоуны характеризуются худшими емкостными свойствами, они обладают проницаемостью лучшей, чем у байнд-баундстоунов и сопоставимой с грейн-пакстоунами за счет большей выраженности трещиноватости (рис. 6).

Обоснование перспективных объектов с зонами улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в пределах исследуемого месторождения Сорокинского нефтегазоносного района

Естественно, что в процесс разработки в первую очередь вовлекаются залежи или части залежей, обладающие наилучшими фильтрационно-емкостными характеристиками, к которым в пределах исследуемого месторождения относятся зоны развития высокоемких типов нижнепермских известняков (грейн-пакстоунов и байнд-баундстоунов). В связи с ограниченным распространением таких зон возникает необходимость выделения перспективных объектов с улучшенными

Табл. 2. Соответствие различных типов известняков обстановкам осадконакопления  
Tab. 2. Compliance of limestones different types of with sedimentation conditions

Фациальная обстановка	Типы известняков по Ф. Данхэму с дополнениями Ембри и Кловена
Приливно-отливная зона открытого шельфа, внутренняя лагуна	Грейнстоун, пакстоун
Подприливно-зона открытого шельфа, «ядро» рифа	Байндстоун, баундстоун
Проксимальный фронтальный шлейф	Грейнстоун
Дистальный фронтальный шлейф	Пакстоун
Проксимальный проградирующий склон	Вакстоун
Сублитораль ниже волнового базиса	Вак-мадстоун

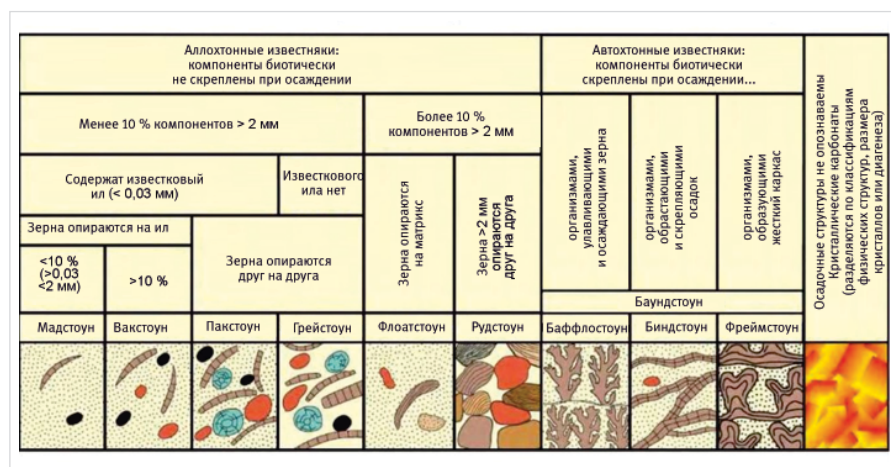


Рис. 3. Классификация карбонатных пород по Данхэму с дополнением Ембри и Кловена [5, 6]

Fig. 3. Carbonate rocks classification according to Dunham with the addition of Embry and Cloven [5, 6]

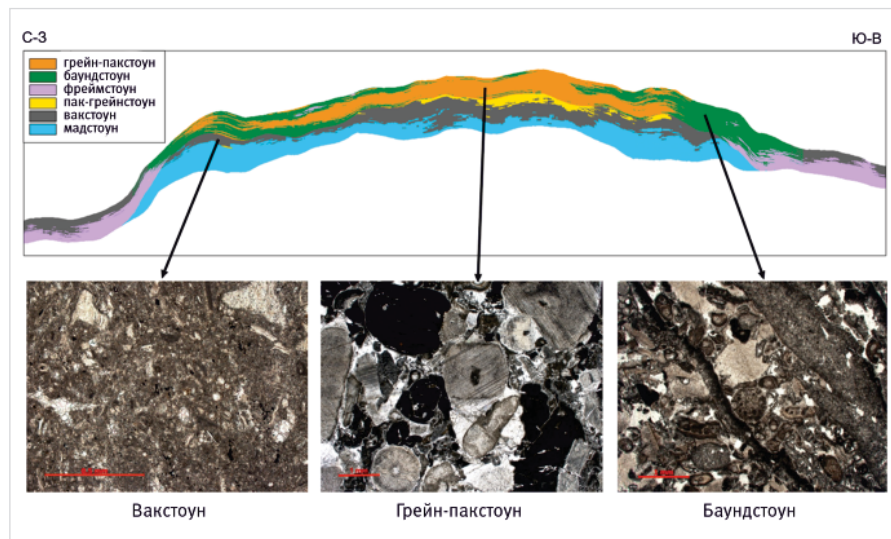


Рис. 4. Зональность распространения различных структурных типов известняков в пределах исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 4. The zonation of the limestones different structural types distribution within the studied field of Sorokin oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

ФЕС с целью поддержания текущего уровня добычи.

К первой группе таких объектов отнесены низкоемкие известняки в пределах выявленной залежи в отложениях верхнего карбона-нижней перми, которые по классификации Данхэма относятся к вакстоунам. Коллекторы в этих отложениях формировались в более глубоководных и менее гидродинамически активных обстановках, поэтому характеризуются сниженной пористостью и не вовлечены в эксплуатацию (рис. 6). При этом результаты анализа зерна и шлифов показывают, что при худших емкостных характеристиках данные породы обладают более выраженной трещиноватостью.

В качестве примера трещинных карбонатных коллекторов, которые разрабатываются с высокими показателями добычи даже при очень низкой емкости, можно привести позднепротерозойские отложения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [7].

Анализ шлифов и зерна позволил установить, что в вакстоунах развиты как тектонические трещины, так и стилолитовые швы; при этом выделяются как одиночные тектонические трещины, так и трещины, формирующие пересекающиеся системы; материалом заполнения большей части трещин является битум (рис. 7).

Результаты анализа электрических азимутальных микроимиджеров по скважинам показывают неравномерное распределение трещин по площади, при этом плотность трещин тем больше, чем ближе проходят разрывные нарушения. Стоит отметить, что плотность трещин по скважинам так же хорошо коррелирует с аномалиями сейсмического атрибута Ant tracking (рис. 8).

Таким образом, с использованием фациальной модели и сейсмического атрибута Ant tracking выделены зоны улучшенных фильтрационных свойств в низкоемких коллекторах (вакстоунах) в отложениях верхнего карбона-нижней перми.

Ко второй группе перспективных объектов с улучшенными ФЕС отнесены отложения в нефтегазоносных комплексах, продуктивность которых пока не подтверждена в пределах исследуемого месторождения, но установлена в целом в пределах Варандей-Адзвинской НГО, то есть комплексы, залегающие выше и ниже верхневизейско-нижнепермского (рис. 9).

При испытании в скважинах Сорокинского НГР отложений нижележащего среднеордовикско-нижнедевонского комплекса, промышленно нефтегазоносного в пределах

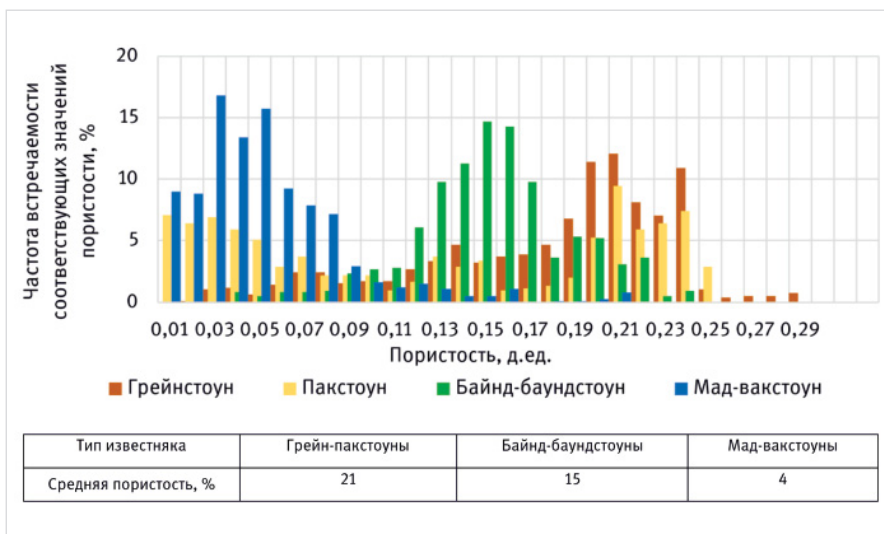


Рис. 5. Гистограмма распределения пористости по керну для различных типов известняков нижнепермских продуктивных отложений исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 5. Histogram of the core porosity distribution for limestone's different types of the Lower Permian productive deposits within the studied field of Sorokinsky oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

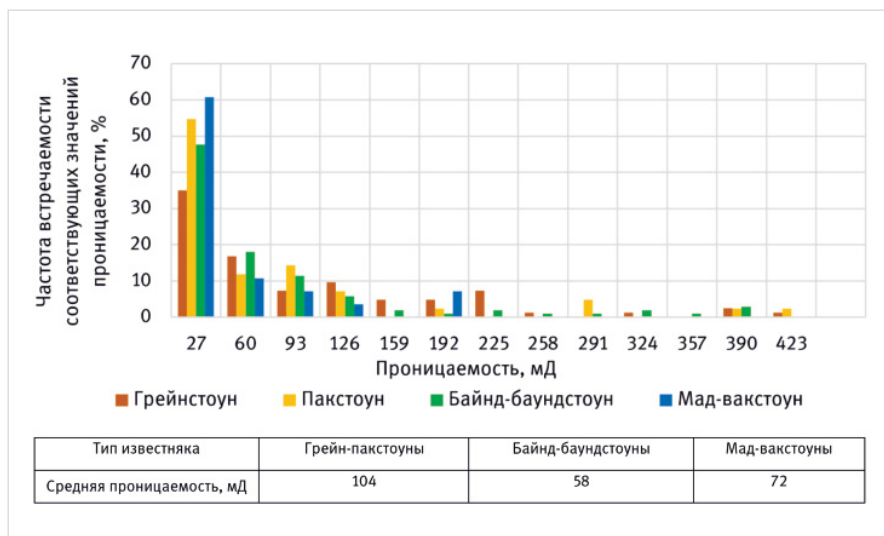


Рис. 6. Гистограмма распределения проницаемости по керну для различных типов известняков нижнепермских продуктивных отложений исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 6. Histogram of the core permeability distribution for limestone's different types of the Lower Permian productive deposits within the studied field of Sorokinsky oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

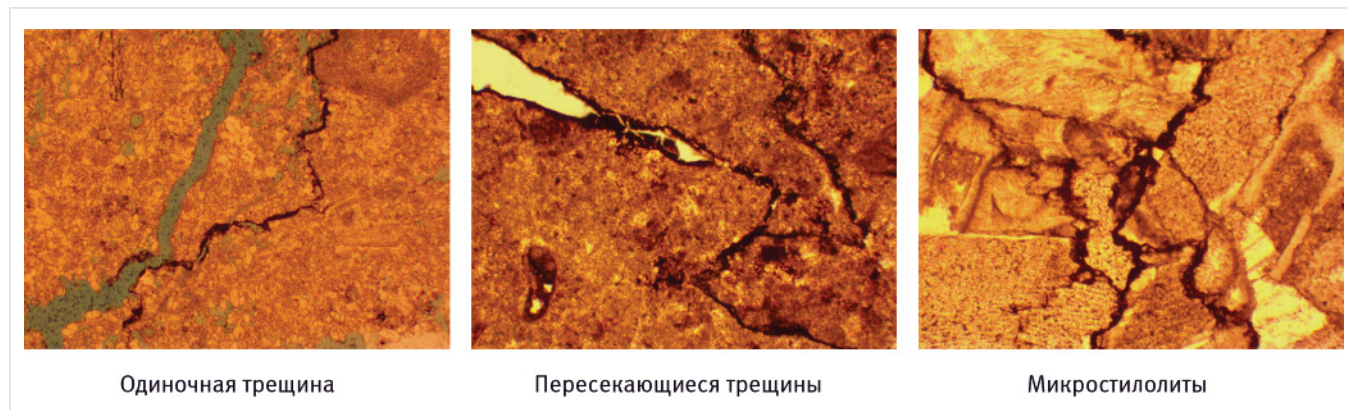


Рис. 7. Трещины в вакстоунах исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 7. Fractures in wackstones within the studied field of Sorokinsky oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

Сарембой-Леккеягинского НГР [8], получены незначительные притоки нефти [9]. Кроме того, глубина залегаения данного комплекса в районе исследования достигает 4 500–5 000 м, поэтому дальнейшее исследование данного комплекса в настоящее время не является перспективным.

Промышленная нефтеносность доманиково-турнейского комплекса установлена как в пределах Сорокинского, так и в пределах Сарембой-Леккеягинского НГР. При этом в пределах Хорейверской НГО выявлен ряд месторождений, продуктивные отложения которых связаны с рифовыми постройками верхнего девона [10]. Результаты анализа материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D в пределах исследуемого месторождения указывают на наличие в отложениях фаменского яруса верхнего девона сейсмофаций с характерной для рифов хаотичной картиной сейсмической записи.

Таким образом, необходимо провести динамический анализ материалов сейсморазведочных работ, доизучение керна и шлифов в районе исследуемого месторождения, чтобы подтвердить наличие рифовых построек в отложениях верхнего девона и потенциально связанных с ними зон, улучшенных ФЕС.

В качестве еще одного перспективного объекта в пределах исследуемого месторождения могут выступать терригенные отложения тульского горизонта нижнего карбона. Данный горизонт выделяется на границе нижнего и верхнего визе и разделяется

на терригенную и карбонатную части, при этом распространение терригенной части носит локальный характер.

В скважинах терригенные тульские отложения не испытаны, однако результаты интерпретации ГИС указывают на наличие пористых песчаников, которые по кубу акустического импеданса характеризуются низкими значениями. Таким образом, необходим дополнительный анализ керна, РИГИС и сейсмических атрибутов отложений данного горизонта в пределах исследуемого месторождения, после которого будут сделаны выводы о его перспективности.

В пределах Сорокинского НГР установлена нефтеносность терригенных отложений триаса, однако при испытании этого комплекса в пределах исследуемого месторождения притоки углеводородов не получены, что соответственно указывает на бесперспективность вышележащих комплексов.

### Итоги

По результатам анализа керна, шлифов, данных ГИС и сейсморазведки МОГТ 3D в пределах исследуемого месторождения подтверждена неоднородность строения и распределения ФЕС верхневизейско-нижнепермских карбонатных коллекторов, которая в первую очередь связана с особенностями их формирования. При этом наибольшей трещиноватостью характеризуются низкоемкие известняки в отложениях верхнего карбона-нижней перми, классифицированные как

вакстоуны. С использованием фациальной модели и сейсмического атрибута Ant tracking выделены зоны улучшенных фильтрационных свойств в этих известняках.

### Выводы

Выработка запасов высокоемких карбонатных коллекторов нижнепермского возраста в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции обуславливает необходимость выделения новых объектов с улучшенными ФЕС с целью поддержания уровня добычи. Проведенный анализ позволил выделить две группы таких объектов. Первая группа включает в себя низкоемкие трещиноватые известняки (вакстоуны) в отложениях верхнего карбона-нижней перми, которые относятся к отложениям верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса, но не вовлечены в разработку. Вторая группа перспективных объектов связана с отложениями в продуктивных комплексах, залегающих ниже верхневизейско-нижнепермского. Наибольшие перспективы в этой группе связаны с рифовыми постройками верхнего девона, а также песчаниками тульского горизонта нижнего карбона.

### Литература

1. Журавлев В.А., Кораго Е.А., Костин Д.А., Зуйкова О.Н. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия

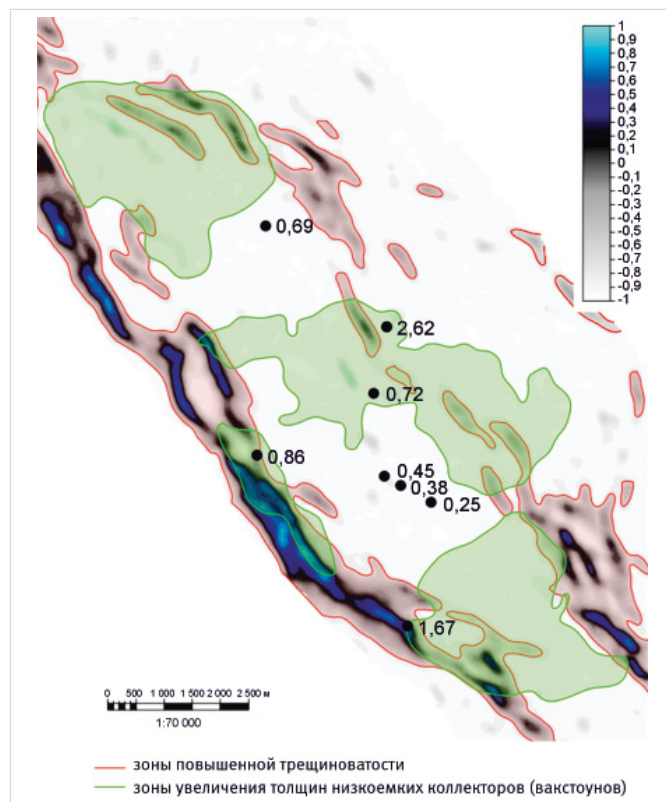


Рис. 8. Карта сейсмического атрибута Ant tracking, осредненного в интервале верхнего карбона-нижней перми, с точками плотности трещин по данным электрических азимутальных микроимиджеров и контурами перспективных зон исследуемого месторождения Сорокинского НГР (составлено М.Е. Шабуровой, 2024 г.)

Fig. 8. Seismic attribute "Ant tracking" map, averaged in the Upper Carboniferous-Lower Permian interval, with fractures intensity points according to electric azimuthal Microlmager and contours of prospect zones within the studied field of Sorokin oil and gas region (compiled by M.E. Shaburova, 2024)

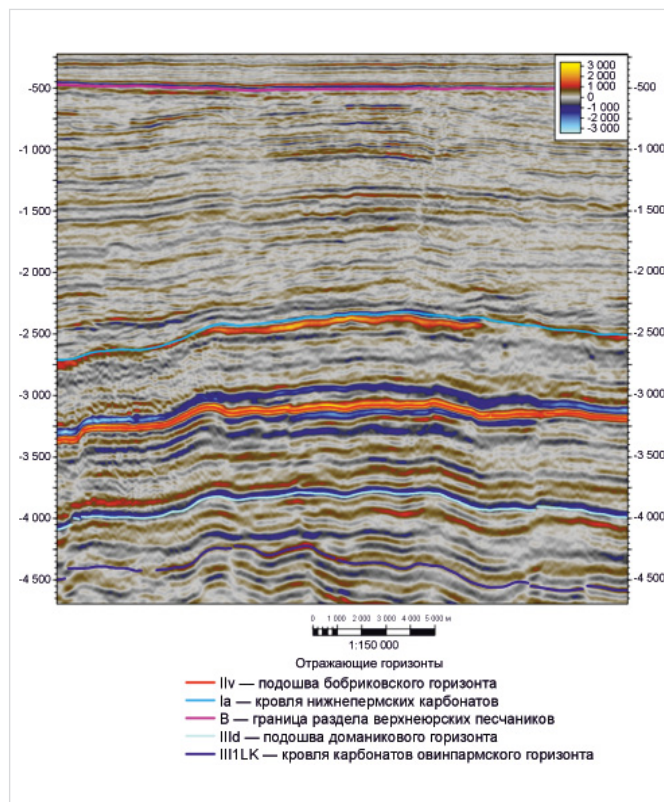


Рис. 9. Сейсмический разрез с основными отражающими горизонтами (Результаты интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D, 2020 г.)

Fig. 9. Seismic section with the main reflecting horizons (The interpretation results of of CPP 3D seismic surveys, 2020)

- Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-39, 40 – о. Колгуев – прол. Карские Ворота. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. 405 с.
- Дзюбло А.Д., Сидоров В.В., Зонн М.С., Агаджанянц И.Г. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнефранского мегакомплекса шельфа Печорского моря // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2021 № 4. С. 70–81.
  - Сотникова А.Г. Зоны нефтегазоаккумуляции и приоритетные направления воспроизводства запасов нефти в карбонатных комплексах Варандей-Адзвинского авлакогена // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. № 5. URL: [http://www.ngtr.ru/rub/6/4\\_2010.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/6/4_2010.pdf) (дата обращения: 01.06.2024).
  - Суворова Е.Б. Литология и обстановки накопления верхневизейско-нижнепермских отложений Печорского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 2. URL: [http://www.ngtr.ru/rub/2/25\\_2012.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/2/25_2012.pdf) (дата обращения: 01.06.2024).
  - Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Symposium “classifications of carbonate rocks”, 1961, P. 108–121. (In Eng).
  - Embry A.F. A late devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. Bulletin of Canadian petroleum geology. 1971, Vol. 19, issue 4, P. 730–781. (In Eng).
  - Шабурова М.Е. Перспективы исследования позднерифейских осадочных комплексов и критерии их нефтегазоносности. Интерэкспо
  - ГЕО-Сибирь-2017. Т. 1. Новосибирск: СГУГиТ, 2017. С. 155–159.
  - Шабурова М.Е. Модель геологического строения позднерифейско-нижнепалеозойских образований северо-западного окончания Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Трофимукские чтения – 2017. Новосибирск: 2017. С. 178–180.
  - Юрьева З.П. Положение залежей нефти в разрезах нижнедевонских отложений (Тимано-Печорская провинция) // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 3–13.
  - Лобусев А.В., Страхов П.Н. Формирование пустотного пространства в продуктивных отложениях верхнего девона юго-западной части Хорейверской впадины // Территория Нефтегаз. 2011. № 9. С. 14–17.

## ENGLISH

### Results

Based on the results of the core, thin sections, well logging data analysis and CPP 3D within the field, the heterogeneity of the structure and distribution of filtration and reservoir properties of the Lower Permian carbonate reservoirs, which is primarily associated with the peculiarities of their formation. At the same time, low-porosity limestones in the Upper Carboniferous-Lower Permian deposits, classified as wackestones, are characterized by the greatest fracturing and, as a consequence, permeability. Zones of improved filtration properties in these limestones have been identified using the facies model and the seismic attribute Ant tracking.

### Conclusions

The depletion of reserves of high-porosity carbonate reservoirs of the Lower Permian age in the northeastern part of the Timan-Pechora oil and gas province necessitates the identification of new objects with improved filtration and reservoir properties in order to maintain production level. The analysis made it possible to identify two groups of such objects. The first group includes low-porosity fractured limestones (wackestones) in Upper Carboniferous-Lower Permian deposits, which are not involved in development. The second group of promising objects is associated with deposits in productive complexes lying above and below the Upper Visean-Lower Permian. The greatest prospects in this group are associated with reef structures of the Upper Devonian, as well as sandstones of the Tula horizon of the Lower Carboniferous.

### References

- Zhuravljov V.A., Korago E.A., Kostin D.A., Zujkova O.N. et al. State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (third generation). North Kara-Barents Sea series. Sheet R-39.40 – о. Kolguev Strait. Kara Gate. Explanatory letter. Saint Petersburg: Kartograficheskaja fabrika VSEGEI, 2014, 405 p. (In Russ).
- Dzyublo A.D., Sidorov V.V., Zonn M.S., Agadzhanjants I.G. Oil and gas perspectives of the Ordoviksky-Nizhnefransky mega-complex of the Pechorsk Sea shelf. Moscow University Bulletin. Series 4. Geology, 2021, issue 1, P. 70–81. (In Russ).
- Sotnikova A.G. Oil and gas accumulation zones and the priority directions of renewal of oil reserves in the carbonate complexes, Varandey-Adzvin sky aulacogen. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i praktika, 2010, Vol. 5, issue 1. URL: [http://www.ngtr.ru/rub/6/4\\_2010.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/6/4_2010.pdf) (accessed 01.06.24) (In Russ).
- Suvorova E.B. Lithology and conditions of accumulation of Upper Visean-Lower Permian deposits of the Pechora shelf. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i praktika, 2012, Vol. 7, issue 2, URL: [http://www.ngtr.ru/rub/2/25\\_2012.pdf](http://www.ngtr.ru/rub/2/25_2012.pdf) (accessed 01.06.24) (In Russ).
- Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Symposium “classifications of carbonate rocks”, 1961, P. 108–121. (In Eng).
- Embry A.F. A late devonian reef tract on northeastern Banks Island, N.W.T. Bulletin of Canadian petroleum geology, 1971, Vol. 19, issue 4, P. 730–781. (In Eng).
- Shaburova M.E. Prospects of the research of late proterozoic sedimentary sequences and the criteria of their petroleum potential. Interexpo GEO-Siberia-2017, Vol. 1. Novosibirsk: SSUGT, 2017, P. 155–159. (In Russ).
- Shaburova M.E. Geological model of late proterozoic-early paleozoic formations of the northwestern edge of the timan-pechora sedimentary basin. Trofimuk reading – 2017. Novosibirsk: 2017, P. 178–180. (In Russ).
- Yureva Z.P. Position of oil pools in the sections of the lower devonian deposits (the Timan-Pechora province). Geologiya nefiti i gaza, 2015, issue 3, P. 3–13. (In Russ).
- Lobusev A.V., Strahov P.N. Formation of void space in productive Upper Devonian deposits in the southwestern part of the Khoreyver depression. Territorija neftegaz, 2011, issue 9, P. 14–17. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Шабурова Мария Евгеньевна**, руководитель направления, Группа компаний Газпром нефть, Санкт-Петербург, Россия  
Для контактов: [maria\\_shaburova@mail.ru](mailto:maria_shaburova@mail.ru)

**Орлов Никита Николаевич**, руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний Газпром нефть, Санкт-Петербург, Россия

**Shaburova Mariya Evgenievna**, head of division, Gazpromneft company group, Saint-Peterburg, Russia  
Corresponding author: [maria\\_shaburova@mail.ru](mailto:maria_shaburova@mail.ru)

**Orlov Nikita Nikolaevich**, product development project manager, Gazpromneft company group, Saint-Peterburg, Russia

Комплект  
технических  
средств для  
фрезерования  
«окна»  
в обсадной  
колонне

Клин-отклонитель

Якорь гидравлический

## УСТРОЙСТВА ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА ТИПА БС

предназначены для вырезания окна в обсадной колонне и резки обходных стволов в открытом стволе при строительстве боковых стволов нефтяных и газовых скважин.

### Преимущества:

- 1 Зарезка бокового ствола производится без цементирования и опоры на искусственный забой
- 2 Успешная конструкция фрезера отличается износоустойчивостью и позволяет получать высокую скорость фрезерования
- 3 Надежный и простой по конструкции якорь выдерживает более 50 т осевой нагрузки



Россия, РТ, г. Альметьевск,  
ул. Базовая, 2

+7 (8553) 38-94-00, 31-84-94  
info@sistemaservis.ru  
www.system.tagras.ru

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»



ГРУППА КОМПАНИЙ  
**СИСТЕМА·СЕРВИС**

## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОКАЛЬНОГО КРЕПЛЕНИЯ СТенок СКВАЖИН

Оборудование для локального крепления стенок скважин (ОЛКС) предназначено для перекрытия интервалов катастрофического поглощения промывочной жидкости в открытом стволе при бурении скважин.

### Принцип работы:

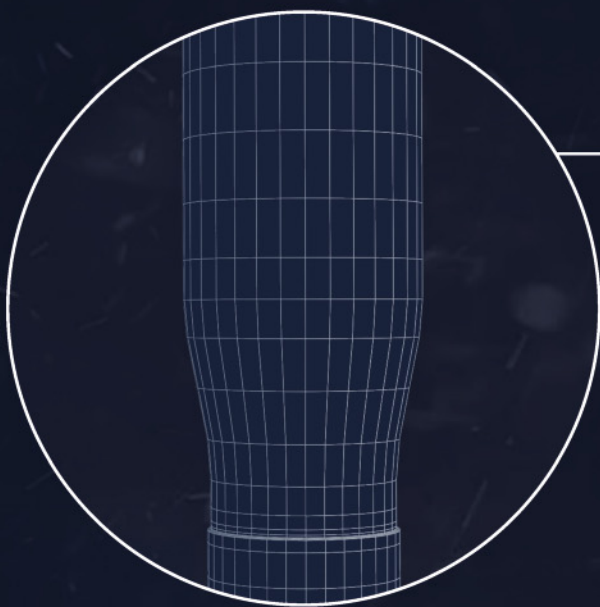
Технология локального крепления скважин заключается в том, что подготовленные обсадные трубы предварительно искусственно уменьшают (профилируют) в диаметре, позволяя свободно спустить их в скважину.

В интервале осложнения увеличивают ствол скважины с помощью расширителей до диаметра исходных (непрофильных) труб.

В расширенный интервал спускаются подготовленные профилированные трубы и за счёт давления, создаваемого закачкой бурового раствора, трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважины.

### Преимущества:

- 1 Решается проблема изоляции зон с интенсивным поглощением бурового раствора
- 2 Исключается применение промежуточных колонн и колонн «летучек»
- 3 Снижается энергоёмкость, материалоемкость и сроки строительства скважин



# Опыт мониторинга профиля притока газа в горизонтальных скважинах с помощью оптоволоконна в системе «СКМС-онлайн»

Соловьева В.В.<sup>1</sup>, Гуляев Д.Н.<sup>1</sup>, Коваленко К.В.<sup>1</sup>, Прилуцкий А.А.<sup>1</sup>, Лазуткина Н.Е.<sup>2</sup>, Жуйков Г.О.<sup>3</sup>, Круппа З.П.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; <sup>2</sup>Некоммерческое партнерство «ГНПЦНГГ», Москва, Россия;

<sup>3</sup>ООО «ОптоМониторинг», Москва, Россия

gulyaev.d@gubkin.ru

## Аннотация

Добыча газа горизонтальными скважинами из коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами значительно растет темпами. Такие объекты обладают сложным геологическим строением. Существует множество методов контроля разработки для определения темпов отбора запасов и оценки потенциала повышения добычи. Важная часть мониторинга — определение профиля притока. Использование оптоволоконных датчиков позволяет не только локализовать работающие толщины пласта, но и оценить их изменение в процессе разработки в режиме реального времени. В статье показаны результаты онлайн-мониторинга, наглядно показывающего информативность применения оптоволоконна.

## Материалы и методы

Алгоритмы онлайн-мониторинга профиля притока с помощью распределенных оптоволоконных датчиков, математическое определение профиля притока с помощью коэффициента относительной температуры.

## Ключевые слова

оптоволоконно, онлайн-мониторинг, горизонтальные скважины, термометрия, профиль притока, газ

## Для цитирования

Соловьева В.В., Гуляев Д.Н., Коваленко К.В., Прилуцкий А.А., Лазуткина Н.Е., Жуйков Г.О., Круппа З.П. Опыт мониторинга профиля притока газа в горизонтальных скважинах с помощью оптоволоконна в системе «СКМС-онлайн» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 24–27.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-24-27

Поступила в редакцию: 05.06.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.362 | Original Paper

## Horizontal wells gas inflow profile monitoring experience via fiber-optic by “SKMS-online” system

Solovyova V.V.<sup>1</sup>, Gulyaev D.N.<sup>1</sup>, Kovalenko K.V.<sup>1</sup>, Prilutsky A.A.<sup>1</sup>, Lazutkina N.E.<sup>2</sup>, Zhuikov G.O.<sup>3</sup>, Kruppa Z.P.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <sup>2</sup>Non-profit partnership “GNPSTNGG”, Moscow, Russia;

<sup>3</sup>“OptoMonitoring” LLC, Moscow, Russia

gulyaev.d@gubkin.ru

## Abstract

Gas production by horizontal wells from reservoirs with hard-to-recover reserves is significantly growing. Such objects have a complex geology; there are many development control methods to determine the rate of reserve withdrawal and find the potential for production increase. An important part of monitoring is determining the inflow profile. The use of fiber optic sensors allows not only to localize producing intervals in the field, but also to evaluate changes of production inflow profile in real time. The paper shows the results of online monitoring, clearly showing the information content of fiber optics.

## Materials and methods

Algorithms for online monitoring of the inflow profile using distributed fiber optic sensors, mathematical determination of the inflow profile using the relative temperature coefficient.

## Keywords

fiber optics, online monitoring, horizontal wells, temperature logging, inflow profile, gas

## For citation

Solovyova V.V., Gulyaev D.N., Kovalenko K.V., Prilutsky A.A., Lazutkina N.E., Zhuikov G.O., Kruppa Z.P. Horizontal wells gas inflow profile monitoring experience via fiber-optic by “SKMS-online” system. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 24–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-24-27

Received: 05.06.2024

Прогресс в технологиях позволяет расширять арсенал инструментов и методик для анализа и оценки профиля притока в скважинах. Несмотря на обилие данных, иногда бывает сложно точно определить изменения

в профиле с течением времени. В таких случаях полезно обращаться не только к широко применяемым датчикам, но и к оптоволоконным исследованиям, которые эффективно справляются с поставленными задачами.

Использование оптоволоконных датчиков позволяет определить рабочие толщины, количественно оценить профиль притока и отслеживать изменения в работе интервалов по стволу скважины [1–3].



Однако возникает вопрос обработки и визуализации данных, полученных от датчиков. В настоящее время активно разрабатываются новые методы интерпретации данных скважин и совершенствуются средства визуализации. С использованием полуавтоматического портала «СКМС-онлайн» (системы комплексного мониторинга скважин) можно просматривать данные по глубине за всю историю эксплуатации скважины, а также отслеживать изменения температуры во времени, что значительно упрощает анализ полученной информации.

Новые технологические возможности оптоволоконных систем (ОВС) открывают перспективы для улучшения подходов к интерпретации нестационарной оптоволоконной термометрии. Классический метод, который включает выбор наиболее информативных и репрезентативных профилей изменения температуры вдоль ствола скважины с последующим анализом по традиционной схеме, является одним из наиболее очевидных способов использования измерений этим датчиком.

Однако потенциал оптоволоконного датчика гораздо шире. Для количественной оценки параметров скважины и пласта можно применять интерпретацию, основанную на анализе особенностей быстро протекающих динамических процессов. Эти процессы более полно отражают динамику работы системы «скважина — пласт» при использовании сложных систем заканчивания, таких как зоны естественной и искусственной трещиноватости, коллекторы в зоне вскрытия трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) и авто-ГРП или горизонтальные стволы и прочее.

Общая методика интерпретации данных оптоволоконна представлена на рисунке 1.

Для интерпретации данных оптоволоконной термометрии их начальными данными являются профили температуры вдоль ствола скважины, записанные в непрерывном режиме на протяжении длительного времени. Однако из-за возможных деформаций оптоволоконна и высокой дискретности данных, получаемых с помощью оптоволоконных датчиков, термограммы могут содержать значительный уровень шума. Для нивелирования этого шума необходимо учитывать флуктуации времени прихода отраженного сигнала.

Следующим этапом интерпретации является совместный анализ поведения температурного поля и изменений режимов работы скважины. Этот анализ включает несколько этапов. На первом этапе изучается синхронность температурных аномалий

по времени с поведением скважины на различных глубинах. Затем происходит выделение температурных аномалий, связанных с особенностями проведения измерений (например, изменениями режимов работы или остановками скважины), и их сравнение с параметрами работы скважины, такими как кривые изменения давления и компонентных расходов.

Для качественной и количественной интерпретации термометрических данных одиночные импульсы, полученные от оптоволоконных датчиков, должны быть предварительно обработаны с использованием алгоритмов интеллектуального сглаживания. Эти алгоритмы основаны на различных способах усреднения данных по времени и по глубине датчика.

После выбора наиболее информативных временных интервалов и определения базовых термических эффектов, таких как дроссельный, адиабатический, теплообмен и калориметрическое смешивание, требуется выбрать метод их количественной обработки. На рисунке 2 приведены основные методы обработки данных, полученных с помощью оптоволоконных систем.

СКМС представляет собой программно-аппаратный комплекс, объединяющий комплекс приборов, датчиков и блоков опроса, расположенных на месторождении. Его основная функция заключается в телеметрии скважины в режиме реального времени.

Этот комплекс включает в себя наземное оборудование, логический модуль, установленный в блок-боксе, внутрискважинное оборудование и программное обеспечение для обработки и интерпретации результатов измерений.

Программно-аппаратный комплекс «СКМС-онлайн» осуществляет запись виброакустических и температурных данных на протяжении всего ствола скважины, а также забойного давления на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Он также позволяет добавлять и обрабатывать любую полученную информацию на каждом этапе жизни скважины. «СКМС-онлайн» способен функционировать как на базе собственного оборудования, так и подключаться к уже существующему на скважине оборудованию.

На начальной странице веб-интерфейса можно увидеть сводную статистику по всем подключенным скважинам и последние изменения в их работе. Также здесь представлены все имеющиеся подключенные объекты в интуитивно понятном «дереве скважин», что изображено на рисунке 3.

Это решение обеспечивает оперативный доступ к обновленным данным по всем доступным объектам, что позволяет эксперту быстро перейти к анализу конкретной скважины. Пакетный комплекс предоставляет возможность просмотра данных как на текущий момент времени (или на последнюю доступную дату при прекращении работы оборудования), так и всех ранее полученных оптоволоконных данных.

Раздел «История», представленная на рисунке 4, позволяет воспроизводить данные акустического сигнала и температуры. Несмотря на то, что в контексте анализа теплового поля скважины воспроизведение температуры при данном методологическом подходе может оказаться малоинформативным, для акустического сигнала это имеет большое значение [4]. Эта страница обеспечивает возможность динамического наблюдения за изменениями в акустическом сигнале, что способствует более глубокому пониманию процессов формирования и проявления потока. Для полного раскрытия потенциала акустической информации на данной странице необходимо добавить функцию масштабирования частотного диапазона. Это небольшое дополнение дает пользователю возможность регулировать частотный диапазон и анализировать высокочастотные и низкочастотные аномалии как вместе, так и по отдельности.

Для анализа термограмм скважин присутствует специальный раздел «Интерпретация». На этой странице все полученные термические данные отображаются на тепловой карте (рис. 5). Следует отметить, что данная функция существенно сокращает время, необходимое для визуализации данных, а также обеспечивает возможность просмотра данных в полном объеме или по отдельным интервалам записи.

Вышеописанный раздел также позволяет выбирать необходимое количество кривых для дальнейшего анализа данных. Пользователь может просматривать кривые как в зависимости от глубины, так и по времени, что помогает в определении интересующего интервала для дальнейшей интерпретации (рис. 6). Портал является полуавтоматическим и предоставляет пользователю возможность выбирать не только интересующие его кривые, но и один из предложенных вариантов интерпретации, разработанных авторами и представленных на портале.

Количественная оценка рабочего интервала газовой скважины, рассчитанная с применением коэффициента относительной температуры, представлена на рисунке 7.



Рис. 1. Методика интерпретации оптоволоконных данных  
Fig. 1. Methodology for interpreting fiber optic data

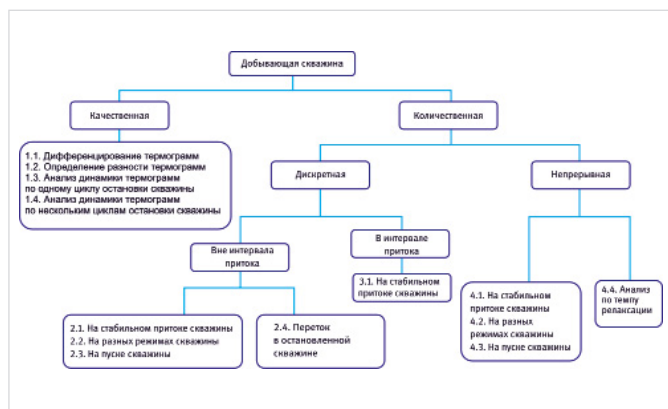


Рис. 2. Способы обработки данных волоконно-оптических датчиков  
Fig. 2. Methods for processing fiber optic sensor data

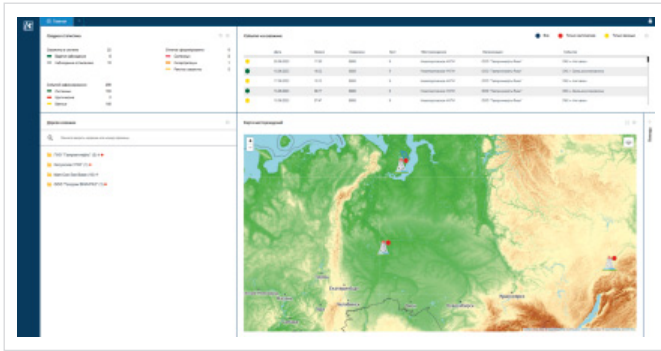


Рис. 3. Начальная страница веб-интерфейса  
Fig. 3. Home page of the web interface

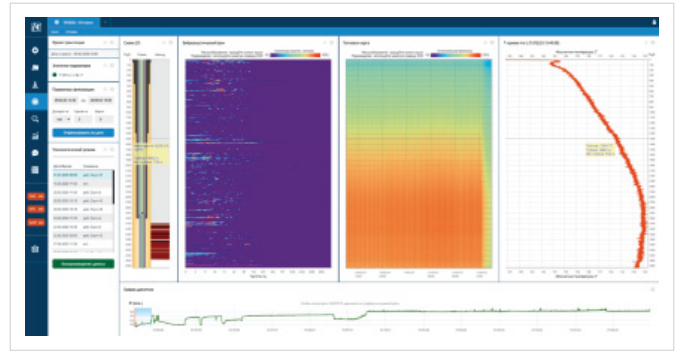


Рис. 4. Раздел «История» (представлена одна из тестовых скважин веб-интерфейса)  
Fig. 4. Section “History” (one of the test wells of the web interface is presented)

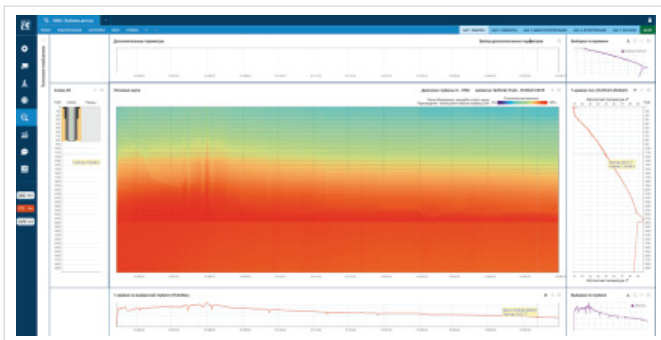


Рис. 5. Раздел «Интерпретация»  
Fig. 5. Section “Interpretation”

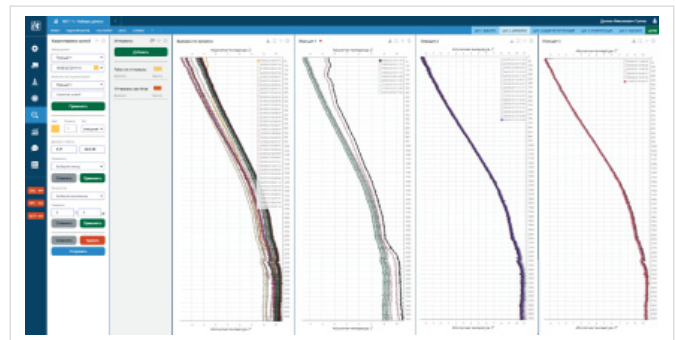


Рис. 6. Визуализация выбранных данных  
Fig. 6. Visualization of selected data

Видно, что в начальный период работы скважины в работу вовлечена практически вся эффективная длина горизонтального ствола.

#### Итоги

В программном комплексе «СКМС-онлайн» была выполнена количественная интерпретация результатов мониторинга работы газовой скважины со щелевым фильтром. Для количественной интерпретации авторами был выбран интервал запуска скважины и оценен профиль притока газа в скважину.

Для анализа данных была усовершенствована одна из стандартных методик интерпретации, основанная на скорости релаксации температурных аномалий, образовавшихся в процессе работы скважины. В данном исследовании, при анализе запуска скважины, специалисты исходили из динамики появления аномалий, что позволило провести количественный анализ профиля притока.

Важно отметить, что в начальный период запуска скважины профиль притока распределялся равномерно по всему стволу. Однако через несколько месяцев наблюдались

изменения, и при повторном анализе было установлено, что носочная и пяточная части пласта стали функционировать значительно лучше, чем середина горизонтального ствола.

#### Выводы

Разработанное программное обеспечение предоставляет возможности для оперативного получения и визуализации данных систем распределенного акустического (DAS) и температурного (DTS) мониторинга. На основе виброакустических измерений можно визуально определить наиболее интенсивно работающие интервалы и интервалы поступления газа в ствол скважины.

Температурный мониторинг позволяет проводить количественную оценку профиля притока. Наиболее часто используемые методики, основанные на нормированном коэффициенте теплоотдачи и скорости релаксации температурных аномалий, полностью интегрированы в программное обеспечение и удобны для применения.

Программная часть системы находится в стадии активного развития. В настоящее время реализована возможность выгрузки выбранных для интерпретации кривых в стандартном формате для дальнейшей интерпретации в любом другом программном обеспечении. Запланировано расширение спектра методик интерпретации динамики теплового поля и их интеграция в рамках расширения возможностей системы.

В будущем планируется добавление алгоритмов для автоматического выделения проблемных интервалов, что позволит привлекать внимание интерпретатора к потенциальным проблемам в процессе эксплуатации скважин и оперативно принимать решение о необходимости ремонта скважины в случае

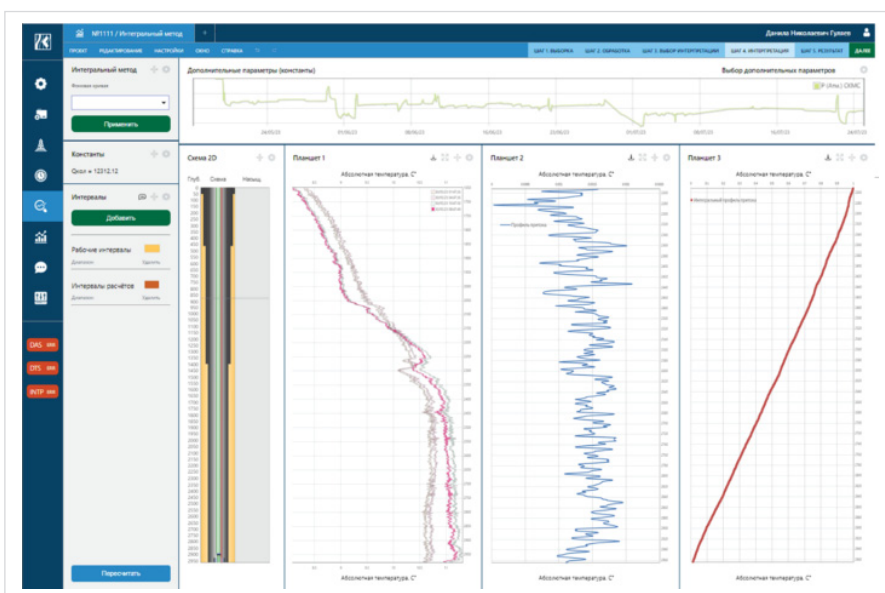


Рис. 7. Количественная оценка рабочего интервала газовой скважины  
Fig. 7. Quantitative assessment of the working interval of a gas well

обводнения скважин при заколонном перетоке или отдельных интервалах работы ствола.

## Литература

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть» // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. № 3. С. 55–64.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамики-геофизического мониторинга в управлении разработкой. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 780 с.
3. Определение сложного многофазного профиля притока в скважине. URL: [https://www.slb.ru/services/wireline/production\\_logging/flow\\_scanner/](https://www.slb.ru/services/wireline/production_logging/flow_scanner/) (дата обращения 05.06.2024) // Schlumberger. Flow Scanner 2019.
4. Ипатов А.И., Андриановский А.В., Воронкевич А.В., Гилемзянов Р.М. и др. Изучение сейсмоакустических эффектов в эксплуатационной горизонтальной скважине на основе оптоволоконного кабель-сенсора DAS // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021. № 2. С. 52–59.

## ENGLISH

### Results

In the SKMS software suite, a quantitative interpretation of temperature data in a gas well with a slotted filter was performed. During the study, the time of well production start was selected and the gas inflow profile into the well was assessed.

For data analysis, one of the standard interpretation methods based on anomaly relaxation was improved. In this study, when analyzing the start-up of a well, engineers proceeded from the dynamics of the appearance of anomalies, which made it possible to conduct a quantitative analysis of the inflow profile.

It is important to note that during the initial period of well production, the inflow profile was evenly distributed along the entire wellbore. However, after several months, changes were observed, and upon re-analysis, it was found that the toe and heel sections of the formation began to perform significantly better than the middle of the wellbore.

### Conclusions

The developed software provides capabilities for the prompt acquisition and visualization of distributed acoustic sensing (DAS) and distributed

temperature sensing (DTS) data. Based on vibroacoustic measurements, it is possible to visually identify the most actively operating intervals and gas inflow intervals into the wellbore.

Temperature monitoring enables quantitative assessment of the inflow profile. The most commonly used methods, based on the normalized heat transfer coefficient and temperature relaxation rate are fully integrated into the software and is convenient to use.

The software is in an active development stage. Currently, it supports exporting selected curves for interpretation in a standard format, allowing for further interpretation in any other software. Other interpretation methods are in the process of integration.

In the future, it is planned to add algorithms for automatically highlighting problematic intervals, which will help draw the interpreter's attention to potential issues during well operation to perform workovers and isolate sources of water inflow in future for cases of behind the casing inflow or water breakthrough in few parts of the reservoir.

### References

1. Ipatov A.I., Kremensky M.I., Kaeshkov I.S., Buyanov A.V. Experience in the application of distributed fiber optic thermometry for monitoring wells in the company Gazprom Neft. PRONEFT. Professionally about oil, 2017, issue 3, P. 55–64. (In Russ).
2. Kremensky M.I., Ipatov A.I. Application of field geophysical control for optimizing the development of oil and gas fields. Vol. 2. The role of hydrodynamic and geophysical monitoring in field development management. Izhevsk: Institute of computer research, 2020, 780 p. (In Russ).
3. Determination of a complex multiphase inflow profile in a well. URL: [https://www.slb.ru/services/wireline/production\\_logging/flow\\_scanner/](https://www.slb.ru/services/wireline/production_logging/flow_scanner/) (accessed 05.06.2024). Schlumberger. Flow Scanner 2019. (In Russ).
4. Ipatov A.I., Andrianovsky A.V., Voronkevich A.V., Gilemyanov R.M., et al. Study of seismoacoustic effects in a producing oil horizontal well based on a fiber-optic cable sensor DAS. PRONEFT. Professionally about oil, 2021, issue 2, P. 52–59. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Соловьева Виктория Витальевна**, аспирант, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

**Гуляев Данила Николаевич**, кандидат технических наук, доцент, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

Для контактов: [gulyaev.d@gubkin.ru](mailto:gulyaev.d@gubkin.ru)

**Коваленко Казимир Викторович**, д.г.-м.н., профессор, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

**Прилуцкий Александр Александрович**, аспирант, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Москва, Россия

**Лазуткина Наталья Евгеньевна**, кандидат технических наук, директор, Некоммерческое партнерство «ГНПЦНГГ», Москва, Россия

**Жуйков Георгий Олегович**, руководитель департамента, ООО «ОптоМониторинг», Москва, Россия

**Крупна Захар Петрович**, инженер, ООО «ОптоМониторинг», Москва, Россия

**Solovyova Victoria Vitalievna**, postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Gulyaev Danila Nikolaevich**, ph.d. of engineering sciences, assistant professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Corresponding author: [gulyaev.d@gubkin.ru](mailto:gulyaev.d@gubkin.ru)

**Kovalenko Kazimir Viktorovich**, dr. of geologo-mineralogical sciences, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Prilutsky Alexander Alexandrovich**, postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

**Lazutkina Natalia Evgenievna**, ph.d. of engineering sciences, director, Non-profit partnership “GNPCTNGG”, Moscow, Russia

**Zhuikov Georgy Olegovich**, head of department, “OptoMonitoring” LLC, Moscow, Russia

**Kruppa Zakhar Petrovich**, engineer, “OptoMonitoring” LLC, Moscow, Russia

# К вопросу устойчивости ствола скважины при бурении в терригенных породах

Паршукова Л.А.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия  
parshukoval@tyuiu.ru

## Аннотация

Проблема устойчивости стенок скважины была и остается актуальной. Постоянная смена объектов воздействия по глубине залегания, литологии, термобарическим условиям требует совершенствования представлений о процессах и механизмах стабилизации ствола скважины. Развиваются и углубляются знания по физико-химическим взаимодействиям, происходящим в системе «скважина — горная порода». Эти динамические процессы требуют постоянного совершенствования техники, технологии строительства скважины и применяемых буровых промывочных жидкостей.

## Материалы и методы

Материалы:

- производственные данные по бурению скважины. Инцидент, связанный с прихватом эксплуатационной колонны, спускаемой в скважину;
- решение забурить боковой ствол;
- подготовка к бурению горизонтального ствола на растворе

на углеводородной основе (РУО).

Методы: анализ производственных данных с учетом применения в последующем РУО для бурения горизонтального окончания бокового ствола.

## Ключевые слова

устойчивость ствола скважины, терригенные горные породы

## Для цитирования

Паршукова Л.А. К вопросу устойчивости ствола скважины при бурении в терригенных породах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 28–31.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-28-31

Поступила в редакцию: 23.04.2024

DRILLING

UDC 622.248.5 | Original Paper

## On the issue of borehole stability during drilling in terrigenous rocks

Parshukova L.A.

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
parshukoval@tyuiu.ru

## Abstract

The problem of well wall stability has been and remains relevant. The constant change of impact objects in terms of depth, lithology, and thermobaric conditions requires improved understanding of the processes and mechanisms of stabilization of the borehole. Knowledge on the physical and chemical interactions occurring in the borehole-rock system is developing and deepening. These dynamic processes require constant improvement of equipment, well construction technology and the drilling fluids used.

## Materials and methods

Materials:

- production data on well drilling. An incident related to the seizure of an operational column being lowered into the well;
- the decision to drill the side barrel;
- preparation for drilling a horizontal shaft on a hydrocarbon-based solution.

Methods: Analysis of production data, taking into account the subsequent use of hydrocarbon-based solution for drilling the horizontal end of the side shaft.

## Keywords

borehole stability, terrigenous rocks

## For citation

Parshukova L.A. On the issue of borehole stability during drilling in terrigenous rocks. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 28–31. (In Russ).  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-28-31

Received: 23.04.2024

В работе кратко изложены основные требования к буровым растворам и проблемы бурения терригенных пород с точки зрения устойчивости ствола скважины.

Проблема устойчивости стенок скважин в процессе бурения и крепления скважин была и будет актуальной, так как постоянно меняются объекты воздействия (их литологическая характеристика, глубина залегания,

а следовательно, термобарические условия), совершенствуются представления о процессах и реагентах ингибирования, о механизме стабилизации стенок скважины при применении гидрофобизирующих, закупоривающих и других реагентах. Развивается и совершенствуется понимание физико-химических процессов, происходящих в системе «скважина — горная порода» с точки

зрения устойчивости и сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), то есть это динамический процесс, требующий постоянного анализа с обязательным учетом всех современных наработок в области технологии буровых промывочных жидкостей (БПЖ).

Цель статьи: обосновать, что сохранение стабильности ствола снижает

непроизводительное время на устранение осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, тем самым уменьшаются материальные, людские и временные затраты.

Представленный промысловый материал дает практическое решение проблемы устойчивости ствола на конкретной скважине.

Не существует универсальных буровых растворов, одинаково хорошо выполняющих гидродинамические, гидростатические функции, образующих тонкую прочную фильтрационную корку в интервале продуктивных пластов, обуславливающих физико-химическое равновесие в системе «скважина — горная порода» без нарушения целостности стенок скважины и не ухудшающих первоначальные (природные) ФЕС пласта-коллектора.

Основные проблемы при бурении скважин в терригенных разрезах Западной Сибири представлены осыпями, обвалами, прихватами, затяжками и посадками бурового инструмента (БИ), связаны с наличием глинистых пород.

Глинистые породы гидрофильны и, взаимодействуя с водным фильтратом бурового раствора, набухают, создается избыточное давление внутри породы и последующее разрушение. На устойчивость пород также влияют процессы диффузии и осмоса. Горно-геологические условия бурящихся скважин также обуславливают нестабильность стенок скважины из-за больших углов наклона пластов, пористости, трещиноватости, минералогического состава, термобарических условий, наличия тектонических деформаций [1–4].

Совершенствование техники и технологии бурения, особенно в части оптимизации рецептов БПЖ, безусловно благоприятно сказывается на результатах проводки скважины, но, как показывает практика, «совершенству нет предела», поэтому далее представлен производственный пример технического

расследования инцидента, произошедшего на конкретной скважине.

Вид инцидента: прихват эксплуатационной колонны (ЭК) 178 мм.

Глубина скважины: 3 522 м.

Конструкция скважины представлена в таблице 1.

Последняя колонна обсадных труб, спущенная в скважину: техническая колонна 245 мм, толщина стенки 8,9 мм, глубина спуска 0–1 499 м.

Табл. 1. Конструкция скважины  
Tab. 1. Well design

Наименование колонн	Проектная глубина, м		Фактическая глубина, м	
	от	до	от	до
Кондуктор 324 мм	0	360	0	365
Техническая 245 мм	0	1 498	0	1 499
Эксплуатационная 178 мм	0	3 516	–	3 476
Хвостовик 114 мм	3 451	4 426	–	–

Табл. 2. Параметры бурового раствора  
Tab. 2. Drilling mud parameters

Тип бурового раствора	Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, сек	Пластическая вязкость, фунт/100 фут <sup>2</sup>	ДНС, фунт/100 фут <sup>2</sup>	СНС, фунт/100 фут <sup>2</sup>	Песок, %	pH	Водоотдача, мл/30 мин	МВТ, кг/м <sup>3</sup>	Корка, мм	
											Программные данные
Petro Com	1,22–1,24	45–60	12–24	14–32	5–18/6–36	<1	9–11	<5	2–3	<0,5	
Фактические данные											
Petro Com	1,23	52	20	17	8/15	0,3	11	4,5	2,5	0,3	

Буровая установка: БУ 250-МКС-4, Китай F-1600L — 2 шт.

Параметры бурового раствора на момент инцидента представлены в таблице 2.

### Обстоятельства инцидента

Механическое бурение в интервале 3 381–3 522 м. Промывка на забое, приготовление ингибирующей пачки на основе бурового раствора в объеме 3 м<sup>3</sup> (МСН-25 кг/м<sup>3</sup> и Petro ASF-25 кг/м<sup>3</sup>) с добавлением

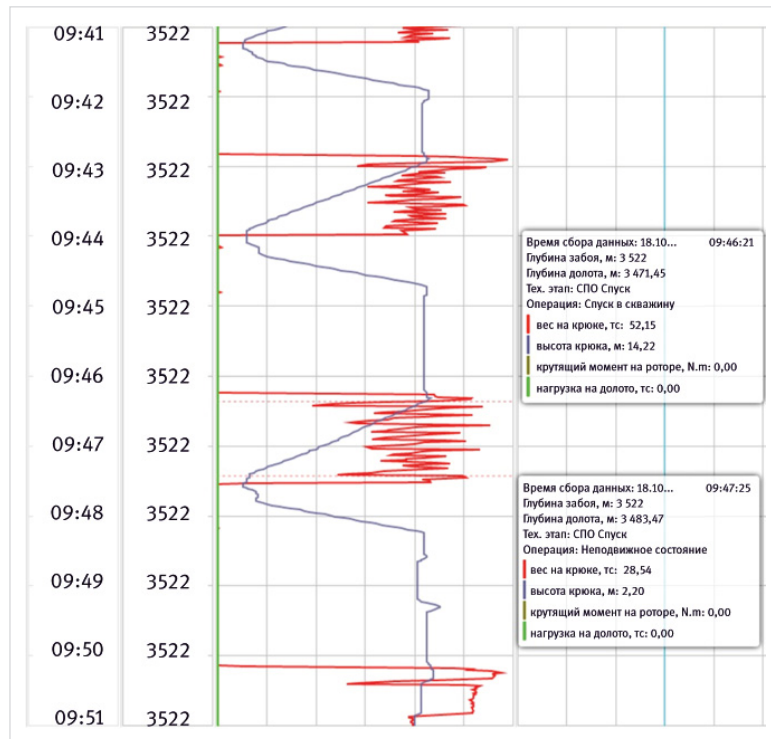


Рис. 1. Диаграмма возникновения прихвата (спуск с посадками, отсутствие циркуляции)

Fig. 1. The diagram of the occurrence of tack (descent with landings, lack of circulation)

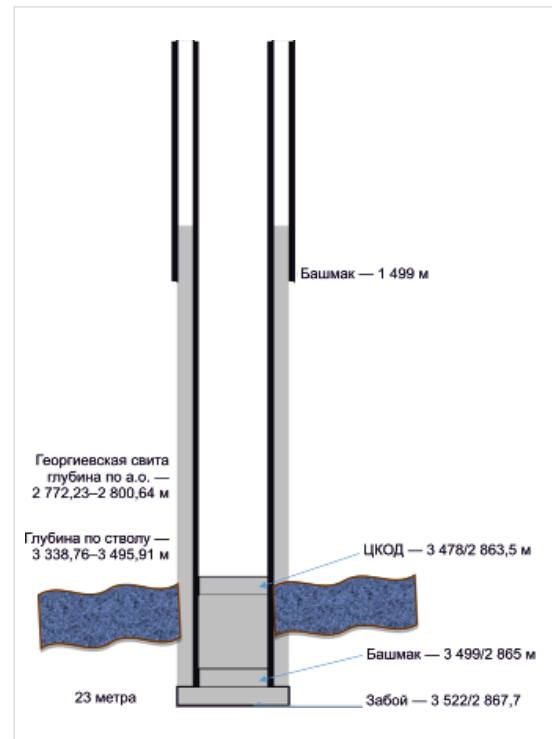


Рис. 2. Согласованная конструкция

Fig. 2. Consistent design

ранее приготовленной ингибирующей пачки 2 м<sup>3</sup> и установка в интервале 3 200–3 308 м. Шаблонирование ствола скважины перед спуском обсадной колонны (ОК).

18.10.2023 г. — спуск эксплуатационной колонны 178 мм до глубины 3 499 м, разгрузка ЭК-178 мм до 21 т (рис. 1). Потеря подвижности ЭК-178 мм [3].

Работы, выполненные по ликвидации аварии:

- расхаживание колонны 178 мм на «вира» до 130 т (-) на «майна» до 5 т (-). Хождение эксплуатационной колонны отсутствует. Циркуляция полная Q-20-24 л/с; P-55-70 атм;
- установка нефтяной ванны в объеме 10 м<sup>3</sup>. Расхаживание ЭК, результат отрицательный. Вымыв нефтяной ванны.

Согласовано установить башмак эксплуатационной колонны на глубине 3 499 м для перекрытия георгиевской свиты (рис. 2) (глубина по а. о. 2 772,23–2 800,64 м, глубина по стволу 3 338,76–3 495,91 м).

Цементирование эксплуатационной колонны производится штатно (рис. 3).

Затем произведен демонтаж противобросового оборудования (ПВО). Оборудование устья.

Опрессовка эксплуатационной колонны произведена 24.10.2023 г. на 165 атм — герметично.

Возвращение к бурению скважины № 3032 — 08.11.2023 в 11:00.

Монтаж ПВО, опрессовка ПВО глухих плашек 165 атм. Падение давления за 16 мин на 35 атм — не герметично.

Спуск пакера до глубины 3 452 м, посадка с разгрузкой 3 т. Активация пакера на глубине 3 444 м с разгрузкой 10 т. Опрессовка затрубного пространства над пакером 165 атм — герметично. Опрессовка трубного пространства 165 атм — негерметично, падение давления 12 атм за 5 минут. Подъем и разборка бурового инструмента.

10.11.2023 г. сборка компоновки низа буровой колонны (КНБК) с телесистемой и спуск в интервале 0–3 452 м. Разбуривание оснастки и цемента произведено в интервале 3 452–3 473 м. Цементировочный клапан обратный дроссельный (ЦКОД) разбурен за 12 минут, потеря сигнала Т/С. ПР к подъему КНБК на ревизию. Разборка КНБК (отказ телесистемы). Сборка КНБК с телесистемой, спуск БИ свечами в интервале 30,0–3 473,0 м. Запись ГК Q = 14,5 л/сек, P = 196 атм. Разбуривание цементного стакана до глубины 3 499 м.

При подъеме инструмента потеря циркуляции на глубине 3 485 м. Расхаживание вес наверх 117–135 т. Восстановление циркуляции с вращением и расхаживанием на длину свечи Q = 14,5 л/сек, P = 195–205 атм, Nrot = 10 об/мин. Промывка на выходе цемента, подъем наверх до глубины 3 348 м с вращением, с циркуляцией с затяжками до 10 т.

По результату записи ГК — башмак эксплуатационной колонны спущен на глубину 3 476 м. Георгиевская свита не перекрыта [3].

Промывка, перевод скважины на новый буровой раствор. Спуск с циркуляцией СВП = 13 об/мин, Q<sub>вх</sub> = 16 л/с, P<sub>вх</sub> = 140 атм, M = тонна-сила на глубине 3 478 м посадка, затяжки, потеря циркуляции, расхаживание. Подъем и разборка КНБК.

Сборка роторной КНБК. Спуск БИ до глубины 3 326 м. Промывка, утяжеление бурового раствора до 1,25 г/см<sup>3</sup>. Посадка до 8 т глубиной 3 326 м.

Проработка до глубины 3 478,0 м. Система верхнего привода (СВП) = 120 об/мин, Q<sub>вх</sub> = 20 л/с, P<sub>вх</sub> = 170 атм, M = 2 тонна-сила. При подъеме затяжки — потеря циркуляции.

Утяжеление бурового раствора  $\rho = 1,25 \text{ г/см}^3$  до  $\rho = 1,35 \text{ г/см}^3$ .

При выходе в открытый ствол скважины рост давления до 210 атм, рост момента на роторе. На выходе 65 % аргиллит, 35 %

песчаник. Подъем БИ в интервале 3 478–0 м. Разборка роторной КНБК.

Спуск и установка цементных мостов в интервалах: 3 420–3 270 м; 3 220–3 070 м. Подъем и разборка инструмента.

Планируемые работы:

- подготовка буровой установки к бурению горизонтальных стволов на РУО по скважине № 3032;
- подготовка скважины к установке клин-отклонителя;
- установка клин-отклонителя (ориентирование при помощи Т/С);
- вырезка «окна» и углубление в породе.

Причины:

- спуск колонны с посадками более 8 т без промывки в георгиевской свите;
- недоспуск эксплуатационной колонны 178 мм ввиду ошибки в мере на 23 м и перекрытия георгиевской свиты;
- нахождение в неперекрытой зоне георгиевской свиты раствора на водной основе в течение 20 суток во время бурения.

### Итоги

Представленный в работе конкретный производственный материал доказывает, что потеря циркуляции БПЖ произошла в георгиевской свите, которая не была перекрыта из-за недоспуска эксплуатационной колонны. 20 суток раствор на водной основе находился в неперекрытой зоне неустойчивой георгиевской свиты, склонной к осыпям и обвалам. В результате было принято решение спустить и установить цементные мосты для установки клина-отклонителя и забуривания бокового ствола.

### Выводы

Исходя из анализа произошедшего инцидента, было принято решение произвести подготовку буровой установки к бурению горизонтальных стволов из боковых стволов на растворах на углеводородной основе.

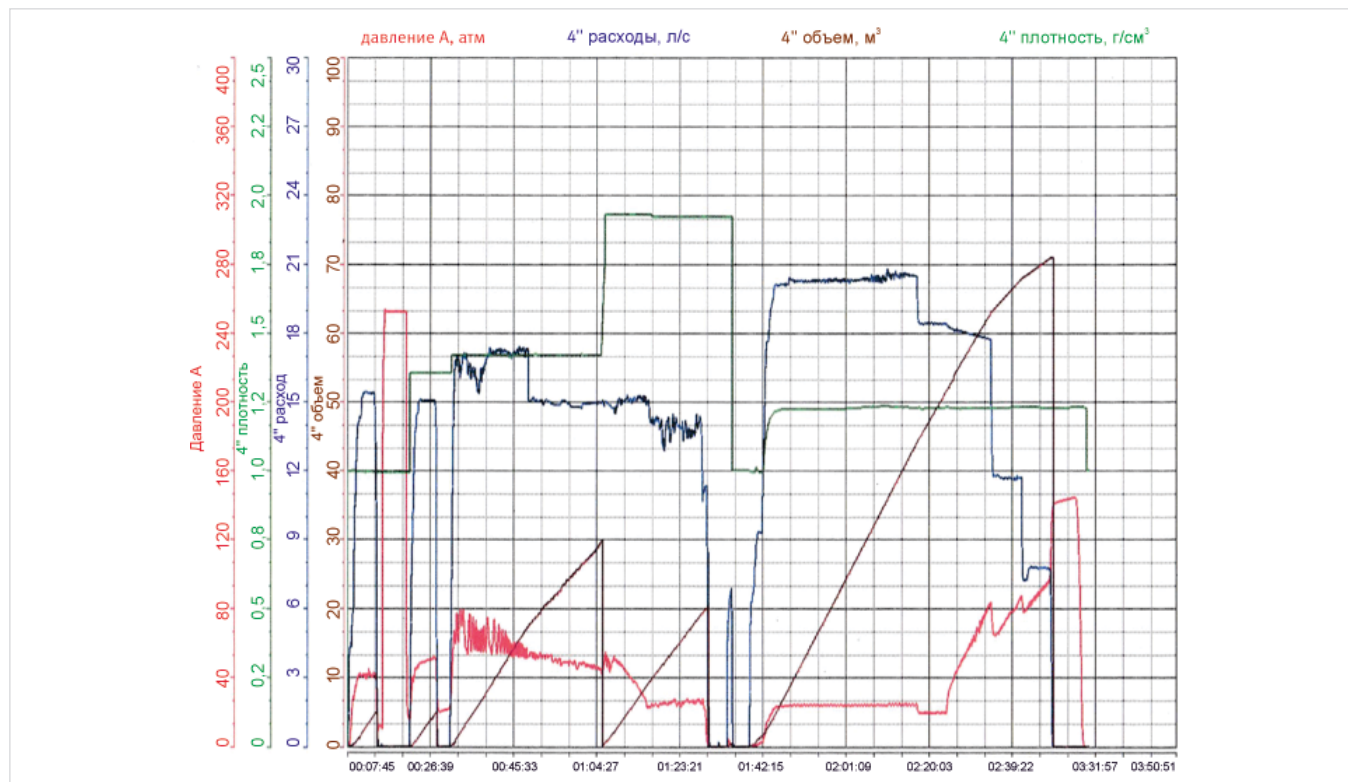


Рис. 3. Диаграмма цементирования эксплуатационной колонны  
Fig. 3. The cementing diagram of the production column

## Литература

1. Паршукова Л.А., Дерябин А.В., Нагорный И.А. Тектонические процессы и устойчивость стенок скважины // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 33–37.
2. Дерябин А.В. Оценка влияния тектонических нарушений на аварийность скважин // Технологические

решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. С. 109–112.

3. Паршукова Л.А. Промысловый опыт промывки скважин на месторождениях Сургутского свода // Булатовские чтения.

2021. Т. 1. С. 364–366.

4. Паршукова Л.А., Дерябин А.В. Вопросы устойчивости стенок скважины при бурении. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. 83 с.

## ENGLISH

### Results

The specific production material presented in the work proves that the loss of drilling flushing fluid circulation occurred in the geologic suite, which was not blocked due to the lack of access to the production column. For 20 days, the water-based solution was in the uncovered zone of the unstable St. George formation, prone to scree and landslides. As a

result, it was decided to lower and install cement bridges for installing a deflector wedge and drilling the side trunk.

### Conclusions

Based on the analysis of the incident, it was decided to prepare the drilling rig for drilling horizontal shafts from side shafts on hydrocarbon-based solutions.

### References

1. Parshukova L.A., Deryabin A.V., Nagorny I.A. Tectonic processes and stability of borehole walls during drilling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 33–37. (In Russ).
2. Deryabin A.V. Assessment of the influence of tectonic disturbances on the accident

rate of wells. Collection of technological solutions for the construction of wells in fields with complex geological and technological conditions. Materials of the MNP. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022, P. 109–112. (In Russ).

3. Parshukova L.A. Field experience of well

washing in oil fields Surgut arch. Readings of A.I. Bulatov, 2021, Vol. 1, P. 364–366. (In Russ).

4. Parshukova L.A., Deryabin A.V. Issues of stability of well walls during drilling. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2020, 83 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Паршукова Людмила Александровна, к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия  
Для контактов: [parshukoval@tyuiu.ru](mailto:parshukoval@tyuiu.ru)

Parshukova Lyudmila Aleksandrovna, ph.d. of engineering sciences, associate professor of the department “Drilling of oil and gas wells”, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [parshukoval@tyuiu.ru](mailto:parshukoval@tyuiu.ru)



15–19 ИЮЛЯ 2024, г. ТЮМЕНЬ,  
отель «ЛЕТОЛЕТО»,  
конференц-зал «ИюньИюль»

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

09–13 СЕНТЯБРЯ 2024, г. ВЛАДИВОСТОК

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

07–11 ОКТЯБРЯ 2024, г. ТЮМЕНЬ,  
отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN»,  
конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»

«Кадровый ресурс – потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала»

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях  
[academy.intechnol.com](http://academy.intechnol.com)

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**

# ИСК «ПетроИнжиниринг»: инновации для добывающей отрасли



**Генеральный директор  
ИСК «ПетроИнжиниринг»  
Герасименко Александр Петрович**

Компания работает в таких регионах как Ханты-Мансийский АО, в Республике Коми, в Западной и Восточной Сибири и в других регионах. В ее активе около 220 инженерных сервисных постов на месторождениях нефти и газа в России и за рубежом. Также компания имеет собственную научно-исследовательскую лабораторию, завод по производству PDC-долот марки PetroBits, цеха по ремонту гидравлических забойных двигателей и собственный парк ГЗД.

ИСК «ПетроИнжиниринг» является одной из немногих компаний, готовых предоставить весь спектр нефтесервисных услуг «под ключ», в том числе уникальные решения с учетом особенностей конкретного месторождения благодаря инвестициям в R&D.

Комплекс услуг включает в себя управление проектом, долотный сервис, сервис буровых растворов, сервис по наклонно-направленному бурению, по отбору керна, по спуску обсадных колонн и предоставлению технологической оснастки, и сервис по цементированию скважин.

Бурение скважин с привлечением интегрированного сервиса ведется от разработки программы на бурение до полного завершения работ на скважине. Весь технологический процесс осуществляется под руководством Службы интегрированных проектов, и позволяет заказчику в режиме реального времени мониторить весь цикл работ на каждом этапе строительства скважины, включая контроль работы бурового подрядчика.

Одним из важнейших направлений деятельности компании являются услуги наклонно-направленного бурения (ННБ). Подразделение ННБ укомплектовано высококвалифицированным техническим персоналом, обладающим богатым

Основными месторождения нефти и газа в нашей стране находятся в регионах со сложной геологией и суровыми климатическими условиями. Чтобы начать добычу, проложить нефте- или газопровод и обеспечить его надежную работу необходимо внедрять передовые технологии. В нашей стране найдется немного компаний, которые могут решить сложные задачи для добывающей отрасли. Одна из таких — Инновационная Сервисная Компания «ПетроИнжиниринг», специализирующаяся на предоставлении инженерных сервисных услуг в области техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин.

опытом и профессиональными компетенциями в строительстве наклонно-направленных скважин, оснащено самым современным оборудованием и инновационным программным обеспечением для реализации проектов ННБ любой сложности.

Собственный Центр проектирования и сопровождения бурения скважин разрабатывает и формирует проектную документацию на бурение скважин, а также обеспечивает объекты круглосуточным мониторингом благодаря применению отечественного программного обеспечения, которое позволяет контролировать процесс бурения скважины удаленно в режиме реального времени, и заблаговременно выявлять даже малейшие отклонения. В Центре трудятся высококвалифицированные специалисты, которые регулярно проходят курсы повышения квалификации, что позволяет всегда оставаться в курсе новейших технологий.

В процессе бурения скважин с большим отходом, либо при разбуривании плотной сетки скважин, ИСК «ПетроИнжиниринг» имеет возможность применения программного обеспечения Survey Management, позволяющего в процессе бурения выявлять и нивелировать аномальные влияния земной коры, либо элементов КНБК на датчики забойной телесистемы. Данное программное обеспечение позволяет бурить скважины с точностью гироскопического прибора, не требующего проведения инклинометрии (определения пространственного положения ствола буровой скважины) в открытом стволе.

Специалисты ИСК «ПетроИнжиниринг» имеют большой опыт работы и пробурили уже более трех тысяч наклонно-направленных скважин, в том числе около трехсот скважин с применением удаленного мониторинга.

Также ИСК «ПетроИнжиниринг» предоставляет сервисные услуги по изготовлению и сопровождению буровых растворов при строительстве нефтяных и газовых скважин. Производственный опыт, современные технологии и собственные новые разработки компании в области буровых растворов гарантируют выполнение требуемых

технико-экономических показателей бурения, а также соблюдение всех экологических норм при строительстве скважин любой сложности.

Инновации, которые применяет ИСК «ПетроИнжиниринг» в своей работе позволяют компаниям не только эффективно вести добычу углеводородов, но и сохранять хрупкую природу Сибири. Один из регионов присутствия компании — Ханты-Мансийский Автономный округ и город Сургут, который часто называют нефтяной столицей России. Однако помимо богатых нефтяных и газовых месторождений, это еще и уникальный природный регион. Поэтому одна из стратегий, которой придерживается ИСК «ПетроИнжиниринг» — это внедрять наилучшие технологии, которые позволяют вести добычу с минимальным ущербом для окружающей среды.

Этим летом Сургут празднует свой юбилей — 430 лет со дня основания.

«От лица нашей компании поздравляю сургутян с днем рождения замечательного города, 430 лет — это красивая и серьезная дата, — отметил в своем поздравлении генеральный директор ИСК «ПетроИнжиниринг» Александр Герасименко. — Начав свою историю с рабочего поселка Сургут «вырос» в замечательный город, главное богатство которого — люди. Хочу поздравить всех горожан и отметить тот вклад, который каждый вносит на благо процветания родного города. Именно благодаря любви сургутян к своему краю, их труду и самоотдаче Сургут сегодня стал тем городом, в котором хочется жить, работать и растить своих детей».



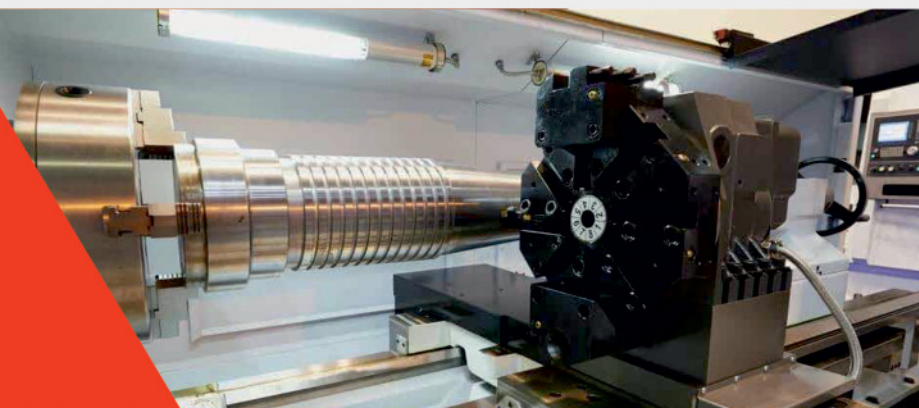
**Москва, Академика Пилюгина, 22,  
+7 (499) 372-00-77  
info@iscpetro.ru  
www.iscpetro.ru**





info@sk-navigator.ru, www.sk-navigator.ru ● ● ● ●

**РАЗРАБОТКА,  
ИЗГОТОВЛЕНИЕ  
И ВНЕДРЕНИЕ  
СОВРЕМЕННЫХ  
ТЕХНОЛОГИЙ  
И ОБОРУДОВАНИЯ**



**ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И РЕМОНТА СКВАЖИН:**

- технологии изоляции нарушений эксплуатационных колонн
- технологии откачки газа из затрубного пространства скважин
- пакерно-якорное оборудование
- оборудование для проведения КРС

Опыт работ  
более **15** лет

Отремонтировано  
более **10 000** скважин

На связи  
**24** часа

Команда профессионалов  
более **100** человек

Успешность проведения работ  
с первого подхода **97 %**



Наши партнеры:



**РОСНЕФТЬ**



**ЛУКОЙЛ**



628456, Ханты-Мансийский  
автономный округ –  
Югра, Сургутский район,  
пгт. Федоровский, ул. Ленина, д. 31  
+7 (3462) 41-64-34

461040, Оренбургская обл..  
г.Бузулук, ул.Техническая, д.10  
8 (35342)77964



# Влияние PVT-свойств и критической газонасыщенности нефти на динамику газового фактора при разработке нефтяных залежей

Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А., Ялаев А.В., Середин К.И.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

islamovrr@bnipti.rosneft.ru

## Аннотация

В работе представлены результаты расчетов, проведенных с применением гидродинамических моделей, для исследования поведения динамики газового фактора при разработке нефтяной залежи без поддержания пластового давления либо с неполной компенсацией отборов. Рассмотрено влияние на динамику газового фактора как различных геолого-физических характеристик залежи, таких как газосодержание и вязкость нефти, критическая газонасыщенность коллектора, так и технологических факторов — таких как степень компенсации отборов.

Показано, что при разработке нефтяной залежи с предельной насыщенной нефтью в условиях неполной компенсации пластового давления газовый фактор может превышать начальное газосодержание на один или несколько порядков. При этом степень превышения газового фактора над газосодержанием существенным образом зависит от указанных выше геолого-физических характеристик.

## Материалы и методы

Влияние геологических характеристик на динамику газового фактора исследовалось с помощью многовариантного численного гидродинамического моделирования.

## Ключевые слова

попутный нефтяной газ, растворенный газ, газовый фактор, газосодержание, гидродинамическое моделирование

## Для цитирования

Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А., Ялаев А.В., Середин К.И. Влияние PVT-свойств и критической газонасыщенности нефти на динамику газового фактора при разработке нефтяных залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 34–39.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-34-39

Поступила в редакцию: 14.05.2024

GAS INDUSTRY

UDC 622.276 | Original Paper

## The effect of oil PVT-properties and critical gas saturation on the gas oil ratio during the development of oil reservoirs

Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A., Yalayev A.V., Seredin K.I.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

islamovrr@bnipti.rosneft.ru

## Abstract

In this paper are presented the results of calculations using hydrodynamic models carried out to study the behavior of the dynamics of the gas oil ratio during the development of an oil reservoir without maintaining reservoir pressure or with incomplete reservoir pressure maintenance.

It is shown that under conditions of incomplete compensation of reservoir pressure, depending on geological factors, the gas oil ratio can exceed the initial gas solubility by one or several orders of magnitude in case of developing a saturated oil reservoir.

The paper reflects the main tasks that were solved in the course of the work, and the obtained results.

## Materials and methods

The effect of geological characteristics on dynamics of the gas oil ratio was investigated using multivariate computational hydrodynamic modeling.

## Keywords

associated petroleum gas, dissolved gas, gas oil ratio, hydrodynamic modeling

## For citation

Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Kulesh V.A., Yalayev A.V., Seredin K.I. The effect of oil PVT-properties and critical gas saturation on the gas oil ratio during the development of oil reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 34–39. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-34-39

Received: 14.05.2024

## Введение

В ряде случаев нефтяные залежи разрабатываются без поддержания пластового давления (ППД) или с неполной компенсацией отборов закачкой. Это может быть связано с экономической нецелесообразностью организации или запаздыванием ввода системы ППД, либо обусловлено неэффективностью организации системы ППД, что может иметь место в низкопроницаемых или гидрофобных коллекторах [1, 2]. В таком случае при снижении пластового давления ниже значения давления насыщения нефти происходит высвобождение растворенного в нефти газа. В процессе разгазирования нефти сначала увеличивается коэффициент газонасыщенности в поровом пространстве. После того как он достигает критического значения, выделившийся растворенный газ (РГ) становится подвижным, и отмечается рост газового фактора (ГФ) в добывающих скважинах. В некоторых работах рассматривается механизм увеличения газового фактора за счет газа, растворенного в воде [3]. Однако используемая в работе модель Black Oil не позволяет учесть такой фактор.

В зависимости от степени снижения текущего пластового давления ниже давления насыщения, от соотношения подвижностей нефти и газа ГФ, обусловленный выделением растворенного газа, может существенно превысить газосодержание (ГС) нефти [4, 5, 6]. Поскольку происходит разгазирование как подвижной, так и неподвижной нефти, коэффициент извлечения растворенного газа (КИГ по РГ) может существенно превысить коэффициент извлечения нефти (КИН).

Необходимость учета данного явления отмечена, в частности, во Временном методическом подходе [7], принятом на заседании секции углеводородного сырья экспертно-технического совета Государственного комитета по запасам.

Целью исследования является проведение многовариантных расчетов с модификацией различных параметров, определение зависимости динамики ГФ от степени снижения пластового давления и от выработки запасов растворенного газа, определение степени роста ГФ по РГ выше значения начального ГС нефти.

## Результаты и обсуждение

Вычислительный эксперимент по анализу влияния различных геолого-физических характеристик на КИГ и ГФ по РГ

С целью оценки того, в каких пределах может изменяться ГФ по РГ и насколько он может превышать газосодержание нефти, были проведены многовариантные расчеты с применением модуля RExLab корпоративного программного комплекса «РН-КИМ» [8].

Вычислительный эксперимент был проведен следующим образом. Ряд геолого-физических характеристик пласта был зафиксирован и не изменялся. Фиксированные параметры пласта приведены в таблице 1.

Данные условия залегания в среднем соответствуют нижнемеловым отложениям Западной Сибири. Моделировался участок, соответствующий чисто нефтяной зоне. При проведении эксперимента намеренно рассматривалась зона без газовой шапки, т. к. ее наличие облегчает фильтрацию свободного газа, выделившегося в ходе разгазирования нефти.

В ходе эксперимента варьировался коэффициент критической газонасыщенности с целью оценки степени чувствительности

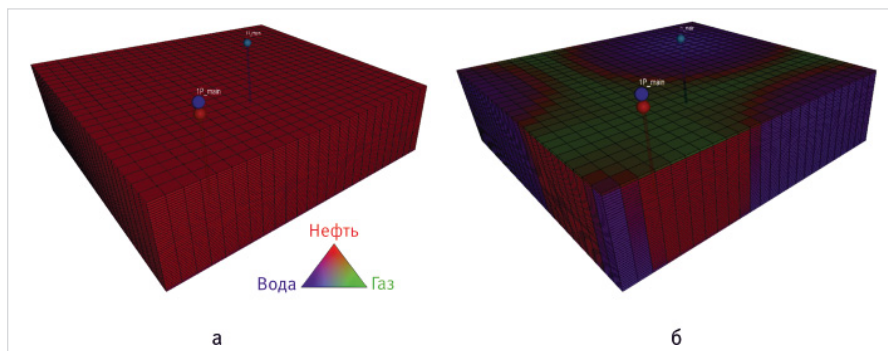


Рис. 1. Тернарный куб насыщенности элемента разработки: а — на момент начала разработки; б — через 30 лет разработки

Fig. 1. Ternary cube of saturation of development element: а — at the start of development; б — after 30 years of development

динамики ГФ по РГ к данной характеристике коллектора. Как известно из литературных источников [9], коэффициент критической газонасыщенности пласта достаточно трудно определить экспериментально, обычно он варьирует в пределах от 2 до 10 %. В данной работе был принят более широкий диапазон изменения данного параметра с целью наглядной демонстрации влияния коэффициента критической газонасыщенности на динамику ГФ по РГ.

Также варьировались свойства нефти в более широком диапазоне, чем это присуще нижнемеловым отложениям Западной Сибири [10]. В ходе вычислительного эксперимента изменялись следующие параметры нефти: вязкость от 0,8 до 70 мПа·с; газосодержание от 56 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до 282 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Стоит отметить, что вязкость и газосодержание нефти изменялись независимо друг от друга, что позволяет рассмотреть их различные комбинации, в том числе и те, которые маловероятно встретить в природе, например нефть со сравнительно высокой вязкостью и высоким газосодержанием. Также в ходе вычислительного эксперимента рассматривались варианты с разными целевыми степенями компенсации отборов.

Полный перечень варьируемых параметров и их значения приведены в таблице 2. Всего получено 625 вариантов, соответствующих всевозможным комбинациям данных параметров.

Табл. 1. Фиксированные геолого-физические характеристики пласта  
Tab. 1. Fixed geological and physical characteristics of the formation

Показатель	Значение
Пластовая температура, °С	65
Пластовое давление, МПа	22,5
Давление насыщения нефти, МПа	22,5
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	10
Пористость, д.ед.	0,18
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,05
Анизотропия вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта, д.ед.	0,1
Начальная нефтенасыщенность пласта, д.ед.	0,8

Моделируется элемент пятиточечной системы разработки с линейными размерами 500×500 м, что соответствует площади одного элемента разработки в 25 га. При этом размер ячейки в модели составляет 20×20×0,25 м.

На рисунке 1 показан тернарный куб насыщенности, соответствующий начальному состоянию элемента разработки и состоянию через 30 лет разработки.

На рисунке 2 показаны кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системах «вода–нефть» и «газ–нефть». Кривые соответствуют гидрофильному коллектору и получены по корреляции Кори. Используются средние значения параметров корреляции Кори из литературных источников [9]. Для всех расчетов, проходивших в рамках вычислительного эксперимента,

Табл. 2. Геолого-физические характеристики пласта и флюида и параметры разработки, варьируемые в ходе вычислительного эксперимента  
Tab. 2. Geological and physical characteristics of the formation and fluid and development parameters varied during the computational experiment

Показатель	Значение
Коэффициент критической газонасыщенности, д.ед.	0
	0,05
	0,10
	0,15
	0,20
Вязкость нефти, мПа·с	0,8
	2,5
	7,5
	25
	70
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	56
	99
	141
	183
	282
Целевая компенсация отборов закачкой, %	0
	25
	50
	75
	100

использовались одни и те же кривые ОФП, за исключением конечной точки, соответствующей критической газонасыщенности ( $S_{gr}^{cr}$ ). Значения данной конечной точки задавались в диапазоне от  $S_{gr}^{cr} = 0$  до  $S_{gr}^{cr} = 0,2$ . Кривая ОФП по газу соответствующим образом масштабировалась.

Режим работы скважин задавался следующим образом. Целевой дебит добывающей скважины по жидкости составлял  $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ , максимальное забойное давление нагнетательной скважины —  $36 \text{ МПа}$ , что соответствует предельной репрессии  $60 \%$ . Минимальное забойное давление добывающей скважины установлено в  $0,1 \text{ МПа}$ .

Ограничения по остановке скважин были заданы следующие: минимальный дебит нефти —  $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ , максимальная объемная обводненность —  $98,5 \%$ , предельный ГФ —  $1 \text{ млн м}^3/\text{м}^3$ . Задание таких ограничений позволило проводить расчет до практически полной выработки подвижных запасов нефти и возможности более подробного анализа завершающей части разработки. Длительность прогноза была задана  $100 \text{ лет}$ .

### Результаты вычислительного эксперимента

Результаты вычислений приведены в виде палеток зависимости безразмерного газового фактора от безразмерного пластового давления, а также в виде зависимости безразмерного газового фактора от КИГ по РГ.

Здесь под безразмерным ГФ подразумевается отношение ГФ по РГ к начальному ГС, под безразмерным давлением — отношение текущего пластового давления к давлению насыщения Рпл/Рнас, а под КИГ по РГ — отношение накопленной добычи РГ к начальным геологическим запасам РГ.

На рисунке 3 показан пример зависимости динамики ГФ от степени снижения пластового давления относительно давления насыщения, а также от выработки запасов растворенного газа. Для иллюстрации выбран случай коллектора с критической газонасыщенностью  $S_{gr}^{cr} = 0,05$  д.ед. и нефти с ГС  $99 \text{ м}^3/\text{м}^3$  при целевой компенсации отборов закачкой в  $25 \%$ . Приведены кривые для нефти с разной вязкостью.

Видно, что даже для нефти со сравнительно невысоким ГС при существенном снижении пластового давления ниже давления насыщения на  $30\text{--}40 \%$  возможно получить в продукции скважины ГФ, на порядок превышающий ГС. Причем степень максимально возможного превышения ГФ над ГС определяется вязкостью нефти: чем больше вязкость нефти в пластовых условиях, тем выше получаются значения ГФ по РГ. Этот результат можно объяснить с использованием аналитической формулы М. Маскета для разработки нефтяной залежи в режиме растворенного газа [11], согласно которой газовый фактор прямо пропорционален вязкости нефти и обратно пропорционален вязкости газа:

$$R = R_s(p) + \frac{\mu_o(p)B_o(p)}{\mu_g(p)B_g(p)} \frac{k_{r_g}(S_w, S_g)}{k_{r_o}(S_w, S_g)} \quad (1)$$

где  $R$  — газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $p$  — пластовое давление,  $\text{МПа}$ ;  $R_s$  — газосодержание нефти,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\mu_o$  — вязкость нефти,  $\text{МПа}\cdot\text{с}$ ;  $\mu_g$  — вязкость газа,  $\text{МПа}\cdot\text{с}$ ;  $B_o$  — объемный коэффициент нефти,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $B_g$  — объемный коэффициент газа,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $k_{r_g}$  — относительная фазовая проницаемость по газу, д.ед.;  $k_{r_o}$  — относительная фазовая проницаемость по нефти, д.ед.;  $S_w$  — коэффициент водонасыщенности пласта, д.ед.;  $S_g$  — коэффициент газонасыщенности пласта, д.ед.

Также из рисунка 3 видно, что при целевой компенсации отборов закачкой на уровне  $25 \%$  предельная степень извлечения растворенного газа составляет выше  $80 \%$  даже в случае нефти с вязкостью около  $70 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ . Это связано с тем, что большая часть пластовой нефти, в том числе и неизвлекаемая нефть, разгазируется. Высвободившийся растворенный газ скапливается в поровом пространстве и расширяется по мере снижения пластового давления, за счет чего увеличивается коэффициент газонасыщенности порового пространства. При этом фильтруется только частично разгазированная нефть, а высвободившийся газ на данном этапе неподвижен. На графиках для нефти с вязкостями от  $0,8$  до  $7,5 \text{ МПа}\cdot\text{с}$  этот участок заметен по значениям ГФ по РГ/ГС меньше  $1$ . Затем, после снижения пластового давления ниже определенного значения, начинается фильтрация высвободившегося растворенного газа. Данный участок характеризуется тем, что ГФ по РГ/ГС больше единицы и резко растет по мере снижения пластового давления.

На рисунке 4 показаны более развернутые примеры, отличающиеся газосодержанием нефти и целевой компенсацией. Из данных рисунков видно, что ввод системы поддержания пластового давления (ППД) позволяет снизить максимально достигаемое значение ГФ по РГ. Кроме того, ввод системы ППД позволяет отсрочить время достижения предельного ГФ по РГ, при этом чем выше целевая степень компенсации, тем меньше предельно достигаемый КИГ по РГ. Это связано с тем, что даже при частичном поддержании пластового давления не происходит полного разгазирования пластовой нефти.

Также можно отметить, что чем ниже газосодержание нефти и чем выше коэффициент критической газонасыщенности пласта, тем позднее начинается период роста ГФ по РГ над значением начального газосодержания. Иначе говоря, степень снижения пластового давления ниже давления насыщения, при которой начинается фильтрация высвободившегося растворенного газа, тем выше, чем ниже газосодержание нефти и чем выше коэффициент критической газонасыщенности. Для случая разработки в режиме растворенного газа, пользуясь уравнением материального баланса [5] и пренебрегая разгазированием в пласте добытой нефти, можно вывести приближенное соотношение, позволяющее оценить величину пластового давления, при котором начинается фильтрация высвободившегося газа:

$$\frac{B_g(p_{gf})}{B_o(p_{gf})} \frac{R_s(p_o) - R_s(p_{gf})}{I - S_{gr}^{cr}} = \frac{S_{gr}^{cr}}{I - S_{gr}^{cr}} \quad (2)$$

где  $p_o$  — начальное пластовое давление,  $\text{МПа}$ ;  $p_{gf}$  — пластовое давление, при котором начинается фильтрация высвободившегося газа,  $\text{МПа}$ ;  $S_{gr}^{cr}$  — коэффициент критической газонасыщенности, д.ед.

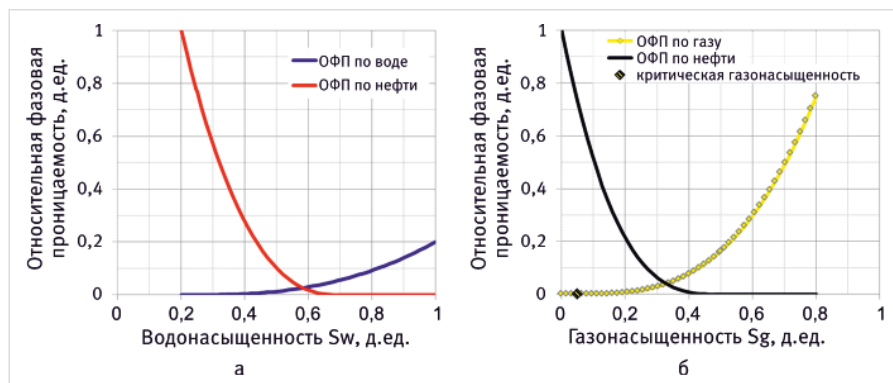


Рис. 2. Относительная фазовая проницаемость: а — в системе «вода–нефть»; б — в системе «газ–нефть»  
Fig. 2. Relative phase permeability: а — in the water – oil system; б — in the gas-oil system

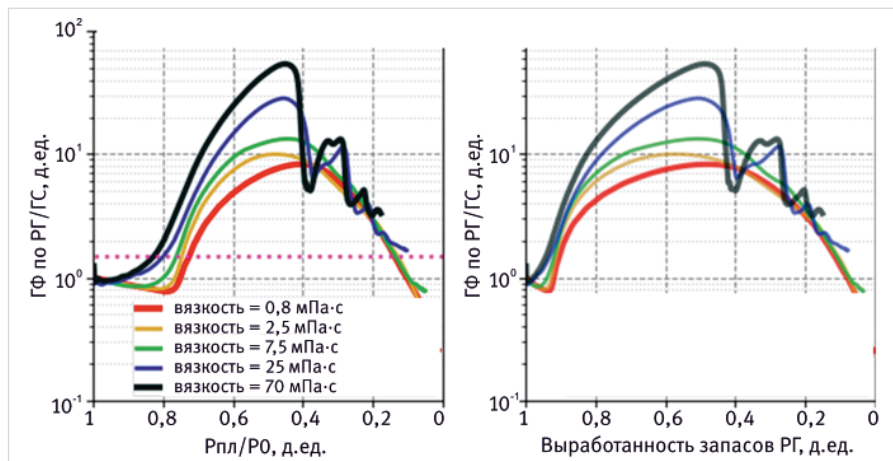


Рис. 3. Пример зависимости динамики ГФ по РГ от снижения пластового давления и выработки запасов растворенного газа  
Fig. 3. An example of the dependence of the dynamics of the gas-oil-ratio on the decrease in reservoir pressure and the development of dissolved gas reserves

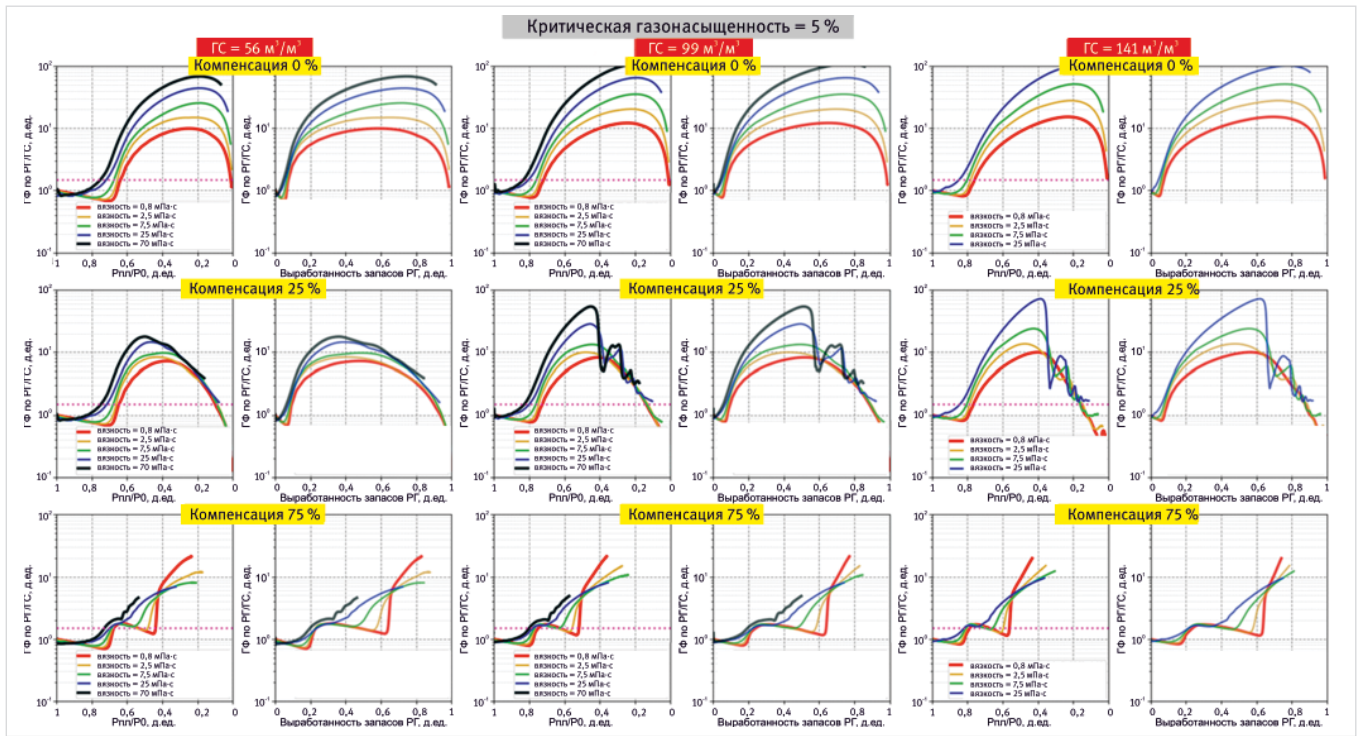


Рис. 4. Пример зависимости динамики ГФ по РГ от снижения пластового давления и выработки запасов растворенного газа для  $S_{gr} = 0,05$  при разных целевых компенсациях и значениях газосодержания нефти  
 Fig 4. An example of the dependence of gas oil ratio on the decrease in reservoir pressure and the production of dissolved gas reserves for  $S_{gr} = 0,05$  at different target compensations and gas solubility

В общем случае уравнение (2) решается численно, но для предельно насыщенной нефти, если зависимость газосодержания от давления близка к линейной и в допущении, что значения объемного коэффициента нефти и z-фактора газа при давлении начала фильтрации близки к значениям при начальном пластовом давлении, можно получить аналитическое решение в виде

$$P_{gf} = \frac{P_0}{1 + \frac{S_{gr}}{1 - S_{gr}} \times \frac{B_o(p_0)}{Rs(p_0)B_g(p_0)}} \quad (3)$$

С практической точки зрения это означает, что в случае низкого газосодержания пластовой нефти и высокого коэффициента критической газонасыщенности резкий рост ГФ по РГ начнется при более существенном снижении пластового давления ниже давления насыщения.

Указанное выше обстоятельство можно учитывать при планировании длительности

отработки нагнетательных скважин и выборе целевой степени компенсации пластового давления.

Установленные закономерности можно использовать как один из инструментов для оценки причин роста газового фактора в скважине, что особенно актуально при разработке нефтегазовых залежей. Видно, что в случае нефтей с вязкостью менее 7,5 мПа·с в рассмотренных условиях отмечается период работы с газовым фактором ниже газосодержания, затем по мере снижения пластового давления происходит быстрый рост газового фактора над значением газосодержания. В том случае, если динамика изменения газового фактора соответствует отмеченным закономерностям, то это может свидетельствовать о том, что отмечается именно рост ГФ по РГ. Борьба с ростом ГФ по РГ может осуществляться путем ввода системы ППД или увеличения целевой степени компенсации.

В то же время необходимо отметить, что все представленные результаты являются теоретическими и полученными в упрощенных моделях, основными особенностями которых являются однородность фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и по латерали, отсутствие непроницаемых перемычек, рассмотрение чисто нефтяной зоны.

#### Промысловый пример динамики ГФ при разработке нефтяной залежи без ППД

Пример влияния разработки без ППД показан для нефтяной залежи, приуроченной к нижнемеловому отложению одного из месторождений Западной Сибири.

На рисунках 5 и 6 показана динамика газового фактора по скважинам А и В, которыми осуществлялась добыча нефти из рассматриваемой залежи. Начальные значения ГФ по данным скважинам составляли 226 м³/т. При этом по скважинам С, Д, Е, которые расположены гипсометрически выше, начальные

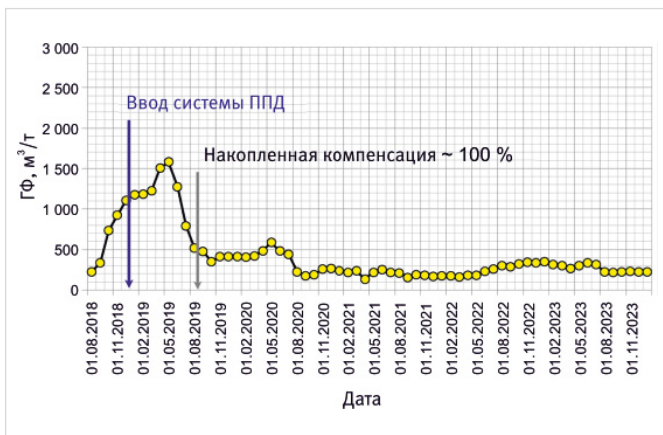


Рис. 5. Динамика ГФ по скважине А  
 Fig. 5. GOR dynamics for well A

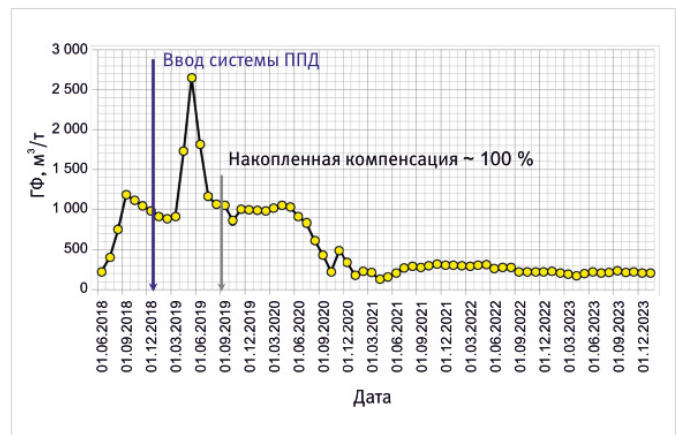


Рис. 6. Динамика ГФ по скважине В  
 Fig. 6. GOR dynamics for well B

значения ГФ до их перевода в ППД были на таком же уровне, что свидетельствует об отсутствии первичной газовой шапки в зоне размещения скважин А, В, С, D, Е.

Некоторое время разработка осуществлялась без ППД, что привело к существенному росту газового фактора. Затем через определенное время после ввода системы ППД отмечалась стабилизация ГФ и после достижения накопленной компенсации 100 % произошло снижение ГФ до уровня 200...230 м<sup>3</sup>/т, что соответствует начальному ГС.

На рисунке 7 показана карта накопленных отборов в окрестности скважин А и В на момент времени, соответствующий началу отборов, на рисунке 8 — на момент ввода системы ППД, и на рисунке 9 — при достижении накопленной компенсации 100 %.

Как видно из представленного промышленного примера разработки нефтяной залежи, в случае отсутствия системы ППД возможен рост ГФ по РГ до значений на порядок выше начального ГС. При этом ввод системы ППД и обеспечение компенсации позволяет стабилизировать динамику ГФ и вернуть его на уровень начального газосодержания.

### Итоги

При разработке нефтяной залежи за счет снижения пластового давления ниже насыщения может происходить существенное превышение ГФ по РГ над значением начального ГС нефти. Динамика ГФ зависит от многих параметров, в числе которых вязкость нефти, газосодержание нефти, коэффициент критической газонасыщенности, степень компенсации отборов закачкой.

### Выводы

- Показано, что в зависимости от газосодержания и вязкости нефти превышение ГФ по РГ над ГС при разработке чисто нефтяной зоны может достигать одного-двух порядков.
- Максимально достигаемая степень превышения ГФ по РГ над газосодержанием определяется, в частности, такими факторами, как вязкость нефти, степень снижения давления ниже давления насыщения, коэффициент критической газонасыщенности, достигаемая компенсация отборов.
- В ходе вычислительного эксперимента установлено, что для нефти с вязкостью от 0,8 до 7,5 мПа·с существует период

разработки участка в чисто нефтяной зоне, когда газовый фактор по растворенному газу ниже газосодержания.

- Показано, что чем выше коэффициент критической газонасыщенности коллектора и чем ниже газосодержание нефти, тем дольше может продолжаться период разработки залежи без поддержания пластового давления и с ГФ по РГ ниже ГС. Это обстоятельство можно учитывать при планировании ввода системы ППД и выборе целевой компенсации.
- Отмечено, что, когда при разработке нефтегазовой залежи по скважинам в зоне с отсутствием системы ППД отмечается сначала период работы с ГФ по РГ ниже ГС, затем по мере снижения пластового давления происходит динамичный рост ГФ по РГ, это может свидетельствовать о том, что источником газа является разгазирование нефти.
- Организация системы ППД позволяет снизить ГФ по РГ и добиться снижения КИГ по РГ.

### Литература

- Чезганова О.Н., Вострикова А.Г., Патраков Д.П., Гладких М.А. Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 56–60.
- Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Родионов И.И., Федоров А.Э., Гареев Р.Р., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65.
- Баймухаметов М.К., Гулишов Д.С., Михайлов В.Г., Пономарев А.И., Топольников А.С. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 8. С. 104–111.
- Jones R.S. Producing-gas/oil-ratio behavior of multifracted horizontal wells in tight oil reservoirs. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2017, Vol. 20, issue 3, P. 589–601. (In Eng).
- Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: ИКИ, 2008. 672 с.
- Дарий С.Д., Исламов Р.Р., Хайдаршин Р.Р. и др. Методические основы разделения добываемого в ООО «РН Пурнефтегаз» нефтяного газа на газ газовой шапки и растворенный // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 86–90.
- Временный методический подход к обоснованию извлекаемых запасов растворенного газа для эксплуатационных объектов месторождений УВС группы компаний ПАО «Газпром нефть». URL: [https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennyy\\_metodicheskiy\\_podhod\\_k\\_obosnovaniyu\\_izvlekaemyh\\_zapasov\\_rastvorennoogo\\_gaza.pdf](https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennyy_metodicheskiy_podhod_k_obosnovaniyu_izvlekaemyh_zapasov_rastvorennoogo_gaza.pdf) (дата обращения 31.05.24).
- Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ модуль «REXLab 2017» ПК «РН-КИМ» № RU 2017663444 от 01.12.2017 г. / ПАО «НК «Роснефть».
- Макфи К., Рид Д., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М.-Ижевск: ИКИ, 2018. 924 с.
- Ишмуратов Т.А., Хамидуллина А.И., Исламов Р.Р., Хисамов А.А., Абдулманыпов А.Р., Сенина А.А., Андреев А.Е., Оприлов И.Г., Абдуллин А.Ф., Логашин А.М. Совершенствование подходов по расчету РVT-свойств пластовых флюидов нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей месторождений на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 92–96.
- Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 696 с.

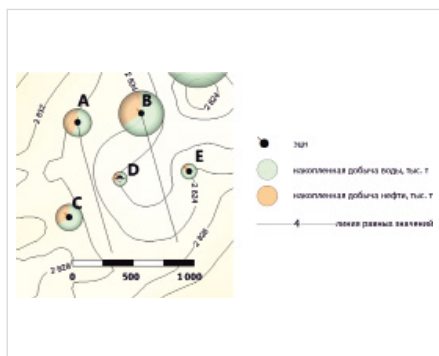


Рис. 7. Карта накопленных отборов на карте кровли пласта до организации системы ППД  
Fig. 7. Map of accumulated well production on the map of the reservoir roof before the organization of the reservoir pressure maintenance system

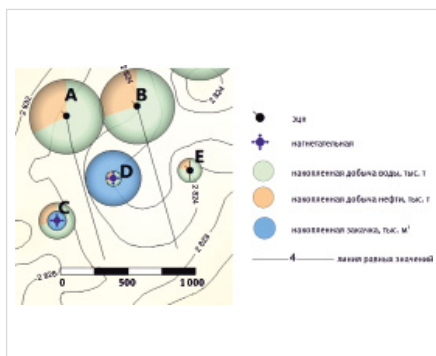


Рис. 8. Карта накопленных отборов на карте кровли пласта после организации системы ППД  
Fig. 8. Map of accumulated well production on the map of the reservoir roof after the organization of the reservoir pressure maintenance system

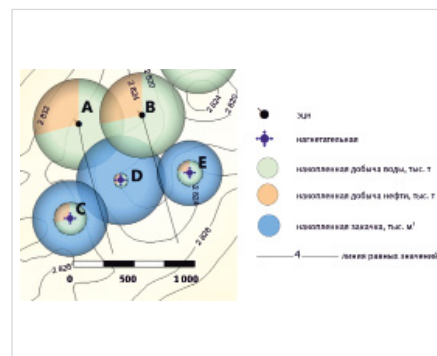


Рис. 9. Карта накопленных отборов на карте кровли пласта после достижения накопленной компенсации 100 %  
Fig. 9. The map of accumulated well production on the map of the reservoir roof after reaching the accumulated compensation of 100 %

## Results

When developing an oil reservoirs, due to a decrease in reservoir pressure below bubble point, a significant excess of the dissolved gas oil ratio can occur over the value of the initial gas solubility. The dynamics of the gas oil ratio depend on many parameters, including oil viscosity, initial gas, critical gas saturation, and degree of compensation of production by injection.

## Conclusions

- It has been shown that, depending on the gas solubility and viscosity of the oil, the excess of the dissolved gas oil ratio over the value of the initial gas solubility during the development of an oil reservoir can reach one or two orders of magnitude.
- The maximum attainable degree of excess of the dissolved gas oil ratio over the value of the initial gas solubility is determined, in particular, by such factors as oil viscosity, the degree of pressure reduction below the bubble point, the critical gas saturation coefficient, and the achieved compensation of production by injection.
- During the computational experiment, it was established that for oil

with a viscosity from 0,8 to 7,5 cP, there is a period of development of a site in a purely oil zone, when the gas factor for dissolved gas is lower than the gas content.

- It is shown that the higher the coefficient of critical gas saturation of the reservoir and the lower the gas content of the oil, the longer the period of reservoir development can last without maintaining reservoir pressure and with a gas oil ratio below gas solubility. This circumstance can be taken into account when planning reservoir pressure maintenance.
- It is noted that when, during the development of an oil and gas reservoir through without a reservoir pressure maintenance system, there is first a period of work with the gas oil ratio below the initial gas solubility, then, as the reservoir pressure decreases, a dynamic increase in the gas oil ratio occurs, this may indicate that the source gas is the degassing of oil.
- The organization of the reservoir pressure maintenance makes it possible to reduce the gas oil ratio and achieve a reduction of dissolved gas ultimate recovery

## References

1. Chezganova O.N., Vostrikova A.G., Patrakov D.P., Gladkikh M.A. Comparing the performance of reservoir pressure maintenance and depletion drive to develop low-permeable reservoirs of the Tyumen Formation. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 8, P. 56–60. (In Russ).
2. Kapishev D.Yu., Rahimov M.R., Mironenko A.A., Rodionova I.I., Fedorov A.E., Gareev R.R., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ).
3. Baimukhametov M.K., Gulishov D.S., Mikhaylov V.G., Ponomarev A.I., Topolnikov A.S. Analysis of causes of gasoil ratio growth at late stages of oil fields exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, Vol. 329, issue 8, P. 104–111. (In Russ).
4. Jones R.S. Producing-gas/oil-ratio behavior of multifractured horizontal wells in tight oil reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2017, Vol. 20, issue 3, P. 589–601. (In Eng).
5. Walsh M., Lake L. A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. *Moscow-Izhevsk: IKI*, 2008, 672 p. (In Russ).
6. Daryi S.D., Islamov R.R., Khaidarshin R.R. et al. Methodical bases of differentiation of associated petroleum gas production to free gas and dissolved gas. *Oil industry*, 2019, issue 5, P. 86–90. (In Russ).
7. Temporary methodological approach to justifying recoverable reserves of dissolved gas for production facilities of hydrocarbon fields of the "Gazprom Neft" PJSC group of companies. URL: [https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennyy\\_metodicheskiy\\_podhod\\_k\\_obosnovaniyu\\_izvlekaemyh\\_zapasov\\_rastvorenno\\_gaza.pdf](https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennyy_metodicheskiy_podhod_k_obosnovaniyu_izvlekaemyh_zapasov_rastvorenno_gaza.pdf) (accessed 31.05.24). (In Russ).
8. Certificate of state registration of the computer program module "RExLab 2017" PC "RN-KIM" № RU 2017663444 dated 12.01.2017 / "NK "Rosneft" PJSC.
9. McPhee C., Reed J., Zubizaretta I. Core analysis: a best practice guide. *Moscow-Izhevsk: IKI*, 2018, 924 p. (In Russ).
10. Ishmuratov T.A., Khamidullina A.I., Islamov R.R., Khisamov A.A., Abdulmanov A.R., Senina A.A., Andreev A.E., Opritov I.G., Abdullin A.F., Logashin A.M. Improvement of approaches for calculating PVT properties of reservoir fluids of oil and gas, oil and gas condensate and gas condensate fields in the territory of activity of RN-Purneftegaz LLC. *Oil Industry*, 2021, issue 12, P. 92–96. (In Russ).
11. Muskat M. *Physical principles of oil production*. Moscow-Izhevsk: IKI, 2004, 696 p. (In Russ)

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Исламов Ринат Робертович**, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов: islamovrr@bnipi.rosneft.ru**

**Муслимов Булат Шамилович**, заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Кулеш Владислав Александрович**, старший специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Ялаев Андрей Витальевич**, к.ф.-м.н., ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Середин Кирилл Игоревич**, техник, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Islamov Rinat Robertovich**, candidate of physico-mathematical sciences, head of section, "RN-BashNIPneft" LLC, ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author: IslamovRR@bnipi.rosneft.ru**

**Muslimov Bulat Shamilevich**, deputy head of the department, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Kulesh Vladislav Aleksandrovich**, senior specialist, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Yalayev Andrey Vitalyevich**, candidate of physico-mathematical sciences, lead specialist, "RN-BashNIPneft" LLC, ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Seredin Kirill Igorevich**, technic, "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

# Определение скорости локальной коррозии насосно-компрессорных труб как необходимый элемент коррозионного мониторинга

Вторенко Е.А., Валежжанин И.В., Латыпов О.А., Хакимов А.М.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

ea\_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

Коррозия (самопроизвольное разрушение) металлов возникает в результате перехода их составных элементов в состояние соединения с веществами окружающей среды. Коррозия представляет серьезную проблему, которая влечет значительные экономические потери и требует постоянного внимания и исследований для разработки эффективных методов борьбы с ней. По данным компании «Роснефть» на 2023 год отказы насосно-компрессорного оборудования по причине коррозии занимают 2-е место после отказов, связанных с накоплением в добываемой продукции механических примесей. Для уменьшения негативного влияния коррозионной среды необходимо определять точные показатели скорости коррозии. В статье предложен новый способ установки образцов-свидетелей, который позволяет учитывать кинетические особенности протекания коррозии на глубинно-насосном оборудовании. На практическом примере рассмотрена важность определения скорости локальной коррозии и предложены методы измерения глубин локальных повреждений.

## Материалы и методы

Статистические данные отказов глубинно-насосного оборудования, гравиметрический метод измерения скорости коррозии, метод двойной фокусировки.

## Ключевые слова

осложнения при добыче нефти, коррозия, коррозионный мониторинг, локальная коррозия, насосно-компрессорные трубы, образцы-свидетели коррозии, коррозионный расход

## Для цитирования

Вторенко Е.А., Валежжанин И.В., Латыпов О.А., Хакимов А.М. Определение скорости локальной коррозии насосно-компрессорных труб как необходимый элемент коррозионного мониторинга // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 40–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-40-44

Поступила в редакцию: 29.05.2024

CORROSION

UDC 620.193 | Original Paper

## Determination of the rate of local corrosion of tubing as a necessary element of corrosion monitoring

Vtorenko E.A., Valekzhanin I.V., Latypov O.A., Khakimov A.M.

“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

ea\_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

Corrosion (spontaneous destruction) of metals occurs as a result of the transition of their constituent elements into a state of connection with environmental substances. Corrosion is a serious problem that entails significant economic losses and requires constant attention and research to develop effective methods to combat it. According to Rosneft, in 2023, failures of pumping and compressor equipment due to corrosion occupy the 2nd place after failures associated with the accumulation of mechanical impurities in the extracted products. To reduce the negative impact of the corrosive environment, it is necessary to determine the exact corrosion rates. The article proposes a new method for installing witness samples, which allows taking into account the kinetic features of corrosion on deep-pumping equipment. Using a practical example, the importance of determining the rate of local corrosion is considered and methods for measuring the depths of local damage are proposed.

## Materials and methods

Statistical data on failures of deep-pumping equipment, gravimetric method for measuring corrosion rate, double focusing method.

## Keywords

complications in oil production, corrosion, corrosion monitoring, local corrosion, tubing, corrosion witness samples, corrosion consumption

## For citation

Vtorenko E.A., Valekzhanin I.V., Latypov O.A., Khakimov A.M. Determination of the rate of local corrosion of tubing as a necessary element of corrosion monitoring. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 40–44. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-40-44

Received: 29.05.2024



При эксплуатации нефтяных месторождений возникает множество различных проблем и препятствий, которые осложняют процесс добычи нефти. Выделяют 10 основных видов осложняющих факторов [1; 2]:

1. отложения неорганических солей;
2. коррозионная агрессивность добываемой продукции;
3. эрозионная агрессивность;
4. наличие в добываемой продукции механических примесей;
5. образование асфальтосмолопарафиновых отложений;
6. образование газогидратных отложений;
7. образование высоковязких эмульсий;
8. высокая вязкость добываемой нефти;
9. высокие значения температуры пласта;
10. высокий газовый фактор.

По данным об отказах глубинно-насосного оборудования (ГНО) ПАО «НК «Роснефть» на 2023 год, выявлено, что одним из главных факторов, осложняющих добычу нефти, является коррозия. Коррозионный фактор составил 23 % от всего числа отказов в 2023 году (рис. 1). Если рассматривать общий фонд скважин, то доля скважин, осложненных коррозией на январь 2024 года, составляет также 23 % (рис. 2).

Коррозионная агрессивность добываемой продукции обусловлена присутствием минерализованной водной фазы и растворенных в ней коррозионных газов:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и  $\text{O}_2$ . Для большинства нефтегазовых месторождений России преобладающим коррозионным агентом является углекислый газ, поэтому коррозия внутрискважинного оборудования протекает по углекислотному механизму, проявляясь в виде язв и свищей [3].

Чаще всего проявление коррозии наблюдается на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ). В результате нарушается их герметичность, что приводит к дорогостоящим преждевременным подземным ремонтам, замене оборудования, вышедшего из строя, а также к экологическому ущербу [4]. Поэтому важно регулярно проводить коррозионный мониторинг, позволяющий определять точные показатели скорости коррозии, и по полученным результатам реализовывать мероприятия для уменьшения негативного влияния коррозионной среды.

Преобладающим средством коррозионного мониторинга являются образцы-свидетели (ОС) коррозии, с помощью которых определяется скорость общей коррозии или коррозионный расход по потере массы образцов [5]. Данный метод называется весовым или гравиметрическим и реализуется в соответствии с ГОСТ 9.506–87, ГОСТ 9.502–82 и ГОСТ Р 9.905–2007.

Для расчета коррозионного расхода (КР, г/(м<sup>2</sup>·ч)) используется формула (1):

$$КР = \frac{m_1 - m_2}{S\tau}, \quad (1)$$

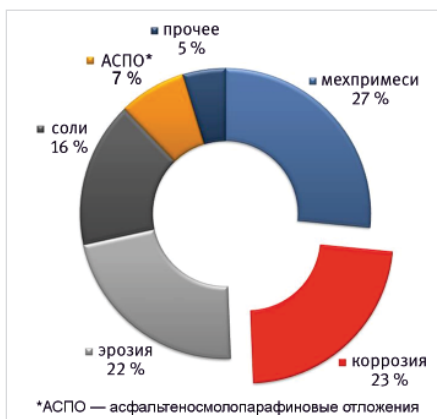


Рис. 1. Отказы ГНО в Компании по причине осложняющих факторов в 2023 г.

Fig. 1. Failures of deep-pumping equipment in the Company due to complicating factors in 2023

где  $m_1$  и  $m_2$  — вес ОС до и после экспозиции, г;  $S$  — рабочая (контактирующая с коррозионной средой) площадь ОС, м<sup>2</sup>;  $\tau$  — время экспозиции, ч.

КР часто пересчитывают в глубинный показатель скорости коррозии [мм/год] (2):

$$V = КР \times \frac{8760 \times 10^{-3}}{\rho_M}, \quad (2)$$

где  $\rho_M$  — плотность металла, г/см<sup>3</sup> (справочная величина); 8 760 — количество часов в году, ч.

Стоит отметить, что такой пересчет правомерно осуществлять только в том случае, если коррозионные повреждения являются одинаковыми по всей площади ОС, чего практически никогда не наблюдается.

Существует два наиболее распространенных типа ОС коррозии: пластинчатые (рис. 3а) и цилиндрические (рис. 3б). Их устанавливают в фонтанную арматуру скважины с применением узлов контроля коррозии (УКК) (рис. 4). Такой способ размещения достаточно прост в реализации и не требует остановки работы скважинного оборудования.

На рисунке 5 представлены зависимости температуры, давления и скорости газожидкостной смеси (ГЖС) от глубины скважины одного из месторождений. Видно, что термобарические условия от устья до забоя скважины различны, значит, и скорость коррозии будет различна на разных участках НКТ. Путем моделирования по методике, основанной на модели Де Ваарда-Лотца-Дагстада, было получено распределение скорости коррозии по глубине данной скважины (рис. 6).

На рисунке 7 приведена статистика по коррозионным отказам ГНО одного из обществ Группы ПАО «НК «Роснефть»: отказы по причине коррозии происходили на разных интервалах глубины скважины,

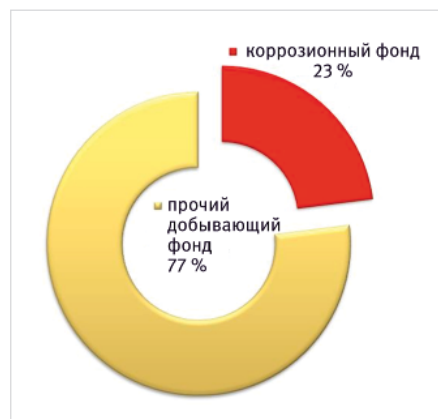


Рис. 2. Доля осложненных коррозией скважин в январе 2024 г.

Fig. 2. The proportion of wells complicated by corrosion in January 2024

значительный процент отказов наблюдался на глубине 100–1 000 м.

Исходя из этого можно утверждать, что коррозионный мониторинг с установкой ОС коррозии на устье не всегда покажет действительные значения скорости коррозии подземного скважинного оборудования. Целесообразнее их устанавливать на разных участках подвески НКТ. Данное предположение легло в основу разработки представленного метода установки ОС. В качестве ОС коррозии используются кольца, изготовленные из новых НКТ, применяемых на объекте исследования. С целью идентификации образцов производится их клеймение. Для того чтобы предотвратить протекание щелевой коррозии в зазорах между внешней стороной ОС и муфтой и получить более достоверные

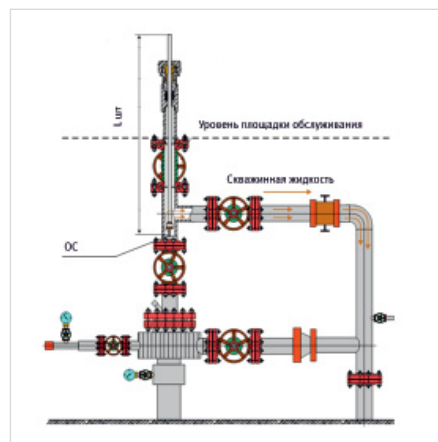


Рис. 4. Место установки ОС в фонтанной арматуре

Fig. 4. The place of installation of witness samples in the fountain fittings



Рис. 3. Типы ОС, устанавливаемых в УКК: а — пластинчатый, б — цилиндрический

Fig. 3. Types of witness samples installed in corrosion control units: a — plate, b — cylindrical

результаты по протеканию коррозии на внутренней поверхности ОС, на внешнюю сторону и торец наносится защитное покрытие (порошковая краска). На рисунке 8 показаны два ОС: с покрытием (нижнее) и без покрытия (верхнее). На рисунке 9 изображена принципиальная схема расположения колец: в нижней, средней и верхней частях подвески НКТ. Конкретное место установки выбирается с учетом предыдущего анализа коррозионного повреждения НКТ (мест повреждений НКТ).

В каждой выбранной части подвески НКТ устанавливается по одному ОС коррозии. Монтаж производят во внутреннюю полость соединительной муфты НКТ, в зазорах между соседними НКТ. Установка и снятие осуществляются в процессе текущего или капитального ремонта скважины. Продолжительность замера скорости коррозии для каждого ОС отсчитывают с момента запуска скважины в работу после завершения ремонта до момента остановки скважины на текущий или капитальный ремонт; при этом экспозиция должна быть не менее 21 суток. Используя данный метод размещения ОС, можно выявить действительные скорости коррозии на исследуемых участках, что позволяет оптимизировать

подачу химического реагента и увеличить наработку ГНО скважин. Однако в отличие от способа установки УКК на фонтанную арматуру предложенный способ сложнее в реализации, так как для установки и снятия образцов необходимо поднимать и опускать всю подвеску НКТ.

Стоит отметить, что во время экспозиции ОС на скважине запрещается проведение соляно-кислотных обработок, а также спуск скребков/шаблонов. В случае выполнения данных работ результаты испытаний аннулируются, так как эти работы повлияют на определение значений фоновых скоростей коррозии. Ниже приведен пример практического применения изложенного метода.

На рисунке 10 представлены ОС до экспозиции, использованные для определения скорости коррозии на добывающей скважине одного из обществ Группы ПАО «НК «Роснефть». ОС были выполнены из той же стали, что и новые НКТ. В данном случае использовалась марка стали 32Г1А. Поверхность образцов подготовили в соответствии с ГОСТ 9.905-82 «Методы коррозионных испытаний». Образцы были расположены в трех интервалах подвески НКТ скважины: ОС № 685 — 138 м

от устья, ОС № 684 — 464 м от устья, ОС № 683 — 1 570 м от устья. Время экспозиции составило 240 суток. На рисунке 11 показан внешний вид ОС после экспозиции.

По результатам гравиметрической оценки скоростей коррозии были получены следующие значения:

- на глубине 138 м от устья — 0,0181 мм/год;
- на глубине 464 м от устья — 0,0089 мм/год;
- на глубине 1 570 м от устья — 0,0107 мм/год.

Полученные значения скорости общей коррозии для всех образцов не превышают норматив Компании (не более 0,1 мм/год).

Далее производилось исследование наличия локальной коррозии. Для каждого образца в соответствии с ГОСТ 9.908-85 с помощью инвертированного микроскопа «Альтами» путем измерения расстояния между поверхностью ОС и дном питтинга (метод двойной фокусировки) были определены максимальные глубины локальных коррозионных повреждений. Характерные микроснимки внутренней поверхности ОС приведены на рисунке 12.

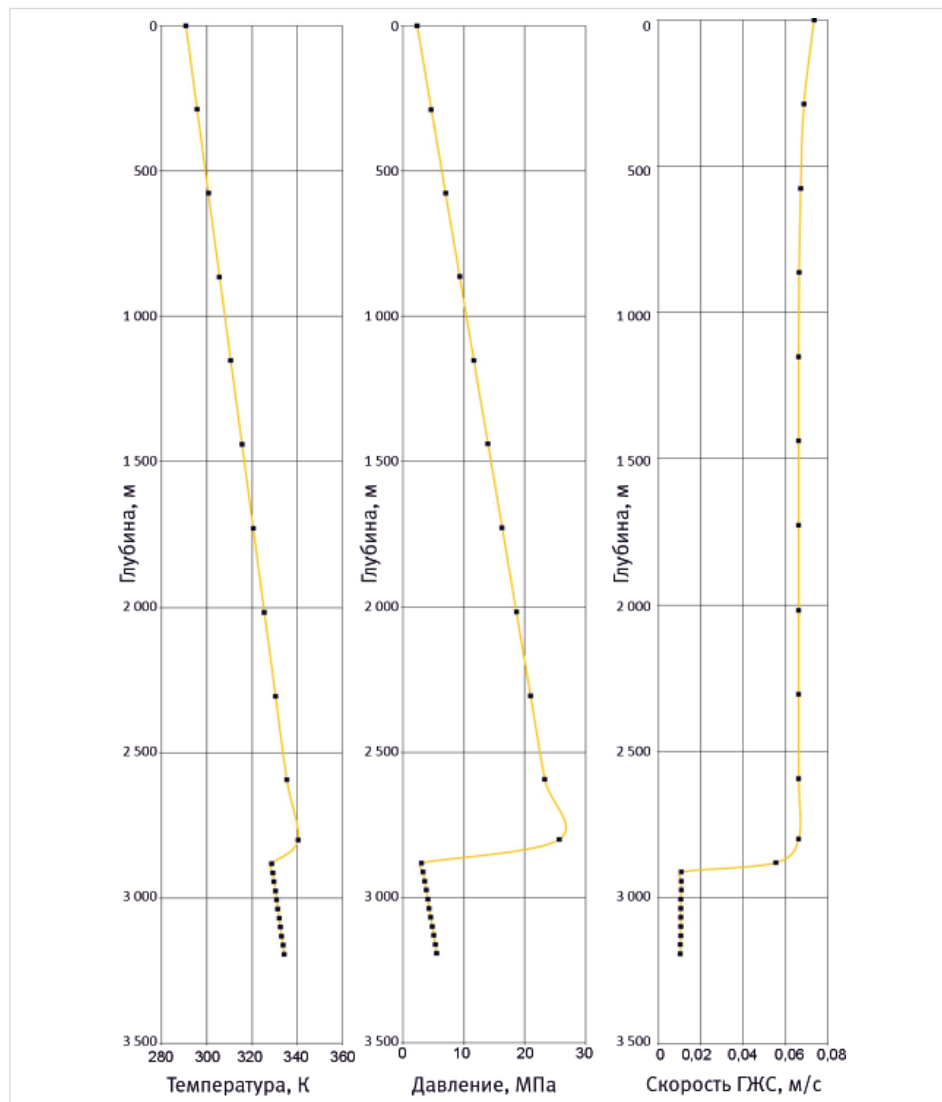


Рис. 5. Пример расчета зависимости температуры, давления и скорости газожидкостной смеси от глубины скважины  
Fig. 5. An example of calculating the dependence of temperature, pressure and velocity of a gas-liquid mixture on the depth of the well

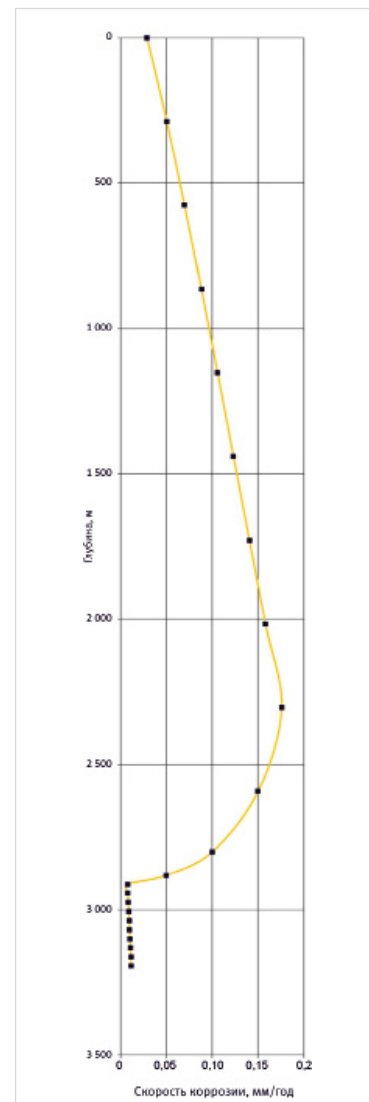


Рис. 6. Пример возможного распределения скорости коррозии по глубине скважины  
Fig. 6. An example of a possible distribution of the corrosion rate over the depth of the well

Расчет максимальной скорости локальной коррозии проводится по формуле (3):

$$\text{МСЛК} = \frac{\text{МГ} \times 365}{\tau} \quad (3)$$

где МСЛК — максимальная скорость локальной коррозии, мм/год; МГ — максимальная глубина локального коррозионного повреждения, измеренная методом двойной фокусировки, мм;  $\tau$  — время экспозиции ОС в скважине, сут.; 365 — количество дней в году.

Максимальную глубину проникновения питтинговой коррозии находят как среднее арифметическое измерений наиболее глубоких питтингов в зависимости от их количества ( $n$ ) на поверхности: при  $n < 10$  измеряют 1–2 питтинга, при  $n < 20$  — 3–4 питтинга, при  $n > 20$  — 5 питтингов [6].

С использованием метода двойной фокусировки были получены следующие значения МСЛК:

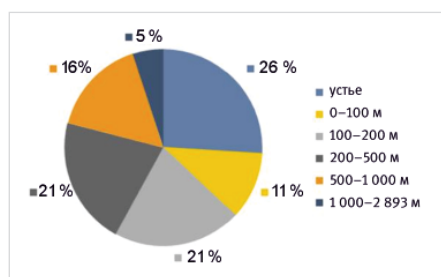


Рис. 7. Распределение отказов по причине коррозионного разрушения по глубине скважины

Fig. 7. Distribution of failures due to corrosion failure in the depth of the well



Рис. 8. Внешний вид ОС

Fig. 8. Appearance of the witness samples



Рис. 10. Внешний вид ОС до экспозиции

Fig. 10. The appearance of the samples before exposure

- на глубине 138 м от устья — 0,310 мм/год;
  - на глубине 464 м от устья — 0,222 мм/год;
  - на глубине 1570 м от устья — 0,143 мм/год.
- Во всех трех образцах скорость локальной коррозии превышает скорость общей коррозии в 8–17 раз, а также превышает

значение 0,1 мм/год. Однако в нормативной документации говорится, что следует сравнивать только общую скорость коррозии с показателем в 0,1 мм/год. Тем не менее зачастую локальная коррозия приводит к негативным последствиям и осложняет добычу нефти.

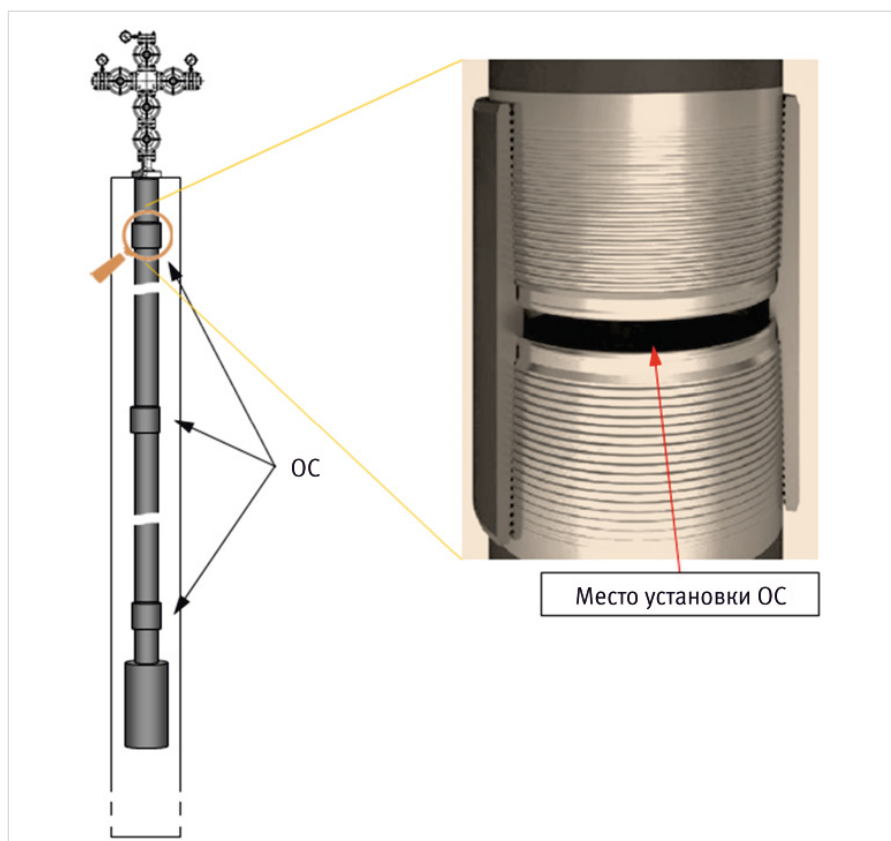


Рис. 9. Схема расположения ОС на НКТ

Fig. 9. The layout of the witness samples on the tubing

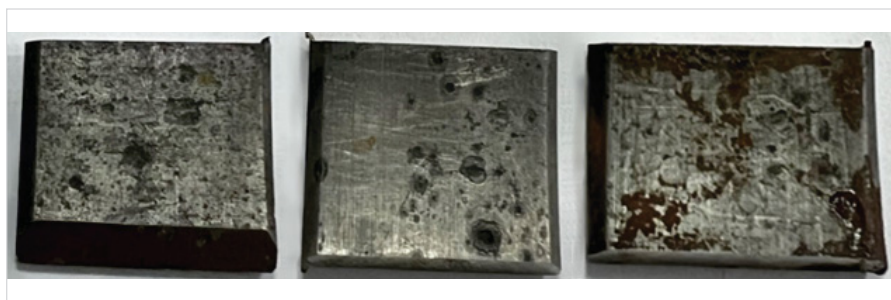


Рис. 11. Внешний вид внутренней поверхности ОС после экспозиции

Fig. 11. The appearance of the inner surface of the samples after exposure

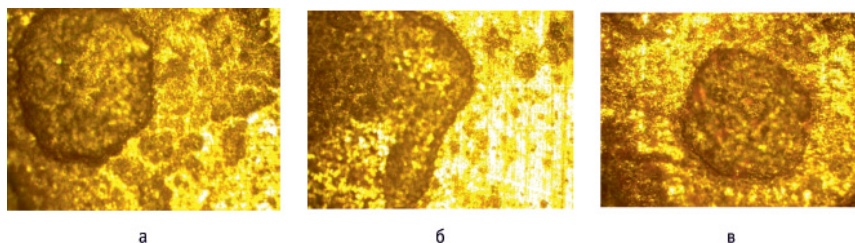


Рис. 12. Микроснимки внутренней поверхности ОС: а — глубина 94 мкм, ОС № 683, 1570 м от устья; б — глубина 146 мкм, ОС № 684, 464 м от устья; в — глубина 204 мкм, ОС № 685, 138 м от устья

Fig. 12. Micrographs of the inner surface of the samples: а — depth 94 microns, witness samples № 683, 1570 m from the mouth; б — depth 146 microns, witness samples № 684, 464 m from the mouth; в — depth 204 microns, witness samples № 685, 138 m from the mouth

Исходя из этого можно утверждать, что необходимо вводить нормативные значения для локальной коррозии.

### Итоги

Обобщая вышесказанное, можно констатировать, что коррозионный мониторинг с установкой ОС коррозии на устье имеет недостатки: не учитываются термобарические условия по всей глубине скважины, следовательно, значения, полученные данным способом, будут недействительными для подземного скважинного оборудования. Это доказывает приведенный пример из практики: на ОС, установленных на разных участках подвески НКТ, протекали локальные коррозионные процессы с различными скоростями, что доказывает кинетическое различие по глубине скважины. Поэтому замер скорости коррозии предложенным методом имеет преимущества перед установкой образцов на устье.

Полученные значения скорости общей коррозии входят в норматив 0,1 мм/год. При этом максимальная скорость локальной коррозии намного выше этого предела, поэтому необходимо пересмотреть имеющуюся нормативную документацию: внести корректировки в существующую или создать

новую, учитывающую скорость локальной коррозии.

### Выводы

1. Коррозия — один из основных осложняющих факторов, приводящих к преждевременным отказам погружного оборудования.
2. Гравиметрический метод определяет только скорость общей коррозии, поэтому не стоит ограничиваться только применением данного метода, если в системе имеются локальные коррозионные разрушения.
3. Предложенный метод определения скорости коррозии учитывает кинетические особенности протекания коррозионных процессов и позволяет определить действительные значения скоростей коррозии на разных участках НКТ.
4. Скорость общей коррозии может в десятки раз отличаться от скорости локальной коррозии, поэтому замером скорости локальной коррозии нельзя пренебрегать.

### Литература

1. Насыров А.М. Управление осложнениями в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 5. С. 16–17.

2. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Кшнякин Д.В., Мальцев Д.И., Носов В.В. Коррозия внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Практика противокоррозионной защиты. 2021. Т. 26. № 2. С. 7–26.
3. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Маркин И.А., Пресняков А.Ю. Локальная коррозия: расчет в нефтепромысловых условиях (по данным весовых измерений) // Практика противокоррозионной защиты. 2021. Т. 26. № 1. С. 28–40.
4. Баранов А.Н., Гусева Е.А., Красноперов А.Н., Победаш А.С., Юдин А.Н. Исследование коррозионных процессов в производстве алюминия и разработка новых методов защиты металлов // Известия высших учебных заведений. Цветная металлургия. 2008. № 4. С. 10.
5. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Локальная CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. Уфа: РН-БашНИПнефть, 2022. 296 с.
6. ГОСТ 9.905-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.

## ENGLISH

### Results

Summarizing the above, it can be stated that corrosion monitoring with the installation of corrosion witness samples at the mouth has disadvantages: thermobaric conditions are not taken into account throughout the depth of the well, therefore, the values obtained by this method will be invalid for underground well equipment. This is proved by the given example from practice: local corrosion processes took place at different speeds on samples installed on different sections of the suspension of tubing, which proves the kinetic difference in the depth of the well. Therefore, measuring the corrosion rate by the proposed method has advantages over installing samples at the mouth.

The obtained values of the general corrosion rate are included in the standard of 0,1 mm/year. At the same time, the maximum rate of local corrosion is much higher than this limit, so it is necessary to review the existing regulatory documentation: make adjustments or create a new

one that takes into account the rate of local corrosion.

### Conclusions

1. Corrosion is one of the main complicating factors leading to premature failures of submersible equipment.
2. The gravimetric method determines only the rate of general corrosion, so you should not limit yourself to using this method only if there are local corrosion failures in the system.
3. The proposed method for determining the corrosion rate takes into account the kinetic features of the course of corrosion processes and allows you to determine the actual values of corrosion rates in different sections of tubing.
4. The rate of general corrosion may differ tenfold from the rate of local corrosion, so measuring the rate of local corrosion should not be neglected.

### References

1. Nasyrov A.M. Management of complications in oil production. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5, P. 14–15. (In Russ).
2. Tkacheva V.E., Markin A.N., Kshnyakin D.V., Maltsev D.I., Nosov V.V. Corrosion of downhole equipment in hydrogen sulfur-containing environments. Anticorrosive protection practice, 2021, Vol. 26, issue 2, P. 7–26. (In Russ).
3. Tkacheva V.E., Markin A.N. Markin I.A.,

- Presnyakov A.Yu. Local corrosion: calculation in oil field conditions (according to weight measurements). Anticorrosive protection practice, 2021, Vol. 26, issue 1, P. 28–39. (In Russ).
4. Baranov A.N., Guseva E.A., Pobedash A.S., Yudin A.N., Krasnoperov A.N. Investigation of corrosion processes in aluminum production and development of new methods of protection of metals. Russian journal of non-ferrous metals, 2008,

- issue 4, P. 10. (In Russ).
5. Tkacheva V.E., Markin A.N. Local CO<sub>2</sub> corrosion of oilfield equipment. Ufa: PH-BashNIPIneft, 2022, 296 p. (In Russ).
6. GOST 9.905-85. A unified system of protection against corrosion and aging. Methods for determining the indicators of corrosion and corrosion resistance. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Вторенко Екатерина Андреевна**, специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
Для контактов: ea\_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

**Валекжанин Илья Владимирович**, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Латыпов Оскар Азатович**, главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Хакимов Азамат Маликович**, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Vtorenko Ekaterina Andreevna**, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
Corresponding author: ea\_vtorenko@bnipi.rosneft.ru

**Valekzhanin Ilya Vladimirovich**, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Latypov Oscar Azatovich**, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Khakimov Azamat Malikovich**, leading specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, 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)



# Муфты для обсадных и насосно- компрессорных труб НКТ



Муфты для обсадных труб предназначены для соединения обсадных труб, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин. Изготавливаются по ГОСТ 632-80 с резьбами ОТТМ и ОТТГ, а также BUTTRESS по ТУ 14-ЗР-29-2000.

Специальное предложение для обсадных труб с премиальными соединениями ТМС-(ОТВ 6,5, СРВ1, СРВ2) по ТУ 1327-009-20970456-2015, ТУ 13 0814-100-78691656-2015.

Высокопрочные, высокогерметичные резьбовые соединения нашего производства гарантируют надёжность и безаварийность работы.

## Преимущества

- Изготовление муфт с премиальными резьбами собственной разработки
- Изготовление муфт по дополнительным требованиям Заказчика
- Изготовление муфт с любой группой прочности по ГОСТ 632-80, ГОСТ 633-80, ГОСТ 31446-2017 (аналог API Spec 5CT)

Муфты НКТ предназначены для соединения насосно-компрессорных труб в единую магистраль для транспортировки перекачиваемой среды в нефтяных и газовых скважинах.

В кратчайшее время мы готовы поставить всю номенклатуру муфт по:

- ГОСТ 633-80 муфты для гладких насосно-компрессорных труб
- ГОСТ 633-80 муфты для насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами
- ГОСТ 31446-2017 муфты для насосно-компрессорных труб

# Разработка подходов к автоматизированной внутрипластовой корреляции по данным геофизических исследований скважин с применением машинного обучения

Латыпов И.Д., Марков А.В., Евграфов Н.А., Шагимарданова Л.Р.

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

## Аннотация

В статье предложен алгоритм внутрипластовой корреляции разреза скважин для целей повышения качества петрофизической интерпретации, приведены примеры его применения. При автоматической внутрипластовой корреляции может наблюдаться зависимость результатов от порядка рассмотрения скважин. Для устранения этой проблемы в работе представлен вариант определения путей обхода скважин на основе упорядочивания скважин по близости Евклидовой нормы по данным кривых ГИС. Представлен подход к автоматической корреляции разреза при помощи алгоритмов кластерного анализа, метода главных компонент и динамической трансформации временной шкалы.

## Материалы и методы

В работе рассматриваются методы внутрипластовой корреляции разреза скважин. Автоматическая корреляция разреза основана на использовании алгоритмов кластерного анализа, метода главных компонент и динамической трансформации временной шкалы. Методы главных компонент и кластерного анализа применяются для упорядочивания

данных разных скважин по геофизическим откликам, что позволяет более эффективно проводить корреляцию разреза при помощи алгоритма динамической трансформации временной шкалы (DTW).

## Ключевые слова

корреляция разреза, метод k-средних, алгоритм динамической трансформации временной шкалы, метод главных компонент

Основные результаты данной работы были получены при участии безвременно покинувшего нас кандидата технических наук Надеждина Олега Владимировича. Мы с теплотой и благодарностью вспоминаем годы плодотворной совместной с ним работы.

## Для цитирования

Латыпов И.Д., Марков А.В., Евграфов Н.А., Шагимарданова Л.Р. Разработка подходов к автоматизированной внутрипластовой корреляции по данным геофизических исследований скважин с применением машинного обучения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 47–51.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-47-51

Поступила в редакцию: 23.04.2024

AUTOMATION

UDC 519.688:550.3 | Original Paper

## Development of approaches to automated correlation from well log data using machine learning

Latypov I.D., Markov A.V., Evgrafov N.A., Shagimardanova L.R.

“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
markovav@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

This paper discusses the principles and methods of in-situ section correlation and examples of its application to enhance the quality of petrophysical interpretation. One issue with automatic in-situ correlation is its dependence on the order in which wells are considered. To eliminate this problem, one option is to define the bypass paths of wells based on their proximity according to a Euclidean norm using log curve data. The paper presents an approach to automatic well log correlation using principal cluster analysis, component analysis and dynamic time warping.

## Materials and methods

The paper discusses methods for intra-situ correlation of well sections. Automatic section correlation is based on the use of cluster analysis algorithms, principal component analysis and dynamic transformation of the time scale. Principal component methods and cluster1 analysis are used to organize data from different wells according to geophysical

responses, which allows for more efficient cross-section correlation using the dynamic time transformation (DTW) algorithm.

## Keywords

well log correlation, k-means method, dynamic time warping, principal component method

## For citation

Latypov I.D., Markov A.V., Evgrafov N.A., Shagimardanova L.R. Development of approaches to automated correlation from well log data using machine learning. Exposition Oil Gas, 2024, issue 4, P. 47–51. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-4-47-51

Received: 23.04.2024

## Введение

Внутрипластовая корреляция разреза скважин является важным инструментом для петрофизической интерпретации, позволяющим более точно оценить свойства, состав горных пород, снизить неопределенность геологического моделирования, принять более обоснованные решения при планировании бурения, оптимизации извлечения флюидов и повысить эффективность разработки месторождения. Этот метод становится особенно ценным при работе на сложных неоднородных месторождениях, где петрофизические свойства могут существенно отличаться внутри пласта. Внутрипластовая корреляция разреза скважин позволяет выявить связи между геофизическими исследованиями скважин (ГИС), проведенными на разных скважинах месторождения. Это дает возможность установить общие закономерности и тенденции в распределении петрофизических свойств внутри пласта, а также сделать выводы о потенциале литологических пачек в разрезе и перемещении флюида внутри пласта. Однако следует отметить, что внутрипластовая корреляция разреза имеет свои ограничения: различия в условиях бурения, изменчивость в свойствах породы и другие геологические факторы могут оказывать влияние на ее результаты, что особенно актуально при работе с гигантскими месторождениями. На основе результатов корреляции базируются все дальнейшие процессы моделирования свойств пласта [1]. Проведение внутрипластовой корреляции — это сложный и трудоемкий процесс, поэтому множество исследований направлено на реализацию алгоритмов частной или полной автоматизации данного процесса.

При проведении корреляции существует проблема зависимости результатов от порядка обхода скважин и оценки качества [2]. Одним из способов решения проблемы обхода скважин при автокорреляции разрезов скважин является использование самоорганизующихся карт Кохонена [3]. Входными данными в работе предлагается использовать следующие показатели методов: самопроизвольной поляризации (СП), индукционного каротажа (ИК), гамма-каротажа (ГК). Основная идея применения карт Кохонена заключается в том, что сеть подстраивается под закономерности во входных данных, а не под эталонные выходные значения.

В данной работе представлен вариант определения пути обхода скважин на основе упорядочивания скважин по близости в смысле некоторой нормы по данным кривых ГИС с применением алгоритмов кластерного анализа, метода главных компонент и динамической трансформации временной шкалы.

## Описание процесса корреляции скважинных данных

В работе создан подход для автоматической корреляции по одной кривой ГИС (ГК или нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКт)), вопрос комплексирования нескольких ГИС не рассматривается. ГК и ННКт рассматриваются в первую очередь ввиду того, что эти исследования записаны на большинстве скважин.

Входными данными являются показания выбранного для корреляции метода ГИС, отметки кровли и подошвы коррелируемого интервала, также определяется число для разбиения скважин на группы (в дальнейшем

кластеры), где показания ГИС скважин близки в смысле некоторой нормы. Число кластеров является параметром для оптимизации и может подбираться итерационно в зависимости от качества полученной корреляции.

Автоматическая корреляция скважинных данных выполняется по следующему алгоритму:

1. Подготовка ГИС на целевом фонде скважин для проведения корреляции: сшивка, увязка и нормализация ГК или ННКт.
2. Подготовка небольшой выборки скважин с экспертной разметкой целевых отметок.
3. Упорядочивание списка скважин для формирования корреляционной схемы. Рассматриваются две альтернативные схемы:
  - на основе методов кластерного анализа и главных компонент (Principal component analysis — PCA) по геофизическим откликам (геофизическое районирование целевого фонда скважин в рамках целевого интервала);
  - на основе учета пространственного взаиморасположения скважин (не рассматривается в работе).
4. Автоматическая корреляция отметок на целевом фонде скважин при помощи динамической трансформации временной шкалы (Dynamic Time Warping — DTW).
5. Контроль полученных результатов при помощи специальной визуализации кривых ГИС в виде цветовой развертки. Цветовая развертка представляет собой совместное отображение выборки кривых коррелируемых скважин, где каждая представлена в виде столбца пикселей, цвет которых характеризует значение соответствующего вида ГИС.
6. Уточнение корреляции на части скважин с помощью проведения ручной интерактивной корреляции (при необходимости).

## Подготовка ГИС

Требования к подготовке ГИС основаны на необходимости проведения кластеризации скважин для формирования корреляционной схемы. Проведение кластеризации требует введения функции расстояния между векторами показаний кривых ГИС с разных скважин, а для этого необходимо, чтобы показания были одного масштаба и длины векторов были одного размера внутри целевого интервала. Например, кривые ГК и ННКт должны быть нормированы перед их использованием в корреляционной схеме.

Для нормализации данных ГК, ННКт по масштабу применяется метод дисперсии:

$$v_i^{norm} = \frac{v_i - v_{avr}}{\sqrt{\frac{1}{num} \sum_{i=1}^{num} (v_i - v_{avr})^2}}, \quad (1)$$

$$v_{avr} = \frac{1}{num} \sum_{i=1}^{num} v_i,$$

где  $v_i$  — значения ГИС;  $v_{avr}$  — среднее значение;  $num$  — количество данных в интервале нормализации;  $v_i^{norm}$  — нормированные значения ГИС.

Для приведения кривых к единому размеру проводится перенормализация по глубине, то есть число точек разбиения кривой на каждой скважине приводится к одному общему числу, обозначим его через  $n$ . Обозначим множество меток

глубины  $q$ -й скважины как  $D_q = \{d_{qj}, j = \overline{1 \dots m_q}\}$  и множество значений кривой как  $V_q = \{v_{qj}, j = \overline{1 \dots m_q}\}$ , где  $m_q$  — число элементов множества точек на  $q$ -й скважине.

Определим шаг для пересчета глубин:

$$delta_q = (d_{max_q} - d_{min_q}) / (n - 1), \quad (2)$$

$$d_{min_q} = \min(d_{qj}), d_{qj} \in D_q, \quad (3)$$

$$d_{max_q} = \max(d_{qj}), d_{qj} \in D_q, \quad (4)$$

Определим новое множество глубин и соответствующее им множество значений кривой:

$$D_{new_q} = \{d_{min_q} + delta_q \times j, j = \overline{1 \dots n}\} \quad (5)$$

$$V_{new_q} = \{g(d_{new_{qj}}), d_{new_{qj}} \in D_{new_q}\} \quad (6)$$

где  $g(x)$  — кусочно-линейная функция интерполяции, построенная по данным  $D_q, V_q$ .

В итоге для каждой скважины получена кривая с числом точек разбиения по глубине, равным  $n$ .

## Группировка скважин методом кластеризации

Применение кластеризации позволяет сгруппировать скважины на заданное число кластеров по близости нормы, что потенциально упрощает корреляцию разреза внутри каждой из групп. Элементами кластера выступают векторы  $V_{new_q}$  размерности  $n$ . Результатом алгоритма кластеризации является соответствие между номером скважины и номером кластера. Наиболее популярным методом решения задач кластеризации остается неиерархический метод — алгоритм  $k$ -средних ( $k$ -means). Этот метод популярен за счет того, что он прост в реализации и его сложность линейна относительно мощности исследуемого множества  $O(m)$ , где  $m$  — число скважин.

Математически задача формулируется следующим образом. Пусть задано множество точек  $S$  и количество кластеров  $K$ , на которое требуется разбить данное множество. Необходимо найти такие положения центров кластеров  $\bar{c}_i, i = \overline{1 \dots K}$ , чтобы сумма квадратов расстояний точек кластеров до их центров была минимальной, при этом в качестве критерия близости точек используется Евклидова норма [4]:

$$\sum_{i=1}^K \sum_{s_j \in c_i} \|s_j - \bar{c}_i\| \rightarrow \min, \quad (7)$$

$$\|\bar{b}\| = \sqrt{\sum_{i=1}^n b_i^2},$$

где  $C_i$  —  $i$ -й кластер;  $\bar{c}_i$  — центр  $i$ -го кластера;  $s_j$  —  $j$ -й текущий вектор  $i$ -го кластера.

Такая задача является корректно поставленной задачей оптимизации [5]. Так как число выборов  $K$  конечно, то и число возможных разделений конечно. Для решения задачи кластеризации чаще всего используются алгоритмы итеративной оптимизации, так как решение задачи путем перебора для больших  $n$  невыполнимо за разумное время.

Полное описание эвристического алгоритма метода  $k$ -средних можно найти в работах Дж. Хартигана и М. Вонга [6].

На рисунке 1 представлен пример кластеризации скважин по ННКт.

Отметим, что центры кластеров находят только с учетом скважин, у которых нет



пропущенных значений. А скважины, на которых есть пропущенные значения, приписываются к ближайшим кластерам только по данным, которые есть на скважине.

**Упорядочивание списка скважин с применением метода главных компонент**

Данные после кластеризации разделяются на определенные группы, однако внутри групп они не упорядочены (не отсортированы) в порядке уменьшения или увеличения взаимоподобия. Для обеспечения сортировки и получения более гладкой границы пластов внутри групп может быть применен метод PCA [7].

Пусть матрица  $X$  — массив данных, принадлежащий одному кластеру, где столбцами являются нормированные по глубине и по значениям показания ГИС по отдельной скважине.

С математической точки зрения метод анализа главных компонент — это декомпозиция исходной матрицы  $X$ , то есть представление ее в виде произведения двух матриц  $T$  и  $U$ , где матрица  $U$  есть матрица векторов нового базиса, а матрица  $T$  — представление матрицы  $X$  в новой системе координат. Суть метода заключается в том, что в первых компонентах матрицы  $T$  содержатся наиболее общие данные для исходной матрицы  $X$ .

Для задачи автоматической корреляции разреза будет применяться адаптивный метод анализа главных компонент. Алгоритм состоит в следующем:

1. Для матрицы  $X$  проводится стандартный метод анализа главных компонент. В результате находятся две матрицы  $T$  и  $U$ , такие, что  $X = U \times T$ . Для этого применяется метод сингулярного разложения, который позволяет представить матрицу  $X_{n \times m} = U_{n \times n} \times S_{n \times m} \times V_{m \times m} = U_{n \times n} \times T_{n \times m}$ , где  $T_{n \times m} = S_{n \times m} \times V_{m \times m}$ , где  $V_{m \times m}$ ,  $U_{n \times n}$  — ортогональные матрицы.
2. Столбцы матрицы  $X$  сортируются в порядке возрастания значений первой строки матрицы  $T$  (или  $V$ ). Этот шаг обоснован следующим соображением: значения элементов матрицы  $T$  можно воспринимать как коэффициенты схожести столбцов матрицы  $X$  в некоторой норме. Большая часть информации данных после разложения будет сосредоточена в первых координатах. Поэтому, отсортировав исходную матрицу по возрастанию значений первой строки матрицы  $T$ , можно выстроить столбцы в порядке схожести в смысле некоторой нормы. Если значения элементов одинаковые, то столбцы

Табл. 1. Сравнение отметок интерактивной корреляции со всеми отметками экспертов  
Tab. 1. Presents a comparison of the interactive correlation marks with all expert marks

Пласт С2вр	Среднеквадратичное отклонение разности отметок интерактивной корреляции с отметками экспертов		Процент скважин с ошибкой в корреляции менее 1 метра	
	Кровля	Подошва	Кровля	Подошва
Опорный пласт	0,96 м	0,74 м	94,6 %	98,2 %

местами не меняются.

Отметим, что на скважинах встречаются пропущенные значения, связанные с отсутствием записи каротажа или неполным вскрытием скважиной исследуемого интервала. Метод PCA некорректно учитывает такие интервалы. В качестве решения в работе предлагается заполнять пропущенные значения соответствующими элементами центра кластера. Это позволяет избежать большого влияния пропущенных значений на формирование компонентов матрицы  $T$  в методе PCA.

**Алгоритм динамической трансформации временной шкалы**

Алгоритм DTW строит функцию соответствия двух векторов на общий набор точек так, чтобы расстояние между векторами было наименьшим [8, 9] по Евклидовой норме (7):

$$d(\bar{x}, \bar{y}) = \|\bar{x} - \bar{y}\|. \quad (8)$$

Результатом является взаимное соответствие элементов двух векторов через общий набор точек.

Далее отметки на коррелируемой скважине устанавливаются по данным самой близкой по расстоянию (8) опорной скважины. По опыту применения метод DTW может ошибаться при детальной корреляции, но при этом достаточно точно коррелировать выдержанные пласты большой толщины.

**Результат применения**

**Корреляция верейского пласта**

В рамках апробации приведенной методики на одном из объектов месторождений ПАО «НК «Роснефть» выполнена корреляция верейского пласта (С2вр) более чем на 300 скважинах. Выполнена подготовка исходных данных скважин (увязка, шивка и нормировка по значениям), оценено распределение ошибки кровли и подошвы после интерактивной корреляции и экспертными отбивками.

На рисунке 2 представлена цветовая развертка кривых ГК (рис. 2а) и результат авто-

матической корреляции интервала (рис. 2б) на основе показаний кривой ГК на всех скважинах целевого фонда по всему стволу. По оси  $OX$  на картинках представлены скважины, по оси  $OY$  — относительная глубина. Фон отображается в тонах распределения тепла, когда наименьшему значению кривой соответствует самое «холодное» значение, а самому большому значению — самое «горячее». Шкала соответствия «значение — температурный цвет» приведена справа от каждого рисунка.

Красной линией отображен реперный интервал, относительно которого упорядочены кривые ГК на корреляционной схеме. Зелеными точками на рисунке отображены экспертные отметки опорного пласта С2вр. Была выполнена автокорреляция по показаниям ГК. Для этого среди скважин была выбрана опорная, имеющая четко выраженный опорный пласт, границы которого известны. На опорной скважине был определен интервал, содержащий опорный пласт и имеющий схожую структуру на большинстве скважин, проведена автокорреляция этого интервала.

На рисунке 3 изображен интервал на кривых ГК всего фонда скважин после кластеризации в более подробном масштабе. Зелеными точками выделен опорный пласт по результатам корреляции. Красные точки — заранее известные отметки экспертов.

В таблице 1 представлены статистические параметры сравнения результатов корреляции и экспертных отметок.

**Корреляция каширского пласта**

На рисунке 4 приведен пример внутрипластовой корреляции разреза на основе кластерного анализа: показаны данные до кластеризации, после кластеризации без применения PCA и с применением PCA, результаты корреляции отметок. Исходная выборка была представлена 98 скважинами. Количество кластеров является гиперпараметром, который необходимо подбирать под условия коррелируемого разреза.

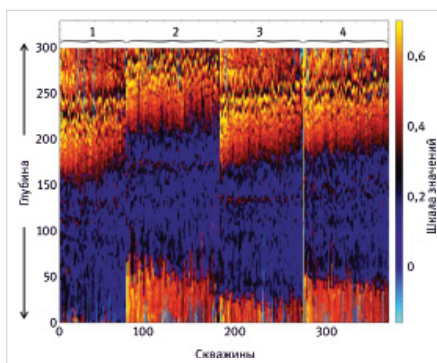


Рис. 1. Пример кластеризации скважин по ННКм  
Fig. 1. Provides an illustrative example of well clustering by thermal neutron neutron logging

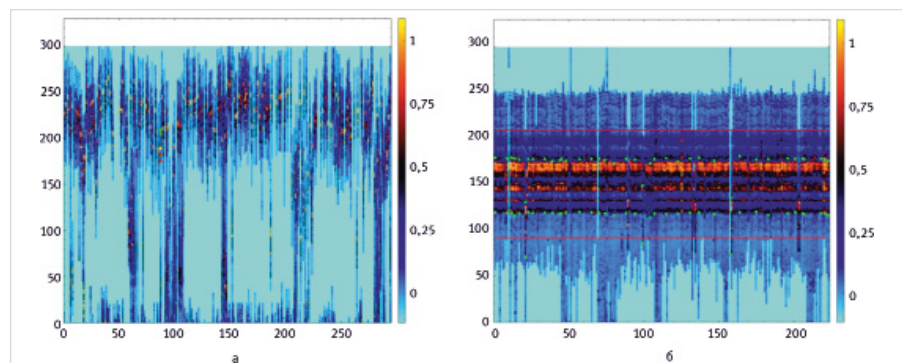


Рис. 2. Цветовая развертка кривых ГК — а, результат автоматической корреляции интервала — б  
Fig. 2. Illustrates a colour sweep of gamma log curves — а, the result of automatic interval correlation — б

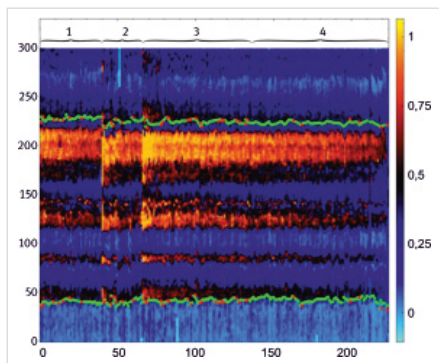


Рис. 3. Результат корреляции опорного пласта на кривых ГК  
Fig. 3. Illustrates the outcome of a reference formation correlation on gamma log curves

На исследуемом месторождении было выбрано разбиение на 4 кластера.

После применения кластерного анализа с PCA наблюдается более гладкая граница разрезов внутри каждого из кластеров (алгоритмически порядок столбцов был изменен в сторону увеличения взаимоподобия) по сравнению с кластерным анализом без PCA.

#### Итоги

Разработан подход автоматической корреляции разреза с использованием метода главных компонент, алгоритмов кластерного анализа и DTW. Выполнена апробация алгоритма на более чем 300 скважинах месторождений ПАО «НК «Роснефть». Проведена корреляция верейского и каширского пластов по данным ГК, ННКт и БК. Процент скважин с ошибкой в корреляции менее 1 метра составил более 94 %. Применение метода главных компонент и кластерного анализа для упорядочивания данных разных скважин позволяет эффективно проводить корреляцию при помощи алгоритма DTW.

#### Выводы

Предложенный алгоритм автоматической корреляции позволяет:

- упорядочить скважины с помощью методов кластерного анализа и главных компонент для ручной корреляции, визуализация упорядоченных кривых ГИС на корреляционных схемах позволяет выделять опорные пласты в сжатые сроки;
  - выполнять экспресс-корреляцию горизонтов, комплексов пластов сразу на большом объеме скважин, что упрощает дальнейший более детальный анализ специалистам.
- Предложенные алгоритмы планируются к

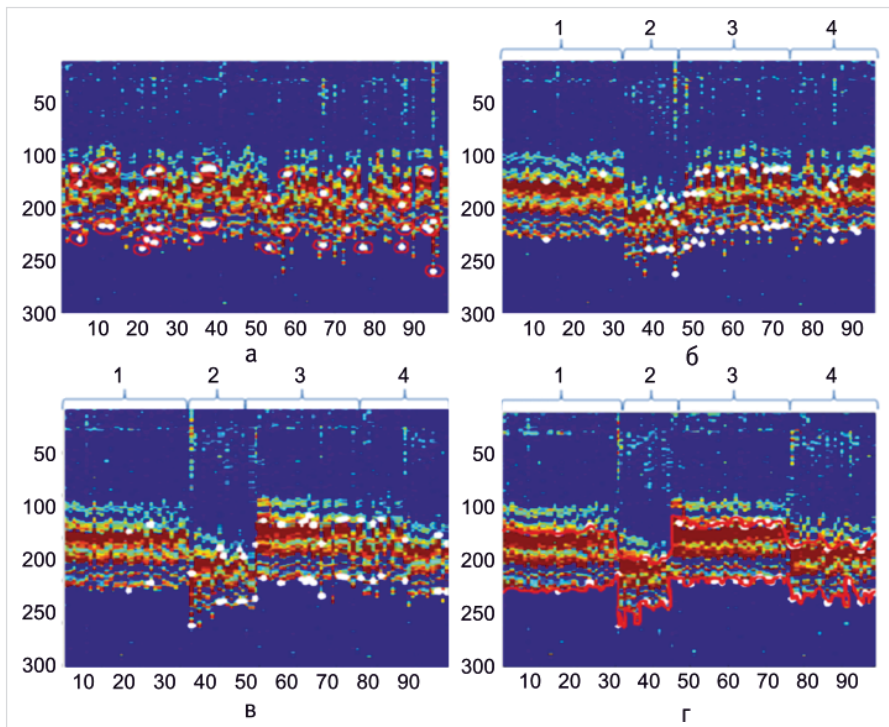


Рис. 4. Пример внутрислоевого корреляции разреза на основе кластерного анализа: до кластеризации — а, после кластеризации без PCA — б, после кластеризации с PCA — в, коррелированные отметки — г  
Fig. 4. Example of intracrustal correlation of a section based on cluster analysis: illustrates the data before clustering — а, after clustering without PCA — б, after clustering with PCA — в, and correlated marks — г

реализации в корпоративном программном обеспечении ПАО «НК «Роснефть».

#### Литература

1. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1966. 387 с.
2. Закревский К.Е., Газизов Р.К., Рыжиков Е.А., Фрейдин К.В. Технология оценки согласованности результатов автоматической корреляции скважин по данным геофизических исследований // Нефтяное хозяйство. 2021. № 8. С. 22–26.
3. Шарафутдинов Т.П., Шайбаков Р.А. Апробация алгоритма автокорреляции данных геофизических исследований скважин на примере отложений ачимовской толщи Правдинского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2012. № 1. С. 18–22.
4. Воронцов К.В. Лекции по алгоритмам кластеризации и многомерного шкалирования. 2007. URL: <http://www.ccas.ru/voron/download/Clustering.pdf> (дата обращения: 17.04.2015).
5. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. М.: Вильямс, 2006. 1104 с.
6. Hartigan J.A., Wong M.A. A k-means clustering algorithm. Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics), 1979, Vol. 28, issue 1, P. 100–108. (In Eng).
7. Айвазян С.А., Бухштабер В.М., Енюков И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика. Классификация и снижение размерности. М.: Финансы и статистика, 1989. 607 с.
8. Sylvester Z. Automated multi-well stratigraphic correlation and model building using relative geologic time. Basin Research, 2023, Vol. 35, issue 5, 24 p. (In Eng).
9. Sakoe H., Chiba S. Dynamic programming algorithm optimization for spoken word recognition. IEEE Transactions on Acoustics, Speech and Signal Processing, 1978, Vol. 26, issue 1, P. 43–49. (In Eng).

#### ENGLISH

#### Results

An approach was developed for automatic section correlation using principal component method, cluster analysis and DTW algorithms. The algorithm was tested on more than 300 wells in Rosneft fields. Correlation of the Vereysky and Kashirsky formations was performed using GC, NNKt and BC data. The percentage of wells with a correlation error of less than 1 metre was over 94 %. Application of principal component method and cluster analysis to order data from different wells allows efficient correlation using the DTW algorithm.

#### Conclusions

The proposed automatic correlation algorithm allows:

- order wells using cluster analysis and principal component methods for manual correlation, visualization of ordered GIS curves on correlation plots allows identification of reference formations in a short time;
- perform express correlation of horizons, complexes of strata at once on a large volume of wells, facilitating further more detailed analysis by specialists.

The proposed algorithms will be implemented in “NK “Rosneft” PJSC corporate software.

## References

1. Dolitskiy V.A. Geological interpretation of geophysical borehole data. Moscow: Nedra, 1966, 387 p. (In Russ).
2. Zakrevskiy K.E., Gazizov R.K., Ryzhikov E.A., Freidin K.V. Consistency evaluation technology for automatic well-log correlation using well logging data. Oil industry, 2021, issue 8, P. 22–26. (In Russ).
3. Sharafutdinov T.R., Shaybakov R.A. Testing an algorithm of the well log data autocorrelation on the example of achimov sequence of Pravdinskoye field. Scientific and technical bulletin of Rosneft, 2012, issue 1, P. 18–22. (In Russ).
4. Vorontsov K.V. Lectures on the algorithms of clustering and multidimensional scaling. 2007. URL: <http://www.ccas.ru/voron/download/Clustering.pdf> (address date: 17.04.2015). (In Russ).
5. Khaykin S. Neural networks: a complete course. Moscow: Williams, 2006, 1104 p. (In Russ).
6. Hartigan J.A., Wong M.A. A k-means clustering algorithm. Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics), 1979, Vol. 28, issue 1, P. 100–108. (In Eng).
7. Aivazyan S.A., Bukhshtaber V.M., Enyukov I.S., Meshalkin L.D. Applied statistics. Classification and dimensionality reduction. Moscow: Finance and Statistics, 1989, 607 p. (In Russ).
8. Sylvester Z. Automated multi-well stratigraphic correlation and model building using relative geologic time. Basin Research, 2023, Vol. 35, issue 5, 24 p. (In Eng).
9. Sakoe H., Chiba S. Dynamic programming algorithm optimization for spoken word recognition. IEEE Transactions on Acoustics, Speech and Signal Processing, 1978, Vol. 26, issue 1, P. 43–49. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Латыпов Ильяс Дамирович**, кандидат физико-математических наук, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Шагимарданова Ляйсян Ришатовна**, главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Марков Александр Вадимович**, главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Евграфов Николай Анатольевич**, старший специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Для контактов: [markovav@bnipi.rosneft.ru](mailto:markovav@bnipi.rosneft.ru)

**Latypov Ilyas Damirovich**, ph.d. of physico-mathematical sciences, senior expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Shagimardanova Lyasyan Rishatovna**, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Markov Alexander Vadimovich**, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Evgrafov Nikolay Anatolyevich**, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Corresponding author: [markovav@bnipi.rosneft.ru](mailto:markovav@bnipi.rosneft.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)

# Минпромторг Татарстана, РариТЭК и завод «Москвич» договорились о развитии проекта автомобиля на газомоторном топливе

В рамках Петербургского международного экономического форума состоялось историческое событие — трехстороннее подписание меморандума о сотрудничестве между Министерством промышленности и торговли Республики Татарстан, АО «РариТЭК Холдинг» и АО МАЗ «Москвич».

Этот важный документ был подписан главой Минпромторга Татарстана Олегом Коробченко, директором по взаимодействию с госорганами и корпоративным связям АО МАЗ «Москвич» Татьяной Редько и генеральным директором АО «РариТЭК Холдинг» Рафаэлем Батыршиным.

Соглашение открывает новые перспективы для развития промышленности

и торговли в регионе и представляет собой важный шаг на пути к установлению долгосрочного и взаимовыгодного партнерства. Совместные усилия всех участников этого проекта позволят существенно улучшить индустриальные процессы и создать новые рабочие места.

Проект производства газомоторного автомобиля Москвич на производственных

площадках РариТЭК в г. Набережные Челны является одним из ключевых событий в современной российской автомобильной индустрии и имеет высокую всероссийскую значимость. Газомоторный автомобиль «Москвич» представляет собой инновационное решение, сочетающее экологическую эффективность, экономичность и высокий уровень технологического совершенства.





Проект производства газомоторного автомобиля «Москвич» важен не только с экономической точки зрения, но и с точки зрения экологической устойчивости. Успешная реализация проекта производства газомоторного автомобиля «Москвич» принесет значительную выгоду как для Республики Татарстан, так и для всей России. Этот проект обладает федеральным масштабом и способствует развитию автомобильной отрасли страны, созданию новых рабочих мест и привлечению инвестиций.

Значимость проекта производства газомоторного автомобиля «Москвич» для республики Татарстан заключается в том, что это представляет собой шаг в направлении развития чистой и эффективной транспортной системы, что согласуется с приоритетами

экологической безопасности и устойчивого развития.

Мы уверены, что сотрудничество между Минпромторгом Татарстана, АО «РариТЭК Холдинг» и заводом «Москвич» принесет значительные результаты и станет ярким примером успешного партнерства в сфере промышленности.

**Автомобиль «МОСКВИЧ 6» НА МЕТАНЕ — идеальный выбор для вас!**

«Москвич 6» — динамичный городской кроссовер, который теперь может использовать в качестве моторного топлива чистый и эффективный природный газ — метан. «Москвич 6» в газомоторном исполнении оснащается турбированным двигателем 1,5 л.

мощностью 136 л.с. и автоматической трансмиссией CVT.

«Москвич 6» способен проехать исключительно на природном газе до 250 км на одной заправке.

Расход природного газа составляет 7 м<sup>3</sup> на 100 км при смешанном цикле. При этом общий запас хода на бензине и природном газе достигает ~ 900 км. Объем бака КПГ — 67 л.

**ЭКОНОМИЯ В ГОД 216 000 РУБ.  
ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАНА  
В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА**



# 3D

# АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ



## Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающие ваши задачи



## Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме



## Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла. Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации

# ARMY 2024

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВОЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ



12–18 АВГУСТА 2024

КВЦ «ПАТРИОТ», МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ, г. КУБИНКА

ОРГАНИЗАТОР



МИНИСТЕРСТВО ОБОРОНЫ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ОПЕРАТОР



МКВ

МЕЖДУНАРОДНЫЕ  
КОНГРЕССЫ И ВЫСТАВКИ

[RUSARMYEXPO.RU](http://RUSARMYEXPO.RU)



# КАЛЕНДАРЬ 2024-2025 НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



**23 - 28**  
сентября  
**2024 / Сочи**  
Роза Хутор

19-я Международная научно-практическая конференция  
Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин.  
Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

**21 - 26**  
октября  
**2024 / Сочи**

Международная научно-практическая конференция  
Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.

**2025**  
Россия, Сочи

14-я Международная научно-практическая конференция  
Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

**2025**  
Россия, Сочи

13-я Международная научно-практическая конференция  
Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия конференций, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ПАРТНЕР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



+7 (861) 212 85 85



info@oilgasconference.ru



oilgasconference.ru





# ГАЗ.НЕФТЬ. ОРЕНБУРЖЬЕ

XVII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА-ФОРУМ

25-27 сентября 2024 г. Оренбург

Организаторы:

Правительство Оренбургской области

Министерство промышленности и энергетики Оренбургской области

Башкирская выставочная компания

По вопросам участия в выставке:

(347) 246-41-77, 246-41-86

expo@orenburg-gazneft.ru

По вопросам участия в деловой программе:

(347) 246-42-85, 246-42-81

kongress@bvkexpo.ru

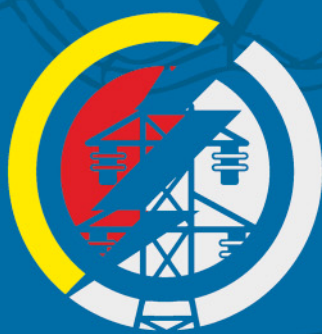
[orenburg-gazneft.ru](http://orenburg-gazneft.ru)



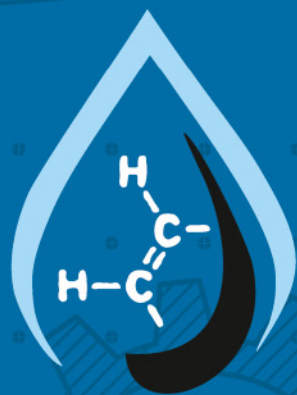
**ПРИГЛАШАЕМ**  
принять участие в крупнейшем  
на территории Сибири и Дальнего Востока  
отраслевом проекте!

**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+

# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

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

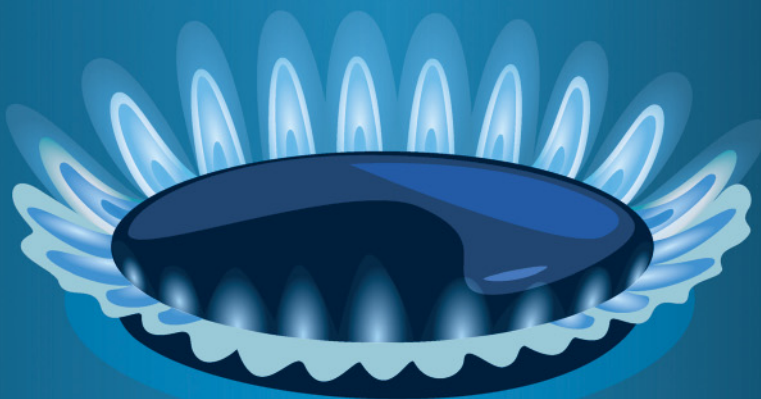
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЕГАЗ-2025**



[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

# 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



Международная конференция

# Трудноизвлекаемые запасы нефти

23-25 сентября 2024 г.,

Высшая школа нефти, г. Альметьевск

## Контрольные даты

15 августа

Окончание регистрации и приема тезисов

6 сентября

Рассылка предварительной программы

23-25 сентября

Проведение конференции

## Направления

- Технологии повышения эффективности разработки месторождений ТРИЗН
- Цифровое моделирование месторождений ТРИЗН
- Техника и оборудование разработки трудноизвлекаемых запасов месторождений
- Геология и геофизика в разработке ТРИЗН

## Круглые столы



Основные фронтиры в области разработки ТРИЗН



Экологические аспекты разработки ТРИЗН



Подготовка кадров для разработки ТРИЗН



Экономические стимулы, снижение затрат, импортозамещение при освоении ТРИЗН

## Контакты



Минекаева Дина Ростамовна



[htr.conf@gmail.com](mailto:htr.conf@gmail.com)



+7 (939) 391-96-48



[@htr\\_conf](https://t.me/htr_conf)



Каменов Ренат Уахитович



+7 (960) 984-40-59



[kamenovr@agni-rt.ru](mailto:kamenovr@agni-rt.ru)



# 2024 СОЗДАЙ БУДУЩЕЕ

## ВМЕСТЕ С НАМИ



РОСНЕФТЬ



МАРАФОН  
ИТ-СОРЕВНОВАНИЙ

АКАДЕМИЧЕСКИЙ  
ТУРНИР

ХАКАТОН  
ДЛЯ ПРОГРАММИСТОВ-  
РОБОТОТЕХНИКОВ

ЛИГА  
ГЕОНАВИГАЦИИ



ФИНАЛ

СОРЕВНОВАНИЙ:  
3-6 ДЕКАБРЯ

ОБЩИЙ ПРИЗОВОЙ ФОНД

# 4 200 000₽\*

\*сумма указана до вычета налогов (подробнее на сайте [rn.digital](http://rn.digital))



[events.rn.digital](http://events.rn.digital)

при информационной  
поддержке



РН-БашНИПИнефть  
научно-исследовательский и проектный институт