

№5 (106) СЕНТЯБРЬ 2024

# НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785



## РОСНЕФТЬ

Исследование  
развития трещин МГРП

Автоматическая  
интерпретация эхограмм

Активные основы  
реагентов-биоцидов

Биоиндикация  
нефтяного загрязнения

Технологии  
сокращения  
выбросов  
парниковых газов

## ЛУКОЙЛ

Актуальные  
методы  
борьбы с  
пескопроявлением

Оптимальные  
параметры  
трещин многоэтапного ГРП



**АМАДЕУС**  
технологическая компания

10 ЛЕТ СНИЖАЕМ  
ВЯЗКОСТЬ СЫРОЙ

ЭКОНОМИМ И  
ВОССТАНАВЛИВАЕМ

**НЕФТИ  
МАЗУТ**



## ТЕХНОЛОГИИ

Метод расчета  
оптимальных  
параметров скважин



## IV КОНГРЕСС МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ 2024 ГОДА  
В РАМКАХ ДЕСЯТИЛЕТИЯ  
НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ



20 - 22 ноября 2024 года

МЕРОПРИЯТИЕ - СПУТНИК  
В АЛЬМЕТЬЕВСКЕ

десятилетие  
науки и технологий

2022  
2031

9 - 11 ОКТЯБРЯ 2024 ГОДА

БОЛЕЕ **150** УЧАСТНИКОВ

БОЛЕЕ **20** ГОРОДОВ РОССИИ

### ТЕМЫ

- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ ТЭК
- ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ТРИЗН
- ПРИМЕНЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

- ✓ Формируется набор актуальных кейсов
- ✓ Подбор экспертной команды
- ✓ Анализ научно-технической информации

ПРИНИМАЮЩАЯ  
ПЛОЩАДКА:



ВЫСШАЯ  
ШКОЛА НЕФТИ



Передовая  
инженерная  
нефтяная школа



# АКСЕЛЕРАЦИОННАЯ ПРОГРАММА «ВЫСШАЯ ШКОЛА НЕФТИ»: БИЗНЕС ВЫЗОВ – ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ

**СТАРТ: 15 СЕНТЯБРЯ 2024 ГОДА**  На площадке АГТУ ВШН

Сроки реализации Акселерационной программы:  
с 15 сентября – 15 декабря 2024 года

- ✓ Если у вас есть команда и идея
- ✓ Если у вас есть идея, но нет команды
- ✓ Если у вас нет идей и нет команды, но вам тоже очень хочется – мы поможем и с идеей, и с командой!

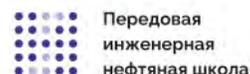


- ЛЕКЦИИ
- ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ
- ТРЕКШН-МИТИНГИ
- ВЫСТУПЛЕНИЯ ПЕРЕД ПОТЕНЦИАЛЬНЫМИ ИНВЕТОРАМИ



РЕГИСТРАЦИЯ  
НА МЕРОПРИЯТИЕ

Индустриальные и бизнес-партнеры:



# AGORA

## ПРОМЫШЛЕННЫЕ КОМПРЕССОРЫ И ГАЗОРАЗДЕЛИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



**НА ПРИЦЕПЕ**

**НА САЛАЗКАХ**

**НА ШАССИ**

САНЯХ

КАМАЗ, УРАЛ И ДР.

**КОНТЕЙНЕРНОЕ**

НА БАЗЕ 20, 40-ФУТОВЫХ  
СТАНДАРТНЫХ КОНТЕЙНЕРОВ

**НЕСТАНДАРТНЫЕ РАЗМЕРЫ**

ИЗГОТОВЛЕНИЕ БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫХ СТАНЦИЙ  
НА РАМЕ СОБСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА С КАПОТОМ ПО ТЗ

**ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОФИС**

г. Краснодар,  
ул. Уральская, д. 104  
+7 (861) 205-13-19



agoratrade.ru

**СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР**

ХМАО-Югра, г. Сургут,  
ул. Промышленная, 15  
+7 (346) 251-11-88

## КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

В качестве машины для сжатия газа на станциях типа ПМКС применен поршневой оппозитный компрессор собственного производства. В зависимости от производительности и давления станции компрессор может быть двухрядным четырехступенчатым или же четырехрядным, пяти- и шестиступенчатым.

В некоторых моделях компрессорных станций винтовой и поршневой компрессоры работают в паре.

## ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

Широкий ассортимент воздушных и газовых поршневых компрессорных установок на угловых и оппозитных базах 2П, 3П, 5П, 2М4, 2М2,5, 4М2,5 и т.д. с давлением до 400 атмосфер.

По ТЗ возможны внесение изменений в действующую конструкцию серийно выпускаемых моделей либо расчет новой модели компрессора на существующих базах.

Номенклатурой завода предусмотрено изготовление воздушных и газовых компрессоров как со смазкой цилиндров и сальников, так и без системы смазки. Газовые компрессоры предусматривают работу с горючими взрывоопасными, агрессивными и неагрессивными газами, а также с низкотемпературными газами.

В компрессорных установках используются уплотняющие устройства из современных материалов, что дает возможность увеличить межремонтный интервал. Модернизирована система автоматического контроля, максимально исключен многоступенчатый подвод воды, внесены изменения в конструкцию системы охлаждения.

## ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Являются источником сжатого воздуха высокого, среднего и низкого давления. Станции имеют широкий спектр применения. Помимо серийных установок станции серии ПМКС могут быть изготовлены с учетом требований предоставленного технического задания.

## АЗОТНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Основное применение азотных компрессорных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и в других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ. Станции нашли свое применение при строительстве, пневмоиспытаниях, консервации и расконсервации газо- и нефтепроводов, а также при опрессовке крупных трубопроводов, освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха  $-30 \dots -50 \text{ }^\circ\text{C}$ .

## БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

Станции данного типа комплектуются дополнительным оборудованием согласно техническим требованиям и пожеланиям Заказчика, могут быть изготовлены в различных вариантах исполнения, в том числе по составу газа. Для работы со взрывоопасными газами станции выпускаются во взрывозащищенном исполнении. Оборудование блочно-модульной компрессорной станции размещается на единой раме (с капотом или без него) или в блок-боксе (как правило, на основе доработанного 20-ти или 40-футового морского контейнера), возможно изготовление нестандартных размеров на раме собственного производства.

Режим работы станций — круглосуточно. Станции можно размещать на ровной твердой поверхности, наличие фундамента необязательно. Габариты площадки немногим больше габаритов станции. Габариты станций позволяют им вписываться в железнодорожный габарит 1Т.

Станции серии ПМКС предназначены в том числе для компримирования (подготовки и сжатия) различного вида газов на месте эксплуатации с целью их дальнейшей переработки, транспортировки или использования.

### КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

- Азотные
- Воздушные
- Утилизации ПНГ
- На шасси
- На раме

### ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

- До 400 кгс/см<sup>2</sup>
- Воздушные
- Газовые
- Дожимные

### СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

- Выездной сервис
- Диагностика проф. приборами
- Плановое ТОиТР
- Аварийный выезд

### МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

- Выдача ЭПТС
- Установка ГРБ
- Переоборудование
- Улучшение тех. характеристик

### ИЗГОТОВЛЕНИЕ ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ

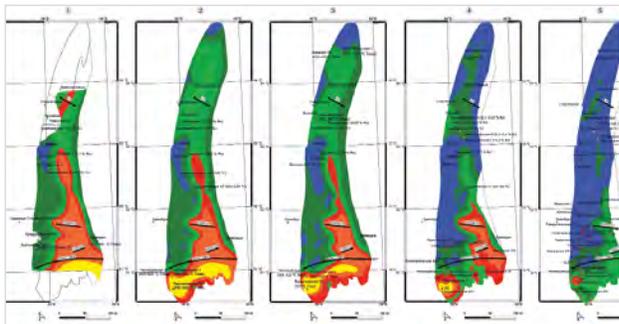
- Компрессоры (базы) 2П, 3П, 5П, 7П, 2М2,5, 4М2,5, 2М4, 4М10 и т.д.
- Станции СДА, ПМКС, НДА и т.д.
- Специзделия по чертежам

# СОДЕРЖАНИЕ

## РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

### Геология

- 12 Бондарева Л.И. Катагенетическая эволюция нефтегазоматеринских толщ зоны сочленения Предуральяского прогиба и Передовых складок Урала



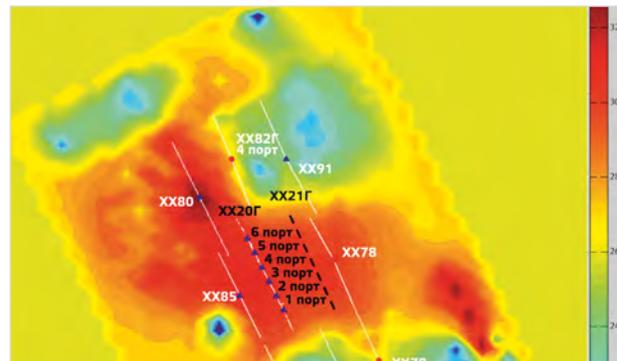
### Бурение

- 18 Попов С.Н. Разработка геомеханической модели участка одного из нефтяных месторождений ЯНАО с определением допустимого интервала плотности бурового раствора в продуктивной толще
- 24 Черников А.Д. Методология автоматизированной подготовки данных для машинного обучения нейросетевых моделей в интеллектуальных системах выявления и прогнозирования осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин
- 31 Галеев Д.И. Построение двухмерной гидродинамической модели вышележащих пластов с учетом объемов вертикальных перетоков на нагнетательных скважинах

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ

### Добыча

- 36 Исаев А.А. Метод расчета оптимальных технологических параметров скважин в условиях принудительной откачки газа из затрубного пространства скважины
- 44 Ерастов С.А. Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения



- 51 Ишкина Ш.Х. Апробация подхода по автоматической интерпретации эхограмм методами машинного обучения
- 58 Валекжанин И.В. Микробиологическая зараженность нефтяных месторождений. Часть 1: Основные действующие вещества реагентов биоцидов
- 68 Костилевский В.А. Обзор актуальных методов борьбы с пескопроявлениями при разработке месторождений нефти и газа

## НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (106) сентябрь 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 08-24/09-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 26.08.2024

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.



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
В ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ:  
СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ**

**2024 1-4 октября**



<https://events.rm.digital/conf/ct2024>

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:



**ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ  
ООО «РН-БашНИПнефть»  
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)**

**МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ КОНФЕРЕНЦИИ: УФА**

ГОСТИНИЧНЫЙ КОМПЛЕКС «БАШКИРИЯ», УЛ. ЛЕНИНА, Д.25/29

73 Добровинский Д.Л. Обоснование оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах

80 Еремин Н.А. Физико-химические механизмы вытеснения нефти методом нанозаводнения

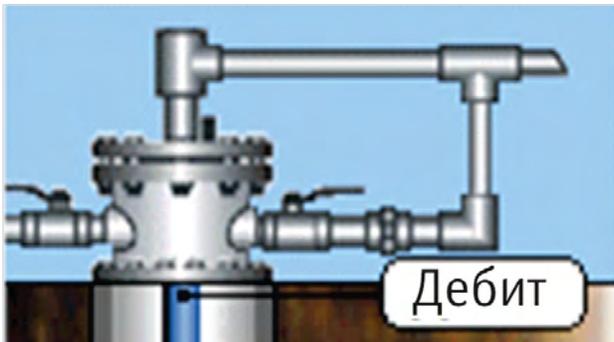
## Газовая промышленность

86 Ишкин Д.З. Апробация подхода к подбору скважин-кандидатов на мероприятия в низкопроницаемых газовых пластах по результатам анализа добычи и давлений в ПК «РН-ВЕГА»

## ТРАНСПОРТИРОВКА

### Коррозия

92 Должиков А.С. Анализ влияния содержания сероводорода и его парциального давления в нефтесодержащей продукции скважины на отказы ГНО по причине коррозионной агрессивности



### Переработка

97 Технологическая компания «Амадеус»: Оборудование для снижения вязкости сырой нефти, экономии и восстановления мазута

## Химия

98 Невядовский Е.Ю. Исследование фоновое содержания хлорорганических соединений в продукции скважин

## ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

### Экология

101 ООО НПФ «Этек ЛТД»: Полный комплекс оборудования для водоочистки



102 Ищенко Е.П. Биоиндикация нефтяного загрязнения на примере черноземных почв

107 Рощин П.В. Обзор существующих технологий и опыта сокращения выбросов парниковых газов на примере объектов розничной реализации нефтепродуктов

### Экспертиза

114 Шевцов Е.А., Столярова Е.В. Эффективность внутренней экспертизы проектной и рабочей документации

#### 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.

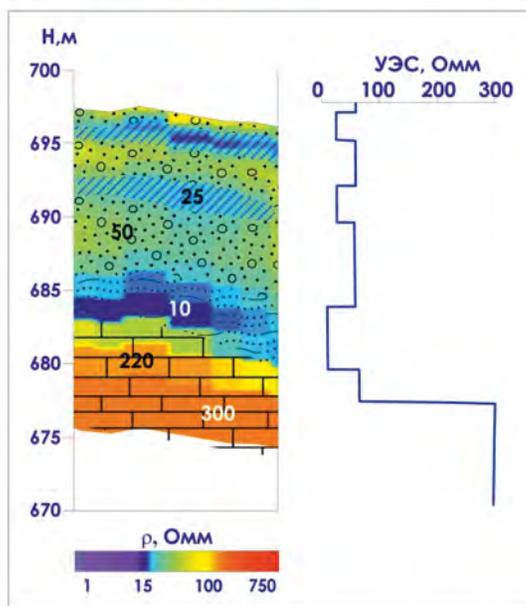
Попов Сергей Николаевич — д.т.н.

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

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



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



Диаметр платформы, м	5,6
Скорость, м/с	8
Время полета, мин	< 45
Полный вес системы, кг	11
Глубина исследования, м	30

	карбонаты 200 Ом·м
	глины 10 Ом·м
	песчано-гравийные отложения 25-100 Ом·м
	пески обводненные 25 Ом·м

# CONTENT

## UPSTREAM

### Geology

- 12 Bondareva L.I. Catagenetic evolution of oil and gas source rock in the zone Pre-Ural depression and the Front folds of the Urals

### Drilling

- 18 Popov S.N. Development of a geomechanical model of a site of one of the YNAO oil fields with determination of the permissible interval of drilling mud density in the productive thickness
- 24 Chernikov A.D. Methodology of automated data preparation for machine learning of neural network models in intelligent systems for identifying and predicting complications and emergency situations during the construction of oil and gas wells
- 31 Galeev D.I. Construction of a hydrodynamic model of overlying formations, taking into account the volume of vertical overflows on the injection wells

### Oil production

- 36 Isaev A.A. The method of calculating optimal process parameters of wells subject to forced evacuation of gas from their annular space
- 44 Erastov S.A. The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling
- 51 Ishkina Sh.Kh. Approbation of the machine learning based approach to acoustic liquid level determination
- 58 Valekzhanin I.V. Microbiological contamination of oil fields. Part 1: Main active ingredients of biocidal reagents

- 68 Kostilevsky V.A. Review of current control methods with sand production during the development of oil and gas fields
- 73 Dobrovinskii D.L. Substantiation of optimal fracture parameters of multistage hydraulic fracturing in deviated wells
- 80 Eremin N.A. Physical and chemical mechanisms of oil displacement during nanofloods

### Gas Industry

- 86 Ishkin D.Z. Approbation of approach to the selection of wells for operations in low-permeability gas reservoirs based on the results of production rate transient analysis in RN-VEGA

## MIDSTREAM

### Corrosion

- 92 Dolzhikov A.S. Analysis of the impact of hydrogen sulfide content and its partial pressure in oil-containing well production on ESP failures due to corrosive aggressiveness

## ECOLOGY

- 102 Ishchenko E.P. Bioindication of oil pollution on the example of chernozem soils
- 107 Roschin P.V. Review of existing technologies and experience in reducing greenhouse gas emissions using the example of petroleum products retail facilities

## OIL & GAS EXPOSITION

**ISSUE:** 5 (106) september 2024

**ISSUE DATE:** 26.08.2024

**CIRCULATION:** 1 000 copies

**OFFICE:**

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

**WEBSITE:** www.runeft.ru

**FOUNDER AND PUBLISHER:**

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

**PRINTED:**

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

**EDITOR IN CHIEF:**

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

**EDITOR:**

Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

**PROOFREADER:**

Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

**DESIGNERS:**

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

**MANAGERS:**

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

**DIRECTORATE:**

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

**EDITORIAL BOARD:**

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



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



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



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

## ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПНГ

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

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



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



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

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

# Катагенетическая эволюция нефтегазоматеринских толщ зоны сочленения Предуральского прогиба и Передовых складок Урала

Бондарева Л.И.

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия  
liana\_bondareva@ipng.ru

## Аннотация

В статье приведены результаты моделирования углеводородных систем зоны сочленения южной части Предуральского прогиба и Западно-Уральской внешней зоны складчатости с целью анализа катагенетической эволюции нефтегазоматеринских толщ, выделения очагов нефтегазогенерации и перспектив нефтегазоносности.

## Материалы и методы

Основой для проведенного исследования послужила геолого-геофизическая база данных, в состав которой вошли сейсмогеологические профильные разрезы различных авторов интерпретации, структурные карты, литолого-фациальные карты, схемы мощностей отложений, геохимические параметры Tmax и Ro по скважинным данным, результаты 1D бассейнового моделирования, схемы распространения тепловых потоков.

В программном обеспечении (ПО) Petromod компании Schlumberger были построены бассейновые модели, на основании которых были построены схемы эволюции катагенетических зон, выделены очаги нефтегазогенерации и оценены перспективы нефтегазоносности.

## Ключевые слова

Предуральский прогиб, складки, надвиги, катагенез, бассейновое моделирование

## Для цитирования

Бондарева Л.И. Катагенетическая эволюция нефтегазоматеринских толщ зоны сочленения Предуральского прогиба и Передовых складок Урала // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 12–16. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-12-16

Поступила в редакцию: 11.07.2024

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

## Catagenetic evolution of oil and gas source rock in the zone Pre-Ural depression and the Front folds of the Urals

Bondareva L.I.

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
liana\_bondareva@ipng.ru

## Abstract

The article presents the results of modeling the hydrocarbon systems of the junction zone of the southern part of the Pre-Ural depression and the Western Ural external fold zone with the aim of analyzing the catagenetic evolution of oil and gas source rocks, identifying sources of oil and gas generation and oil and gas potential prospects.

## Materials and methods

The basis for the study was a geological and geophysical database, which included seismic geological profile sections of various interpretation authors, structural maps, lithologic-facies maps, sediment thickness diagrams, geochemical parameters Tmax and Ro from well data, 1D basin modeling results, distribution diagrams heat flows. Basin models were built in Petromod software from

Schlumberger, on the basis of which schemes for the evolution of catagenetic zones were constructed, oil and gas generation centers were identified, and oil and gas potential prospects were assessed.

## Keywords

Pre-Ural depression, folds, thrusts, catagenesis, basin modeling

## For citation

Bondareva L.I. Catagenetic evolution of oil and gas source rock in the zone Pre-Ural depression and the Front folds of the Urals. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 12–16. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-12-16

Received: 11.07.2024

## Введение

Объектом исследования является зона сочленения юга Предуральского прогиба и Западно-Уральской внешней зоны складчатости, которая входит в состав Уральской складчатой системы и характеризу-

ется сложным геологическим строением. Изучаемая территория включает в себя следующие тектонические элементы: Урало-Илекская депрессия, Мраковская депрессия, Шихано-Ишимбайская седловина и Бельская депрессия. В нефтегазогеологическом

отношении входит в состав Южно-Предуральской нефтегазоносной области (НГО) Предуральской нефтегазоносной субпровинции [4].

Территория обладает высоким нефтегазовым потенциалом. Для выявления новых скоплений углеводородов (УВ) необходимо

детально изучить геологическое строение, структурные формы, провести моделирование с помощью современных компьютерных технологий и новых скважинных данных.

Бассейновое моделирование позволяет реконструировать процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции (генерация, миграция, аккумуляция, сохранение, разрушение и перераспределение УВ) в геологическом времени. Этапы создания модели включают в себя создание структурного каркаса, введение литолого-фациальных, геохимических, граничных, скважинных данных и калибровку.

В основу исследований вошел структурный каркас структурно-кинематических моделей по разрезам №310506-07 (интерпретация

И.П. Офмана), №510507-08 (интерпретация Л.А. Пятаевой), №26252001-02 ШП (интерпретация В.В. Дроздова) [3, 6, 8–13]. Для бассейнового моделирования территории, осложненной надвигами, палинспатические разрезы были загружены в ПО Petromod и, по описанной автором методике [1], разделены на блоки между надвиговыми системами, далее рассчитаны как отдельные модели с перетоками флюидов между блоками. Также была использована геолого-геофизическая база данных, созданная автором в ПО QGIS, куда вошли материалы геохимических исследований (300 образцов пород палеозойского возраста) методом Rock-Eval 6 [14, 16], а также фондовые и опубликованные материалы [2, 5, 7, 14–20].

#### Углеводородные системы

Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС) — совокупность всех элементов и процессов, а также генетически связанных с ними проявлений и скоплений УВ, сформированных в очаге активных нефтематеринских толщ [21].

В пределах изучаемой территории выделяются 5 генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) [14, 15], в состав которых входят лландоверийские (прогнозируемые) [14, 16], эйфельские, доманиковые, визейские и нижнепермские нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), породы-коллекторы, а также породы-флюидоупоры. Для каждого НГМТ были заданы геохимические параметры — Сор<sub>г</sub> (органический углерод)

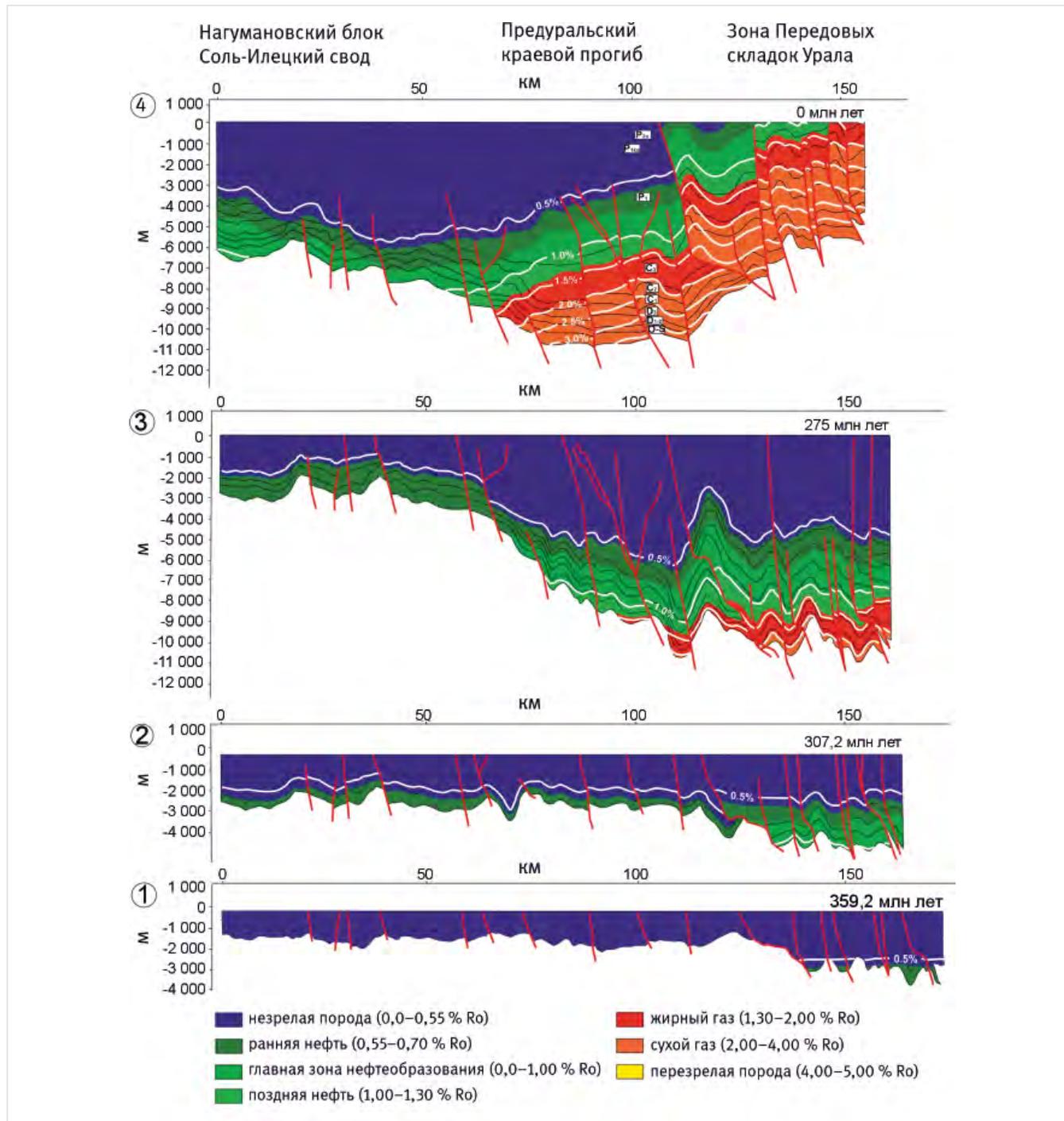


Рис. 1. Эволюция катагенетических зон НГМТ по разрезу №26252001-02 ШП: 1 — к концу девонского периода, 2 — к концу среднекаменноугольной эпохи, 3 — к концу артинского века пермского периода, 4 — к настоящему времени

Fig. 1. Evolution of catagenetic zones of source rocks along section №26252001-02 ShP: 1 — by the end of the Devonian period, 2 — by the end of the Middle Carboniferous era, 3 — by the end of the Artinskian century of the Permian period, 4 — to the present time

и HI (водородный индекс), а для пород-коллекторов и флюидоупоров — Кпор (коэффициент пористости), Кп (коэффициент проницаемости), кривая уплотнения в свойствах Litology (литологии).

#### Катагенетическая преобразованность ОВ

Основным фактором преобразования ОВ является термобарический.

На основе палинспатических реконструкций и собранной базы данных были построены 2D бассейновые модели, а также построены схемы катагенетической зональности для каждой НГМТ (рис. 1–2).

Бассейновое моделирование показало, что в зону генерации «ранних» нефтей лландоверийские и эйфельские НГМТ вошли к концу девонского периода, доманиковые — к концу ранней эпохи каменноугольного периода, визейские — к концу поздней эпохи каменноугольного периода, нижнепермские — к концу пермского периода. Очаги генерации распространялись преимущественно в пределах южной части зоны сочленения Урало-Илекской депрессии и Передовых складок Урала, также в северной части изучаемой территории.

В каменноугольный период увеличивалась площадь генерации жидких УВ.

В зону генерации «нефтяного окна» лландоверийские, эйфельские и доманиковые НГМТ вошли к концу среднекаменноугольной эпохи, визейские — к концу пермского периода. Очаги генерации распространялись преимущественно в пределах юго-восточной части зоны сочленения Урало-Илекской, Мраковской депрессий и Передовых складок Урала, также в Бельской впадине. Данные исследования подтверждают результаты рассчитанных палеотемператур в скв. Уразбаевская 11, а также показателями отражательной способности витринита в скв. Таушская 2, Тейрукская 2 [2].

В пермский период формировались очаги генерации газообразных УВ.

В зону генерации «газовое окно» лландоверийские, эйфельские, доманиковые НГМТ вошли к концу пермского периода, визейские и нижнепермские — после пермского периода. Очаги генерации распространялись преимущественно в зоне сочленения Урало-Илекской впадины и Передовых складок Урала, в южной части зоны сочленения Мраковской депрессии и Передовых складок Урала, а также локально в центральной части Шихано-Ишимбайской седловины и южно-центральной части Бельской впадины. Данные исследования аналогично подтверждаются скважинными данными.

К настоящему времени лландоверийские, эйфельские и доманиковые НГМТ являются перезрелыми в южной части (Урало-Илекская депрессия и Передовые складки Урала), визейские — локально на юго-западе Урало-Илекской депрессии. В пределах лландоверийских НГМТ на большей части генерируются газообразные УВ, в эйфельских, доманиковых и визейских — УВ жидкого фазового состава. Нижнепермские НГМТ вошли в «газовое окно» в юго-западной части Урало-Илекской впадины. На большей части территории нижнепермские НГМТ являются незрелыми.

Данные исследования калибровались (приводились к реальным скважинным данным и замерам) по результатам отражательной способности витринита в скв. Таушская 2, скв. Тейрукская 2, Ишимбайская 308, Хлеборадовская 8, Иштугановская 1 [2],

отражательной способности витринита в карьере г. Кувандык [14, 16], рассчитанных палеотемператур в скв. Уразбаевская 11, замерами пластовых температур в скв. Тавакановская 5, Беркутовская 47 [2], температурами максимального выхода УВ в процессе крекинга керогена (Тmax) в скв. Большеицкая 20, Марьевская 50, Маякская 2, Зыковская 35, Слудногорская 640, Рождественская 230, 232, 234, 236, Крючковская 220, Бурачинская 250, Активная 70, 71, Саракташская 10, Чиликсайская 35, Нагумановская 1, 2, 520, Вершиновская 495, 501, 506, Теректинская 176, Предуральская 105, Староключевская 111, 112, Копанская 111, 170, Новопавловская 400, Кылобинская 161, 162, 180, Аюбинская 171, 172, 173, Корниловская 150, Карасайская 60 [14, 15]; в скв. Бишкаин 20, Архангельская 1, Ишимбайская 1, Маечная [5].

#### Итоги

Таким образом, в зону генерации «нефтяного окна» лландоверийские, эйфельские и доманиковые НГМТ вошли к концу среднекаменноугольной эпохи, визейские — к концу пермского периода, нижнепермские — после пермского периода. В зону генерации «газового окна» лландоверийские, эйфельские, доманиковые НГМТ вошли к концу пермского периода, визейские и нижнепермские — после пермского периода.

По наиболее интенсивным процессам генерации можно выделить основные очаги нефтегазогенерации: первый очаг — «южный», который находится в пределах зоны сочленения Урало-Илекской, Мраковской депрессии и Передовых складок Урала, а также «северный», который включает в себя зону сочленения Шихано-Ишимбайской седловины, Бельской впадины и Передовых складок Урала. Территория является перспективной для поисков новых скоплений УВ. Перспективы связаны с ловушками палеозойского возраста, приуроченными к дизъюнктивным и пликативным дислокациям и распространенными в пределах зоны сочленения Предуральского прогиба и Передовых складок Урала.

#### Выводы

- Была создана геолого-геофизическая база данных.
- Созданы 2D бассейновые модели по сейсмогеологическим профилям, осложненным надвиговыми дислокациями.
- Построены схемы катагенетической зональности для каждой НГМТ.
- Показаны временные интервалы вхождения в «нефтяное» и «газовое» окно для каждой НГМТ;
- Выделены основные очаги нефтегазогенерации.
- Оценены перспективы нефтегазоносности изучаемой территории.

#### Литература

1. Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. Ростов-на-Дону: Контки, 2015. 256 с.
2. Башкова С.Е., Яковлев Ю.А., Капитанова А.С., Башков А.Н. Прогноз геотермических и геохимических условий Мраковской депрессии и прилегающих территорий Шихано-Ишимбайской седловины // Недропользование. 2022. Т. 22. № 1. С. 37–44.
3. Бондарева Л.И., Бондарев А.В., Ермолкин В.И., Ткачева А.А. Геодинамическая эволюция формирования взбросо-надвиговых

поясов Предуралья по результатам структурно-кинематического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2021. № 5. С. 15–21.

4. Каламкар Л.В. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Москва: Нефть и газ, 2005. 570 с.
5. Карпушин М.Ю. Строение и перспективы нефтегазоносности доманикоидного комплекса франско-турнейского возраста центральной части Волго-Уральского бассейна. Диссертация. Москва: 2023. 122 с.
6. Керимов В.Ю. Моделирование углеводородных систем и месторождений нефти и газа. М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2021. 303 с.
7. Мизенс Г.А. Верхнепалеозойский флиш Западного Урала. Екатеринбург: УрО РАН, 1997. 230 с.
8. Минлигалиева Л.И. Прогноз нефтегазоносности южной части Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала на основе геомеханического и бассейнового моделирования // Геология в развивающемся мире. 2018. С. 145–148.
9. Минлигалиева Л.И. Геомеханическое и бассейновое моделирование зоны передовых складок Урала // Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа. 2017. С. 153–161.
10. Минлигалиева Л.И., Ермолкин В.И., Осипов А.В., Бондарев А.В., Монакова А.С. Геодинамическая эволюция и условия формирования ловушек углеводородов в зоне сочленения Предуральского краевого прогиба и Передовых складок Урала на основе структурно-кинематического моделирования // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2019. № 4. С. 43–59.
11. Минлигалиева Л.И., Керимов В.Ю. Условия формирования ловушек и залежей углеводородов в поднадвиговых зонах Предуралья // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 34–45.
12. Минлигалиева Л.И., Керимов В.Ю., Косьянов В.А., Мустаев Р.Н. Геомеханическое моделирование взбросо-надвиговых поясов южной части Предуралья // EAGE. Геомодель 2019. 5 с.
13. Минлигалиева Л.И., Монакова А.С. Результаты проведенных палеорекострукций по сейсмическим профилям в южной части Предуральского прогиба // Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки. 2018. С. 82–86.
14. Монакова А.С. Условия формирования, размещения и перспективы поисков скоплений углеводородов в палеозойском комплексе юга Предуральского прогиба и зоны Передовых складок юго-западного Урала. Диссертация. Москва: 2019. 161 с.
15. Осипов А.В. Прогноз нефтегазоносности южной части Предуральского прогиба (Бельская впадина) на основе анализа геохронотермобарических условий нефтегазоаккумуляции и бассейнового моделирования. Диссертация. Москва: 2013. 118 с.
16. Осипов А.В., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н.,

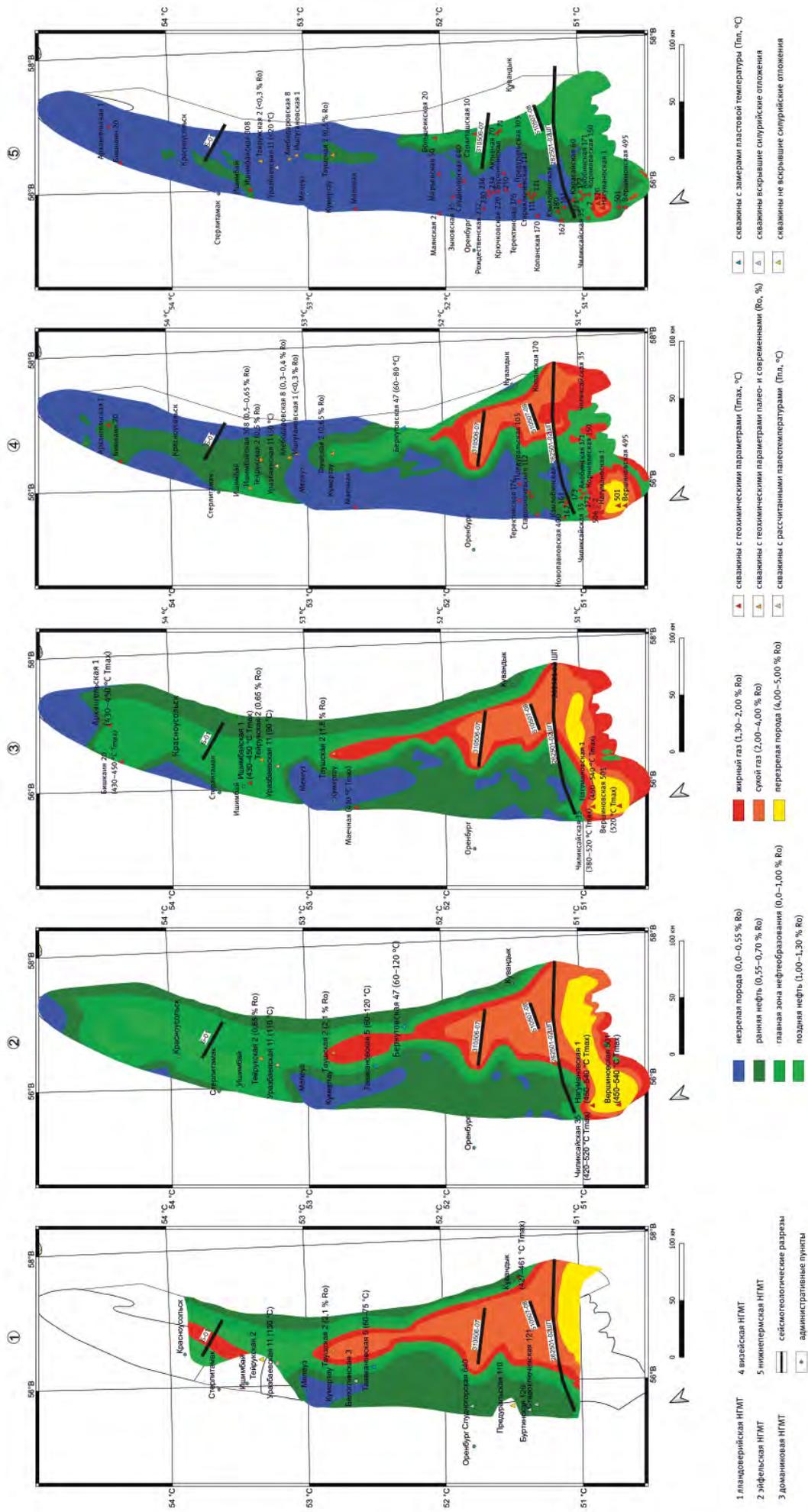


Рис. 2. Схемы катогенетических зон НГМТ в настоящее время  
 Fig. 2. Schemes of catagenetic zones of source rocks at present time

Монакова А.С., Захарченко М.В., Минлигалиева Л.И. Результаты геолого-съемочных работ на восточном борту южной части Предуральяского прогиба // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2018. С. 42–50.

17. Офман И.П. Разработка геолого-геофизической модели зоны Передовых складок Урала как нового нефтегазоперспективного района.

Москва: ОАО НПО «Нафтаком». 2013

18. Пучков В.Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: ГИЛЕМ, 2000. 146 с.

19. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е., Петрищев В.П., Панкратьев П.В., Багманова С.В. Перспективы нефтегазоносности Оренбургского сегмента передовых складок Урала // Геология нефти и газа. 2021. № 6. С. 59–71.

20. База данных глобального теплового потока URL: <https://ihfc-iugg.org/products/global-heat-flow-database> (дата обращения: 01.07.2024). (In Eng).

21. Magoon L.B. Dow W.G. The petroleum system. The petroleum system: from source to trap. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994, Vol. 60, P. 3–24. (In Eng).

## ENGLISH

### Results

Thus, the Llandoveryan, Eifelian and Domanic source rocks entered the “oil window” generation zone at the end of the Middle Carboniferous, the Viséan – at the end of the Permian period, and the Lower Permian – after the Permian period. The Llandoveryan, Eifelian, and Domanic source rocks entered the “gas window” generation zone by the end of the Permian period, and the Viséan and Lower Permian ones – after the Permian period.

Based on the most intense generation processes, the main centers of oil and gas generation can be identified: the first center is the “southern” one, which is located within the junction zone of the Ural-Ilek depression, the Mrakov depression and the Forward folds of the Urals, as well as the “northern” one, which includes the junction zone of the Shikhano-Ishimbay saddle, Belsk depression and forward folds of the Urals.

### References

1. Astakhov S.M. Georeactor. Algorithms for oil and gas formation. Rostov-on-Don: Kontiki, 2015, 256 p. (In Russ).

2. Bashkova S.E., Yakovlev Yu.A., Kapitanova A.S., Bashkov A.N. Forecast of the geothermal and geochemical conditions of the Mrakovskaya depression and the adjacent territories of the Shikhano-Ishimbayskaya saddle. Perm journal of petroleum and mining engineering, 2022, Vol. 22, issue 1, P. 37–44. (In Russ).

3. Bondareva L.I., Bondarev A.V., Ermolkin V.I., Tkacheva A.A. Geodynamic evolution of the formation of reverse thrust belts of the Urals based on the results of structural-kinematic modeling. Oil industry, 2021, issue 5, P. 15–21. (In Russ).

4. Kalamkarov L.V. Oil and gas provinces of Russia and neighboring countries. Moscow: Oil and gas, 2005, 570 p. (In Russ).

5. Karpushin M.Yu. The structure and prospects of oil and gas potential of the Domanikoid complex of Frasnian-Tournaisian age in the central part of the Volga-Ural basin. Dissertation. Moscow: 2023, 122 p. (In Russ).

6. Kerimov V.Yu. Modeling of hydrocarbon systems and oil and gas fields. Moscow: Russian State Geological Prospecting University named after Sergo Ordzhonikidze, 2021, 303 p. (In Russ).

7. Misens G.A. Upper Paleozoic flysch of the Western Urals. Ekaterinburg: Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 1997, 230 p. (In Russ).

8. Minligalieva L.I. Forecast of petroleum potential of the southern part of pedal

deflection and area perch sdk url, based on geek and pool model. Geology in the developing world, 2018, P. 140–143. (In Russ).

9. Minligalieva L.I. Geomechanical and basin modeling of the zone of forward folds of the Urals. Current issues of search and exploration of oil and gas fields, 2017, P. 153–161. (In Russ).

10. Minligalieva L.I., Ermolkin V.I., Osipov A.V., Bondarev A.V., Monakova A.S. Geodynamic evolution and conditions for formation of hydrocarbon traps in junction zone of Pre-Ural marginal trough and advanced folds of urals based on structural-kinematic modeling. Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas Gubkin University, 2019, issue 4, P. 43–59. (In Russ).

11. Minligalieva L.I., Kerimov V.Yu. Settings for hydrocarbon traps and accumulations formation in the urals subthrust zones. Nedropolzovanie XXI vek, 2019, issue 4, P. 34–45. (In Russ).

12. Minligalieva L.I., Kerimov V.Yu., Kosyanov V.A., Mustaev R.N. Geomechanical modeling pre-upper thrust belts of southern Ural. EAGE, Geomodel 2019, 5 p. (In Eng).

13. Minligalieva L.I., Monakova A.S. Results of paleoreconstructions based on seismic profiles in the southern part of the Pre-Ural trough. Genesis, migration and formation of hydrocarbon deposits in the context of their search, exploration and development, 2018, P. 82–86. (In Russ).

14. Monakova A.S. Conditions for the formation, placement and prospects for searching for hydrocarbon accumulations in the Paleozoic complex of the south of the Cis-Ural trough and the zone of the

Forward folds of the southwestern Urals. Dissertation. Moscow: 2019, 161 p. (In Russ).

15. Osipov A.V. Forecast of oil and gas content of the southern part of the Pre-Ural trough (Belsk depression) based on the analysis of geochronothermobaric conditions of oil and gas accumulation and basin modeling. Dissertation. Moscow: 2013, 118 p. (In Russ).

16. Osipov A.V., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S., Zakharchenko M.V., Minligalieva L.I. Results of geological survey in the Eastern side of the southern part of the Pre-Urals foredeep. News of higher educational institutions. Geology and exploration, 2018, P. 42–50. (In Russ).

17. Ofman I.P. Development of a geological and geophysical model of the zone of the Advanced folds of the Urals, as a new oil and gas promising area. Moscow: NPO Naftakom, 2013. (In Russ).

18. Puchkov V.N. Paleogeodynamics of the Southern and Middle Urals. Ufa: GILEM, 2000, 146 p. (In Russ).

19. Politykina M.A., Tyurin A.M., Makarov S.E., Petrishchev V.P., Pankratiev P.V., Bagmanova S.V. Petroleum potential of Orenburg segment of Urals frontal folds. Geologiya nefiti i gaza, 2021, issue 6, P. 59–71. (In Russ).

20. Global heat flow database URL: <https://ihfc-iugg.org/products/global-heat-flow-database> (accessed: 01.07.2024) (In Eng).

21. Magoon L.B. Dow W.G. The petroleum system. The petroleum system: from source to trap. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1994, Vol. 60, P. 3–24. (In Eng).

The territory is promising for searching for new hydrocarbon accumulations. The prospects are associated with traps of Paleozoic age, confined to disjunctive and plicative dislocations and distributed within the junction zone of the Pre-Ural depression and the Front folds of the Urals.

### Conclusions

- A geological and geophysical database was created;
- 2D basin models were created based on seismic geological profiles complicated by thrust dislocations;
- Catagenetic zoning schemes were constructed for each source rocks;
- The time intervals of entry into the “oil” and “gas” windows are shown for each petroleum gas station;
- The main centers of oil and gas generation are identified;
- The oil and gas potential prospects of the study area were assessed.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Бондарева Лиана Ильясовна**, ведущий инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
Для контактов: [liana\\_bondareva@ipng.ru](mailto:liana_bondareva@ipng.ru)

**Bondareva Liana Ilyasovna**, leading engineer, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
Corresponding author: [liana\\_bondareva@ipng.ru](mailto:liana_bondareva@ipng.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

# Разработка геомеханической модели участка одного из нефтяных месторождений ЯНАО с определением допустимого интервала плотности бурового раствора в продуктивной толще

Попов С.Н.<sup>1</sup>, Усманов Д.Т.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия;

<sup>2</sup>Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия  
popov@ipng.ru

## Аннотация

Разработана геомеханическая модель участка одного из нефтяных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). При построении модели использовались зависимости упруго-прочностных параметров от пористости, полученные в ходе анализа данных лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна. На основе полученных распределений напряжений и пластового давления была определена допустимая плотность бурового раствора при бурении проектной скважины в продуктивном интервале.

## Материалы и методы

Использованы зависимости между упруго-прочностными характеристиками образцов керна с пористостью. Для построения геомеханической модели участка месторождения в программном комплексе RMS из геологической модели взяты скважинные данные и поверхности горизонтов пластов продуктивной толщи, а также распределение пористости пород.

## Ключевые слова

геомеханическая модель, пористость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пределы прочности, плотность бурового раствора

Благодарности. Работа выполнена в рамках госзадания «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (ФММЕ – 2022-0008, Пер. № НИОКТР 122022800364-6)

## Для цитирования

Попов С.Н., Усманов Д.Т. Разработка геомеханической модели участка одного из нефтяных месторождений ЯНАО с определением допустимого интервала плотности бурового раствора в продуктивной толще // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 18–22.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-18-22

Поступила в редакцию: 24.06.2024

## DRILLING

UDC 622.276 | Original Paper

## Development of a geomechanical model of a site of one of the YNAO oil fields with determination of the permissible interval of drilling mud density in the productive thickness

Popov S.N.<sup>1</sup>, Usmanov D.T.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia;

<sup>2</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting", Moscow, Russia  
popov@ipng.ru

## Abstract

A geomechanical model of a section of one of the oil fields of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (YNAO) has been developed. When constructing the model, we used the dependences of elastic-strength parameters on porosity, obtained during the analysis of data from laboratory studies of the physical and mechanical properties of core samples. Based on the obtained distributions of stress and formation pressure, the permissible density of the drilling fluid was determined when drilling a design well in a productive interval/

## Materials and methods

The relationships between the elastic-strength characteristics of core samples with porosity were used. To build a geomechanical model of a field site in the RMS software package, well data and the surfaces of the horizons of productive intervals, as well as the distribution of rock porosity, were taken from the geological model.

## Keywords

geomechanical model, porosity, Young's modulus, Poisson's ratio, compressive and tensile strength, drilling fluid density

## For citation

Popov S.N., Usmanov D.T. Development of a geomechanical model of a site of one of the YNAO oil fields with determination of the permissible interval of drilling mud density in the productive thickness. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 18–22. (In Russ).  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-18-22

Received: 24.06.2024

Современные нефтяные компании все больше уделяют внимание методам интенсификации добычи и профилактики аварийных ситуаций при бурении и разработке месторождений нефти и газа. Одним из способов решения данных задач является создание геомеханической модели, с помощью которой появляется возможность прогнозировать обрушение стенок ствола скважины и пескопроявления, подбирать оптимальную траекторию для бурения скважин, рассчитывать устойчивость ее конструктивных элементов, рассчитывать напряжение перфорационных отверстий, а также моделировать процесс создания трещин гидроразрыва пласта [1–2].

Перед построением любой геомеханической модели одним из важных этапов является нахождение зависимостей между упруго-прочностными и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород-коллекторов. Зачастую пористость породы достаточно тесно коррелирует с ее физико-механическими характеристиками [3–5].

В рамках данной работы в программном комплексе Reservoir Modeling System (RMS) разработана геомеханическая модель участка одного из месторождений ЯНАО. Кроме этого подобран оптимальный допустимый интервал плотности бурового раствора для недопущения обрушения стенок ствола и непроизвольного гидроразрыва пластов в продуктивном интервале проектной вертикальной скважины.

Для построения модели были использованы корреляционные зависимости плотности насыщенной породы и упруго-прочностных параметров от пористости, определенной по порозиметру, полученных в результате анализа и обработки данных лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна коллектора исследуемого месторождения. Зависимости, которые будут использованы для построения геомеханической модели, приведены на рисунке 1.

Аналогичным образом были построены и другие зависимости для упруго-прочностных характеристик, графики которых не представлены в работе, однако их линейные функции использовались при определении допустимого интервала бурового раствора:

1. Зависимость коэффициента Пуассона ( $\nu$ , д.е.) от пористости ( $K_p$ , д.е.):

$$\nu = -0,26K_p + 0,3386, \text{ при } R = 0,78; \quad (1)$$

2. Зависимость угла внутреннего трения ( $\varphi$ , град) от пористости ( $K_p$ , д.е.):

$$\varphi = -41,4K_p + 41,62, \text{ при } R = 0,74; \quad (2)$$

3. Зависимость коэффициента сцепления ( $C$ , МПа) от пористости ( $K_p$ , д.е.):

$$C = -84,14 K_p + 25,6, \text{ при } R = 0,91. \quad (3)$$

При построении зависимостей угла внутреннего трения и коэффициента сцепления от пористости использовался критерий Кулона-Мора (паспорт прочности), характеризующий изменение касательных напряжений от нормальных:

$$\tau = \sigma_n \operatorname{tg} \phi + C, \quad (4)$$

где  $\tau$  — касательные напряжения;  $\sigma_n$  — нормальные напряжения [5].

Величины угла внутреннего трения и коэффициента сцепления определялись через

уже известные значения пределов прочности при сжатии и растяжении:

$$\varphi = \arcsin \frac{(\sigma_{сжс} / 2 - \sigma_p / 2)}{(\sigma_{сжс} / 2 + \sigma_p / 2)}, \quad (5)$$

$$C = \left( \frac{\sigma_p (\sigma_{сжс} / 2 - \sigma_p / 2)}{2 (\sigma_{сжс} / 2 + \sigma_p / 2)} + \frac{\sigma_p}{2} \right) \operatorname{tg} \phi = \frac{\sigma_p}{2} \left( 1 + \frac{1}{\sin \phi} \right) \operatorname{tg} \phi. \quad (6)$$

Все полученные зависимости имеют приемлемый коэффициент корреляции ( $R$ ) не ниже 0,74, поэтому вполне могут быть использованы далее в работе.

Для построения геомеханической модели в программе RMS были использованы следующие данные:

- траектории четырех поисково-разведочных скважин (зенитный угол, азимут, глубина), в пределах которых была выделена площадь участка;
- пористость пород-коллекторов продуктивного интервала;
- поверхности промышленно-продуктивных пластов;
- зависимости физических и упруго-прочностных характеристик от пористости.

В связи с отсутствием данных о вышележащих породах их средняя плотность по всему интервалу была взята равной 2,2 г/см<sup>3</sup>. В то время как плотность продуктивной толщи должна изменяться по полученной ранее закономерности (рис. 1а):

$$\rho = -18,4K_p + 2,706. \quad (7)$$

После интерполяции пористости на основе скважинных данных и используя

закономерность изменения плотности породы от пористости (7), было построено распределение данного параметра в геомеханической модели участка месторождения (рис. 2).

Далее осуществлялось нахождение величины давления в пластовых условиях в продуктивном интервале. В качестве основы были использованы данные о поверхности контакта между нефтью и водой (ВНК). Установлено, что на рассматриваемом интервале уровень контакта находится на постоянной отметке в 2 536 м. Также было принято, что значение начального давления пласта на уровне водонефтяного контакта остается постоянным по всей его площади и равно 24,5 МПа. Для отслеживания тенденции изменения пластового давления по всему интервалу глубины залегания стояла необходимость произвести деление разреза на области выше и ниже поверхности водонефтяного контакта, так как тип насыщающих флюидов и, соответственно, их плотность различаются (для нефти — 0,73 г/см<sup>3</sup>, для воды — 1,02 г/см<sup>3</sup>). С учетом данных о ВНК и насыщающих флюидах были рассчитаны линейные зависимости изменения давления в пластах выше и ниже поверхности контакта (рис. 3).

Для определения допустимой плотности бурового раствора при бурении проектной скважины 1\_рг в продуктивной толще вычислялись вертикальные и горизонтальные напряжения. Вертикальные напряжения можно определить из следующего соотношения:

$$\sigma_v = g \int_0^h \rho(z) dz, \quad (8)$$

где  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $z$  — вертикальная координата, м;  $\rho(z)$  — зависимость изменения плотности породы с глубиной, кг/м<sup>3</sup>;  $h$  — глубина, для которой определяется вертикальное напряжение [6].

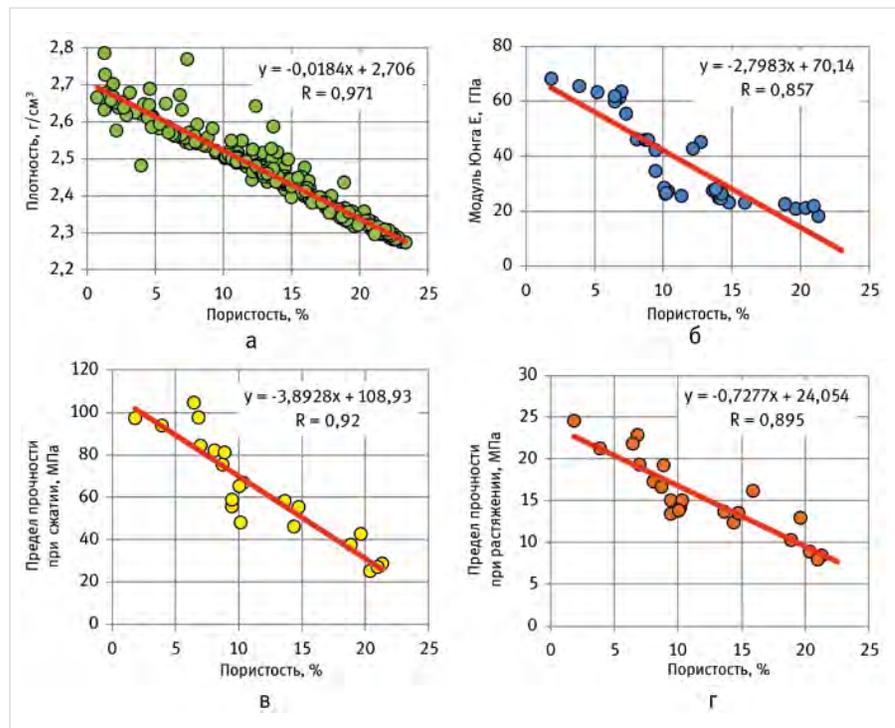


Рис. 1. Зависимости плотности — а, модуля Юнга — б, пределов прочности при сжатии — в и растяжении — г от пористости по данным результатов анализа лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна терригенного коллектора Fig. 1. Dependences of density — а, Young's modulus — б, compressive strength — в and tensile strength — г on porosity according to the results of analysis of laboratory studies of the physico-mechanical properties of core samples of a terrigenous reservoir

Так как все переменные в формуле известны, можно рассчитать необходимую величину. Фигурирующий в соотношении (8) интеграл может быть решен суммой произведений высоты каждой составляющей модели (блока) на плотность. Для решения такой задачи в RMS был реализован специальный алгоритм на встроенном языке программирования IPL (International Programming Language).

После расчета вертикального напряжения появилась возможность найти эффективные вертикальные напряжения:

$$\sigma_V^{eff} = \sigma_V - P, \quad (9)$$

где  $P$  — пластовое давление, МПа.

С помощью полученного эффективного вертикального напряжения можно рассчитать ее горизонтальную составляющую:

$$\sigma_H^{eff} = \sigma_V^{eff} \frac{\nu}{1-\nu}. \quad (10)$$

И уже благодаря полученному выше параметру определяем величину полного горизонтального напряжения:

$$\sigma_H = \sigma_H^{eff} + P. \quad (11)$$

Основным критерием, показывающим максимально допустимую плотность бурового раствора, которую можно закачать в ствол скважины, является давление самопроизвольного гидроразрыва пласта (автоГРП). Если учесть, что в рассматриваемой группе пластов поле напряжений изотропно в горизонтальном направлении и не присутствуют тектонические нагрузки, то давление автоГРП можно вычислить по формуле [7]:

$$P_{frac} = 2\sigma_H - P + \sigma_T \quad (12)$$

где  $\sigma_T$  — предел прочности породы при растяжении, МПа.

Далее стояла задача определить минимальное давление, при котором начинаются осыпи и обвалы стенок скважины по причине превышения допустимых вертикальных и горизонтальных напряжений. Следуя исследованиям публикаций [8–10], данную характеристику можно получить при учете критерия разрушения Кулона-Мора, а также распределения нагрузок на стенках ствола скважины по следующим уравнениям:

$$P_w \leq P + \frac{\sigma_V - P - S}{tg^2 \beta}, \quad (13)$$

где

$$tg \beta = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}; \quad (14)$$

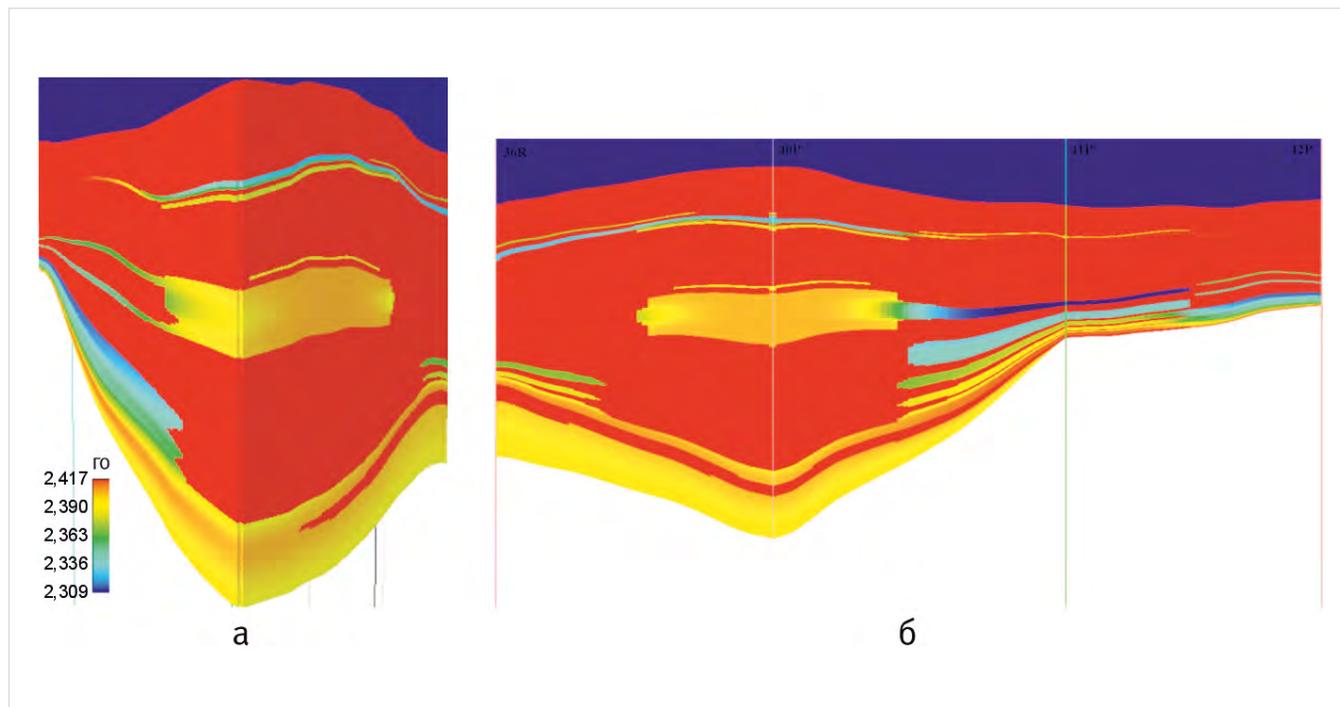


Рис. 2. Распределение плотности пород ( $\rho$ /г/см<sup>3</sup>) в 3D геомеханической модели участка месторождения — а и по разрезу скважин 36R-42P — б

Fig. 2. Distribution of rock densities ( $\rho$ ) in the 3D geomechanical model of the field site — a and in the section of wells 36R-42P — b

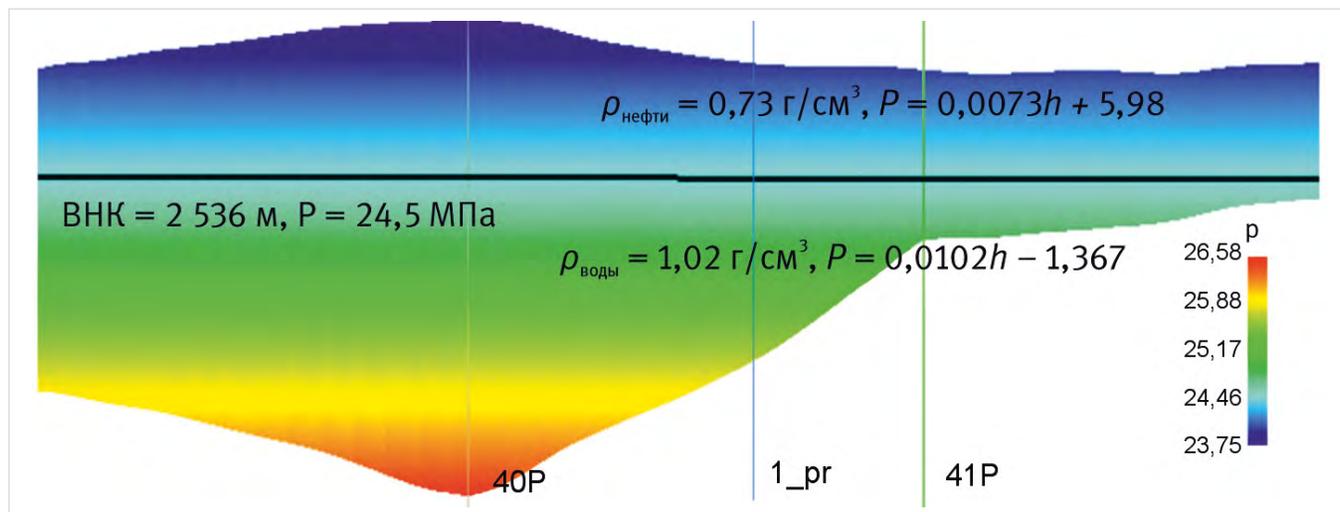


Рис. 3. Распределение пластового давления в модели выше и ниже поверхности ВНК  
Fig. 3. The distribution of reservoir pressure in the model above and below the surface of the OWC

$$S = 2Ctg\beta. \quad (15)$$

Корреляционные зависимости величин, входящих в данные соотношения, а также их распределенные 3D параметры были построены ранее, поэтому значения минимально допустимых давлений также могут быть вычислены.

На последнем этапе с помощью данных формул были определены плотности бурового раствора, при которых достигаются допустимые пределы давления автоГРП (16) и обрушение стенок открытого ствола скважины (17), а также давление, необходимое для предотвращения поглощений и проявлений флюидов (18):

$$\rho_{frac} = \frac{P_{frac}}{gh}; \quad (16)$$

$$\rho_w = \frac{P_w}{gh}; \quad (17)$$

$$\rho_p = \frac{P}{gh}. \quad (18)$$

По результатам расчетов был построен интервал пределов значений бурового раствора для предполагаемой проектной скважины 1 пр (рис. 4).

Таким образом, допустимый интервал плотности бурового раствора лежит в пределах от 1 до 2,3 г/см<sup>3</sup>. Отклонения давления столба жидкости бурового раствора в меньшую и большую стороны, относительно значений пластового давления, вполне допустимы, так как каждая скважина бурится на индивидуальном режиме давлений, и плотность раствора подбирается также с учетом других факторов и процессов. В теории следует придерживаться значений пластового давления для предотвращения загрязнений и профилактики осложнений, однако на практике это труднодостижимо и экономически нецелесообразно. Построенные в результате расчетов кривые допустимых плотностей бурового раствора исследуемого интервала можно применить для полевых работ на данном объекте.

#### Итоги

В данной работе для построения геомеханической модели участка одного из нефтяных месторождений ЯНАО использовался программный комплекс RMS. Был проведен анализ данных лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна терригенного коллектора и построены зависимости упруго-прочностных характеристик от значений пористости, которые были использованы при построении модели.

С использованием критерия Кулона-Мора на основе известных значений пределов прочности при сжатии и растяжении были рассчитаны величины угла внутреннего трения и коэффициента сцепления, необходимые для расчета давления обрушения стенок ствола проектируемой скважины. Было получено распределение величины горизонтальных напряжений из условия их изотропности.

Получено распределение пластового давления в геомеханической модели выше и ниже поверхности ВНК, а также рассчитаны вертикальные и горизонтальные напряжения, необходимые для определения давлений начала обрушения стенок ствола скважины и непроизвольного гидроразрыва пластов в продуктивном интервале. Было выяснено, что допустимая плотность бурового раствора в проектной скважине для прохождения

продуктивного интервала должна быть от 1 000 до 2 300 кг/м<sup>3</sup>.

#### Выводы

По данным результатов анализа лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна были выявлены закономерности изменения упруго-прочностных параметров от пористости. На основе скважинных данных (траектории, пористости продуктивного интервала), поверхностей горизонтов из геологической модели, а также полученных зависимостей была построена геомеханическая модель участка месторождения, благодаря которой можно контролировать и прогнозировать множество процессов как в пределах скважин, так и в масштабах месторождения. Кроме того, получено окно плотности бурового раствора, которое может являться рекомендацией к проведению буровых работ.

#### Литература

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007, 505 p. (In Eng).
2. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
3. Попов С.Н., Зарипов Р.Ш., Паршуков А.В. Изменение физико-механических свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Газовая промышленность. 2013. № 8. С. 45–47.
4. Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование компрессионных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 7. С. 31–35.

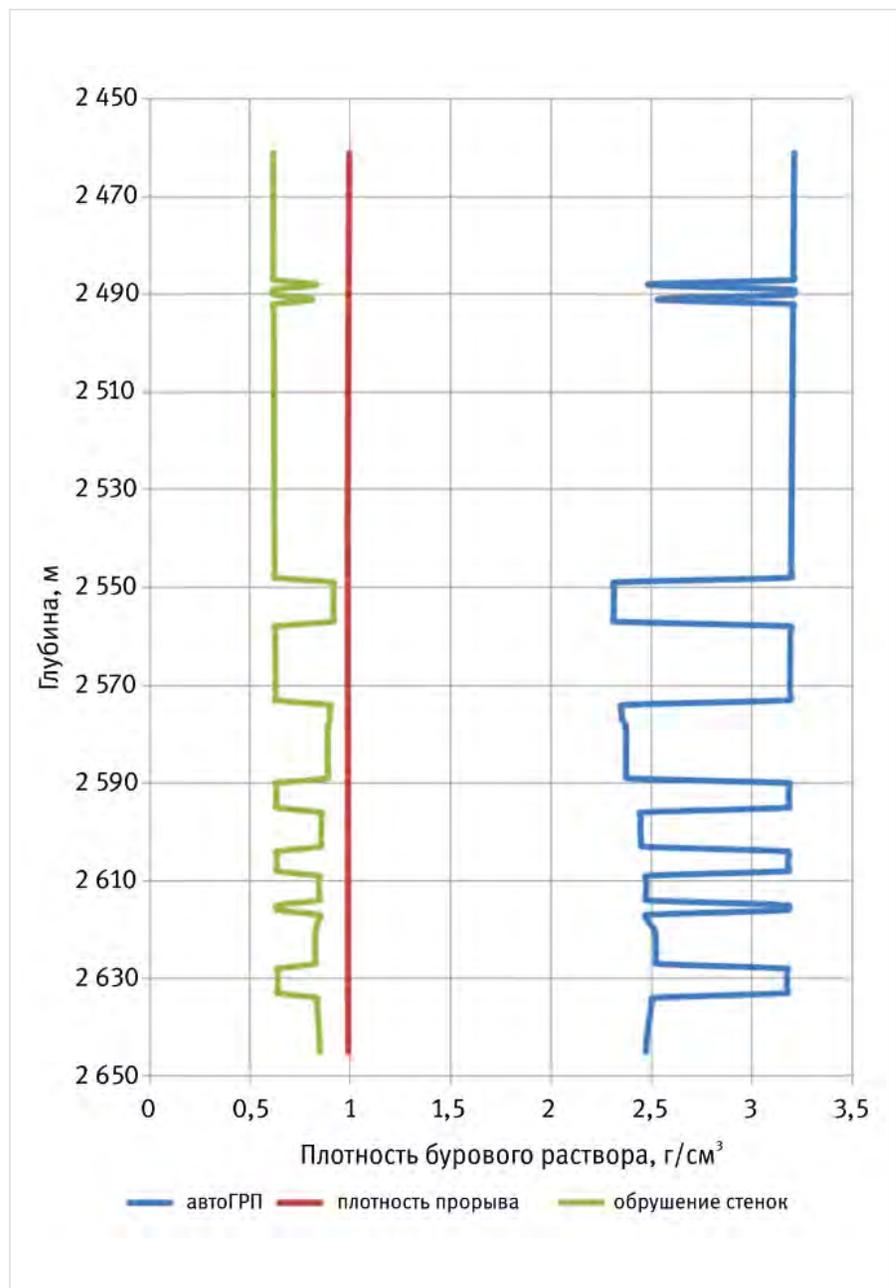


Рис. 4. Вычисленные кривые распределения границ плотности бурового раствора в проектной скважине 1 пр (окно плотности бурового раствора)

Fig. 4. Calculated distribution curves of the boundaries of the drilling mud density in the design well 1 пр (drilling mud density window)

5. Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование деформационных и прочностных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 9. С. 50–56.
6. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Горная книга, 2019. 552 с.
7. Попов С.Н., Мазанов С.В., Жариков М.Г. Разработка геомеханической модели для прогноза изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов трещинно-порового типа в процессе снижения пластового давления (на примере ачимовских отложений нефти и газа Крайнего Севера) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 6. С. 47–55.
8. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Хомутов А.Ю., Шевчук Т.Н., Сусликов И.В. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
9. Попов С.Н., Чернышов С.Е. Разработка геомеханической модели и определение «окна плотности» бурового раствора в интервале фаменских продуктивных отложений (на примере участка одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 11. С. 32–39.
10. Попов С.Н., Чернышов С.Е. Разработка 1D геомеханической модели скважины и определение рекомендуемой плотности бурового раствора при ее бурении в интервале продуктивной толщи одного из месторождений Прикаспийской впадины // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 50–53.

## ENGLISH

### Results

In this work, the Roxar RMS software package was used to build a geomechanical model of a site of one of the YNAO oil fields. Data from laboratory studies of the physico-mechanical properties of core samples of a terrigenous reservoir were analyzed and dependences of elastic-strength characteristics on porosity values that were used in the construction of the model were constructed.

Using the Coulomb-Mohr criterion, based on the known values of the compressive and tensile strengths, the values of the angle of internal friction and the coefficient of adhesion necessary for calculating the collapse pressure of the walls of the trunk of the projected well were calculated.

The distribution of the magnitude of horizontal stresses was obtained from the condition of their isotropy. The distribution of reservoir pressure in the geomechanical model above and below the surface of the well is obtained, and the vertical and horizontal stresses necessary to determine the pressures of the onset of collapse of the walls of the borehole and

involuntary hydraulic fracturing in the production interval are calculated. It was found out that the permissible density of drilling mud in the design well for the passage of the productive interval should be from 1 000 to 2 300 kg/m<sup>3</sup>.

### Conclusions

According to the results of the analysis of laboratory studies of the physico-mechanical properties of core samples, patterns of changes in elastic-strength parameters from porosity were revealed. Based on borehole data (trajectories, porosity of the productive interval), horizon surfaces from the geological model, as well as the obtained dependencies, a geomechanical model of the field site was built, thanks to which it is possible to control and predict many processes, both within wells and on the scale of the field. In addition, a drilling fluid density window has been obtained, which may be a recommendation for drilling operations.

### References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007. 505 p. (In Eng).
2. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
3. Popov S.N., Zaripov R.Sh., Parshukov A.V. Changes in the physical and mechanical properties of rocks of the Achimov deposits of the Urengoy group of fields. Gas industry, 2013, issue 8, P. 45–47. (In Russ).
4. Popov S.N., Kusaiko A.S., Ozun I.A. Researching of reservoir-rocks compaction properties of oil fields, developed by LLC “LUKOIL-KOMI”. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 7, P. 31–35. (In Russ).
5. Popov S.N., Kusaiko A.S., Ozun I.A. Researching of deformation and strength properties of oil fields rocks-reservoirs operated by LLC “LUKOIL-KOMI”. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 9, P. 50–56. (In Russ).
6. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Mechanics of rocks in the development of hydrocarbon deposits. Moscow: Gornaya kniga, 2019, 552 p. (In Russ).
7. Popov S.N., Mazanov S.V., Zharikov M.G. Development of geo-mechanical model for prediction of changes of fracture-pore type reservoir properties during reservoir pressure decrease (with the example of Achimov deposits of oil and gas fields of the far north). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2015, issue 6, P. 47–55. (In Russ).
8. Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Khomutov A.Yu., Shevchuk T.N., Suslyakov I.V. Borehole stability prediction to avoid drilling failures. Oil Industry, 2016, issue 6, P. 70–73. (In Russ).
9. Popov S.N., Chernyshov S.E. Development of a geomechanical model and determination of the drilling fluid density window in the interval of Famennian productive deposits (on the example of a site of one of the Timano-Pechora oil and gas province oilfield). Geology, geophysics and the development of oil and gas fields, 2023, issue 11, P. 32–39. (In Russ).
10. Popov S.N., Chernyshov S.E. Development of a 1D geomechanical model of a well and determination of the recommended drilling fluid density when drilling it in the productive interval of one of the fields of the Caspian basin. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 50–53. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Попов Сергей Николаевич**, д.т.н., заведующий лабораторией нефтегазовой механики и физико-химии пласта, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
**Для контактов:** [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

**Усманов Динис Ташбулатович**, студент 2-го курса магистратуры, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

**Popov Sergey Nikolaevich**, ph.d. of engineering sciences, head of the laboratory of oil and gas mechanics and reservoir physico-chemistry, Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia  
**Corresponding author:** [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

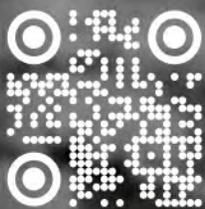
**Usmanov Dinis Tashbulatovich**, 2nd year master's student, Federal state budgetary tducational institution of higher education “Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting”, Moscow, Russia



**АТЭК**  
МЫ КОМАНДА



ASFEC.RU



МОСКВА

# СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ

## НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПАНИЯМ

### ОТБОР ГАЗА ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

добывающих скважин с целью увеличения производительности скважин

### ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

методом разнонаправленного воздействия

### ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В ПЗП

добывающего фонда и выравнивание профиля приёмности на нагнетательном фоне

### ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

протекторной трибоэлектрической антикоррозионной защиты стальных трубопроводов

# Методология автоматизированной подготовки данных для машинного обучения нейросетевых моделей в интеллектуальных системах выявления и прогнозирования осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин

Еремин Н.А., Черников А.Д.

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
ermn@mail.ru, cha60@mail.ru

## Аннотация

В статье описана методология автоматизированной обработки промысловой информации и подготовки данных для обучения нейросетевых моделей в интеллектуальных системах выявления и прогнозирования прихватов буровых колонн, применяемых для повышения безопасности и сокращения непроизводительного времени при строительстве нефтяных и газовых скважин. Предлагаемая методика позволяет проводить автоматизированный анализ больших объемов архивной информации (Big Geo Data), выделять характерные ситуации, связанные с осложнениями, и осуществлять разметку информационных массивов данных для машинного обучения унифицированных интеллектуальных модулей обработки данных от станций геолого-технологических измерений с целью заблаговременного предупреждения операторов бурового оборудования о технологических рисках возникновения нештатных ситуаций. Описаны методологические подходы к разметке данных для одноклассовых и многоклассовых нейросетевых моделей прогнозирования возникновения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин на суше и на море.

## Материалы и методы

В статье использованы результаты исследований и опытной эксплуатации экспериментального образца автоматизированной системы предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве скважин (АС ПОАС), разработанного в ИПНГ РАН в рамках поисковой научной работы по заказу Министерства образования Российской Федерации. Применялись методы автоматизации подготовки и детальной разметки данных для построения и применения многоклассовых нейросетевых моделей прогнозирования возникновения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин.

## Ключевые слова

одноклассовая нейросетевая модель прогнозирования, многоклассовая нейросетевая модель прогнозирования, осложнения и аварийные ситуации при строительстве скважин, прихваты буровой колонны, данные геолого-технологических измерений, автоматизированная обработка промысловой информации, машинное обучение, нейросетевые модели, универсальные интеллектуальные модули и комплексы

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания, номер гос. рег. № НИОКТР в РОСРИД 122022800270-0.

## Для цитирования

Еремин Н.А., Черников А.Д. Методология автоматизированной подготовки данных для машинного обучения нейросетевых моделей в интеллектуальных системах выявления и прогнозирования осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 24–30. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-24-30

Поступила в редакцию: 16.08.2024

DRILLING

UDC 622.276.66 | Original Paper

## Methodology of automated data preparation for machine learning of neural network models in intelligent systems for identifying and predicting complications and emergency situations during the construction of oil and gas wells

Eremin N.A., Chernikov A.D.

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
ermn@mail.ru, cha60@mail.ru

## Abstract

**Research Topic: Methodology for Automated Data Preparation for Machine Learning of Neural Network Models in Intelligent Systems for Detecting and Predicting Complications and Emergencies in the Construction of Oil and Gas Wells.**

The article presents a methodology for automated processing of field information and data preparation for training neural network models in intelligent systems for detecting and predicting drill string sticking, used to improve safety and reduce non-productive time in the construction of oil and gas wells. The developed methodology allows for automated analysis of large volumes of archival information, identification of typical situations associated with complications, and marking of information arrays for machine learning of unified intelligent modules for processing data from geological and technological measurement stations in order to provide early warning to drilling equipment operators about technological risks of emergency situations.

## Materials and methods

The article uses the results of research and trial operation of an experimental prototype of an automated system for preventing complications and emergency situations during well construction, developed at the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences as part of exploratory research commissioned by the Ministry of Education of the Russian Federation. Methods of automating the preparation and detailed labeling of data were used to construct and apply multi-class neural network models for predicting

## For citation

Eremin N.A., Chernikov A.D. Methodology of automated data preparation for machine learning of neural network models in intelligent systems for identifying and predicting complications and emergency situations during the construction of oil and gas wells. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 24–30. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-24-30

Received: 16.08.2024

Российская нефтегазовая экономика ищет новые точки роста на пути цифровой модернизации производства и экономики больших высокочастотных геоданных. Нефтегазовые компании с эффективной моделью управления, высоким уровнем цифровизации и высококвалифицированным персоналом могут обеспечить рост объемов собственного производства примерно в 2–3 раза [1]. Технологии искусственного интеллекта используются при оптимизации производственных процессов и автоматизации бурения. Особое значение имеет использование интеллектуальных систем для прогнозирования и предотвращения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве скважин [1]. Основным методом машинного обучения систем ИИ, применяемых в нефтегазовой отрасли, является «обучение с учителем» [2]. В качестве «учителей» выступают эксперты-буровики, осуществляющие селекцию, анализ и разметку «сырых» данных со станций геолого-технологических исследований (ГТИ). Выбор способа разметки «сырых» данных для машинного обучения в интеллектуальных системах прогнозирования осложнений и аварийных ситуаций зависит от состава и качества данных ГТИ, периодичности их обновления и характера зависимости от геолого-геофизических характеристик породы и технологических процессов и др.

Большие высокочастотные геоданные — это наборы данных жизненного цикла мультисенсорного нефтегазового дела (со станций ГТИ — данные геолого-технологических исследований, данные ГИС — геофизических исследований скважин, ЭЦН — электроцентробежных насосов и других). Виды геоданных представлены на рисунке 1. Пример высокочастотных геоданных — это геоданные, которые записываются с частотой до 50 Гц на станциях геолого-технологических исследований при строительстве скважин. Сверхвысокочастотные геоданные с частотой дискретизации 100–1000 Гц генерируются в системах кибербезопасности и электропитания, используемых в нефтегазовом производстве.

Одна буровая установка генерирует от 10 до 150 Тб геоданных при работе на суше и на море соответственно [13]. С помощью технологий машинного обучения полученные большие геоданные можно использовать в интеллектуальных системах автоматизации и разработки нефтегазовых месторождений в целях повышения безопасности и снижения непроизводительного времени нефтегазового производства. На сегодняшний день основными высокочастотными данными, характеризующими скважинные процессы

в реальном масштабе времени, являются данные от станций геолого-технологических исследований, которые представляют собой временные ряды измеряемых параметров. Хотя большой интерес для повышения достоверности прогнозирования представляет использование геолого-геофизических характеристик, полученных при проведении поисковых изысканий и бурении разведочных скважин, а также использование измерений параметров бурового раствора при условии их проведения в масштабе времени близком к реальному.

Для машинного обучения в интеллектуальных комплексах прогнозирования осложнений используются архивные данные, полученные при строительстве нефтегазовых скважин в сходных геологических условиях. Первым подготовительным этапом является оценка состава и качества измерительных данных и их подготовка для формирования датасетов, используемых для машинного обучения. Формирование датасетов включает в себя проверку целостности данных, масштабирование, устранение аномальных выбросов и пропусков значений параметров и при необходимости их нормализацию [5]. Осложнения при бурении скважин могут отличаться по своей физической природе и характеристикам, в том числе в зависимости от проводимой в скважине операции. Для корректной работы модели прогнозирования осложнений целесообразно дополнительно реализовать возможность автоматического определения типов технологических операций по результатам обработки данных ГТИ [7].

Алгоритм определения основных технологических операций, выполняемых при строительстве скважин, реализован в виде скрипта на языке Python и выполняет анализ и обработку архивных данных ГТИ, представленных



Рис. 1. Виды геоданных: больше, высокочастотные и сверхвысокочастотные

Fig. 1. Types of geodata: big, high-frequency and ultra-high-frequency

the occurrence of complications during the construction of oil and gas wells.

## Keywords

complications and emergency situations during well construction, drill string sticking, geological and technological measurement data, automated processing of field information, machine learning, neural network models, universal intelligent modules and complexes

в виде файлов в формате .las. Скрипт реализует несколько функций: очистка данных, удаление выбросов и определение типа технологических операций на основе обработки текущих параметров ГТИ.

Для работы алгоритма необходима установка утилит и библиотек:

- pandas: используется для манипуляции данными и анализа;
- lasio: позволяет читать и записывать файлы параметров ГТИ в формате .las, используемом для регистрации и хранения геофизических данных;
- datetime, timedelta: утилиты для управления датами и временем.

Скрипт осуществляет загрузку и преобразование .las файла (рис. 2):

- las.df преобразует данные .las файла в DataFrame pandas.
- pd.to\_datetime: преобразует индекс DataFrame в формат даты и времени, где временные метки находятся в миллисекундах.

Скрипт определения межквартильного размаха (iqr) и удаления выбросов из DataFrame (рис. 3):

- quantile: рассчитывает первый и третий квартили;
- iqr: межквартильный размах, используемый для определения границ, что считается выбросом;
- dataframe\_cleaned: DataFrame после

```
import os
file_path = r'путь_к_файлу'
# Чтение файла LAS
las = lasio.read(file_path)
df = las.df()
df.index = pd.to_datetime(df.index, unit='ms')
```

Рис. 2. Скрипт загрузки и преобразования .las файла

Fig. 2. Script for loading and converting .las file

```
import pandas as pd
def remove_outliers(dataframe):
    q1 = dataframe.quantile(0.25)
    q3 = dataframe.quantile(0.75)
    iqr = q3 - q1
    dataframe_cleaned = dataframe[(dataframe < (q1 - 1.5 * iqr)) | (dataframe > (q3 + 1.5 * iqr))]
    return dataframe_cleaned
```

Рис. 3. Скрипт определения межквартильного размаха и удаления выбросов

Fig. 3. Script for determining the interquartile range and removing outliers

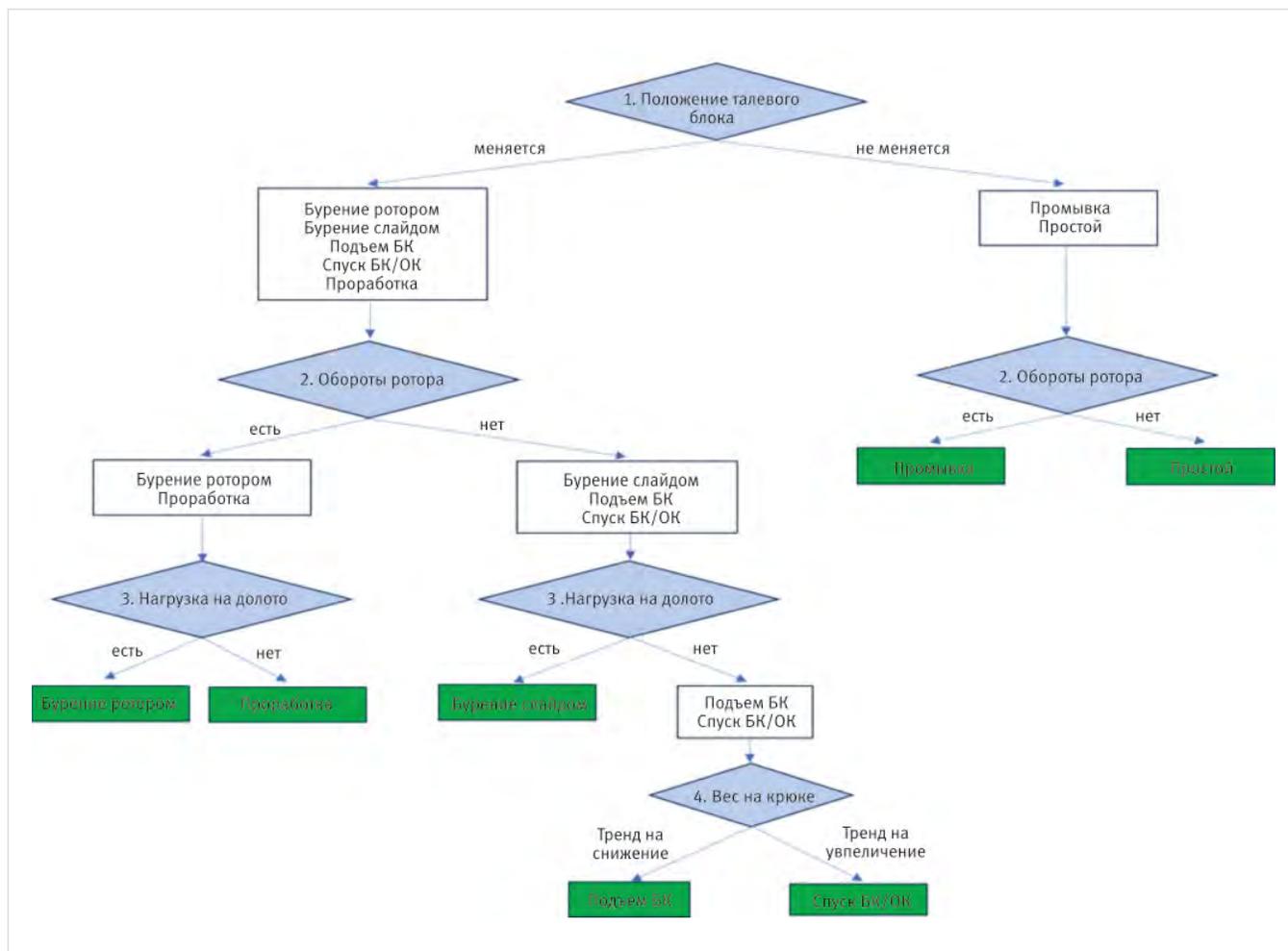


Рис. 4. Блок-схема алгоритма определения типа технологических операций  
 Fig. 4. Block diagram of the algorithm for determining the type of technological operations

удаления выбросов. Специально разработанный алгоритм определяет тип технологических операций, производимых в скважине. Алгоритм реализует анализ и интерпретацию различных параметров ГТИ (положение талевого блока, обороты ротора и нагрузка на долото). Блок-схема представлена на рисунке 4.

Пример работы алгоритма определения типа технологических операций представлен на рисунках 5, 6.

- `timeOfSticking`: конкретная временная метка, отмечающая конец временного окна для анализа.
- `operationType`: выполняет алгоритм для определения типа операции и выводит результат.

Зависимость возникновения осложнений от конструктивных особенностей скважины и используемого бурового оборудования можно учитывать включением в состав входных параметров моделей категориальных характеристик, влияющих на скважинные процессы [4]. Конкретный вариант разметки данных для прогнозирования осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин определяется структурой моделей нейросетей и методов машинного обучения, используемых в интеллектуальных системах. Ниже описаны варианты разметки данных ГТИ, применяемые для двух основных классов нейросетевых моделей.

Наиболее простой вариант разметки данных ГТИ используется для машинного

обучения одноклассовых нейросетевых моделей, реализующих бинарный прогноз развития ситуации: существует ли риск возникновения осложнения на определенном временном интервале или нет. При этом ключевое значение для корректной разметки архивных данных имеет правильное определение момента возникновения осложнения и временного интервала, включающего сценарий его развития.

Данные ГТИ представляют собой большие информационные массивы многомерных временных рядов значений разнородных параметров, зависящих от множества причин, в том числе от параметров управления — так называемый человеческий фактор, и не могут быть вручную проанализированы без априорной информации о проводимых операциях и режимах работы оборудования [6].

```
timeOfSticking = "2022-04-19 05:06:20"
operationType = algorithm(df_positive, timeOfSticking)
print(operationType)
```

Рис. 5. Скрипт запуска алгоритма определения типа технологических операций  
 Fig. 5. Script for launching the algorithm for determining the type of technological operations

Для первоначальной локализации осложненных используются буровые журналы, отчеты об оптимизации бурения, акты расследования происшествий и др. документы, в которых приводится хронология технологических процессов, осуществляемых при строительстве скважины. При формализованном представлении информации в документации, например в формате WITSML, возможна программная реализация поиска, классификации и предварительной локализации осложнений, имевших место при строительстве скважин, что является актуальной задачей, учитывая большие объемы анализируемых архивных данных [10].

В буровых журналах часто встречаются ошибки в описаниях и приводимых характеристиках осложнений, а также неточности в определении хронологии их возникновения.

```
TIME
2022-04-19 00:20:28 4383.19 9.59 91.13 0.0 ... 1.39 0.0 56.10 0.0
2022-04-19 00:20:30 4383.19 10.55 90.45 0.0 ... 1.39 0.0 56.09 0.0
2022-04-19 00:20:40 4383.19 11.51 91.45 0.0 ... 1.39 0.0 56.01 0.0
2022-04-19 00:20:50 4383.19 12.51 90.80 0.0 ... 1.39 0.0 55.92 0.0
2022-04-19 00:21:00 4383.19 13.42 90.40 0.0 ... 1.39 0.0 55.91 0.0

[5 rows x 24 columns]
1. Положение талевого блока меняется
2. Есть обороты ротора
3. Нет нагрузки на долото
ПРОРАБОТКА
```

Рис. 6. Пример вывода результата работы алгоритма определения типа операции  
 Fig. 6. Example of the output of the algorithm for determining the type of technological operations

Таблица 1. Пример формы разметки данных для одноклассовых моделей прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин

Table 1. Example of data labeling form for single-class models for predicting complications during construction of oil and gas wells

№ скв.	Категориальные параметры скважины		Тип операции	Тип осложнения	Время начала	Время конца	Глубина (м)	Диаграмма ГТИ
	Угол наклона, град.	Диаметр секции, мм						
241	25	311,2	Бурение ротором	Прихват	16.08.21 10.15	16.08.21 15.05	3 563–3 455	Ссылка
	25	311,2	Подъем КНБК	Прихват	17.08.23 12.15	17.08.21 18.05	4 825–4 770	Ссылка

Обязательным этапом является документальное подтверждение экспертами самого факта наступления осложнения, а также уточнение времени его возникновения и отклонений основных характеризующих параметров от их нормальных значений, которые должны проводиться по результатам анализа графического представления информативных параметров ГТИ.

Как показывает практика применения одноклассовых нейросетевых моделей прогнозирования осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин по результатам обработки реальновременных данных ГТИ, временной интервал прогноза при оптимальном

соотношении вероятности правильного предсказания и ложных тревог составляет порядка 10 минут [3]. При этом временной интервал разметки, включающий сценарий развития осложнения, можно ограничить значениями: за 30–60 минут до момента возникновения осложнения и 30 минут после, если предпринимались результативные действия по его ликвидации.

В таблице 1 приведен пример формы разметки данных для одноклассовых нейросетевых моделей для осложнений типа прихват, как самого распространенного и в то же время наиболее сложного для прогнозирования типа осложнений при строительстве скважин.

Вид диаграммы ГТИ, представляющей графическое представление параметров при осложнении типа прихват, приведен на рисунке 7.

Временной интервал прогноза возникновения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин может быть увеличен при разработке и применении более сложных многоклассовых нейросетевых моделей [7]. Для синтеза их структуры необходимо выделить дополнительные классы событий, которые представляют собой различные отклонения от нормального режима бурения скважины и могут в конечном итоге привести к реальному возникновению осложнений. К таким событиям в случае прихватов можно,

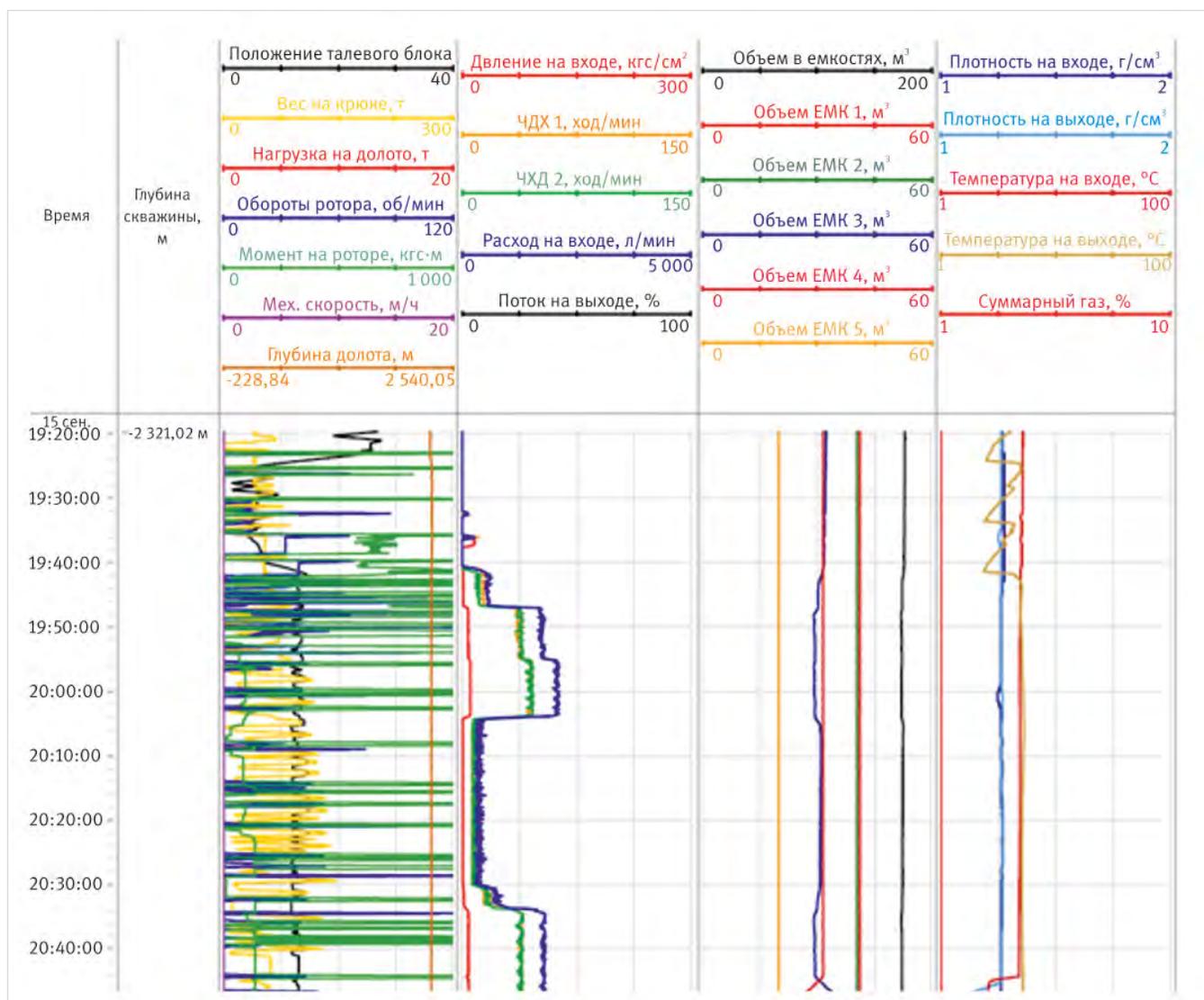


Рис. 7. Диаграммы параметров ГТИ при осложнении типа прихват  
Fig. 7. Diagrams of GTI parameters for complications of the stuck

например, отнеси: затяжки, посадки, запорки ствола скважины и др. аномальные отклонения, характеризующиеся определенными параметрическими описаниями. Многоклассовые нейросетевые модели должны уметь идентифицировать и интерпретировать подобные события и их тренды развития во времени. Подобный подход лежит в основе машинного обучения робототехнических комплексов, обеспечивающих автоматическое бурение нефтегазовых скважин.

Однако не всякие возникающие отклонения от нормального режима при своевременном прогнозировании их возникновения следует рассматривать как несущие непосредственные риски возникновения осложнений, т. к. они могут быть обусловлены известными геолого-геофизическими факторами и особенностями технологического процесса бурения и могут быть нивелированы своевременными штатными действиями оператора буровой установки [11]. Для многоклассовых прогнозных моделей важным является выделение таких аномальных отклонений от нормы, которые несут в себе существенные риски развития и возникновения осложнений. Данные аномалии могут задаваться пороговыми значениями параметров, а также временными трендами развития этих отклонений.

Для машинного обучения многоклассовых нейросетевых моделей прогнозирования возникновения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин необходимы разметки заданных классов отклонений от нормального режима бурения и степеней риска возникновения осложнений, с формированием предупреждающих сообщений оператору буровой установки и рекомендаций по принятию специальных мер для их устранения.

Пример разметки данных ГТИ для многоклассовой нейросетевой модели прогнозирования возникновения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин представлен в таблице 2. В начальных столбцах формы разметки необходимо приводить категориальные параметры, которые задаются проектными решениями и не подлежат изменению оператором буровой установки, но в то же время могут оказывать влияние на возникновение осложнений. К таким параметрам могут относиться углы наклона скважины, диаметры секций, характеристики бурового оборудования и т. д. Для повышения достоверности прогнозов целесообразным является использование геолого-геофизических параметров, полученных по результатам предварительных исследований или разведочного бурения.

При разметке данных для многоклассовых нейросетевых моделей экспертами должны быть выделены временные интервалы, включающие участки с нормальным функционированием и отдельные сценарии возникновения осложнений, в которых должны быть детально размечены и описаны все отклонения от нормального режима работы в соответствии с введенной классификацией и тенденцией их развития. Важным этапом является подтверждение и уточнение времени наступления событий, которые осуществляются по результатам анализа графиков параметров ГТИ. В форме разметки данных должны быть отражены количественные характеристики отклонений основных параметров, характеризующих выделенную ситуацию. Эксперты оценивают степень риска возникновения осложнения по результатам

сравнения отклонений параметров с заданными пороговыми значениями, а также выявления и анализа трендов их развития во времени [12].

### Заключение

Сложность при выполнении разметки данных и формировании датасетов для машинного обучения представляет то обстоятельство, что в процессе строительства нефтегазовых скважин и возникновения предпосылок к возникновению осложнений оператором буровой установки производятся активные действия по предупреждению развития негативных сценариев развития ситуаций. В форму разметки данных целесообразно включать описания действий буровика в конкретных ситуациях: это могут быть комментарии супервайзеров или оценки различных экспертов, в том числе проводящих разметку для машинного обучения. Практическое применение многоклассовых нейросетевых моделей для прогнозирования осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин по результатам обработки реальных данных ГТИ показывает, что временной интервал прогноза может составлять до 60 минут и более в зависимости от выявленных сценариев развития осложнений [7]. Таким образом, использование детальной разметки промышленных данных и многоклассовых нейросетевых моделей в интеллектуальных системах прогнозирования возникновения осложнений и аварийных ситуаций позволяет сделать значительный шаг не только в повышении безопасности и экономической эффективности производства, но и закладывает основу для автоматизации процессов строительства скважин и перехода к безлюдным роботизированным технологиям в нефтегазовой отрасли.

### Итоги

Современное нефтегазовое производство генерирует большие потоки геоданных, восприятие и учет которых человеком невозможен без применения систем автоматизации с элементами искусственного интеллекта. Синтез структуры и эффективность применения систем искусственного интеллекта напрямую зависят от качества измерительных данных и их подготовки для формирования датасетов, используемых для машинного обучения. Разработанная методология позволяет автоматически осуществлять подготовку данных ГТИ и определение типов технологических операций. При этом применяемая технология детальной разметки данных, с выделением и идентификацией типовых отклонений от нормального режима работы, дает возможность синтезировать и применять многоклассовые нейросетевые модели прогнозирования возникновения осложнений. Исследования, проведенные в рамках и опытной эксплуатации экспериментального образца автоматизированной системы предупреждения осложнений, и аварийных ситуаций при строительстве скважин, показали, что реализация данного подхода позволяет значительно увеличить временной интервал и повысить достоверность прогноза возникновения аномальных ситуаций.

### Выводы

Одним из мощнейших драйверов цифровой модернизации нефтегазовой отрасли является разработка и комплексное внедрение в производственные процессы

технологий искусственного интеллекта. В основе успешной реализации данного инновационного направления развития лежат организации работы с промышленными данными, привлечение экспертов, обучение и подготовка кадров. Подготовка и разметка данных для машинного обучения играют важную роль в определении структуры и обучении моделей нейросетей в интеллектуальных системах прогнозирования возникновения осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин. Данный подход имеет универсальный характер и может быть положен в основу автоматизации производственных процессов как при строительстве, так и при эксплуатации нефтяных и газовых скважин на базе внедрения интегрированных интеллектуальных систем разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

### Литература

1. Дмитриевский А.Н., Дмитриев Е.С., Еремин Н.А. и др. Предупреждение осложнений в процессе бурения скважин методами машинного обучения // Технологии нефти и газа. 2024. № 3. С. 57–64.
2. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д. и др. Интеллектуальные системы предупреждения осложнений для безопасного строительства скважин // Безопасность труда в промышленности. 2022. № 6. С. 7–13.
3. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д. и др. Автоматизированная система предотвращения аварий при строительстве скважин // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 72–76.
4. Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е. и др. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения. Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 87–96.
5. Архипов А.И., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. и др. Анализ качества данных станции геолого-технологических исследований при распознавании поглощений и газонефтеводопроявлений для повышения точности прогнозирования нейросетевых алгоритмов // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 63–67.
6. Дмитриевский А.Н., Сбоев А.Г., Еремин Н.А. и др. Об увеличении продуктивного времени бурения нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения. Георесурсы. 2020. Т. 22. № 4. С. 79–85.
7. Черников А.Д., Архипов А.И., Еремин Н.А. Расширение функционала программы интеллектуальной системы предупреждения осложнений и аварий при строительстве скважин (ИС ПОАС) // Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Сочи. 2023. Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2023. С. 19–25.
8. Aljurban M., Ramasamy J., Albassam M. et al. Deep learning and time-series analysis for the early detection of lost circulation incidents during drilling operations. IEEE Access, 2021, Vol. 9, P. 76833–76846. (In Eng).

Табл. 2. Пример разметки данных для многоклассовой нейросетевой модели прогнозирования возникновения осложнений  
 Tab. 2. Example of data labeling for a multi-class neural network model for predicting the occurrence of complications

№ скв.	Диаметр секции, мм/дюймы	Тип операции	Режим работы, тип отклонения от нормального режима	Отклонения параметров от нормального режима			Время начала осложнения в соответствии с разметкой данных	Детальная разбивка операций внутри интервала времени: -6 ч +6 ч от начала осложнения		
				Вес на крюке	Давление на стояке	Крутящий момент		начало	конец	Описание работ
241	311,2/12,25	подъем КНБК	нормальный режим	-	-	-	-	03.05.2012 13:25	03.05.2012 15:05	подъем с обратной проработкой в интервале 4 680—4 580 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	запаквка	уменьшается	скачки +9—16 %	увеличивается	03.05.2012 15:10 03.05.2012 16:30 03.05.2012 17:25	03.05.2012 15:05	03.05.2012 17:50	подъем с обратной проработкой в интервале 4 580—4 530 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	запаквка	уменьшается	скачки +5—9 %	увеличивается	-	03.05.2012 17:50	03.05.2012 19:50	подъем с обратной проработкой в интервале 4 530—4 400 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	нормальный режим	-	-	-	-	03.05.2012 19:50	03.05.2012 21:40	подъем с обратной проработкой в интервале 4 400—4 300 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	запаквка	уменьшается	множественные скачки +5—10 %	увеличивается	03.05.2012 22:10 04.05.2012 00:40	03.05.2012 21:40	04.05.2012 01:15	подъем с обратной проработкой в интервале 4 300—4 210 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	нормальный режим	-	-	-	-	04.05.2012 01:15	04.05.2012 04:15	подъем с обратной проработкой в интервале 4 300—4 023 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	ТО	-	-	-	-	04.05.2012 04:15	04.05.2012 04:50	ремонт насоса
241	311,2/12,25	подъем КНБК	нормальный режим	-	-	-	-	04.05.2012 04:50	04.05.2012 05:40	подъем с обратной проработкой в интервале 4 023—3 980 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	запаквка	уменьшается	скачок +28 %	увеличивается	04.05.2012 05:40	04.05.2012 05:40	04.05.2012 07:50	подъем с обратной проработкой в интервале 3 980—3 960 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	затяжки, посадки	скачки +10—12 % Т скачки -18—20 % Т	нестабильное	увеличивается	04.05.2012 07:50 04.05.2012 08:55	04.05.2012 07:50	04.05.2012 10:00	расхаживание инструмента
241	311,2/12,25	подъем КНБК	запаквка	уменьшается	скачки +9—18 %	увеличивается	04.05.2012 10:45	04.05.2012 10:00	04.05.2012 12:50	подъем с обратной проработкой в интервале 3 960—3 920 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	затяжки, посадки, запаквка	скачки +10—12 % Т скачки -8—12 % Т	нестабильное скачки +7—13 %	увеличивается	04.05.2012 13:00 04.05.2012 14:40	04.05.2012 12:50	04.05.2012 15:15	подъем с обратной проработкой в интервале 3 920—3 900 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	прихват	скачки +40 Т скачки -40 Т	нестабильное	увеличивается	-	04.05.2012 15:15	04.05.2012 18:10	расхаживание инструмента
241	311,2/12,25	подъем КНБК	скачки давления	-	скачки 5 %	-	-	04.05.2012 18:10	04.05.2012 19:40	подъем с обратной проработкой в интервале 3 900—3 880 м
241	311,2/12,25	подъем КНБК	прихват	скачки +40 Т скачки -40 Т	нестабильное	увеличивается	04.05.2012 19:40	04.05.2012 19:40	04.05.2012 20:00	проработка интервалов затыжек, посадок
241	311,2/12,25	подъем КНБК	прихват	скачки +40 Т скачки -40 Т	нестабильное	увеличивается	04.05.2012 20:30	04.05.2012 20:00	04.05.2012 21:30	спуск КНБК с проработкой

9. Esmael B., Arnaout A.K., Fruhwirth R. et al. A statistical feature-based approach for operations recognition in drilling time series. *International journal of computer information systems and industrial management applications*, 2013, Vol. 5, P. 454–461. (In Eng).
10. Еремин Н.А., Чащина-Семенова О.К., Черников А.Д. и др. Экологичное бурение скважин с использованием интеллектуальной системы обработки высокочастотных данных со станций геолого-технологических измерений // Российская отраслевая энергетическая конференция. М.: Геомодель, 2023. С. 747–761.
11. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Черников А.Д. и др. Обеспечение экологической безопасности строительства газовых скважин на суше и на море на базе ИС ПОАС // Экологическая безопасность в газовой промышленности (ESGI-2023). М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. 8 с.
12. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Гельфгат М.Я. и др. Обеспечение безопасности строительства скважин на основе использования интеллектуальных систем раннего предупреждения осложнений // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2022. № 1. С. 40–51.
13. Еремин Н.А. Черников А.Д., Столяров В.Е. Значение информации для цифровой трансформации при бурении и строительстве нефтегазовых скважин // Бурение и нефть. 2022. № 7–8. С. 8–18.

## ENGLISH

### Results

Modern oil and gas production generates large flows of geodata, the perception and accounting of which by humans is impossible without the use of automation systems with elements of artificial intelligence. The synthesis of the structure and the efficiency of the use of artificial intelligence systems directly depend on the quality of measurement data and their preparation for the formation of datasets used for machine learning. The developed methodology allows for the automatic preparation of GTI data and the definition of types of process operations. At the same time, the applied technology of detailed data markup, with the allocation and identification of typical deviations from the normal operating mode, makes it possible to synthesize and apply multi-class neural network models for predicting the occurrence of complications. Studies conducted within the framework and trial operation of an experimental sample of an automated system for preventing complications and emergency situations during well construction showed that the implementation of this approach can significantly increase the

time interval and improve the reliability of the forecast of the occurrence of abnormal situations.

### Conclusions

One of the most powerful drivers of digital modernization of the oil and gas industry is the development and comprehensive implementation of artificial intelligence technologies in production processes. The successful implementation of this innovative development direction is based on the organization of work with field data, the involvement of the expert, and the education and training of personnel. The preparation and labeling of data for machine learning play an important role in determining the structure and training of neural network models in intelligent systems for predicting the occurrence of complications during the construction of oil and gas wells. This approach is universal and can be used as a basis for the automation of production processes both in the construction and operation of oil and gas wells based on the implementation of integrated intelligent systems for the development and operation of oil and gas fields.

### References

- Dmitrievsky A.N., Dmitriev E.S., Eremin N.A. et al. Preventing complications during the drilling process wells using machine learning methods. *Science and technology of hydrocarbons*, 2024, issue 3, P. 57–54. (In Russ).
- Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D. et al. Intelligent complication prevention systems for safe well construction. *Occupational safety in industry*, 2022, issue 6, P. 7–13. (In Russ).
- Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D. et al. Automated system for preventing accidents during well construction. *Oil industry*, 2021, issue 1, P. 72–76. (In Russ).
- Chernikov A.D., Eremin N.A., Stolyarov V.E. et al. Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions. *Georesources*, 2020, Vol. 22, issue 3, P. 87–96. (In Russ).
- Arkhipov A.I., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., et al. Data quality analysis of the station of geological and technological researches in recognizing losses and kicks to improve the prediction accuracy of neural network algorithms. *Oil industry*, 2020, issue 8, P. 63–67. (In Russ).
- Dmitrievsky A.N., Sboev A.G., Eremin N.A. et al. On increasing the productive time of drilling oil and gas wells using machine learning methods. *Georesources*, 2020, Vol. 22, issue 4, P. 79–85. (In Russ).
- Chernikov A.D., Arkhipov A.I., Eremin N.A. Expanding the functionality of the program for the intelligent system for preventing complications and accidents during well construction (IS PCAW). *Modern technologies of construction and overhaul of wells. Promising methods for increasing oil recovery of formations*, Sochi, 2023. Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitro» LLC, 2023. P. 19–25. (In Russ).
- Aljurban M., Ramasamy J., Albassam M. et al. Deep learning and time-series analysis for the early detection of lost circulation incidents during drilling operations. *IEEE Access*, 2021, Vol. 9, P. 76833–76846. (In Eng).
- Esmael B., Arnaout A.K., Fruhwirth R. et al. A statistical feature-based approach for operations recognition in drilling time series. *International journal of computer information systems and industrial management applications*, 2013, Vol. 5, P. 454–461. (In Eng).
- Eremin N.A., Chashchina-Semenova O.K., Chernikov A.D. et al. Eco-friendly drilling of wells using an intelligent system for processing high-frequency data from geological and technological measurement stations. *Russian Branch Energy Conference. Moscow: Geomodel*, 2023, P. 747–761. (In Russ).
- Eremin N.A., Dmitrievsky A.N., Chernikov A.D. et al. Ensuring the environmental safety of the construction of gas wells on land and at sea on the basis of IS POAS. *Environmental safety in the gas industry (ESGI-2023)*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2023, 8 p. (In Russ).
- Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Gelfgat M.Ya. et al. Ensuring safety of well construction based on intelligent early trouble prevention systems. *Proceedings of Gubkin University*, 2022, issue 1, P. 40–51. (In Russ).
- Eremin N.A., Chernikov A.D., Stolyarov V.E. The importance of information for digital transformation in drilling and construction of oil and gas wells. *Drilling and oil*, 2022, issue 7–8, P. 8–18. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Еремин Николай Александрович**, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Eremin Nikolay Aleksandrovich**, doctor of technical sciences, professor, chief researcher, Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia

**Черников Александр Дмитриевич**, к.т.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
Для контактов: [cha60@mail.ru](mailto:cha60@mail.ru)

**Chernikov Alexander Dmitrievich**, ph.d. of engineering sciences, leading researcher, Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia  
**Corresponding author:** [cha60@mail.ru](mailto:cha60@mail.ru)

# Построение двухмерной гидродинамической модели вышележащих пластов с учетом объемов вертикальных перетоков на нагнетательных скважинах

Тимирбаева Э.И.<sup>1</sup>, Головань Е.М.<sup>1</sup>, Галеев Д.И.<sup>1</sup>, Мамонов Д.М.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия;

<sup>2</sup>ОО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

galeevdi@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В работе рассмотрены вопросы осложнений при бурении скважин, преимущественно связанных с повышенным избыточным давлением при прохождении через вышележащие пласты. С целью прогнозирования осложнений построена двухслойная гидродинамическая модель целевого и вышележащего пластов.

На современном этапе развития цифровых технологий двухмерное гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью разработки месторождений в целом. Моделирование геолого-технических мероприятий позволяет увеличить их эффективность на порядок. В частности, прокси-модель позволяет оценить объемы нецелевой закачки, что дает возможность прогнозировать осложнения на вышележащих пластах.

Оценку рисков осложнений при бурении предлагается проводить с использованием карты расчетного давления, полученной с помощью гидродинамической прокси-модели.

Работа по созданию двухслойной гидродинамической прокси-модели включает в себя анализ результатов промыслово-геофизических исследований, фактических случаев осложнений при бурении и интегральное определение объемов неэффективной закачки, построение модели целевого и вышележащего пластов, а также адаптацию этой модели с учетом фактических случаев осложнений и оценочных замеров пластового давления.

Результатом является двухслойная гидродинамическая прокси-модель, которая согласуется с фактическими случаями осложнений и имеет хорошую сходимость с замерами пластового давления (избыточное давление, замеренное устьевым манометром при зарезке бокового ствола, а также в качестве оценки сверху были использованы данные плотности жидкости глушения). Полученная на основе модели карта расчетного давления в вышележащем пласте дает возможность спрогнозировать риски осложнений при бурении, а также определить необходимую плотность бурового раствора, что позволит избежать технических, а также экономических потерь (отмена бурения, простой скважин, дополнительные перфорации, потери в добыче нефти). Также двухслойная гидродинамическая прокси-модель позволяет контролировать энергетическое состояние целевого пласта, что приводит к улучшению адаптации достоверных замеров пластового давления и накопленной добычи нефти.

Данную методику можно применять на нефтяных месторождениях, где наблюдается снижение эффекта от закачки.

## Материалы и методы

В ходе данной работы построена двухслойная гидродинамическая модель целевого и вышележащего пластов, которая позволяет прогнозировать риски осложнений при бурении.

## Ключевые слова

осложнения при бурении, гидродинамическая модель, прокси-модель, пластовое давление, промыслово-геофизические исследования

## Для цитирования

Тимирбаева Э.И., Головань Е.М., Галеев Д.И., Мамонов Д.М. Построение двухмерной гидродинамической модели вышележащих пластов с учетом объемов вертикальных перетоков на нагнетательных скважинах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 31–35.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-31-35

Поступила в редакцию: 01.08.2024

DRILLING

UDC 622.276 | Original Paper

## Construction of a hydrodynamic model of overlying formations, taking into account the volume of vertical overflows on the injection

Timirbaeva E.I.<sup>1</sup>, Golovan E.M.<sup>1</sup>, Galeev D.I.<sup>1</sup>, Mamonov D.M.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia,

<sup>2</sup>“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia

galeevdi@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article considers the issues of complications when drilling wells into overlying formations relative to the target, mainly associated with increased overpressure. In order to predict complications, a two-layer hydrodynamic model of the target and overlying layers was constructed. At the current stage of digital technology development, two-dimensional hydrodynamic modeling is an integral part of field development in general. Modeling of geological and technical measures makes it possible to increase their effectiveness at times. In particular, the proxy model allows us to estimate the volume of non-targeted injection, which makes it possible to predict complications in the overlying layers. It is proposed to assess the risks of complications during drilling using a calculated pressure map obtained using a hydrodynamic proxy model. The work on the creation of a two-layer hydrodynamic proxy model includes the analysis of the results of field and geophysical studies, actual cases of complications during drilling and the integral determination of the volumes of inefficient injection, the construction of a model of the target and overlying formations, as well as the adaptation of this model taking into account the actual cases of complications and estimated measurements of reservoir pressure. The result is a two-layer hydrodynamic proxy model that is consistent with the actual cases of complications and has good convergence with reservoir pressure measurements (overpressure measured by a wellhead pressure gauge when cutting a side trunk, as well as data from the damming fluid density were used as an upper estimate). The calculated pressure map in the overlying reservoir obtained on the basis of the model makes it possible to predict the risks of complications during drilling, as well as to determine the necessary density of drilling slurries, which will help avoid technical as well as economic losses (cancellation of drilling, downtime of wells, additional perforation, losses in oil production). Also, the two-layer hydrodynamic proxy model allows you to control the energy state of the target reservoir, which leads to improved adaptation of reliable measurements of reservoir pressure and accumulated oil production. This technique can be used in oil fields where there is a decrease in the effect of injection.

## Materials and methods

In the course of this work, a two-layer hydrodynamic model of the target and overlying formations was built, which allows predicting the risks of complications during drilling.

## Keywords

drilling complications, hydrodynamic model, proxy model, reservoir pressure, geophysical research in well

## For citation

Timirbaeva E.I., Golovan E. M., Galeev D.I., Mamonov D.M. Construction of a hydrodynamic model of overlying formations, taking into account the volume of vertical overflows on the injection wells. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 31–35. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-31-35

Received: 01.08.2024

## Введение

Моделирование пласта — это мощный метод для управления пластом, который позволяет инженеру понять геологическое строение пласта и предсказать его поведение при различных сценариях разработки. Прогнозирование поведения пласта можно использовать для решения проблем, связанных с планированием, эксплуатацией и диагностикой на всех стадиях разработки месторождения [1].

Моделирование пласта дает возможность инженерам-нефтяникам получить текущее состояние пласта, который содержит углеводороды, и спрогнозировать его поведение при различных условиях эксплуатации. Это связано с необходимостью оценить и свести к минимуму риски по выбранному проекту добычи углеводородов [2].

В настоящее время разработка нефтяных месторождений осуществляется преимущественно с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды, поэтому одной из актуальных проблем является отсутствие эффекта от закачки. Уход нагнетаемой воды в вышележащие пласты главным образом возникает вследствие роста трещин автоГРП в высоту, также причиной неэффективной закачки могут являться нарушения конструкции нагнетательных скважин [3].

Перетоки воды в вышележащие пласты приводят к снижению эффективности системы ППД, а также возникновению рисков осложнений при бурении [4, 5]. В 2022 году доля выявленных осложнений при зарезке боковых стволов (ЗБС) на двух основных объектах рассматриваемого месторождения составила около 40 % от общего числа ЗБС.

Результаты промыслово-геофизических исследований (ПГИ) дают только качественную оценку наличия вертикальных перетоков в скважинах нагнетательного фонда, при этом остается проблема количественного определения этих объемов [6]. Ограничение проведения исследований по определению

пластового давления (express Pressure Test — XPT) в низкопроницаемых коллекторах заключается в получении большого количества «сухих» замеров (отсутствие притока). Отсюда возникает проблема количественного определения этих объемов, а также прогнозирования величин пластового давления в вышележащих пластах с целью определения рисков осложнений при бурении.

Многие современные проблемы в разработке месторождений решаются посредством цифрового моделирования. Существует множество инструментов для моделирования в виде различных программных продуктов, однако, как правило, все они предлагают сложное трехмерное моделирование, которое требует специфических знаний и больших временных затрат. Более простым и удобным вариантом моделирования является двухмерное прокси-моделирование в информационной системе «РН-КИН».

Прокси-модель (она же двухмерная гидродинамическая модель) — упрощенная однослойная гидродинамическая модель с автоматическим подбором коэффициентов уравнения пьезопроводности по данным технологических режимов работы скважин [7].

Расчет модели производится на основе уравнений, описывающих фильтрацию жидкости, а именно на основе закона сохранения массы и закона Дарси.

Прокси-моделирование позволяет решать множество задач, таких как оценка объемов неэффективной закачки путем адаптации модели с опорой на результаты ПГИ нагнетательных скважин, гидродинамических исследований (ГДИС) и определение пластового давления с целью прогнозирования рисков осложнений при бурении [8].

При этом оперативность расчетов и простота использования прокси-модели в целом позволяет производить расчеты в рамках планирования стратегии разработки на крупнейших нефтяных объектах, которые в силу

своего размера и большого количества скважин не охарактеризованы полномасштабными трехмерными гидродинамическими моделями.

## Построение прокси-модели

На рассматриваемом в статье объекте разработки в эксплуатации находятся несколько тысяч скважин. По этой причине объект на данный момент охарактеризован только двухмерной гидродинамической прокси-моделью, которая позволяет решать задачи планирования ЗБС, мероприятий на фонде ППД и множество других, но этого недостаточно для прогнозирования риска осложнений при бурении в силу большого объема непроизводительной закачки, которая уходит в вышележащие пласты и увеличивает в них пластовое давление. Для решения данной задачи принято решение о построении аналогичной прокси-модели, которая будет описывать гидродинамические процессы именно в вышележащих водонасыщенных пропластках с учетом перетоков нагнетаемой воды и позволит прогнозировать в них пластовое давление и качественнее подходить к определению необходимой плотности бурового раствора при бурении, что снизит риски возникновения осложнений.

Работа по построению гидродинамической прокси-модели вышележащих пластов с учетом объемов вертикальных перетоков на нагнетательном фонде была разделена на два этапа. Первый этап включал сбор данных и анализ результатов ПГИ, анализ фактических случаев осложнений при бурении за предыдущие годы, а также определение объемов неэффективной закачки. Второй этап работ — непосредственное построение полномасштабной двухслойной прокси-модели целевого и вышележащего пласта рассматриваемого месторождения. Для построения модели использовались начальные карты насыщенности, толщин, пористости

и проницаемости. Далее проводилась адаптация модели на данные ПГИ, фактических случаев осложнений и оценочных замеров пластового давления.

На момент анализа фонд нагнетательных скважин составлял более 940 скважин. С начала разработки на месторождении было проведено свыше семи тысяч промыслово-геофизических исследований.

Проведенные ПГИ охватили 95 % фонда нагнетательных скважин. Большая часть этих исследований дает качественное определение наличия вертикальных перетоков, поэтому определить, какой процент закачиваемой в нагнетательную скважину воды уходит в вышележащие пласты по результатам этих исследований не представляется возможным. Основные замеры, используемые при интерпретации, — разновременные замеры термометрии (ТМ), косвенные признаки перетоков также выделяются по гидродинамической расходомерии (РГД), скважинному термоиндикатору притока (СТИ), гамма-каротажу (ГК) и радиогеохимическому эффекту (РГЭ). Перетоки проявляются немонотонным температурным полем выше либо ниже целевого перфорированного интервала и точкой перегиба градиента в пласте-источнике перетока.

РГД для оценки объема перетока не используется, а указывает лишь на косвенные признаки его наличия — кровельный либо подошвенный профиль ухода (т. е. интенсивная работа кровли или подошвы).

После анализа результатов исследований происходил выбор вышележащего пласта для построения двухслойной прокси-модели. Для этого были проанализированы фактические случаи осложнений при бурении (рис. 1), а также результаты исследования вышележащих пластов при подготовительных работах к зарезке боковых стволов. Пласт Y, залегающий между пластами X и Z, не был выбран в качестве вышележащего для построения модели в силу того, что этот пласт представлен преимущественно глинистыми отложениями и развитием коллекторов в западной части месторождения с незначительной площадью пересечения с целевым пластом Z по вертикали. Анализ показал, что осложнения при бурении ожидаются на вышележащем пласте X.

Также был проведен анализ исследований роста трещин автоГРП в высоту, который показал, что трещины могут распространяться до вышележащих пластов (рис. 2). Уход воды в вышележащий пласт Y по этим трещинам был учтен при построении модели. Для выявления рисков прорыва трещины

в вышележащие пласты проводилось моделирование в модуле «Высота трещины автоГРП», реализованном в программном продукте «РН-СИГМА».

Для проведения расчета задается информация о толщине и перфорации эксплуатируемого объекта, пластовом давлении, распределении минимального горизонтального напряжения и текущем забойном давлении работающей нагнетательной скважины. В результате моделирования определяется высота трещины автоГРП при заданном забойном давлении. Также строится зависимость высоты распространения трещины автоГРП от забойного давления для выбора оптимального давления в нагнетательных скважинах с целью ограничения роста трещины в высоту [9].

Далее была построена прокси-модель и проведена ее адаптация с учетом фактических случаев осложнений при бурении. Так, полученная модель показала хорошую сходимость с фактическими замерами пластового давления (пласт X): качественная адаптация на замеры ГДИС и избыточное давление (замеренное устьевым манометром при зарезке бокового ствола), а также в качестве оценки сверху были использованы данные плотности жидкости глушения [10]. Большая часть вертикальных перетоков связана с ростом трещины автоГРП вверх. Соответствие расчетного давления по модели с замерами избыточного давления (Ризб) — 100 %; с замерами статического уровня (Нст), манометра (Рпл), кривой падения давления (КПД) — 100 %, по данным глушения — 85 % (рис. 3).

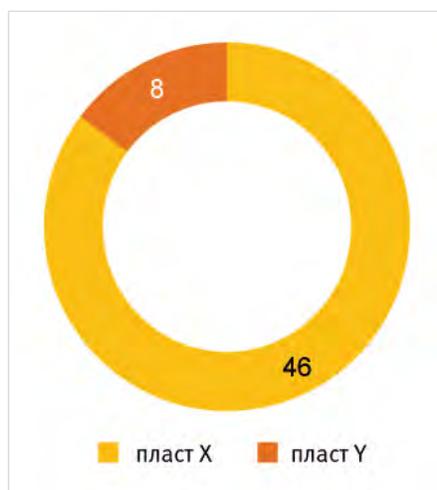


Рис. 1. Фактические случаи осложнений при бурении  
Fig. 1. Actual cases of drilling complications



Рис. 2. Результаты исследования роста трещин автоГРП в высоту  
Fig. 2. Results of a study of autofrac fracture growth in height

#### Апробация подхода к минимизации рисков осложнений при бурении

В течение года на месторождении было проведено 56 операций по зарезке боковых стволов. Перед проведением ЗБС проводилось исследование пластов, которое опиралось на данные ГДИС (исследования целевого пласта и расчет роста трещины автоГРП в высоту), ПГИ (наличие нарушений конструкции скважин) и результаты прокси-моделирования (определение неэффективной закачки), и далее выдавались рекомендации по минимизации рисков осложнений при бурении. На основе этих рекомендаций выбирались скважины для снижения пластового давления и подбирались необходимая плотность бурового раствора.

На рисунке 4 приведен фрагмент карты пластового давления вышележащего пласта X,

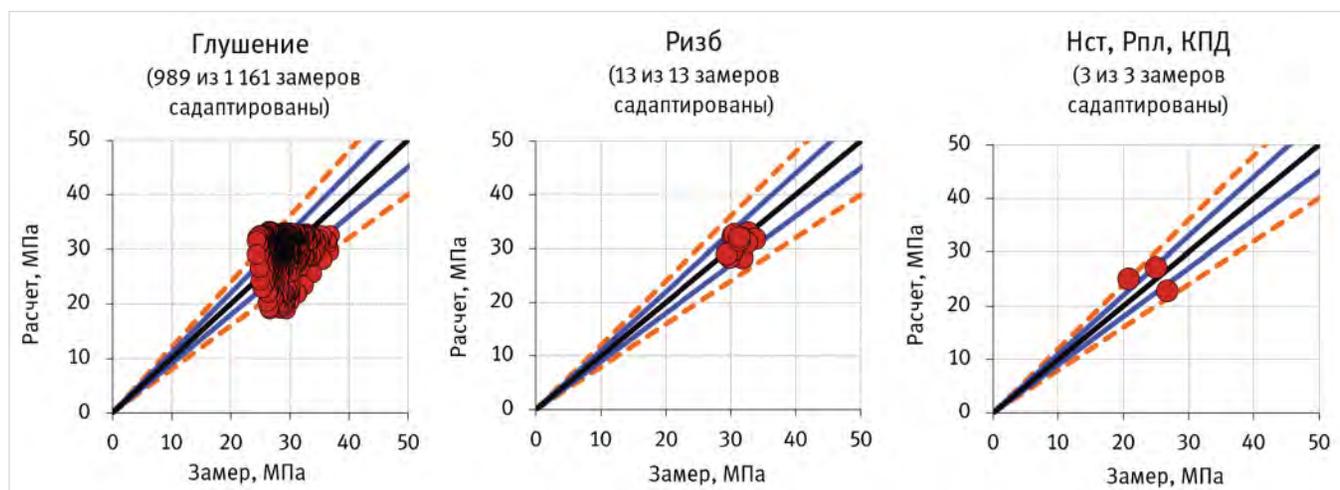


Рис. 3. Сходимость расчетного давления по модели с данными глушения, Ризб, результатами ГДИС  
Fig. 3. Convergence of the calculated pressure according to the model with damming data, overpressure, well test results

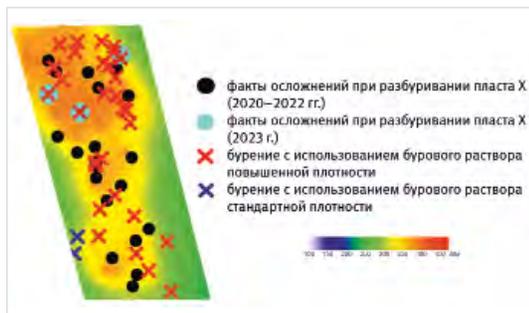


Рис. 4. Результаты использования прокси-модели вышележащего пласта с целью прогнозирования рисков осложнений при бурении  
Fig. 4. Results of using a proxy model of the overlying formation to predict drilling complication risks

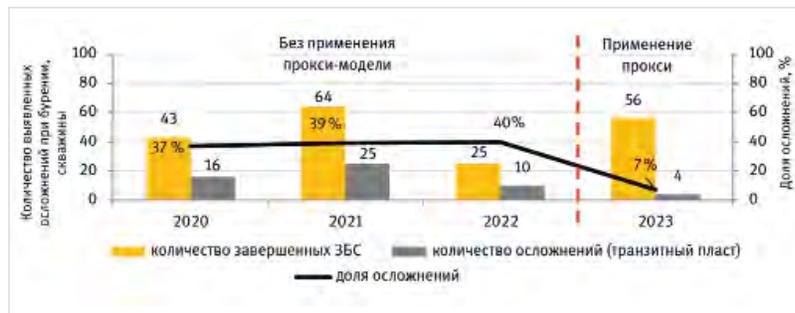


Рис. 5. Динамика случаев осложнений при ЗБС за 2020–2023 гг.  
Fig. 5. Dynamics of cases of complications during side tracking for 2020–2023

на котором отображены фактические случаи осложнений при ЗБС за текущий и предыдущие годы, а также все скважины, при бурении которых использовались буровые растворы повышенной плотности. Рекомендации по повышению плотности бурового раствора выдавались на основе данных карты пластового давления. По итогам бурения за текущий год соответствие расчетного высокого пластового давления (более 33 МПа, бурение с использованием бурового раствора повышенной плотности) по отношению к фактическому давлению составило 89 %.

Динамика случаев осложнений при зарезке боковых стволов за 2020–2023 годы приведена на рисунке 5.

Из рисунка 5 видно, что при использовании прокси-модели вышележащих водонасыщенных пластов для прогнозирования зон с высоким давлением в них и расчета плотности бурового раствора доля случаев осложнений при зарезке боковых стволов снизилась с 40 % до 7 % за счет использования бурового раствора повышенной плотности. Это свидетельствует об эффективности разработанного подхода к минимизации рисков при бурении.

#### Итоги

- Построена гидродинамическая прокси-модель целевого и вышележащих пластов, которая позволяет прогнозировать случаи осложнений при бурении.
- Модель показала хорошую сходимость с фактическими замерами пластового давления: качественная адаптация на замеры ГДИС и избыточное давление.
- Прокси-моделирование позволяет решать множество задач, таких как оценка объемов неэффективной закачки путем адаптации модели с опорой на результаты ПГИ

нагнетательных скважин, ГДИС и определение пластового давления.

#### Выводы

- Построение гидродинамической прокси-модели вышележащих пластов представляет собой эффективный инструмент для прогнозирования случаев осложнений при бурении.
- Подобные решения позволяют не только определять осложнения, но и проводить мероприятия, направленные на снижение рисков при бурении, путем корректировки плотности раствора бурения, перфорации материнских стволов для снижения избыточного давления при ЗБС.
- Гидродинамическая прокси-модель может быть адаптирована для решения различных задач, включая выявление осложнений при бурении, определение объемов вертикальных перетоков и проведение мероприятий для снижения пластового давления в вышележащем пласте.

#### Литература

1. Баранов В.Е., Куреленков С.Х., Шевелева Л.В. Прикладное моделирование пласта: учебное пособие. Томск: Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2008. 103 с.
2. Математическое моделирование пластовых систем: методические указания. Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», 2012. 211 с.
3. Шуть К.Ф., Храбров В.А. О методах определения тампонирующей способности цементных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 3.

С. 28–33.

4. Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И. Исследование и прогноз аномально высокого пластового давления на Приразломном нефтяном месторождении // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 20–24.
5. Славин В.И., Брук Л.М. Основные гипотезы происхождения АВПД и их классификация // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД. Ленинград: ВНИГРИ, 1987. 145 с.
6. Князев В.К. Использование данных промысловых геофизических исследований для определения эффективности закачки // Международный форум молодых исследователей. Петрозаводск: Новая Наука, 2022. С. 438–442.
7. Иващенко Д.С., Бобренева Ю.О., Давлетбаев А.Я., Сергейчев А.Я., Щутский Г.А. Комплексирование результатов гидродинамических исследований и геомеханико-гидродинамического моделирования для прогнозирования зон аномально высокого пластового давления // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 66–70.
8. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
9. Загоровский Ю.А. Упрощенный способ оценки аномально высокого пластового давления средствами сейсморазведки // Нефть и газ. 2013. № 5. С. 17–21.

#### ENGLISH

#### Results

- A hydrodynamic proxy model of the target and overlying formations has been constructed, which makes it possible to predict cases of complications during drilling.
- The model showed good convergence with the actual measurements of reservoir pressure: high-quality adaptation to measurements of GDIS and overpressure.
- Proxy modeling allows you to solve many problems, such as estimating the volume of inefficient injection by adapting the model based on the results of injection wells, GDIS and determination of reservoir pressure.

#### Conclusions

- The construction of a hydrodynamic proxy model of overlying formations is an effective tool for predicting cases of complications during drilling.
- Such solutions make it possible not only to identify complications, but also to carry out measures aimed at reducing risks during drilling by adjusting the density of the drilling solution, perforation of the parent trunks to reduce overpressure in case of VBS.
- The hydrodynamic proxy model can be adapted to solve various tasks, including identifying drilling complications, determining the volume of vertical flows and taking measures to reduce reservoir pressure in the overlying formation.

## References

1. Baranov V.E., Kurelenkov S.H., Sheveleva L.V. Applied reservoir modeling: a textbook. Tomsk: TPU Center for Training and Retraining of Oil and Gas specialists, 2008, 103 p. (In Russ).
2. Mathematical modeling of reservoir systems: methodological guidelines. Tyumen branch of "SurgutNIPIneft", "Surgutneftegaz" OJSC, 2012, 211 p. (In Russ).
3. Shut K.F., Khrabrov V.A. Methods for determining the tamping cement mortars plugging capability, 2021, issue 3, P. 28–33. (In Russ).
4. Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I. The research and prediction of abnormally high reservoir pressure at prirazlomnoye oil field. Bulletin of OOO "NK "Rosneft" JSC, 2016, issue 1, P. 20–24. (In Russ).
5. Slavin V.I., Brook L.M. The main hypotheses of the ARP and their classification. Study of the geological section and forecasting of AVPD. Leningrad: VNIGRI, 1987, 145 p. (In Russ).
6. Knyazev V.K. The use of field production logging to identification the efficiency of injection. International forum of young researchers. Petrozavodsk: New Science, 2022, P. 438–442. (In Russ).
7. Ivaschenko D.S., Bobreneva Yu.O., Gimranov I.R., Davletbaev A.Ya., Sergeychev A.V., Shchutsky G.A. Forecasting risks of overpressured zones by combining well tests, geomechanical and reservoir simulation. Oil industry, 2019, issue 6, P. 66–70. (In Russ).
8. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baykov V.A. Investigation of the development of autoGRP cracks at the experimental site of the Priobskoye field with a linear development system // Oil industry, 2012, issue 6, P. 70–73. (In Russ).
9. Zagorovsky Yu.A. A Simplified method of evaluation of abnormally high reservoir pressure by seismic exploration means. Oil and gas studies, 2013, issue 5, P. 17–21. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Тимирбаева Эвелина Ильдаровна**, старший специалист, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Головань Екатерина Михайловна**, старший техник, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Галеев Динис Ирекovich**, главный специалист, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
Для контактов: [galeevdi@bnipi.rosneft.ru](mailto:galeevdi@bnipi.rosneft.ru)

**Мамонов Дмитрий Михайлович**, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

**Timirbaeva Evelina Ildarovna**, senior specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Golovan Ekaterina Mikhailovna**, senior technician, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Galeev Dinis Irekovich**, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia  
Corresponding author: [galeevdi@bnipi.rosneft.ru](mailto:galeevdi@bnipi.rosneft.ru)

**Mamonov Dmitry Mikhailovich**, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia



## 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**

# Метод расчета оптимальных технологических параметров скважин в условиях принудительной откачки газа из затрубного пространства скважины

Исаев А.А.<sup>1</sup>, Тахавудинов Р.Ш.<sup>1</sup>, Шарифуллин А.А.<sup>1</sup>, Молчанова В.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия; <sup>2</sup>ФГБОУ УГНТУ, Уфа, Россия

isaeff-oil@yandex.ru

## Аннотация

В данной статье рассматривается применение инженерного калькулятора с эмпирическим и/или теоретико-эмпирическими методами расчета оптимальных технологических параметров скважин. Построены динамограммы с наложением на фактическую динамограмму теоретической и прогнозной после корректировки параметров станка-качалки. Определено влияние на динамограмму корректировки изменений параметров. В ходе работ получены данные о приросте по дебиту нефти после оптимизации параметров. Проведение расчетов по описанному в статье методу позволило также провести оптимизацию по снижению глубины спуска насоса (с увеличением скорости откачки, чтобы достичь увеличения дебита при сохранении безопасных нагрузок), в т. ч. на скважинах, характеризующихся большими приведенными напряжениями. Представлены выводы и рекомендации по применению инженерного калькулятора для оптимального режима эксплуатации скважин.

## Материалы и методы

Материалы: установка скважинного штангового насоса, скважина, динамограмма, принудительная откачка газа из затрубного пространства скважин.

Методы: эмпирическая и теоретико-эмпирическая модель, расшифровка динамограмм, численное решение волнового уравнения продольных упругих колебаний штанговой колонны.

## Ключевые слова

поршневые компрессорные установки, колонна насосных штанг, динамограмма, забойное давление, дебит, нагрузка на головку балансира, число качаний, длина хода

## Для цитирования

Исаев А.А., Тахавудинов Р.Ш., Шарифуллин А.А., Молчанова В.А. Метод расчета оптимальных технологических параметров скважин в условиях принудительной откачки газа из затрубного пространства скважины // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 36–41. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-36-41

Поступила в редакцию: 15.08.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.53.054.4 | Original Paper

## The method of calculating optimal process parameters of wells subject to forced evacuation of gas from their annular space

Isaev A.A.<sup>1</sup>, Takhautdinov R.Sh.<sup>1</sup>, Sharifullin A.A.<sup>1</sup>, Molchanova V.A.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Sheshmaoil Management Company LLC, Almet'yevsk, Russia;

<sup>2</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russia  
isaeff-oil@yandex.ru

## Abstract

This paper reviews the application of an engineering calculator using empirical and/or theoretical-empirical methods to calculate optimal process parameters of an oil well. Dynamometer cards were plotted by overlaying the actual dynamometer card with the theoretical and predicted load curves after adjusting the parameters of the sucker-rod pumping unit. The effect of adjusting for parameter changes on the dynamometer card was determined. The data on oil flow rate increment after optimization of parameters were obtained in the course of these works. The calculations based on the method presented in the article have also made it possible to optimally reduce the depth of the pump run (and increase the pumping rate to achieve higher flow rates while maintaining safe loads), including the wells characterized by high reduced stresses. The conclusions and recommendations are presented on the application of the engineering calculator to select the optimal mode of well operation.

## Materials and methods

Materials: sucker rod pumping unit, oil well, dynamometer card, forced evacuation of gas from annular space of wells.

Methods: empirical and theoretical-empirical model, dynamometer card interpretation, numerical solution of the wave equation for longitudinal elastic oscillations of a rod string.

## Keywords

reciprocating compressor units, sucker rod string, dynamometer card, downhole pressure, flow rate, load on the horsehead, number of strokes, stroke length

## For citation

Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Sharifullin A.A., Molchanova V.A. The method of calculating optimal process parameters of wells subject to forced evacuation of gas from their annular space. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 36–41. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-36-31

Received: 15.08.2024

## Введение

Накопление газа в затрубном пространстве приводит к отжиму динамического уровня жидкости в скважине вплоть до приема насоса, снижению притока нефти к забюру за счет уменьшения депрессии на пласт [1, 2]. В Республике Татарстан активно внедряются поршневые компрессорные установки типа КОГС, разработанные в ООО УК «Шешмаойл», которые могут работать с:

- давлением на выходе до 4 МПа;
- давлением на входе — ниже атмосферного давления до 0,085 МПа;
- производительностью до 1 800 м<sup>3</sup>/сут.

Применение таких установок привело к увеличению дебита насосных установок и улучшению экологической ситуации на устье скважины [3, 4]. Всего установлено более 250 установок КОГС (по состоянию на 15.08.2024). Так, на примере 2188 скважин одного из месторождений Урало-Поволжья вследствие удаления затрубного давления рассчитан прирост по нефти (рис. 1). Была применена известная формула Дюпюи [5], из которой видно, что прирост по жидкости составит 19 %. 34 скважины имеют прирост по жидкости более 50 %. Общий прирост по нефти составит 3 958 т/сут (по 2 188 скважинам), в среднем — 1,81 т/сут по скважине, т. е. увеличение нефти предполагается в среднем на 20,7 %. Количество скважин с приростом по нефти 2 т/сут и более — 453 скважины, при этом на данных скважинах газосодержание составляет 335 м<sup>3</sup>/сут (максимальное значение — 1 288 м<sup>3</sup>/сут), все скважины подходят для работы с установкой КОГС.

## Разработка инженерного калькулятора

Целью данной работы является расчет и реализация оптимальных технологических параметров для добывающих скважин, оборудованных комплексами для откачки газа из скважин (далее КОГС) и эксплуатируемых установкой скважинного штангового насоса (далее УСШН), обеспечивающих эффективный режим откачки.

Расчет оптимальных технологических параметров скважин проводился с использованием инженерного калькулятора (рис. 2), который представляет собой программно-технологический комплекс по проектированию оптимальных технологических параметров работы скважины в условиях вакуумирования или откачки газа из затрубного пространства скважин (ЗПС). Реализация расчетных технологических параметров проводилась на месторождениях ООО УК «Шешмаойл» (Республика Татарстан).

Основным критерием выбора скважин является наличие потенциала по повышению дебита путем снижения давления на приеме и забойного относительно текущих значений.

В качестве критериев эффективности эксплуатации скважины приняты:

1. Обеспечение некоторого минимального забойного давления, принятого для данного пласта как оптимальное.
2. Обеспечение некоторого минимального уровня жидкости над насосом, обеспечивающего эффективную работу штангового насоса.

В инженерном калькуляторе необходимо учитывать следующие параметры:

- параметры пласта: коэффициент продуктивности, пластовое давление, глубина кровли пласта по стволу и по вертикали;
- параметры насосной установки: длина и диаметр ступеней штанг, типоразмер насоса, глубина спуска насоса (по вертикали);

- параметры скважины: внешний диаметр НКТ, толщина стенки НКТ, внутренний диаметр обсадной колонны;
- параметры пластового флюида: плотность нефти и воды, вязкость нефти и воды, обводненность, газовый фактор, давление насыщения;
- параметры технологического режима: длина хода, число качаний.

Далее выбирается метод расчета подачи насоса: теоретико-эмпирический или эмпирический. В результате выполненного расчета на предлагаемом инженерном калькуляторе мы получаем рекомендуемые параметры для оптимальной работы скважин при работе КОГС. Расчетными параметрами являются: забойное давление, давление на приеме насоса, динамический уровень, дебит скважины по жидкости, коэффициент подачи насоса, максимальная нагрузка на штанги, приведенные напряжения. На рисунке 3 представлен пример выполнения расчета инженерным калькулятором: видно, что оптимальный режим эксплуатации скважин будет при забойном давлении 7,4 МПа, дебит при этом будет составлять 22,9 м<sup>3</sup>/сут.

Технический режим может сильно отличаться при низкой продуктивности пластов, когда подача насоса превышает приток, поэтому динамический уровень жидкости в скважинах находится практически у приема насоса и ниже кровли пласта. Для полуэмпирической методики коэффициент подачи насоса выходит завышенный (так как насос ниже пласта, и газ на прием насоса не попадает по модели), и в таких «экстремальных» условиях режим становится нереализуемым,

насос откачивает жидкость быстрее, чем она поступает в пласт.

## Результаты анализа промысловых данных по скважинам-кандидатам для ОПИ

Изначально скважины выбирались по критерию высокого давления на приеме  $P_{\text{прием}}$  и забойного  $P_{\text{заб}}$ , т. е. скважины, имеющие потенциал по увеличению дебита путем увеличения скорости откачки, снижения давления на приеме и забойного (табл. 1). Выбранные скважины соответствуют критерию  $P_{\text{заб}} > 4,5$  МПа,  $P_{\text{прием}} > 4,0$  МПа. В таблице 1 представлен детальный анализ по каждой из 14 скважин-кандидатов для ОПИ.

Далее построим для сравнения теоретическую и фактическую динамограммы. Теоретическая динамограмма строилась путем численного решения волнового уравнения продольных упругих колебаний штанговой колонны, при этом детальный профиль ствола скважины не учитывался. Построенные теоретические динамограммы нормальной работы насоса и ее сравнение с фактической показаны на рисунках 4–16, где точки — фактическая динамограмма, сплошная линия — теоретическая динамограмма.

## Скважина № 9323

На фактической динамограмме (рис. 4) можно отметить наличие повышенных нагрузок в конце хода вниз — начале хода вверх (левая часть динамограммы), которые не предсказывает теоретическая динамограмма, нагрузки в конце хода вверх — начале хода вниз (правая часть) согласуются с фактическими результатами. Данная скважина подходит для корректировки режима.

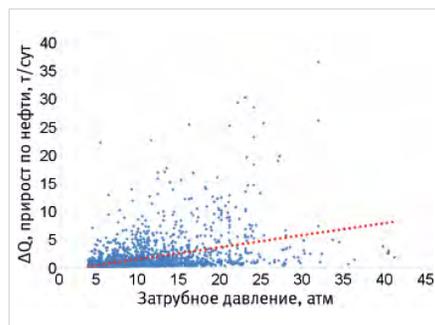


Рис. 1. Зависимость затрубного давления от прироста теоретического дебита  
Fig. 1. Annular pressure vs. Theoretical flow rate increase dependence

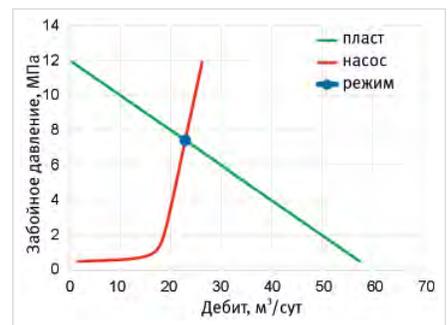


Рис. 3. Расчетный технический режим по инженерному калькулятору  
Fig. 3. Design process mode according to the engineering calculator

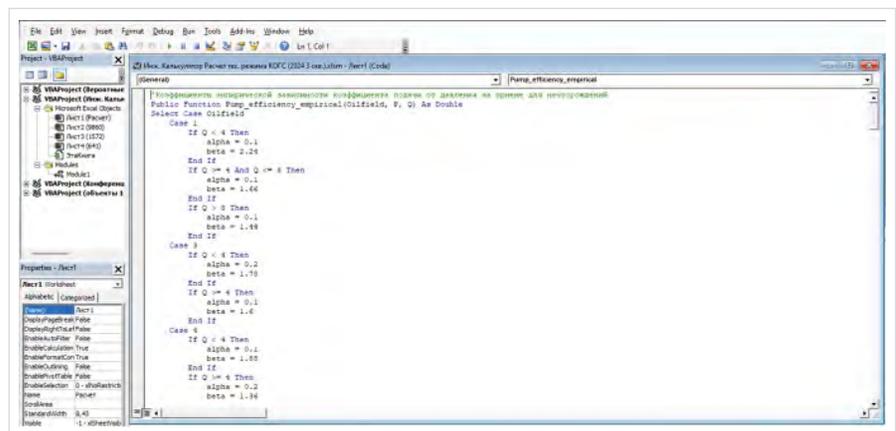


Рис. 2. Интерфейс инженерного калькулятора  
Fig. 2. The interface of the engineering calculator

**Скважина № 1567**

По характеру линии нагрузки штанг (левая часть динамограммы) видно, что ее длина больше теоретической, т. е. всасывающий клапан открывается с небольшой задержкой, возможно, нагнетательный клапан закрывается с задержкой (рис. 5). Нагрузка при ходе вниз (нижняя часть) меньше, чем на теоретической динамограмме, это связано с влиянием сил граничного трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 24°), а также сил вязкого трения штанг о жидкости, поскольку минимальная нагрузка достигается ближе к середине хода вниз при максимальной скорости встречного движения штанг и жидкости. В целом данная скважина также подходит для корректировки режима.

**Скважина № 3823**

Режим откачки  $S \times n = 2,1 \text{ м} \times 2,5 \text{ мин}^{-1}$  при насосе условным диаметром 44 мм является достаточно тихходным, однако даже с учетом вязкого трения теоретическая динамограмма не может предсказать такого сильного проявления трения, которое видно на фактической динамограмме (рис. 6). В скважине образуется высоковязкая эмульсия (обводненность 42 %). Увеличение скорости откачки для этой скважины может привести к зависанию колонны штанг при ходе вниз. С учетом вышесказанного данная скважина не подходит для увеличения скорости откачки. Однако следует отметить, что глубина спуска насоса для данной скважины (1 094 м) является избыточной ввиду и так высокого давления на приеме, и возможна оптимизация по глубине спуска насоса путем его снижения до 1 000 м (несмотря на небольшое увеличение угла в месте спуска насоса).

и возможна оптимизация по глубине спуска насоса путем его снижения до 1 000 м (несмотря на небольшое увеличение угла в месте спуска насоса).

**Скважина № 1577**

По фактической динамограмме (рис. 7) нагрузка значительно снижается, в сравнении с теоретической, особенно при ходе вниз в конце (левая нижняя часть динамограммы), в этой связи данная скважина не выбрана для корректировки режима.

**Скважина № 3484**

В режим откачки  $S \times n = 3 \text{ м} \times 4,2 \text{ мин}^{-1}$  при насосе условным диаметром 44 мм теоретическая динамограмма предсказывает гораздо менее выраженное проявление сил

Табл. 1. Скважины-кандидаты с потенциалом по увеличению дебита  
Tab. 1. The candidate wells with the potential to increase flow rate

Месторождение	№ скв.	Затрубное давление, МПа	Динамический уровень, м (вертикальный)	Глубина спуска насоса, м	Давление на приеме факт, МПа	Обводненность	Глубина пласта, м (по вертикали)	Забойное давление факт, МПа	Дебит жидкости факт, м³/сут	Пластовое давление, МПа
Краснооктябрьское	9323	0	169	791,1	5,5	95	1 171	9,86	15,3	12,12
Дачное	1567	0,43	259	1 169	8,51	73	1 223	9,23	13	10,91
Ново-Шешминское	3823	0,43	173	1 042	8,23	42	1 065	8,59	7,2	11,75
Дачное	1577	0,05	328,7	1 175	7,57	36,4	1 234	8,29	15	14,03
Дачное	3484	0,04	480,2	1 021	4,91	37,2	1 210	7,03	12,5	9,62
Дачное	1412	0,04	496,3636	1 112,92	5,52	98,5	1 234	6,94	25	10,89
Краснооктябрьское	9337	0	468,95	1 134,175	5,96	65	1 181,975	6,55	2,8	7,94
Дачное	1587	1,3	693	1 000	4,03	93	1 216	6,49	22	9,93
Краснооктябрьское	9321	0	474,7	1 126	5,74	98	1 167,48	6,37	26,5	10,8
Дачное	1572	0,05	593	1 132	4,84	51	1 227	5,95	15,6	11,23
Краснооктябрьское	9881	0,86	565,6	1 033,975	4,99	96	1 058,5	5,43	16,8	9,49
Дачное	1615	0,05	633	1 171	4,83	38,8	1 219	5,39	11,5	10,34
Дачное	3486	0,05	642	1 112	4,23	25,2	1 190	5,13	18	7,68
Краснооктябрьское	9860	0,04	576,2	1 104	4,61	47	1 112	4,86	16	7,87

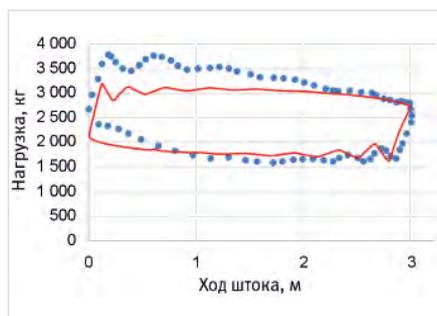


Рис. 4. Динамограмма скважины № 9323  
Fig. 4. Dynamometer card of the well № 9323

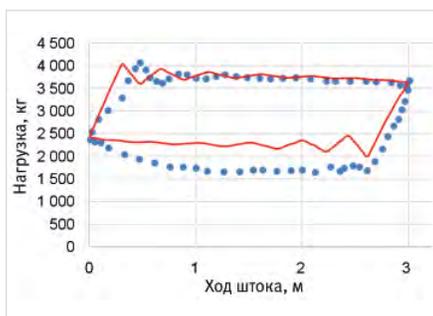


Рис. 5. Динамограмма скважины № 1567  
Fig. 5. Dynamometer card of the well № 1567

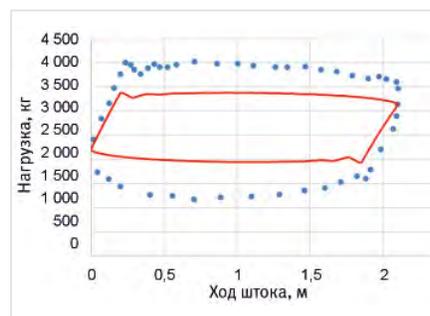


Рис. 6. Динамограмма скважины № 3823  
Fig. 6. Dynamometer card of the well № 3823

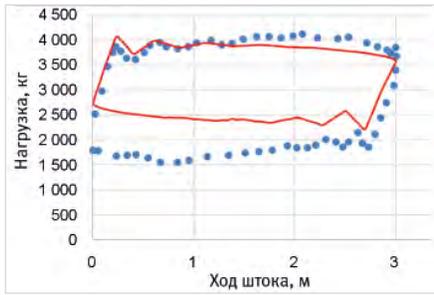


Рис. 7. Динамограмма скважины № 1577  
Fig. 7. Dynamometer card of the well № 1577

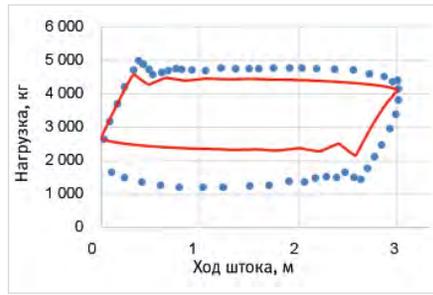


Рис. 8. Динамограмма скважины № 3484  
Fig. 8. Dynamometer card of the well № 3484

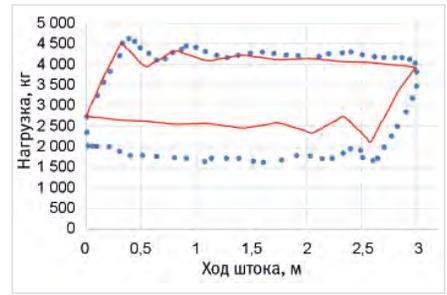


Рис. 9. Динамограмма скважины № 1412  
Fig. 9. Dynamometer card of the well № 1412

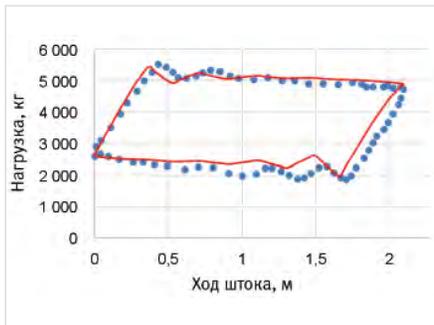


Рис. 10. Динамограмма скважины № 1587  
Fig. 10. Dynamometer card of the well № 1587

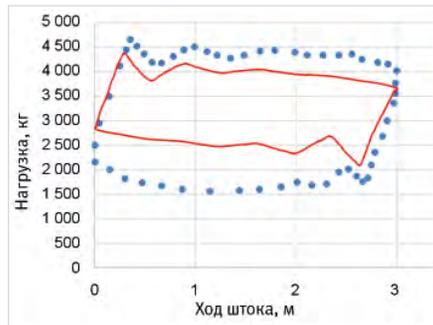


Рис. 11. Динамограмма скважины № 9321  
Fig. 11. Dynamometer card of the well № 9321

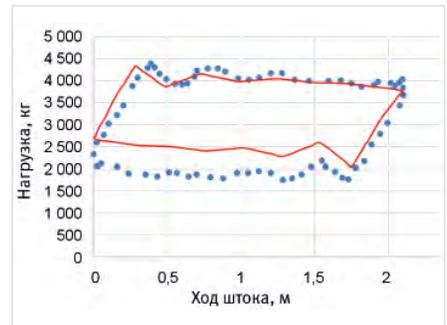


Рис. 12. Динамограмма скважины № 1572  
Fig. 12. Dynamometer card of the well № 1572

гидродинамического (вязкого) трения при ходе вниз, которое видно на фактической динамограмме (рис. 8). Так же, как и в скважине № 3823, в скважине № 3484 образуется высоковязкая эмульсия. Увеличение скорости откачки для этой скважины также может привести к зависанию колонны штанг при ходе вниз, поэтому данная скважина не подходит для увеличения скорости откачки. Глубина спуска насоса для данной скважины (1 199 м) также является избыточной ввиду высокого давления на приеме, и возможна оптимизация по глубине спуска насоса путем его снижения до 1 100 м.

#### Скважина № 1412

Фактическая нагрузка при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) меньше, чем на теоретической динамограмме (рис. 9), это связано с влиянием сил граничного трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 28°), а также сил вязкого трения штанг о жидкости. В целом данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 9323

Отсутствует динамограмма, т. к. на скважине эксплуатируется экспериментальная длинноходовая установка ДГНУ-2-2,5 [3].

#### Скважина № 1587.

Для данной скважины, профиль которой близок к вертикальной, теоретическая динамограмма практически полностью согласуется с фактической (рис. 10). В целом данная скважина подходит для корректировки режима, однако развиваемые максимальные (140 МПа) и приведенные (78 МПа) напряжения являются достаточно высокими.

#### Скважина № 9321 (бобриковский горизонт)

Фактическая нагрузка при ходе вверх несколько выше, а при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) значительно меньше, чем на теоретической динамограмме (рис. 11), это связано с влиянием сил граничного и гидродинамического трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 28°). Однако для обводненности порядка 95 % такой вид динамограммы с выраженным вязким трением, достигающим максимума в середине хода вниз, не совсем характерен. Это связано с наличием отложений парафинов в НКТ и забивании проходного сечения труб. При ремонтах на данной скважине всегда наблюдалось отложение АСПО

до 4 мм как на штангах, так и на НКТ. Увеличение скорости откачки для этой скважины может привести к зависанию колонны штанг при ходе вниз. В этой связи данная скважина не подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 1572

Для данной скважины теоретическая динамограмма в целом хорошо согласуется с фактической (рис. 12), фактическая нагрузка при ходе вниз несколько меньше, чем на теоретической динамограмме, что связано с силами граничного трения штанг о жидкость. Данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 9881

Фактическая нагрузка при ходе вверх несколько выше, а при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) значительно меньше, чем на теоретической динамограмме (рис. 13), это связано с влиянием сил граничного и гидродинамического трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 33°). В целом данная скважина подходит для корректировки режима, однако развиваемые максимальные (125

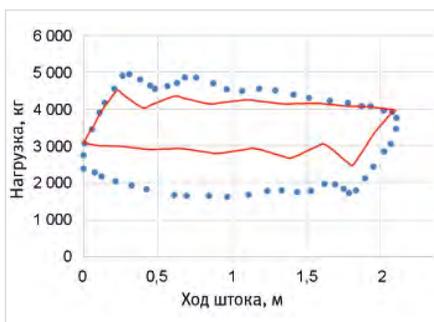


Рис. 13. Динамограмма скважины № 9881  
Fig. 13. Dynamometer card of the well № 9881

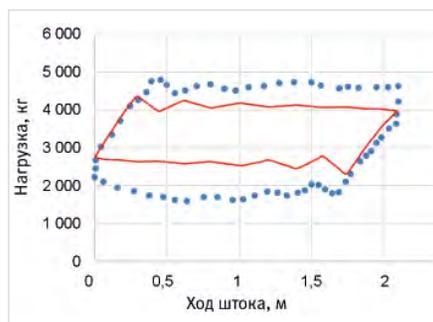


Рис. 14. Динамограмма скважины № 1615  
Fig. 14. Dynamometer card of the well № 1615

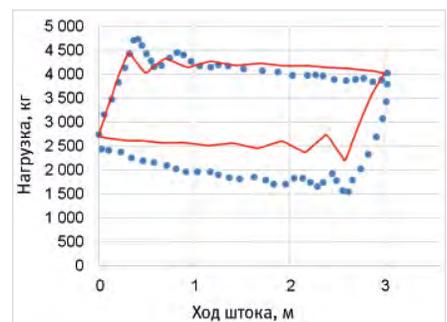


Рис. 15. Динамограмма скважины № 3486  
Fig. 15. Dynamometer card of the well № 3486

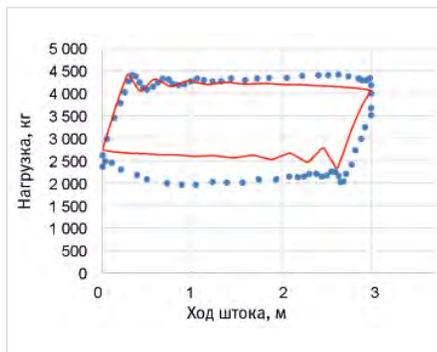


Рис. 16. Динамограмма скважины № 9860  
Fig. 16. Dynamometer card of the well № 9860

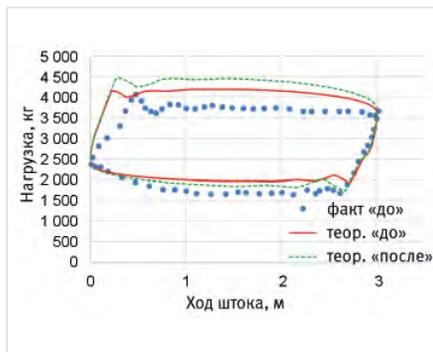


Рис. 17. Прогноз динамограмм до (текущий режим) и после оптимизации режима скважины № 1567, точки — фактическая динамограмма текущего режима  
Fig. 17. Predicted dynamometer cards before (the actual operation mode) and after optimization of the operation mode of the well № 1567, the dots are the actual dynamometer card of the current operation mode

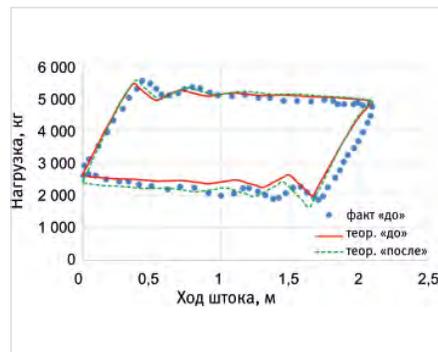


Рис. 18. Прогноз динамограмм до (текущий режим) и после оптимизации режима скважины № 1587, точки — фактическая динамограмма текущего режима  
Fig. 18. Predicted dynamometer cards before (the actual operation mode) and after optimization of the operation mode of the well № 1587, the dots are the actual dynamometer card of the current operation mode

МПа) и приведенные (70 МПа) напряжения являются достаточно высокими.

#### Скважина № 1615

Характер динамограммы (рис. 14) похож с динамограммой скв. № 3221 (наклон оси скважины № 1615 к вертикали достигает 22°). Данная скважина подходит для корректировки режима, однако развиваемые максимальные и приведенные (порядка 70 МПа) напряжения являются достаточно высокими.

#### Скважина № 3486

Теоретическая динамограмма в целом хорошо согласуется с фактической (рис. 15), за исключением линии разгрузки насосных штанг (правая часть динамограммы), фактическая нагрузка в начале хода вниз существенно ниже, чем на теоретической динамограмме. Динамические составляющие нагрузки (определяющие наклон динамограммы) для фактической динамограммы выше прогнозных значений. В целом данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Скважина № 9860

Теоретическая динамограмма в целом хорошо согласуется с фактической (рис. 16), только при ходе вниз (нижняя часть динамограммы) фактическая нагрузка несколько меньше, чем на теоретической динамограмме, это связано с влиянием сил граничного и гидродинамического трения штанговой колонны о НКТ (наклон оси скважины к вертикали достигает 29°). В целом данная скважина подходит для корректировки режима.

#### Корректировка технологического режима по скважинам-кандидатам для ОПИ

Следующим этапом был расчет технологического режима по скважинам и выбор скважин-кандидатов для опытно-промысловых испытаний (ОПИ). На первом этапе были выбраны скважины (табл. 2), которые имеют потенциал по увеличению дебита путем увеличения скорости откачки, снижения давления на приеме и забойного. Для увеличения скорости откачки регулировалось число качаний  $n$  как наиболее удобный для корректировки промысловый параметр. При оптимизации режима увеличение числа качаний задавалось небольшим (возможно увеличение

$\Delta n$  на минимальное число с переходом на следующий по типоразмеру шкив), чтобы обеспечить запас по прочности насосного оборудования, поскольку скважины являются наклонно направленными, и при увеличении числа качаний могут значительно возрастать сопротивления движению штанг, особенно при ходе штанг вниз.

Фактические данные до корректировки (давление на приеме, забойное давление, дебит жидкости) представлены в таблице 1.

Из скважин-кандидатов по таблице 2 проведен прогнозный расчет динамограмм до и после корректировки технологического режима на примере скважины № 1567 (рис. 17), выполнен учет граничного трения, что позволило приблизить теоретическую динамограмму к фактической при ходе вниз, нагрузки при ходе вверх также возросли. Видно, что после корректировки режима и увеличения числа качаний с 3,3 до 4,3 нагрузки растут, приведенные напряжения возрастают до 70 МПа, но находятся в допустимых пределах. Задержка открытия всасывающего клапана (судя по фактической линии нагрузки штанг, отличающейся от теоретической)

Табл. 2. Результат корректировки числа качаний  
Tab. 2. The result of adjusting the number of strokes

№ скв.	До корректировки		После корректировки (прогноз)			
	S×n	S×n	Давление на приеме, МПа	Забойное давление, МПа	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Увеличение дебита по нефти ΔQ <sub>н</sub> , т/сут
1567	3 м×3,3 мин <sup>-1</sup>	3 м×4,3 мин <sup>-1</sup>	8,04	8,76	17	1,0
1412	3 м×4,3 мин <sup>-1</sup>	3 м×5 мин <sup>-1</sup>	4,9	6,32	29	0,1
1572	2,1 м×5,3 мин <sup>-1</sup>	2,1 м×6 мин <sup>-1</sup>	4,16	5,27	17,6	0,9
9860	3 м×3 мин <sup>-1</sup>	3 м×3,7 мин <sup>-1</sup>	3,93	4,18	19,7	1,8
1587	2,1 м×4,5 мин <sup>-1</sup> (1 001 м)	2,1 м×5,3 мин <sup>-1</sup> (920 м)	24,9	58,5	25,9	0,2

может привести к снижению потенциально достигаемого (прогнозного) дебита.

#### Итоги

Проведенный анализ позволил определить список скважин-кандидатов для оптимизации режима работы штангового насоса. Корректировка параметров позволяет увеличить дебит насосной установки. Кроме того, в качестве рекомендаций по оптимизации можно отметить снижение глубины спуска насоса для скважины № 3823 (с 1 094 до 1 000 м) и скважины № 3484 (с 1 199 до 1 100 м). Скважины № № 3486, 1587, 9881 и 1615 характеризуются большими приведенными напряжениями по сравнению с выбранными, и в них корректировка режима включает одновременно снижение глубины спуска насоса и увеличение скорости откачки, чтобы достичь увеличения дебита при сохранении безопасных нагрузок. Так, на примере одной из таких скважин (№ 1587 Дачного месторождения) увеличение числа качаний с 4,5 до 5,3 при

одновременном снижении глубины спуска насоса с 1 000 до 920 м (табл. 2) позволяет увеличить дебит скважины по жидкости (на 3,9 м<sup>3</sup>/сут) и нефти (на 0,2 т/сут) при сохранении практически того же уровня напряжений в штангах (рис. 18).

#### Выводы

- Выполнен расчет оптимальных технологических параметров для скважин, обеспечивающих эффективный режим откачки. Разработан инженерный калькулятор для проведения таких работ.
- Метод расчета оптимальных технологических параметров скважин позволяет технологической группе увеличивать дебит насосных установок не только в условиях принудительной откачки газа из затрубного пространства скважины, но и при стандартных способах эксплуатации УСШН.
- Наложение теоретической и прогнозной динамограммы на фактическую

динамограмму показывает изменение характера линий динамограммы.

#### Литература

1. Исаев А.А. Внедрение интеллектуальной установки для вакуумирования типа КОГС // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 63–67.
2. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Эффективная система добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2018. № 11. С. 49–54.
3. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Улучшение экологической безопасности на устье добывающих скважин // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 4. С. 64–69.
4. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка автоматизированного комплекса по отбору газа из скважин // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. С. 65–72.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. Москва: Недра, 1989. 244 с.

## ENGLISH

### Results

The analysis helped to determine the list of candidate wells for optimizing the sucker rod pump operation mode. By adjusting the parameters, it is possible to increase the flow rate of a pumping unit. Furthermore, the recommendations for optimization include decreasing the pump run depth for the well № 3823 (from 1 094 to 1 000 m) and the well № 3484 (from 1 199 to 1 100 m). The wells № 3486, 1587, 9881 and 1615 are featured with high reduced stresses compared to the selected wells, and adjusting the operation mode in these wells includes reducing the pump run depth and increasing the pumping rate at the same time to achieve increased flow rates while maintaining safe loads. This way, as exemplified by one of such wells (№ 1587 of the Dachnoye oilfield), increasing the number of strokes from 4,5 to 5,3 combined with a simultaneous decreasing the depth of pump running from 1 000 to 920 m (tab. 2) makes it possible to improve the well flow rate in terms of liquid

(by 3,9 m<sup>3</sup>/day) and oil (by 0,2 t/day) while maintaining practically the same level of stresses in the rods (fig. 18)

### Conclusions

- The optimal process parameters for wells have been estimated to ensure an efficient pumping mode. An engineering calculator has been developed to carry out such operations.
- The method of calculating optimal process parameters of wells makes it possible for the engineering team to increase the flow rate of pumping units both under the conditions of forced evacuation of gas from the wellbore annulus and at conventional methods of operation of sucker-rod pumping units.
- Overlaying the theoretical and predicted dynamometer card on the actual dynamometer card reveals a change in the pattern of the load curves.

### References

1. Isaev A. A. Implementation of kogs type intelligent unit for oil well evacuation. Neft. Gas. Novacii, 2018, issue 12, P. 63–67. (In Russ).
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Efficient system of oil production. Oilfield Engineering, 2018, issue 11., P. 49–54. (In Russ).
3. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Environmental safety improvement at the production wellhead. Neft. Gas. Novacii, 2019, issue 4, P. 64–69. (In Russ).
4. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of the automated system for gas extraction from wells. Neft. Gas. Novacii, 2017, issue 12, P. 65–72. (In Russ).
5. Mishchenko I.T. Calculations in oil production. Moscow: Nedra, 1989, 244 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Исаев Анатолий Андреевич**, к.т.н., главный специалист по инновационной деятельности ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия  
Для контактов: [isaeff-oil@yandex.ru](mailto:isaeff-oil@yandex.ru)

**Isaev Anatoliy Andreevich**, ph.d. in engineering sciences, chief specialist for innovation activities, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almet'yevsk, Russia  
Corresponding author: [isaeff-oil@yandex.ru](mailto:isaeff-oil@yandex.ru)

**Тахаутдинов Рустем Шафагатович**, генеральный директор ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

**Takhautdinov Rustem Shafagatovich**, general director, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almet'yevsk, Russia

**Шарифуллин Алмаз Амирзянович**, к.т.н., начальник отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

**Sharifullin Almaz Amirzyanovich**, ph.d. in engineering sciences, head of department for innovations and examination, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almet'yevsk, Russia

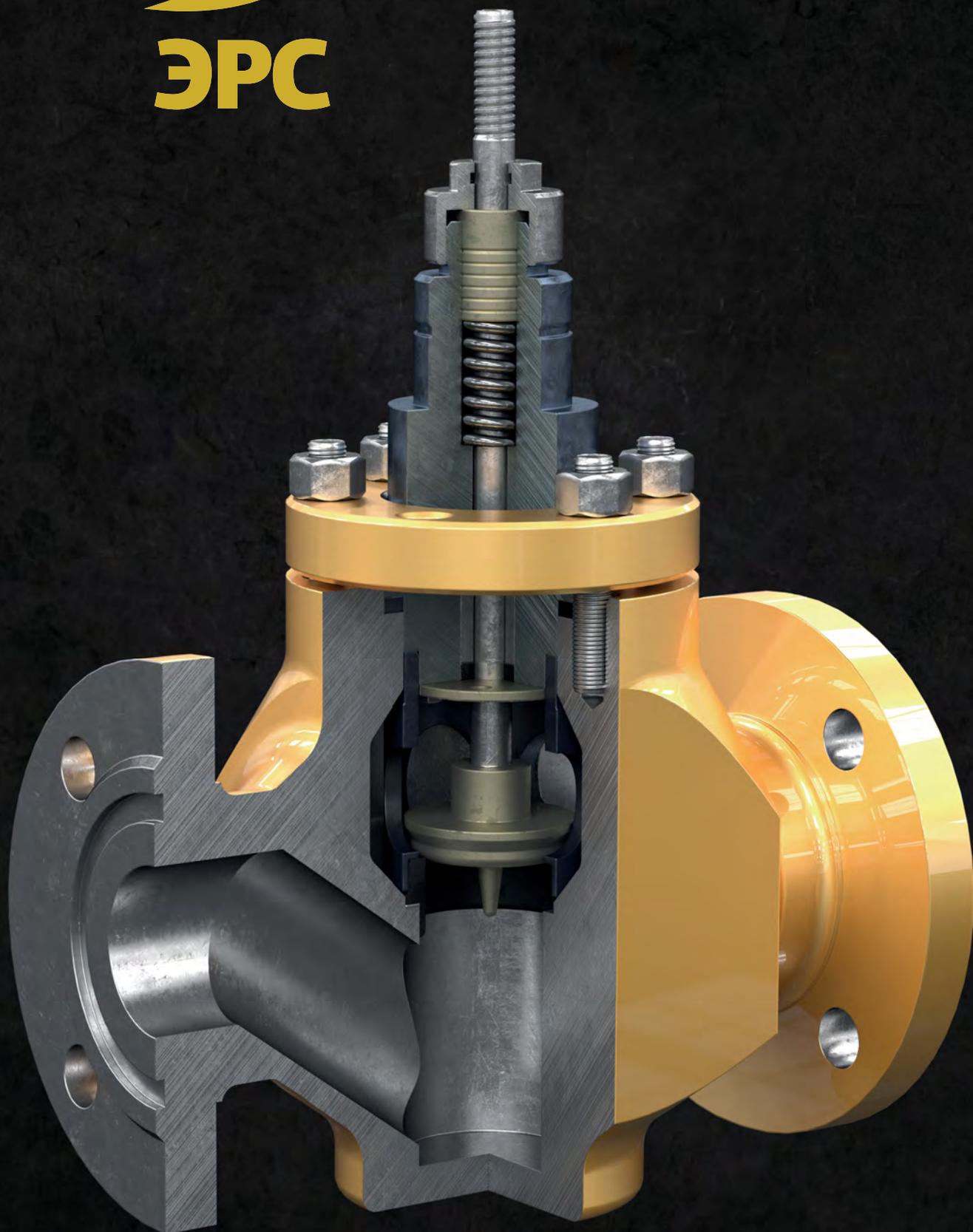
**Молчанова Вероника Александровна**, к.т.н., доцент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, Уфа, Россия

**Molchanova Veronika Aleksandrovna**, ph.d. in engineering sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russia



**ЭРС**

**ЗАПОРНО-  
РЕГУЛИРУЮЩАЯ  
АРМАТУРА**



## Виды исполнения



МАРКИ  
СТАЛИ

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



ДЛЯ  
ТЕМПЕРАТУРЫ  
РАБОЧЕЙ  
СРЕДЫ

от -200 до +650 °С



ДЛЯ  
ТЕМПЕРАТУРЫ  
ОКРУЖАЮЩЕЙ  
СРЕДЫ

от -60 до +70 °С



ПРОПУСКНЫЕ  
ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

## Ключевые определения надёжности клапанов

### РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

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

### УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

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

### БЫСТРОСЪЁМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

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

### АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

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

## Остальные технические характеристики

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

# Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения

Ерастов С.А.<sup>1</sup>, Садыков А.М.<sup>1</sup>, Галлямов И.Ф.<sup>1</sup>, Жилко Е.Ю.<sup>1</sup>, Торопов К.В.<sup>2</sup>, Яценко В.М.<sup>2</sup>, Багманов В.Р.<sup>3</sup>,

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; <sup>2</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия;

<sup>3</sup>ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

erastovsa@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В настоящее время большая доля объектов (более 250), разрабатываемых крупнейшими дочерними обществами компании «Роснефть», приурочена к низкопроницаемым коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Их разработка ведется с массовым применением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на скважинах с горизонтальным окончанием.

Для эффективной разработки остаточных запасов, приуроченных к ТРИЗ, проводятся работы по уплотнению базовых систем разработки скважинами с горизонтальными стволами (ГС).

При проектировании системы расстановки уплотняющих скважин и планировании дизайна операций ГРП на горизонтальных скважинах в условиях уплотняющего бурения не всегда учитывается изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта вследствие работы скважин базовой системы разработки. Важно учитывать данные изменения при проектировании работ ГРП для снижения рисков прорыва трещин ГРП в области дренирования соседних скважин и исключения преждевременного заводнения отдельных участков месторождения. Поэтому целью данной статьи является обозначение важности учета факта изменения НДС пласта, отработка процедуры планирования уплотняющего бурения с учетом геомеханического моделирования и представление практических результатов промысловых исследований геометрии трещины гидроразрыва пласта. Применение расчетного модуля для прогнозирования направления роста трещин ГРП позволит в будущем отказаться от дорогостоящих промысловых исследований при реализации уплотняющего бурения.

## Материалы и методы

- Карта пластового давления объекта из адаптированной гидродинамической модели корпоративного комплекса РН-КИМ.
- Упруго-прочностные свойства горных пород (коэффициент Пуассона, модуль Юнга, коэффициент порупругости) из геомеханической модели по данным ГИС и исследованиям керна.

- Моделирование направления развития трещин ГРП с учетом измененного напряженно-деформированного состояния пласта.

## Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы, гидравлический разрыв пласта, горизонтальная скважина с МГРП, симулятор ГРП, микросейсмический мониторинг, геомеханические параметры

## Для цитирования

Ерастов С.А., Садыков А.М., Галлямов И.Ф., Жилко Е.Ю., Торопов К.В., Яценко В.М., Багманов В.Р. Исследование развития трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальных скважинах уплотняющего бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 44–49. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-44-49

Поступила в редакцию: 13.08.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling

Erastov S.A.<sup>1</sup>, Sadykov A.M.<sup>1</sup>, Gallyamov I.F.<sup>1</sup>, Zhilko E.Yu.<sup>1</sup>, Toropov K.V.<sup>2</sup>, Yatsenko V.M.<sup>2</sup>, Bagmanov V.R.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; <sup>2</sup>“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia;

<sup>3</sup>“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

erastovsa@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

Nowadays, a lot of the objects, developed by the largest subsidiaries of the Rosneft are considered as low-permeability reservoirs with ‘tight’ oil. Production of such reserves is performed with the massive use of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells.

In order to improve the tight oil recovery, the basic oilfield development systems are infilled with additional horizontal wells.

The change of formation stress-strain behavior due to certain period of well performance is not taken into consideration during the infill drilling planning. The highlighted changes of stress-strain behavior are important to consider during fracturing design at infill drilling wells in order to mitigate the risks of fracture breakthrough into surrounding wells drainage radius and prevention of premature flooding of the particular oilfield areas.

The objective of the article is to highlight importance modified stress-strain behavior of formation during the processes of planning infill drilling. Results of the field studies on fracture geometry with geomechanical modeling of the stress-strain behavior are presented. The use of a calculation module to predict the direction of growth of hydraulic fractures will make it possible in the future to abandon expensive field studies when implementing infill drilling.

## Materials and methods

- A map of the reservoir pressure from the adapted hydrodynamic model of the corporate software RN-KIM.
- Elastic-strength properties of rocks (Poisson's ratio, Young's modulus, poroelasticity coefficient) from a geomechanical model according to well logging data and core.

- Modeling the direction of development of hydraulic fractures taking into the changed of formation stressed state.

## Keywords

tight oil reserves, horizontal well, fracture, hydraulic fracturing, horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing, hydraulic fracturing simulator, microseismic monitoring, geomechanics

## For citation

Erastov S.A., Sadykov A.M., Gallyamov I.F., Zhilko E.Yu., Toropov K.V., Yatsenko V.M., Bagmanov V.R. The study of propagation of multiple hydraulic fractures in horizontal wells for the case of infill drilling. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 44–49. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-44-49

Received: 13.08.2024

В настоящее время вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов стало возможно благодаря массовому применению технологии гидроразрыва пласта (ГРП) на горизонтальных скважинах. При этом современное заканчивание горизонтальных скважин предполагает выполнение многостадийного ГРП сразу после бурения. Применение данной технологии заканчивания скважин и систем разработки с площадным заводнением сделало рентабельным промышленную разработку коллекторов с низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на многих сложнопостроенных месторождениях [1, 2].

В процессе разработки в окрестности добывающих и нагнетательных скважин могут происходить процессы, связанные с изменением напряженно-деформированного состояния, что вызывает риски изменения направления развития трещин ГРП относительно регионального максимального напряжения, инициируемых в уплотняющих скважинах, и пересечение их с трещинами ГРП скважин базовой системы.

При проведении гидроразрыва пласта образуются трещины ГРП в условиях начального пластового давления распространяются преимущественно в направлении, совпадающим с направлением регионального напряжения [3, 4]. На участках месторождений со значительными изменениями порового давления направление главных напряжений в пласте может локально изменяться [5], а, следовательно, меняется и направление

трещин гидроразрыва пласта, образуемых в данной зоне. Это обстоятельство может приводить к значительным потерям добычи на месторождении ввиду непредсказуемых прорывов во фронт закачки нагнетательных скважин и преждевременного обводнения отдельных участков месторождения.

Таким образом, при планировании скважин уплотняющего бурения в зонах с измененным напряженно-деформированным состоянием пласта (вследствие изменения пластового давления) существует необходимость в оценке направления развития трещин ГРП уплотняющих скважин для снижения рисков получения осложнений и недостижения плановых показателей по добыче.

## Программный модуль моделирования направления развития трещины ГРП

При выполнении расчетов направления развития трещин ГРП был применен программный модуль «Трещины ГРП» ПК «РН-КИН», разработанный в ООО «РН-БашНИПИнефть». Данный программный модуль состоит из трех расчетных блоков. Первый блок позволяет рассчитать векторную карту направлений главных напряжений и направление трещины первичного ГРП. Во втором блоке — расчет направления повторной трещины ГРП. Третий блок позволяет выполнить расчет траектории распространения трещины автоГРП (рис. 1).

Для выполнения моделирования в программном модуле необходимо задать следующие входные параметры:

- геомеханические параметры, характеризующие упругие свойства пласта: коэффициент Пуассона, модуль Юнга, коэффициент пороупругости;
- геометрию уже существующих в исследуемой области трещин ГРП и граничные условия в каждой скважине;
- карту пластовых давлений (расчет карты выполняется в корпоративном программном комплексе (ПК) «РН-КИМ» [6]).

Для определения НДС пласта, учитывающего измененное поле пластового давления, применяется 2D математическая модель, которая определяется системой уравнений [8]:

$$\Delta U + \frac{1}{1-2\nu} \nabla \operatorname{div} U + \frac{1}{\mu} F = 0; \quad (1)$$

$$F = -\alpha \nabla p; \quad (2)$$

$$\sigma_{ij} = 2\mu \varepsilon_{ij} + \lambda \varepsilon_{ii} \delta_{ij} - \alpha p \delta_{ij}, \quad (3)$$

где  $U$  — поле деформаций твердой матрицы, ед.;  $\nu$  — коэффициент Пуассона;  $\mu$  — модуль сдвига, МПа;  $F$  — объемная сила, Н/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  — коэффициент пороупругости, д.ед.;  $p$  — пластовое давление, МПа;  $\sigma_{ij}$  — полный тензор напряжений, МПа;  $\varepsilon_{ij}$  — тензор деформаций;  $\lambda$  — коэффициент Ламе, МПа;  $\varepsilon_{ii}$  — след тензора деформаций;  $\delta_{ij}$  — символ Кронекера.

Основной вклад в изменение напряженного состояния пласта вносит градиент пластового давления, который является объемной силой в уравнениях равновесия для пористой насыщенной среды. Численное решение задачи строится на основе метода граничных интегральных уравнений. Более подробно математическая модель и численный алгоритм приведены в статье [8].

## Результаты практического применения программного модуля на скважине

В качестве примера практического применения модуля рассмотрим результаты моделирования роста трещин многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на уплотняющей

Табл. 1. Параметры заканчивания уплотняющей скважины XX20G  
Tab. 1. Completion parameters of the XX20G infill well

Параметр	Значение
Длина ГС, м	989
Мпр на скважину, т	991
Мпр на стадию, т	170
Количество стадий	6



Рис. 1. Входные данные и результаты расчетов программного модуля [7]  
Fig. 1. Input data and calculation results of the software module [7]

Табл. 2. Количество отработанных дней скважин базовой системы  
 Tab. 2. Number of worked days of wells in the basic system

Скважина №	Кол-во суток
ХХ80	3 042
ХХ85	1 340
ХХ88	1 855
ХХ82Г	3 012
ХХ81Г	3 097
ХХ79	3 161
ХХ78	1 937
ХХ91	3 036

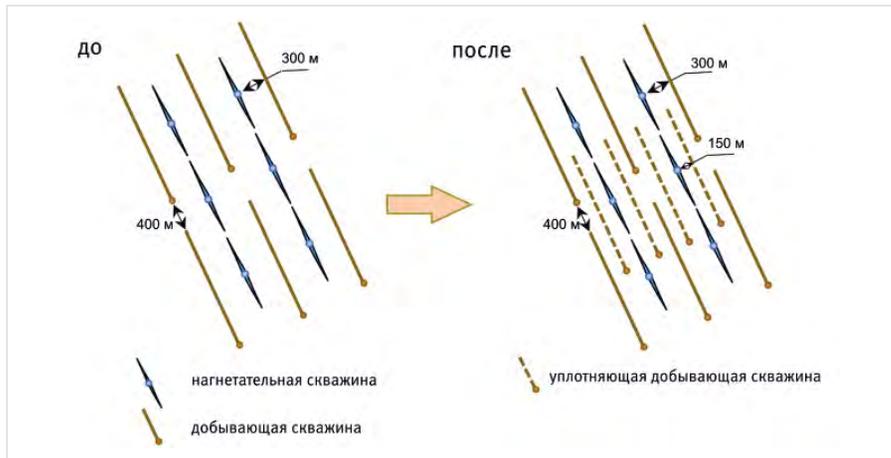


Рис. 2. Система разработки базовая и реализуемая  
 Fig. 2. The development system is basic and implementable

горизонтальной скважине (ГС) [9]. Для исследования выбран участок терригенного коллектора на Приобском месторождении с рядной системой разработки (рис. 2). Рядом с вертикальной скважиной ХХ85 была запланирована уплотняющая ГС ХХ20Г (табл. 1) с проведением микросейсмического мониторинга во время операций ГРП и закачкой трассерных маркеров. Расстояние между наблюдательной наклонно-направленной скважиной и ГС уплотнения составляет 120 м.

По карте пластового давления, рассчитанного на адаптированной секторной гидродинамической модели (ГДМ), на момент проведения ГРП в зоне проведения исследования наблюдается однородное поле порового давления. На момент бурения уплотняющей ГС нагнетательная скважина ХХ85 была в остановке (с 18.12.2020), пластовое давление не возмущено. Время отработки скважин базовой системы разработки на момент начала ГРП на уплотняющей скважине ХХ20Г показано в таблице 2.

На рисунке 3 представлены смоделированные траектории трещин ГРП

в уплотняющей скважине ХХ20Г, которые практически совпали с направлением регионального напряжения. В области скважины ХХ82Г и ХХ81Г наблюдается зона сниженного пластового давления ввиду продолжительной эксплуатации скважин.

#### Результаты микросейсмического мониторинга МГРП на ГС

Для определения направления развития трещин МГРП на уплотняющей скважине в условиях измененного НДС пласта был проведен микросейсмический мониторинг.

Ввиду небольшого количества методов мониторинга роста геометрии трещины ГРП на горизонтальных скважинах высокий интерес вызывает информация, полученная в процессе микросейсмического мониторинга скважин.

Для мониторинга МГРП использовался комплекс из восьми высокочувствительных трехкомпонентных сейсмоприемников,

каждый из которых оснащался модулем геофонов, включающим по четыре комплекта сенсоров.

Комплекс сейсмоприемников был установлен в интервал с минимальным отклонением траектории от вертикальной проекции ствола на глубине целевого пласта наблюдательной скважины ХХ85.

Расположение наблюдательной скважины ближе к центру горизонтальной части ствола ХХ20Г позволило получить сигналы в течение всех операций ГРП (рисунок 4). Расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами — 180 м, максимальное расстояние до самого дальнего порта составило 370 м, что говорит о кондиционности полученных данных микросейсмического мониторинга.

Запись событий проводилась в течение всех операций ГРП, начиная с 30 минут до и заканчивая 60 минутами после ГРП. Длина связи приборов составила 227 м. В радиусе не менее 1000 м относительно наблюдательной и наблюдаемой скважины была установлена зона акустической тишины, включающая отсутствие работ при бурении, с целью снижения влияния техногенных помех на качество съемки.

По данным микросейсмического мониторинга МГРП отмечается значительное перекрытие облаков событий при ГРП на соседних портах ГРП. Длина каждой области значительно превосходит расстояние между портами ГРП, что косвенно подтверждается данными давлений при реализации операций ГРП.

В целом по результатам микросейсмического мониторинга МГРП азимут оцененного распространения трещин ГРП находится в диапазоне от 334° до 372°. Азимут распространения трещин и соответствующее направление максимального горизонтального напряжения близко к значению направления, определенного на месторождении — ~335°. Полученные изменения азимуты распространения трещин ГРП на разных стадиях связаны с наличием локальных неоднородностей поля напряжений.

С целью исследования работоспособности портов скважины и косвенного определения направления развития трещин во время стадий основного ГРП были закачаны трассирующие маркеры. На скважине было проведено 6 стадий ГРП с суммарной массой закачанного пропанта в пласт 991 тонна. Закачка трассеров осуществлялась путем добавления гранулированного трассера в жидкость

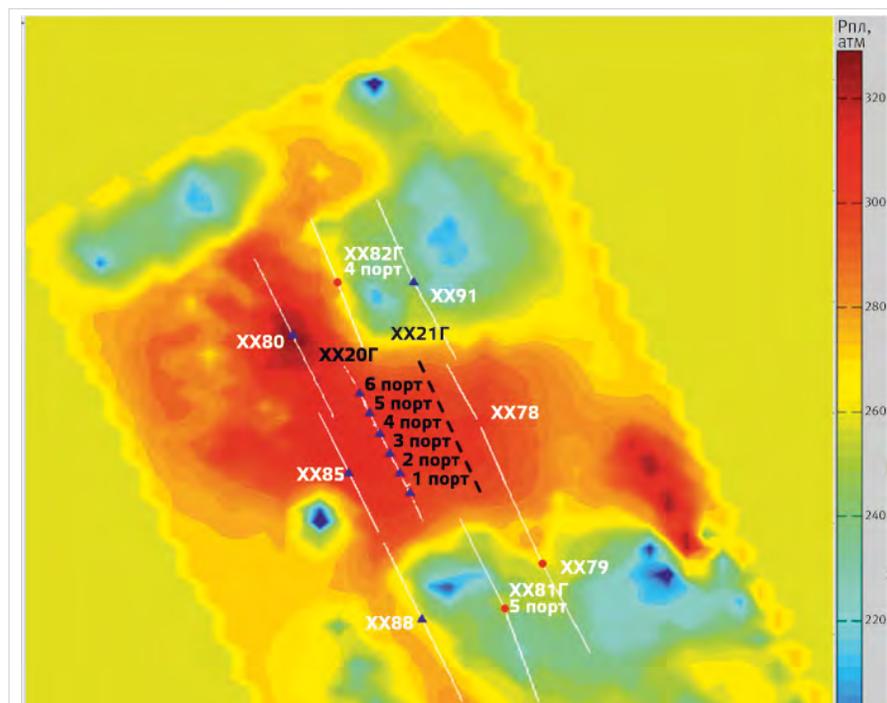


Рис. 3. Траектория развития трещин МГРП целевой горизонтальной скважины уплотнения ХХ20Г на карте пластового давления  
 Fig. 3. Trajectory of development of multi-stage hydraulic fractures of the target horizontal well of compaction ХХ20G on the reservoir pressure map

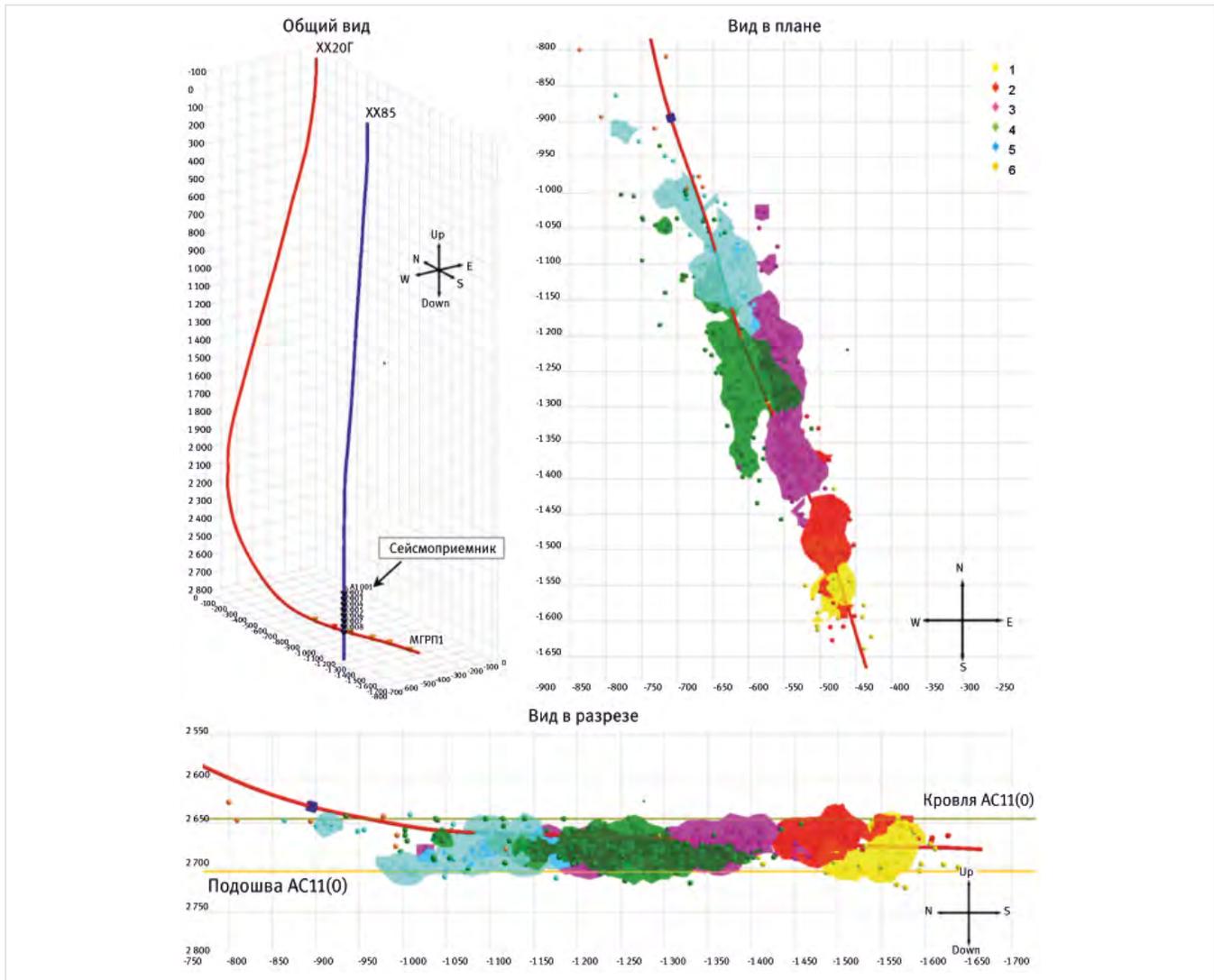


Рис. 4. Области лоцированных событий по результатам МСМ на уплотняющей горизонтальной скважине с МГРП  
 Fig. 4. Areas of located events based on the results of microseismic monitoring on a horizontal infill well with multistage hydraulic fracturing

ГРП. В период операций ГРП на ближайших скважинах окружения были произведены контрольные отборы проб скважинной продукции. По результатам лабораторных исследований частицы маркерных индикаторов не были обнаружены в отобранных пробах, что также подтверждает направление развития трещин и отсутствие прорывов в соседние скважины.

**Оценка направления развития трещины ГРП на скважине с зарезкой бокового горизонтального ствола при уплотняющем бурении**

Также практическим примером применения моделирования является оценка направления развития трещины ГРП на скважине с зарезкой бокового ствола (ЗБС) при уплотняющем бурении на одном из месторождений Компании. Разработка в данной части месторождения ведется рядной системой с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 300 м (рис. 5). На целевой скважине было запланировано 4 стадии ГРП с загрузкой массы пропанта 100 т на порт, длина горизонтального ствола — 300 м. Начальное пластовое давление было оценено 26,1 МПа, на момент бурения ЗБС — около 20,2 МПа. Расстояние между забоем бокового ствола и соседней нагнетательной скважиной составляло 140 м. Требовалось оценить риски прорыва трещины ГРП первого порта во фронт

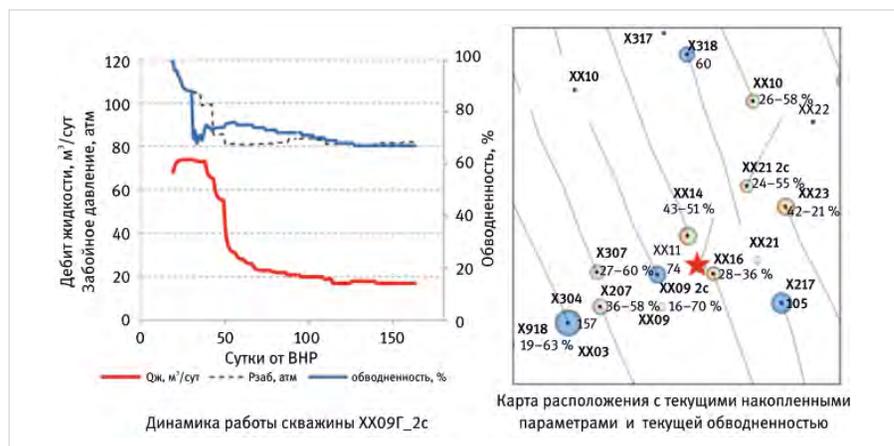


Рис. 5. Параметры работы и расположение скважин  
 Fig. 5. Operating parameters and well location

нагнетания воды (ФНВ) ввиду близкого расположения к нагнетательной скважине. В связи с продолжительной работой добывающих скважин и скважин ППД в зоне уплотнения наблюдается значительный градиент порового давления. По результатам расчета траектория трещины ГРП ввиду измененного поля порового давления имеет отклонение от азимута регионального напряжения (~20°) (рис. 6),

наблюдаются прорыв левого полукрыла трещины во фронт нагнетания скважины XX18 и рост трещины вдоль фронта. На первой стадии ГРП изначально планировалось закачать 100 т на порт. Принимая во внимание результаты моделирования, было принято решение о снижении загрузки массы пропанта для 1 порта до 50 т для ограничения полудлины трещины ГРП и снижения рисков прорыва во фронт нагнетания воды.

По результатам запуска и работы скважины наблюдалась стабилизация обводненности на 70 %, что свидетельствует о предотвращении прямого прорыва в ФНВ и получения преждевременного обводнения (что, вероятно, было бы получено при реализации 100 т ГРП без предварительного моделирования траектории трещины).

Для последующих работ по уплотняющему бурению были даны рекомендации:

- перед планированием уплотняющих ЗБС в условиях близкого расположения скважин ППД выполнять оценку азимута направления развития трещин ГРП;
- при наличии рисков прорыва следует изменить траекторию ствола скважины, длину ЗБС, ограничить полудлину трещины ГРП и количество стадий в «носочной» части скважины.

#### Итоги

1. Актуальность применения моделирования направления развития трещин ГРП возрастает в связи с активным ростом уплотняющего бурения на месторождениях.
2. Представленные в статье результаты на примере двух участков разных месторождений демонстрируют важность оценки данного эффекта при планировании уплотняющих ГС с МГРП.

#### Выводы

1. Возможность применения систем уплотняющего бурения при разработке

низкопроницаемых коллекторов зависит от азимутального распространения и геометрий создаваемых трещин ГРП, инициируемых в измененном поле напряжений и пластового давления.

2. Существующие инструменты анализа, реализованные в корпоративном программном обеспечении РН-КИН в модуле «Трещины ГРП», позволяют оценивать распространение трещин ГРП в зависимости от текущего состояния разработки.
3. Серия расчетов, выполненная для одного из участков на Приобском месторождении, подтвердила возможность реализации системы уплотняющего бурения, что и было успешно реализовано в дальнейшем.
4. Расчетные значения азимута развития трещин ГРП были подтверждены результатами микросейсмического мониторинга ГС с МГРП на качественном уровне – азимут распространения трещин близко к значению направления максимального горизонтального напряжения, определенного на месторождении –  $\sim 335^\circ$ .
5. Применение расчетного модуля с верификацией направления развития трещин микросейсмическим мониторингом позволит в будущем сократить расходы на промысловые исследования.
6. Пренебрежение моделированием при планировании и реализации работ, связанных с уплотнением систем разработки, приводит к увеличению рисков прорыва

в ФНВ и преждевременного обводнения скважин, что сказывается на эффективности разработки как участка, так и месторождения в целом.

#### Литература

1. Федоров А.Э., Дильмухаметов И.Р., Поваляев А.А., Антонов М.С., Сергейчев А.В. Многовариантная оптимизация систем разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Ачимовской свиты // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2020. SPE-201811.
2. Мирошниченко А.В., Коротовских В.А., Мусабиров Т.Р., Федоров А.Э., Сулейманов Х.Х. Исследование технологической эффективности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2021. SPE-206412-MS.
3. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М., Горин А.Н., Никитин А.Н., Кардымон Д.В. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
4. Торопов К.В., Сергейчев А.В., Муртазин Р.Р. и др. Опыт проведения микросейсмического мониторинга многостадийного гидроразрыва пласта в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 23–26.
5. Мартемьянов А., Шел Е.В., Чебышев И., Падерин Г., Базыров И., Братов В. Условия вторичной переориентации трещин для случаев вертикальных и горизонтальных скважин // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2019. SPE-196966-MS.
6. Бадиков И.Х., Байков В.А., Борщук О.С. Программный комплекс «РН-КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Недропользование XXI век. 2015. № 4. С. 96–103.
7. Давлетова А.Р., Бикбулатова Г.Р., Федоров А.И., Давлетбаев А.Я. Геомеханическое моделирование направления и траектории развития трещин гидроразрыва пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 1. С. 40–43.
8. Федоров А.И., Давлетова А.Р., Колонских А.В., Торопов А.В. Обоснование необходимости учета изменения напряженного состояния пласта при разработке низкопроницаемых коллекторов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2. С. 25–29.
9. Мирошниченко А.В., Сергейчев А.В., Коротовских В.А., Торопов К.В., Волков М.Г., Антонов М.С., Федоров А.Э. Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 12. С. 105–109.

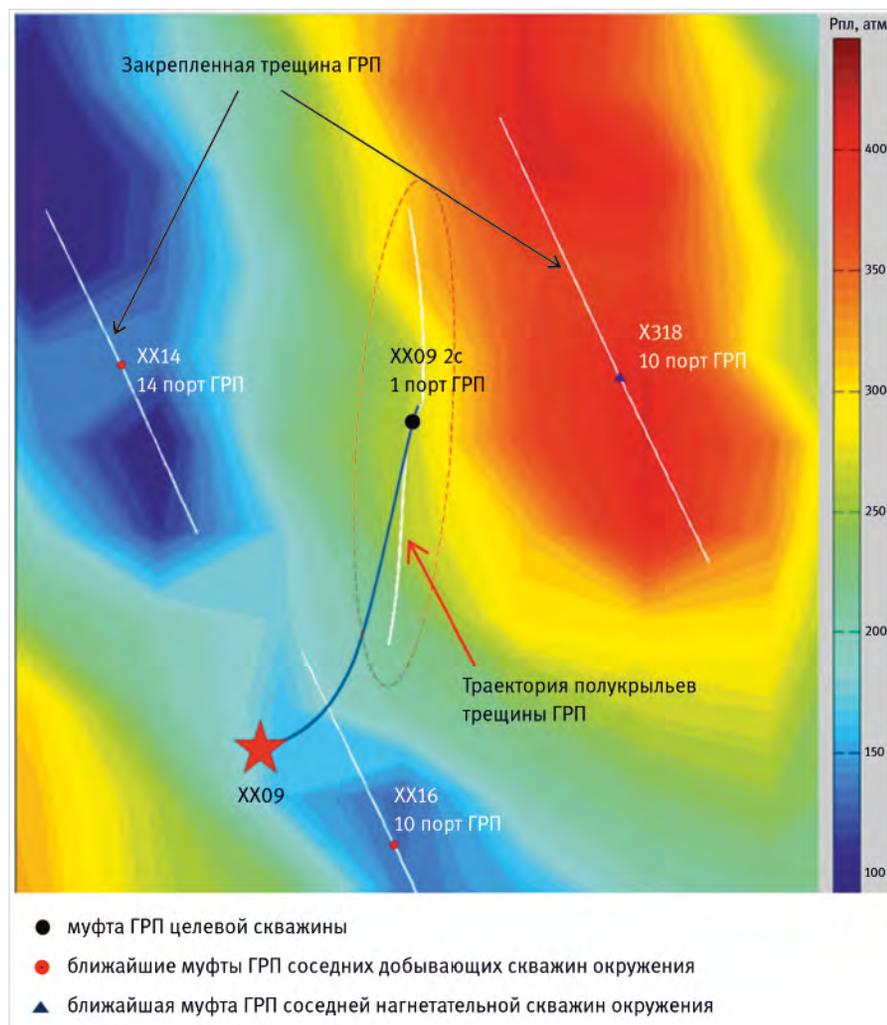


Рис. 6. Траектория развития трещины ГРП уплотняющей ГС  
Fig. 6. Trajectory of crack development in a sealing horizontal well

**Results**

1. The relevance of using modeling of the direction of development of hydraulic fractures is increasing due to the active growth of infill drilling in the fields.
2. The results presented in the article using the example of two sections of different fields demonstrate the importance of assessing this effect when planning infill horizontal wells with multistage hydraulic fracturing.

**Conclusions**

1. The possibility of using infill drilling systems in the development of low-permeability reservoirs depends on the azimuthal propagation and geometry of the created hydraulic fractures initiated in the changed stress field and reservoir pressure.
2. The existing analysis tools implemented in the RN-KIN corporate software in the «Hydraulic Fractures» module allow us to assess the propagation of hydraulic fractures depending on the current state of development.

**References**

1. Fedorov A.E., Dilmuhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeichev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020, SPE-201811-MS. (In Russ).
2. Miroshnichenko A.V., Korotovskikh V.A., Musabirov T.R., Fedorov A.E., Suleimanov Kh.Kh. Investigation of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing technological efficiency in the development of low-permeability oil reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2021, SPE-206412-MS. (In Russ).
3. Latypov I.D., Borisov G.A., Haidar A.M., Gorin A.N., Nikitin A.N., Kardymon D.V. Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. Oil industry, 2011, issue 6, P. 34–38. (In Russ).
4. Toropov K.V., Sergeichev A.Y., Murtazin R.R. et al. Experience in microseismic monitoring of multi-stage fracturing by RN-Yuganskneftegaz LLC. Oil industry, 2016, issue 11, P. 23–26. (In Russ).
5. Martemyanov A., Shel E., Chebyshev I., Paderin G., Bazyrov I., Bratov V. Conditions of secondary fracture reorientation for cases of vertical and horizontal wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference, SPE-196966-MS. (In Eng).
6. Badykov I.Kh., Baikov V.A., Borshchuk O.S. The Software Package “RN-KIM” as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits. Nedropolzovanie XXI vek, 2015, issue 4, P. 96–103. (In Russ).
7. Davletova A.R., Bikbulatova G.R., Fedorov A.I., Davletbaev A.Y. Geomechanical simulation of hydraulic fractures growth direction and trajectory in the low permeability reservoirs development. Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO “NK “Rosneft”, 2014, issue 1, P. 40–43. (In Russ).
8. Fedorov A.I., Davletova A.R., Kolonskikh A.V., Toropov A.V. Justification of the necessity to consider the effects of changes in the formation stress state in the low permeability reservoirs development. Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO “NK “Rosneft”, 2013, issue 2, P. 25–29. (In Russ).
9. Miroshnichenko A.V., Sergeichev A.V., Korotovskikh V.A., Toropov K.V., Volkov M.G., Antonov M.S., Fedorov A.E. Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft oil company. Oil industry, 2022, issue 12, P. 105–109. (In Russ).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Ерастов Сергей Анатольевич**, начальник отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

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

**Садыков Алмаз Махмутович**, главный менеджер отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

**Галлямов Ильмир Флоридович**, старший специалист отдела развития технологий заканчивания ТРИЗ ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

**Жилко Елена Юрьевна**, старший специалист отдела развития технологий разработки ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

**Торопов Константин Витальевич**, главный специалист управления инновационных проектов ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Яценко Владислав Михайлович**, заместитель начальника управления геолого-гидродинамического моделирования и экспертизы ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Багманов Вадим Радикович**, главный менеджер группы новых технологий ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Erastov Sergei Anatol'evich**, Head of the TRIZ completion technology development department of RN-BashNIPneft LLC, Ufa, Russia

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

**Sadykov Almaz Mahmutovich**, chief manager of the development department of TRIZ completion technologies of RN-BashNIPneft LLC, Ufa, Russia

**Gallyamov Il'mir Floridovich**, senior specialist of the TRIZ completion technology development department of RN-BashNIPneft LLC, Ufa

**Zhilko Elena Yur'evna**, senior specialist of the development technology development department of RN-BashNIPneft LLC, Ufa, Russia

**Toropov Konstantin Vitalevich**, chief specialist of the innovation projects department of PJSC NK Rosneft, Moscow, Russia

**Yatsenko Vladislav Mihailovich**, Deputy Head of the Department of Geological-Hydrodynamic Modeling and Expertise of PJSC NK Rosneft, Moscow, Russia

**Bagmanov Vadim Radikovich**, chief manager of the new technologies group of LLC RN-Yuganskneftegaz LLC, Nefteyugansk, Russia



### ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ

- ТРУБЫ
- СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ
- СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

Внутреннее полимерное покрытие на основе порошковых материалов.

Наружное полимерное покрытие на основе порошковых материалов.

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

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

### СВАРКА, СБОРКА УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

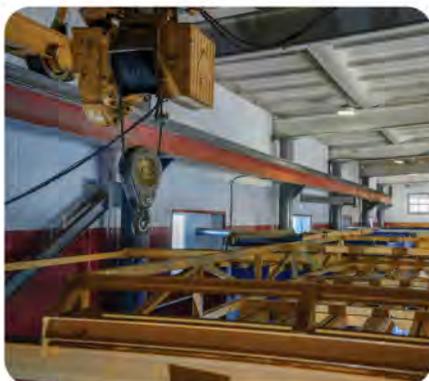
- СТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- ТЗ ЗАКАЗЧИКА

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

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

Входной контроль материалов межоперационный и приемо-сдаточный.

Проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля.



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

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



# Апробация подхода по автоматической интерпретации эхограмм методами машинного обучения

Ишкина Ш.Х.<sup>1</sup>, Закирьянов И.И.<sup>1</sup>, Сагдеев Э.И.<sup>1</sup>, Акрамов И.Р.<sup>1,2</sup>, Амекачев Р.М.<sup>1</sup>, Ишкин Д.З.<sup>1</sup>,  
Давлетбаев А.Я.<sup>1,3</sup>, Щутский Г.А.<sup>4</sup>, Мустафин Д.А.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия<sup>2</sup>; ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия;

<sup>3</sup>ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия; <sup>4</sup>ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

ishkinashkh@bnipti.rosneft.ru

## Аннотация

Описан подход по автоматизации определения динамического уровня жидкости в скважине методом эхометрирования с применением алгоритмов машинного обучения. Актуальность связана с тем, что на отдельных месторождениях Западной Сибири остается механизированный фонд скважин, на которых выходят из строя датчики давления в телеметрической системе. Результаты апробации реализованного подхода на промысловых данных позволяют сделать вывод о его применимости в задаче контроля достоверности интерпретации эхограмм, что поможет снизить риски потери дорогостоящего насосного оборудования и повысить эффективность разработки месторождения.

## Материалы и методы

Разработанный подход основан на модели сверточной нейронной сети. Архитектура U-Net адаптирована под особенности входных данных и решаемой задачи. Апробация проведена на промысловых данных отдельных месторождений Западной Сибири.

## Ключевые слова

машинное обучение, сверточная нейронная сеть, гидродинамические исследования скважин, эхометрирование, забойное давление, динамический уровень жидкости

Авторы выражают благодарность Абдуллину Р.И., к.ф.-м.н. Сарапуловой В.В., д.ф.-м.н. Чиглинцевой А.С., Асалхужиной Г.Ф., Мироненко А.А., Нигматуллиной Р.Г. (ООО «РН-БашНИПнефть»), специалистам геологической службы ЦДНГ ООО «РН-Юганскнефтегаз», Тепкееву В.С., Галееву Р.Р., Ефремову А.Н., Канину А.В., Максимова А.А., Гербу Д.А. (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), Нуриеву Р.И. (ООО «ГИС-Нефтесервис») за тестирование, обсуждение результатов и предложения по совершенствованию подхода, а также Кравцу Д.А. (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), Юлмухаметову Д.Р., Сергейчеву А.В., Мусабинову Т.Р., Соколову С.В. (ПАО «НК «Роснефть») за поддержку научно-исследовательских работ.

## Для цитирования

Ишкина Ш.Х., Закирьянов И.И., Сагдеев Э.И., Акрамов И.Р., Амекачев Р.М., Ишкин Д.З., Давлетбаев А.Я., Щутский Г.А., Мустафин Д.А. Апробация подхода по автоматической интерпретации эхограмм методами машинного обучения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 51–56. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-51-56

Поступила в редакцию: 16.08.2024

OIL PRODUCTION

UDC 519.688, 553.98 | Original Paper

## Approbation of the machine learning based approach to acoustic liquid level determination

Ishkina Sh.Kh.<sup>1</sup>, Zakiryaynov I.I.<sup>1</sup>, Sagdeev E.I.<sup>1</sup>, Akramov I.R.<sup>1,2</sup>, Amekachev R.M.<sup>1</sup>, Ishkin D.Z.<sup>1</sup>,  
Davletbaev A.Ya.<sup>1,3</sup>, Shutskiy G.A.<sup>4</sup>, Mustafin D.A.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; <sup>2</sup>Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia;

<sup>3</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Russia; <sup>4</sup>“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

ishkinashkh@bnipti.rosneft.ru

## Abstract

In this paper an approach for automatic interpretation of echograms based on machine learning methods is presented. The relevance is related to the fact that for some fields in Western Siberia there remains a mechanized well stock, where pressure sensors in the telemetry system tend to fail. The experimental results show that the proposed approach provides an accurate detection of the well liquid level depth to reduce the risks of pump failure, as well as it is applicable in the task of monitoring the reliability of echogram interpretation to increase the efficiency of field development.

## Materials and methods

The developed approach is based on the convolutional neural network model. The U-Net architecture is adapted to the structure of the input data and the problem being solved. The approbation was carried out on production data from individual fields in Western Siberia.

## Keywords

machine learning, convolutional neural network, well testing, liquid level detection, bottomhole pressure, dynamic fluid level, echogram

## For citation

Ishkina Sh.Kh., Zakiryaynov I.I., Sagdeev E.I., Akramov I.R., Amekachev R.M., Ishkin D.Z., Davletbaev A.Ya., Shutskiy G.A., Mustafin D.A. Approbation of the machine learning based approach to acoustic liquid level determination. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 51–56. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-51-56

Received: 16.08.2024

## Введение

Уровнем жидкости в скважине называется расстояние от устья до уровня жидкости в межтрубном пространстве [1]. Величина уровня жидкости в нефтяной скважине является одним из важнейших параметров, который контролируют в процессе эксплуатации для прогнозирования/интенсификации добычи, а также для планирования и проведения различных мероприятий. Определение уровня жидкости, как правило, осуществляется периодически в тех случаях, когда неисправен датчик давления на приеме механизированной скважины с установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) и в скважинах со штанговыми насосными установками (ШГН), в которые не спущен датчик давления на кабеле/проводе. На основе полученного значения уровня с помощью известных математических моделей многофазных течений [2] осуществляется расчет забойного давления.

Измерение статического уровня в оставленных скважинах и динамического уровня в работающих скважинах используется при выборе глубинного насосного оборудования, определения/контроля его режима работы и глубины спуска в скважину [1]. Если скорость откачки жидкости из ствола скважины насосом превышает скорость притока флюида из пласта, то наблюдается увеличение динамического уровня, что приводит к падению давления на приеме насоса. Дальнейшее увеличение динамического уровня приведет к срыву подачи. Если аварийное отключение не сработает, работа насоса в режиме сухого трения приведет к повреждению деталей и потере дорогостоящего оборудования.

Одним из основных методов определения уровня жидкости в межтрубном пространстве скважин, не оборудованных датчиками давления, является эхограмирование. При данном исследовании на устье скважины создается акустический импульс и с помощью эхолота регистрируется отклик от границы раздела «газ-жидкость» (динамического уровня). Пример эхограммы с однозначным откликом от границы раздела «газ-жидкость» приведен на рисунке 1. Интерпретация эхограммы заключается в том, что на графике определяется время пробега звуковой волны с момента создания импульса на устье скважины до прихода значимого отклика, т. е. от динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины. На основе полученного времени пробега по результатам интерпретации эхограммы [1] и принятой величины скорости звука [3–6] рассчитывается динамический уровень.

Процесс интерпретации эхограмм в большинстве случаев не автоматизирован и, как правило, выполняется специалистами по исследованиям скважин вручную. При наличии значительного количества измерений на большом фонде скважин этот процесс может потребовать существенных временных затрат при выполнении расчетов. Кроме того, интерпретация значительного массива данных может сопровождаться ошибками со стороны специалистов, в том числе по причине, связанной с субъективностью или отсутствием соответствующего опыта. В данной работе описан алгоритм на основе методов машинного обучения, разработанный с целью создания системы по автоматической интерпретации промысловых исследований методом эхограмирования для повышения скорости и достоверности определения динамического уровня жидкости в скважине.

## Обзор существующих подходов по автоматической интерпретации эхограмм

Исследование методом эхограмирования может давать неоднозначный результат. Определение значимого отклика от уровня жидкости может быть осложнено зашумленностью графика амплитуды. На акустический сигнал также влияют колебания колонны насосно-компрессорной трубы (НКТ), отражение сигнала от неоднородностей затрубного пространства, отражения от муфт НКТ, акустический шум насоса [7]. Поэтому большинство работ по автоматическому определению уровня жидкости в скважине посвящено предобработке сигнала и дальнейшему вычислению искомого значения времени пробега сигнала. Другим направлением исследования является разработка методов по определению скорости звука, поскольку установлено, что она зависит от свойств газа в затрубном пространстве [3–6, 8], однако это большая задача, которая требует отдельного рассмотрения. В данной работе решается задача автоматизированного поиска значимого отклика на эхограмме.

В статье [9] для определения времени прохождения сигнала от источника до уровня жидкости сравнивают два подхода. В первом проводят предобработку данных эхограммы, а именно, удаление шума, с помощью преобразования Фурье. Далее на полученном ряду ищут пики амплитуды и расстояние между пиками принимают за искомого величину. Во втором подходе пики ищут на графике автокорреляции [10] эхограммы с различными смещениями. Смещение, при котором

значение автокорреляции максимально, соответствует искомому значению. Показано, что при наличии шума второй подход дает более точные результаты, так как на графике автокорреляции пики имеют более высокие значения по амплитуде.

Авторы Zhou W. и др. проводят серию исследований [11–13] по определению динамического уровня жидкости в скважине. В статье [11] устанавливается связь между уровнем жидкости и резонансной частотой звукового поля трубы, согласно теории резонанса воздушного столба в трубе. В работе [12] применяются сверточные фильтры для уменьшения влияния шума при решении задачи и определяют резонансную частоту с помощью оценки спектральной плотности мощности методом Уэлча [14]. Продолжая свою работу в статье [13], авторы используют преобразование Фурье и улучшают точность определения динамического уровня.

В статье [8] авторы строят вейвлет-преобразование сигнала, после чего вычисляют Ганкелеву матрицу для коэффициентов преобразования [15] и находят ее ранг с помощью сингулярного (SVD) разложения. Ранг Ганкелевой матрицы равен длине периода в исходном сигнале и, таким образом, определяет положение искомого отклика.

Эти исследования свидетельствуют об актуальности задачи определения динамического уровня с использованием эхограмирования и подтверждают возможность автоматизации процесса интерпретации эхограмм. Однако разработанные методы являются аналитическими и требуют адаптации значений параметров под каждый новый набор данных. Недостатком подхода [8] является также большая вычислительная сложность построения Ганкелевой матрицы и сингулярного разложения, что делает метод неприменимым в задаче разработки эффективного и быстродействующего алгоритма автоматической интерпретации. Для устранения ограничений аналитических алгоритмов в данной работе обсуждаются результаты апробации реализованного подхода на основе методов машинного обучения.

## Описание разработанного подхода

В терминах машинного обучения поиск интервала отклика от динамического уровня на эхограмме формулируется как задача сегментации сигнала на две области точек: принадлежащих искомому отклику и остальных. Для обработки сигналов широко применяются сверточные нейронные сети (CNN) [16], так как они способны анализировать небольшие

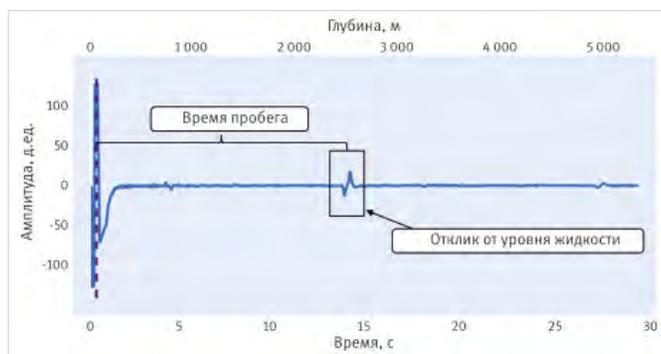


Рис. 1. Пример эхограммы  
Fig. 1. Example of the echogram

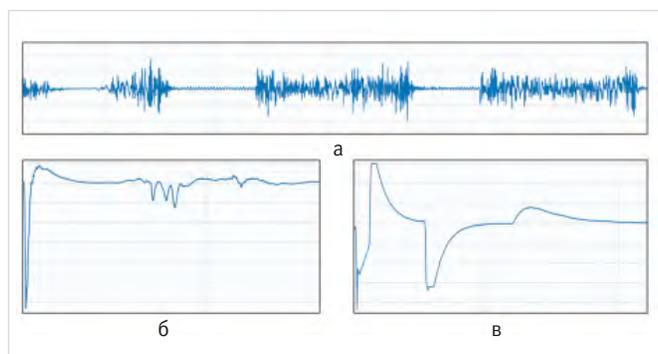


Рис. 2. Примеры неинформативных эхограмм: а — имеются зашумленные участки с высокой амплитудой шума, б и в — на начальном участке эхограммы имеются аномалии  
Fig. 2. Example of incorrect echograms: а — noisy regions with high amplitude, б and в — anomaly shape of the beginning of the signal

локальные области в упорядоченных данных и выделять в них особенности. Среди известных моделей на основе CNN при сегментации изображений хорошо показала себя архитектура U-Net [17], которая представляет собой два последовательных блока, называемых энкодером и декодером. В энкодере происходит выделение ключевой информации из данных путем увеличения фильтров свертки и снижения размерности входных данных. В декодере происходит генерация ответа путем уменьшения фильтров свертки и приведения данных к исходной размерности. Задачей энкодера является извлечение основного смысла из данных, задачей декодера — вычисление правильного ответа из выделенной энкодером информации.

Описанная архитектура была выбрана для реализации подхода и адаптирована под особенности решаемой задачи. Поскольку входные данные являются одномерным массивом значений амплитуды, энкодер и декодер были определены на основе одномерной CNN. Целевая переменная задавалась как массив из 0 и 1. Единицы соответствуют тем моментам времени, где наблюдается отклик от динамического уровня. В качестве функции потерь была использована BCELoss [18], то есть для каждой точки решалась задача бинарной классификации принадлежности к классу 1. Выходом модели является массив вероятностей принадлежности точек эхограммы к интервалу отклика.

Обучающая выборка для построения модели машинного обучения составила 20 тысяч исследований методом эхометрирования для скважин на ряде месторождений Западной Сибири. При подготовке данных были исключены неинформативные исследования, примеры которых приведены на рисунке 2. Такие эхограммы могут содержать различные шумы (рис. 2а) или аномалии (рис. 2б, 2в), в этом случае эксперт делает вывод о невозможности однозначного определения величины динамического уровня.

Путем варьирования количества слоев сети, гиперпараметров свертки, шага обучения и количества эпох обучения были определены архитектура и оптимальные гиперпараметры разработанной модели. В качестве оптимизатора был использован Adam [19]. Подбор основывался на характере изменения функции потерь на обучающей и контрольной выборках. На рисунке 3 приведен график обучения, на котором было достигнуто наименьшее значение функции потерь (0,004637). Обучение модели более

чем на 12 эпохах приводит к переобучению, когда функция потерь на контрольной выборке начинает постепенно увеличиваться.

После получения ответа модели выделяются интервалы, на которых вероятность превышает заданное пороговое значение. В случае неоднозначности среди них выбирается тот интервал, на котором достигается наибольшее значение вероятности. Этот интервал определяется как искомый интервал отклика от динамического уровня жидкости.

Пример работы алгоритма показан на рисунке 4, где при пороговом значении 0,01 выделено три интервала. Среди них отбирается третий интервал, так как на нем достигается максимальное значение вероятности.

Расчет динамического уровня проводится согласно следующему алгоритму. На двух интервалах — исходном отклике и найденном с помощью модели — находятся точки максимума амплитуды. Далее половина времени пробега сигнала между этими точками умножается на известную скорость звука. Полученное значение принимается за ответ алгоритма.

### Тестирование подхода на промысловых данных

Тестирование проведено на выборке, состоящей из 2 тысяч исследований методом эхометрирования для добывающих механизированных скважин на месторождениях Западной Сибири, которые не были использованы во время обучения модели. Кроме того, предварительно исключены эхограммы, на которых, согласно заключению эксперта, динамический уровень не выделяется однозначно.

Оценкой точности являлось абсолютное отклонение ответа алгоритма от значения динамического уровня, определенного экспертом. Для интерпретации результатов тестирования выделены три категории эхограмм. На рисунке 5 приведены примеры эхограмм из каждой категории. Вертикальной линией отмечены точки максимума, по которым рассчитывался динамический уровень.

Первую категорию составляют эхограммы, для которых отклонение ответа алгоритма находится в допустимом диапазоне и составляет менее чем 20 метров (рис. 5а). К данной категории ошибок относится большинство тестовых исследований.

Вторую категорию составляют тестовые примеры с ошибкой от 20 до 50 метров (рис. 5б). В данную группу попадают эхограммы, в которых ответ модели верен, но время

пробега импульса на основе точек максимума амплитуды рассчитано некорректно. Это связано с тем, что отклики от уровня жидкости имеют нестандартную форму. Для устранения ошибок в дальнейшем планируется рассмотреть подход на основе автокорреляции.

Третью категорию составляют эхограммы с ошибкой более чем на 50 метров (рис. 5в). В данных примерах модель выдает неверный ответ, выбирая отклики от конструкции скважины, которые очень похожи на отклик от уровня жидкости. Поэтому в дальнейшем планируется учитывать в алгоритме дополнительную информацию об элементах конструкции скважины (реперы, муфты НКТ, изменения диаметра колонны НКТ и др.).

В таблице 1 представлены результаты сравнения описанного подхода (ML) с разработанным ранее аналитическим методом на основе автокорреляции (ACF) [9]. Показано распределение по трем категориям.

Общая доля эхограмм второй и третьей категории составляет 2%. Также можно отметить, что доля эхограмм в первой категории для алгоритма ML на 20% больше по сравнению с алгоритмом ACF. Таким образом, можно сделать вывод, что разработанный алгоритм хорошо справляется с поставленной задачей и оказывается на 20% точнее алгоритма на основе автокорреляции.

### Примеры апробации на промысловых данных

Реализованный алгоритм позволил обнаружить пример некорректной интерпретации и определения заниженной величины динамического уровня при обработке эхограммы вручную интерпретатором сервисной компании.

Для иллюстрации подхода рассмотрены исходные данные по нескольким исследованиям в скважине 108XX месторождения У, проведенные в период с 2021 по 2023 гг. На рисунке 6 приведены исходные данные

Табл. 1. Распределение исследований из тестовой выборки по категориям  
Tab. 1. The distribution of the echogram studies in three groups

Категория	ACF, %	ML, %
Менее 20 м	78	98
От 20 м до 50 м	15	0,2
Больше 50 м	7	1,8

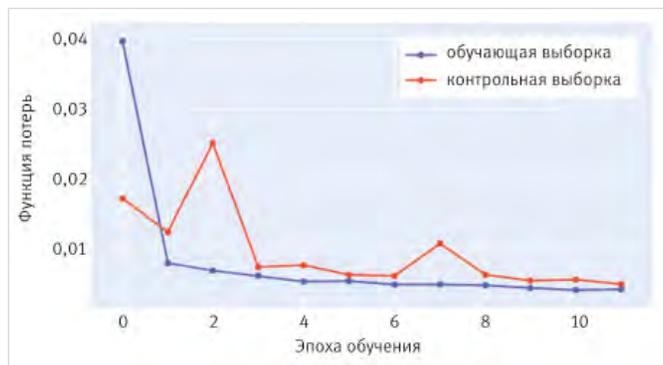


Рис. 3. Изменение функции потерь при обучении нейронной сети  
Fig. 3. Curve of the loss function during neural network training

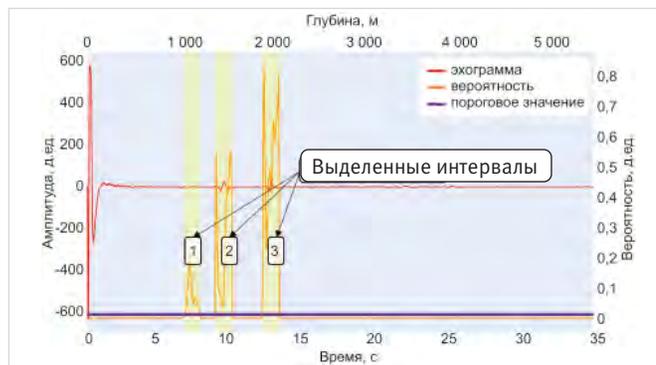


Рис. 4. Пример работы алгоритма поиска границ интервала отклика  
Fig. 4. Example of echogram data processing using the implemented algorithm

одного из исследований в указанный период времени с двумя результатами интерпретации. Вертикальными линиями отмечены точки на эхограмме, по которым рассчитывается время пробега звукового сигнала и, соответственно, динамический уровень: фиолетовой линией — точка максимума на исходном импульсе, красной линией — точка, выбранная интерпретатором сервисной компании, зеленой линией — точка, выбранная алгоритмом с применением методов машинного обучения. Зеленая линия расположена на точке максимума на отклике, тогда как красная находится левее и приводит к определению заниженного значения динамического уровня.

На рисунке 7 приведены графики изменения динамического уровня, которые рассчитаны интерпретатором вручную (линия синим маркером), и величины динамического уровня, рассчитанные с помощью алгоритма с применением методов машинного обучения (линия красным маркером). Горизонтальной линией отмечена глубина спуска насоса в механизированной скважине.

Можно видеть, что имеется период с апреля 2021 года по март 2022 года, когда значения уровня жидкости, полученные интерпретатором вручную, оказываются меньше величин динамического уровня, полученных алгоритмом с применением методов машинного обучения. При этом стоит отметить, что ответы интерпретатора оказываются меньше значения глубины спуска насоса, тогда как корректный расчет по алгоритму дает значения больше глубины спуска насоса. Причина этого заключается в неверно принятой величине скорости звука по данной скважине. Более детальное изучение результатов исследований за этот период показало, что все эхограммы имеют вид как на рисунке 6. Отсюда следует вывод, что интерпретатор намеренно занижал величину динамического уровня с целью получения значений меньше глубины спуска УЭЦН. Тогда как на основе установленных правил интерпретатор исследования обязан инициировать проверку принятых значений скорости звука по данной скважине и проведение дополнительных исследований для уточнения скорости звука в межтрубном пространстве скважины.

Анализ результатов интерпретации на случайной выборке из 2 500 исследований на месторождении N показал, что имеется 8 % исследований, где ответы алгоритма с применением методов машинного обучения расходятся с ответом интерпретатора сервисной компании более

чем на 20 метров. Ответы алгоритма были верифицированы экспертом, таким образом, их можно считать корректными. Отклонения ответов интерпретатора на данной выборке были распределены по трем группам так, как показано на рисунке 8. Можно видеть, что для 4,5 % исследований ошибка интерпретатора сервисной компании находится в пределах 50 метров, для 3,2 % обнаружено занижение значений динамического уровня, для 0,3 % — завышение. Некорректное определение динамического уровня повышает риски при эксплуатации скважины: занижение может привести к срыву подачи вследствие неверной оценки потенциала и подбору насосного оборудования, завышение — к недополученной добыче вследствие недооценки потенциала. Использование алгоритма с применением методов машинного обучения поможет автоматически и своевременно обнаружить недостоверные данные в результатах интерпретации, которые потребуют отдельной выборочной проверки экспертом, и, соответственно, снизить риски в работе механизированного фонда скважин и повысить эффективность разработки месторождения.

#### ИТОГИ

- Разработан алгоритм автоматической интерпретации эхограмм на основе сверточной нейронной сети U-Net.

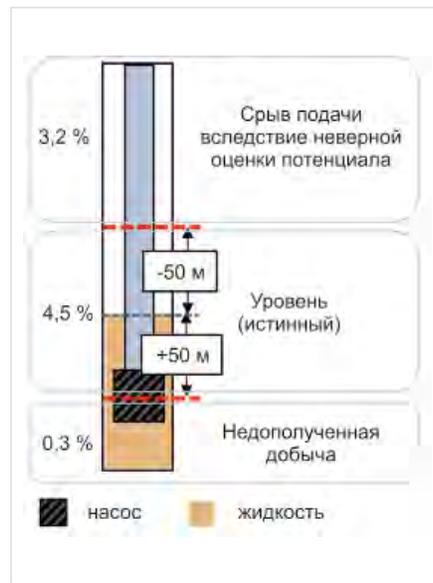


Рис. 8. Иллюстрация схемы скважины. Распределение исследований в случае ошибочной интерпретации вручную относительно истинного динамического уровня

Fig. 8. Distribution of the studies between three groups based on the difference between the manual interpretation and true dynamic level

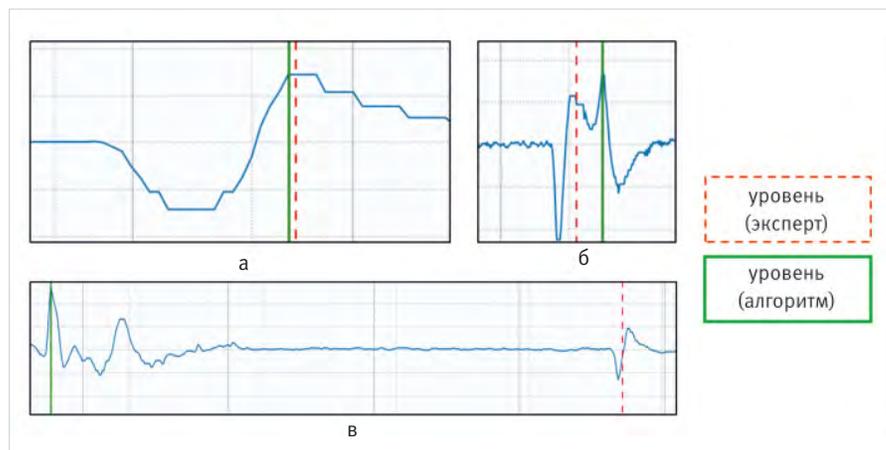


Рис. 5. Примеры эхограмм из трех категорий: а — отклонение менее 20 м, б — отклонение от 20 до 50 м, в — отклонение более 50 м

Fig. 5. Example of echograms for three groups based of the difference between the dynamic levels values determined by the algorithm and manually: а — less than 20 m, б — between 20 m and 50 m, в — greater that 20 m

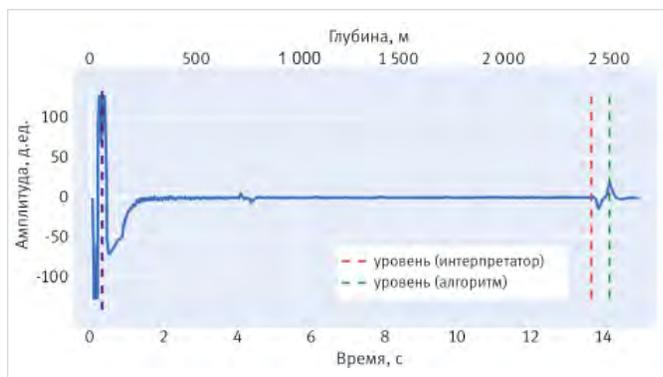


Рис. 6. Пример некорректной интерпретации вручную и автоматического уточнения величины динамического уровня с применением машинного обучения  
Fig. 6. Example of incorrect manual interpretation and correction of the result using the implemented algorithm



Рис. 7. Сравнение динамик изменения динамического уровня жидкости, рассчитанных интерпретатором вручную и автоматически с применением методов машинного обучения  
Fig. 7. Comparison of dynamic liquid level history data of manual interpretation and machine learning based algorithm

- Алгоритм апробирован на промысловых примерах по механизированным скважинам отдельных месторождений Западной Сибири. Показано, что более чем для 98 % исследований значения динамического уровня, определенные алгоритмом с применением методов машинного обучения, находятся в пределах допустимой погрешности и отличаются от ответа эксперта менее чем на 20 метров.
- Алгоритм протестирован для анализа достоверности интерпретации эхограмм вручную по отдельным скважинам. Показано, что в ряде случаев результаты интерпретации исследований могут иметь систематическое искажение значений динамического уровня, которое несет в себе риски срыва подачи вследствие неверной оценки потенциала или, наоборот, риски недооценки потенциала скважины.

## Выводы

1. Предложенный подход по автоматической интерпретации эхограмм с применением методов машинного обучения позволяет:
  - определить значение динамического уровня жидкости в скважине с высокой достоверностью;
  - своевременно обнаружить расхождения с результатами интерпретации вручную и снизить риски в работе механизированного фонда скважин;
  - обоснованно инициировать исследования по уточнению скорости звука в отдельных механизированных скважинах, в которых неисправен датчик давления на приеме УЭЦН.
2. Следующим этапом развития данного подхода является разработка классификатора для автоматического определения исследований методом эхометрирования в механизированных скважинах, непригодных для анализа и определения динамического уровня.

## Литература

1. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Пашали А.А. Добыча нефти. Современные технологии механизированной эксплуатации скважин. В 2 томах. Том 1. Новосибирск:

ДОМ МИРА, 2024. 400 с.

2. Чиглинцева А.С., Сорокин И.А., Уразов Р.Р. и др. Результаты апробации моделей многофазного потока для пересчета давления в ПК «РН-ВЕГА» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 5. С. 106–110.
3. Махота Н.А., Давлетбаев А.А., Бикбулатова Г.Р. и др. Повышение точности определения забойного давления методом эхометрирования // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 48–50.
4. Ишмуратов Т.А., Давлетбаев А.А., Хамидуллина А.И. и др. Способ определения скорости звука в затрубном пространстве скважины. Патент РФ № 2804085С1. 2023. 20 с.
5. Ишмуратов Т.А., Исламов Р.Р., Шарипова Г.Ф., и др. Расчет PVT-свойств пластовых флюидов модифицированными корреляциями по результатам лабораторных исследований проб нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей на территории деятельности ООО «РН-Пурнефтегаз» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 42–48.
6. Маргарит А.С., Жданов И.А., Роцектаев А.П., Гималетдинов Р.А. Учет коэффициента сепарации и скорости звука в затрубном пространстве при расчете забойного давления // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 62–65.
7. Shinyakov Ju., Sukhorukov M., Torgaeva D. et al. Analysis of methods for measuring the liquid level in the annular space of an oil well. MATEC Web Conf., 2018, Vol. 158, P. 01029. (In Eng).
8. Wang L., Wei Y., Wang Y. et al. Research on comprehensive and effective acoustic signal processing methods for calculating downhole liquid level depth. Measurement. 2022, Vol. 199, 111452. (In Eng).
9. Zhang X., Fan J., Wu S., Liu D. A novel acoustic liquid level determination method for coal seam gas wells based on autocorrelation analysis. Energies, 2017, Vol. 10, issue 12, P. 1961. (In Eng).
10. Орлов А.И. Прикладная статистика. М.: Экзамен, 2006. 672 с.

11. Zhou W., Li T, Zhang Y. et al. Research on liquid level detection based on acoustic field characteristic of the oil wells. IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2015, Auckland, New Zealand, P. 202–207. (In Eng).
12. Zhou W., Liqun Gan, Pan Zhou et al. Study on the measurement method of oil well's dynamic liquid level based on air column resonance. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2017, Vol. 81, issue 1, P. 012213. (In Eng).
13. Zhou W., Liu J., Gan L. Dynamic liquid level detection method based on resonant frequency difference for oil wells. Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences, 2018, Vol. 26, issue 6, P. 2967–2975. (In Eng).
14. Шахтарин Б.И., Бурляев Д.В. Сравнение методов оценки энергетического спектра // Научный вестник МГТУ ГА. 2010. № 158. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnienie-metodov-otsenki-energeticheskogo-spektra> (дата обращения 16.05.2024).
15. Shen Y.-L., Wai R.-J. Wavelet-analysis-based singular-value-decomposition algorithm for weak arc fault detection via current amplitude normalization. IEEE Access, 2021, Vol. 9, P. 71535–71552. (In Eng).
16. Bengio Y., Yann Lecun. Convolutional networks for images, speech, and time series. The handbook of brain theory and neural networks, 1995, Vol. 3361, issue 10, P. 1995. (In Eng).
17. Ronneberger O., Fischer Ph., Brox T. U-Net: Convolutional networks for biomedical image segmentation. (In Eng). doi: 10.48550/arXiv.1505.04597
18. PyTorch Documentation. BCELoss. URL: <https://pytorch.org/docs/stable/generated/torch.nn.BCELoss.html> (дата обращения 17.05.2024). (In Eng).
19. Kingma D.P., Adam Ba J. A method for stochastic optimization. International Conference on Learning Representations (ICLR), 2015. (In Eng). doi: 10.48550/arXiv.1412.6980

## ENGLISH

### Results

- An algorithm for automatic dynamic fluid level detection based on the U-Net convolutional neural network has been developed.
- The implemented algorithm was tested on field data for mechanized wells from fields in Western Siberia. It was that for more than 98 % of studies the dynamic level values determined by the algorithm are within the permissible error limits and differ from the expert's answer by less than 20 meters.
- Based on the algorithm the reliability of manual interpretation results was assessed. It was shown that in some cases the results of manual interpretation have a systematic distortion of the dynamic level values, which carries the risk of supply disruption due to an incorrect assessment of the well potential or, conversely, the risk of underestimating the well potential.

### References

1. Urazakov K.R., Timashev E.O., Pashaly A.A. Oil production. Modern technologies of mechanized operation of wells. In 2 volumes. Vol. 1. Novosibirsk: DOM MIRA, 2024. 400 p. (In Russ).
2. Chiglintseva A.S., Sorokin I.A., Urazov R.R. et al. Results of approbation of multi-phase

flow models for pressure calculation in the RN-VEGA software. Oil Industry, 2023, issue 5, P. 106–110. (In Russ).

3. Makhota N.A., Davletbayev A.Ya., Bikbulatova G.R. et al. Refinement of bottomhole pressure when measuring dynamic head. Oil Industry, 2014, issue 8, P. 48–50. (In Russ).

### Conclusions

1. The proposed approach to automatic interpretation of echograms using machine learning methods allows you to:
  - determine the value of the dynamic fluid level in the well with high accuracy;
  - detect discrepancies with the results of manual interpretation and reduce risks in the operation of the mechanized wells;
  - reasonably initiate studies to clarify the wellbore sound velocity in mechanized wells in which the pressure sensor at the ESP intake is faulty.
2. Future plans include the development of a classifier for the automatic detection of echogram data unsuitable for processing and echograms with a high noise level that leads to the inability to determine the dynamic level in mechanized wells.

4. Ishmuratov T.A., Davletbayev A.Ya., Khamidullina A.I. et al. Method for determining speed of sound in annulus of well. Patent RU No 2804085 C1, 2023, 20 p. (In Russ).
5. Ishmuratov T.A., Islamov R.R., Sharipova G.F. et al. Calculation of PVT-properties of reservoir fluids by modified

- correlations based on the results of laboratory studies of samples of oil, oil and gas and oil and gas condensate deposits in the territory of activity of “RN-Purneftegaz” LLC. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 42–48. (In Russ).
6. Margarit A.S., Zhdanov I.A., Roshchektaev A.P., Gimaletdinov R.A. Determination of BHP with calculation of separation ratio and speed of sound. Oil Industry, 2012, issue 12, P. 62–65. (In Russ).
  7. Shinyakov Ju., Sukhorukov M., Torgaeva D. et al. Analysis of methods for measuring the liquid level in the annular space of an oil well. MATEC Web Conf., 2018, Vol. 158, P. 01029. (In Eng).
  8. Wang L., Wei Y., Wang Y. et al. Research on comprehensive and effective acoustic signal processing methods for calculating downhole liquid level depth. Measurement, 2022, Vol. 199, 111452. (In Eng).
  9. Zhang X., Fan J., Wu S., Liu D. A novel acoustic liquid level determination method for coal seam gas wells based on autocorrelation analysis. Energies, 2017, Vol. 10, issue 12, P. 1961. (In Eng).
  10. Orlov A.I. Applied Statistics. Moscow: Ekzamen, 2004, 656 p. (In Russ).
  11. Zhou W., Li T., Zhang Y. et al. Research on liquid level detection based on acoustic field characteristic of the oil wells. IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2015, Auckland, New Zealand, P. 202–207. (In Eng).
  12. Zhou W., Liqun Gan, Pan Zhou et al. Study on the measurement method of oil well’s dynamic liquid level based on air column resonance. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2017, Vol. 81, issue 1, P. 012213. (In Eng).
  13. Zhou W., Liu J., Gan L. Dynamic liquid level detection method based on resonant frequency difference for oil wells. Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences, 2018, Vol. 26, issue 6, P. 2967–2975. (In Eng).
  14. Shakhtarin B.I., Burlyayev D.V. Comparison of energy spectrum assessment methods. The Civil Aviation High Technologies, 2010, issue 158. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnienie-metodov-otsenki-energeticheskogo-spektra> (accessed 16.05.2024). (In Russ).
  15. Shen Y.-L., Wai R.-J. Wavelet-analysis-based singular-value-decomposition algorithm for weak arc fault detection via current amplitude normalization. IEEE Access, 2021, Vol. 9, P. 71535–71552. (In Eng).
  16. Bengio Y., Yann Lecun. Convolutional networks for images, speech, and time series. The handbook of brain theory and neural networks, 1995, Vol. 3361, issue 10, P. 1995. (In Eng).
  17. Ronneberger O., Fischer Ph., Brox T. U-Net: convolutional networks for biomedical image segmentation. (In Eng).
  18. PyTorch Documentation. BCELoss. URL: <https://pytorch.org/docs/stable/generated/torch.nn.BCELoss.html> (accessed 17.05.2024). (In Eng).
  19. Kingma D.P., Adam Ba J. A method for stochastic optimization. International Conference on Learning Representations (ICLR), 2015. (In Eng).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ишкина Шаура Хабировна**, главный специалист сектора автоматизации и цифровизации бизнес-процессов по исследованиям и разработке, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов:** [ishkinashkh@bnipi.rosneft.ru](mailto:ishkinashkh@bnipi.rosneft.ru)

**Закирьянов Искандер Илгизарович**, старший специалист сектора проектирования месторождений Комсомольского и Барсуковского направлений, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Сагдеев Эмиль Ильдарович**, старший специалист сектора автоматизации и цифровизации бизнес-процессов по исследованиям и разработке, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Акрамов Ильнур Рамильевич**, техник сектора гидродинамического моделирования нефтяных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; студент 2-го курса магистратуры, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

**Амекачев Руслан Минегужевич**, руководитель сектора проектирования и анализа исследований скважин и пластов Западной Сибири, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Ишкин Динислам Закирович**, главный специалист сектора гидродинамического моделирования газонефтяных месторождений, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Давлетбаев Альфред Ядгарович**, к.ф.-м.н., начальник управления по моделированию и анализу исследований скважин и пластов ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент кафедры прикладной физики Уфимского университета науки и технологий, Уфа, Россия

**Щутский Григорий Анатольевич**, главный менеджер управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Мустафин Денис Аликович**, и.о. начальника управления по разработке месторождений, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

**Ishkina Shaura Khabirovna**, chief specialist of the sector for automation and digitalization of business processes for research and development, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author:** [ishkinashkh@bnipi.rosneft.ru](mailto:ishkinashkh@bnipi.rosneft.ru)

**Zakiryaynov Iskander Ilgizarovich**, senior specialist of the sector for design of fields of the Komsomolsky and Barsukovsky directions, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Sagdeev Emil Ildarovich**, senior specialist of the sector for automation and digitalization of business processes for research and development, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Akramov Ilnur Ramilevich**, technician of the sector for hydrodynamic modeling of oil fields of the West Siberian oil and gas province, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; 2nd year master’s student, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

**Amekachev Ruslan Mineguzhevich**, head of the sector for design and analysis of well and reservoir studies in Western Siberia, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Ishkin Dinislam Zakirovich**, chief specialist of the sector for hydrodynamic modeling of gas and oil fields, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Davletbaev Alfred Yadgarovich**, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of the modeling and analysis welltests directorate, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; associate professor of applied physics department, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

**Shutskiy Grigory Anatolyevich**, chief manager of the oil fields development directorate, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

**Mustafin Denis Alickovich**, head of oil fields development directorate, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

## СВАРОЧНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ И ТРУБНЫХ УЗЛОВ

- Качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие.
- Спецдетали любой сложности по чертежам заказчика.
- Соблюдение геометрии деталей.
- Входной контроль материалов: межоперационный и приемо-сдаточный.
- Проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля.



### ПРЕИМУЩЕСТВА:

Экономия времени  
и ресурсов

Гибкость в адаптации  
к требованиям проектов

Высокая  
компетентность

Гарантированное  
качество



КАЧЕСТВО НАШЕЙ ПРОДУКЦИИ СООТВЕТСТВУЕТ  
ГОСТ И ТУ И ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ СЕРТИФИКАТАМИ  
КАЧЕСТВА. ДОСТАВЛЯЕМ ПРОДУКЦИЮ ПО ВСЕЙ  
ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И СТРАН СНГ.



# Микробиологическая зараженность нефтяных месторождений. Часть 1: Основные действующие вещества реагентов-биоцидов

Валекжанин И.В.

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

## Аннотация

Вода, используемая в различных технологических процессах при разработке нефтегазовых месторождений, может содержать микроорганизмы, которые при попадании в пласт, добывающие скважины и наземное оборудование могут вызывать самые разные проблемы (в частности, повышенную коррозию оборудования). Основным способом минимизации негативных рисков микробиологической зараженности объектов является применение специальных химических реагентов — биоцидов (или бактерицидов). В качестве основного действующего вещества биоцидов используются разные классы химических веществ, и, следовательно, меняется механизм их действия, эффективность и область возможного применения.

## Материалы и методы

Рассмотрены основные группы микроорганизмов, встречающихся в нефтегазовой промышленности, их пагубное воздействие на объекты нефтегазовой отрасли. Химическая обработка рассматривается как основная стратегия минимизации рисков, вызванных деятельностью микроорганизмов. Проанализированы широко используемые

биоциды в нефтегазовой промышленности с точки зрения принципа их действия, преимуществ и недостатков.

## Ключевые слова

бактерии, микробиологическая зараженность, бактерицид, биоцид, нефтяное месторождение

## Для цитирования

Валекжанин И.В. Микробиологическая зараженность нефтяных месторождений. Часть 1: Основные действующие вещества реагентов-биоцидов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 58–67. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-58-67

Поступила в редакцию: 04.04.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Microbiological contamination of oil fields. Part 1: Main active ingredients of biocidal reagents

Valekzhanin I.V.

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

## Abstract

Water used in various technological processes during the development of oil and gas fields may contain microorganisms that, when released into the reservoir, production wells and surface equipment, can cause a variety of problems (in particular, increased corrosion of equipment). The main way to minimize the negative risks of microbiological contamination is the use of special chemical reagents – biocides (or bactericides). Different classes of chemical substances are used as the main active ingredient of biocidal reagents and, consequently, their mechanism of action, effectiveness and scope of possible application changes.

## Materials and methods

The main groups of microorganisms encountered in the oil and gas industry and their harmful effects on oil and gas industry facilities are considered. Chemical treatment is considered as the main strategy for minimizing the risks caused by the activity of microorganisms. Widely

used biocides in the oil and gas industry are analyzed in terms of their operating principle, advantages and disadvantages.

## Keywords

bacteria, microbiological contamination, bactericide, biocide, oil field

## For citation

Valekzhanin I.V. Microbiological contamination of oil fields. Part 1: Main active ingredients of biocidal reagents // Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 58–67. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-58-67

Received: 04.04.2024

## Введение

Сырая нефть представляет собой сложную смесь углеводородов и других органических соединений, а ее состав и физические свойства широко варьируются для различных месторождений по всему миру. Микроорганизмы, метаболизирующие углеводороды, широко распространены на каждом этапе добычи, транспортировки и переработки нефти. Микроорганизмы могут быть занесены в нефтяные пласты посредством бурения и гидроразрыва скважин, стимуляции, заводнения пласта и т.д. [1–3]. Присутствие большого количества попутно добываемой воды, ее возможное накопление в отдельных участках выкидных и магистральных трубопроводов и резервуарах для хранения делают контроль биозараженности достаточно сложной задачей в нефтяной промышленности. Надлежащее решение проблемы биозараженности оказывает прямое влияние на целостность трубопроводов и другого оборудования, что имеет большое значение в экономических вопросах, а также в области безопасности и охраны окружающей среды. Чтобы уменьшить негативный эффект роста бактерий, нефтяная промышленность обычно использует различные органические и неорганические химические реагенты (биоциды) для обработки зараженных объектов, а также для контроля и уменьшения негативного эффекта микробиологической коррозии, которая может быть вызвана, в частности, образованием сероводорода [4–5].

Вредное воздействие микроорганизмов в нефтяной промышленности начинается с выпадения и накопления воды, неорганических и органических твердых веществ, а также образования биопленок на поверхности металлического оборудования. Экзополисахариды, выделяемые некоторыми микроорганизмами, способствуют их первоначальному прикреплению к поверхности металла, запуская процесс колонизации и образования биопленок. Этот процесс зависит от характеристик поверхности, включая свободную энергию поверхности металла, шероховатость, гидрофобность и металлургические особенности. Толстый слой желеобразной биопленки вместе с другими неорганическими нерастворимыми химическими веществами (например, продуктами коррозии, осадками минеральных солей) и продуктами метаболизма бактериальной активности (например, органическими и неорганическими кислотами, ферментами, сероводородом) обеспечивает защиту от физических воздействий и биоцидных соединений [6]. Гетерогенные биопленки содержат отдельные клетки, а также микроколонии бактериальных клеток, разделенные интерстициальными каналами, которые обеспечивают диффузию и транспорт питательных источников и продуктов жизнедеятельности [7]. Состав микробного сообщества в биопленке и его метаболическая активность во многом зависят от внеклеточных условий, таких как температура и кислородный градиент, доноры и акцепторы электронов, накопление и удаление метаболитов, pH, минерализация воды и др. [8].

Бактериальное сообщество в биопленках часто демонстрирует совместную метаболическую активность. Благодаря синергетическому взаимодействию разных групп микроорганизмов биопленки по-разному влияют на поверхность металла. Например, аэробы активны на границе раздела верхнего слоя биопленки и окружающей жидкости/воздуха, потребляют кислород, обеспечивают микроокружение для анаэробов глубоко в биопленках

и на поверхности металла. Агрессивные метаболиты (например, сульфиды и кислоты), вырабатываемые бактериями в биопленках, также прямо или косвенно повышают скорость коррозии металлов. По оценкам, проведенным в 2001 г., коррозия обходится нефтегазовой промышленности США примерно в 13,4 миллиарда долларов в год, а на долю микробиологической коррозии приходится до 2 миллиардов долларов в год [9]. Помимо коррозионных повреждений оборудования и сооружений, вызванных бактериальной зараженностью, другие негативные последствия наличия бактерий включают, в частности, потерю приемистости нагнетательных скважин системы ППД, потери добычи нефти из-за закупорки породы пласта и снижения ее фильтрационно-емкостных характеристик, появление сероводорода в продукции скважин, увеличение стоимости переработки нефти и снижение качества конечных продуктов, снижение эффективности работы трубопроводов, теплопередачи теплообменников и биологическое разложение продуктов нефтепереработки [10–12]. Данная статья представляет собой обзор англоязычной литературы и направлена на рассмотрение основных микроорганизмов, встречающихся в нефтегазовой промышленности, их пагубного воздействия на объекты нефтяной промышленности, а также применения различных органических и неорганических реагентов для контроля микробиологической зараженности объектов. Основное внимание в настоящей статье уделяется классификации биоцидов, их достоинствам и недостаткам и основным областям их возможного применения.

## Основные микроорганизмы в нефтегазовой отрасли

Многие микроорганизмы, встречающиеся в нефтегазовой отрасли, могут вызывать коррозию и ряд других негативных последствий. Некоторые распространенные группы этих микроорганизмов включают сульфатовосстанавливающие бактерии (СВБ), сульфатовосстанавливающие археи (СВА), сероокисляющие бактерии (СОБ), метаногены, кислотообразующие бактерии (КОБ), железоокисляющие бактерии (ЖОБ), железовосстанавливающие бактерии, марганцеокисляющие бактерии, нитратредуцирующие бактерии [13–14]. Каждая из этих физиологических групп микроорганизмов может содержать сотни и тысячи отдельных видов.

Микробиологическая коррозия — это электрохимический и химический процесс, на который влияет присутствие или деятельность микроорганизмов [15–16]. Деятельность отдельных видов бактерий или синергетической группы бактерий изменяет скорость и тип электрохимических и химических реакций на поверхности металла, что приводит к различным типам коррозии, таким как питтинговая, щелевая, коррозия под отложениями, усиленная гальваническая и эрозивная коррозия [17]. Микробиологическая коррозия оказывает существенное влияние на нефтегазовую и другие отрасли промышленности, поскольку она ухудшает целостность, безопасность и надежность работы трубопроводов и объектов переработки нефти, что приводит к высоким затратам на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также к остановке производства [18–19]. Однако само по себе присутствие данных классов организмов, ассоциированных с микробиологической коррозией, не указывает на то, что такой тип коррозии имеет место. Ни один из них

не показывает, что присутствие определенного типа микроорганизмов устанавливает причинно-следственную связь между бактериями и коррозией металла [20]. Эффективная программа управления микробиологической коррозией должна включать регулярный мониторинг бактериальной активности, периодическую оценку рисков и эффективную программу управления, например, периодическую обработку биоцидами.

Микробиологическая коррозия редко связана только с одним механизмом или одним видом микроорганизмов [21–22]. Фактически в естественной среде причиной микробиологической коррозии всегда являются сообщества, содержащие множество различных типов микроорганизмов. Например, в нижних точках трубопроводов, где скопилась вода и твердые отложения, сульфатовосстанавливающие бактерии и археи, кислотообразующие бактерии, метаногены и железоокисляющие бактерии часто сосуществуют в симбиотических отношениях. Железоокисляющие бактерии используют молекулярный кислород в качестве акцептора электронов и создают анаэробную среду, способствуя росту сульфатовосстанавливающих бактерий, архей и метаногенов. Кислотообразующие бактерии способны продуцировать органические кислоты и их соли (например, лактат, пропионат, ацетат, бутират), которые используются различными микроорганизмами, включая СВБ и метаногены. Некоторые виды СВБ производят водород,  $\text{CO}_2$  и ацетаты путем ферментации, а метаногены и некоторые другие виды СВБ потребляют эти соединения для собственного роста. Кроме того, многие виды СВБ и метаногены способны потреблять водород, образующийся в результате катодной деполаризации, что деполаризует гальванический элемент, значительно увеличивая скорость коррозии.

Диагностика микробиологической коррозии традиционно достигается путем изучения трех признаков:

1. Уникальной морфологии коррозионных язв, таких как локализованные, круглые и кольцеобразные язвы.
2. Специфические продукты коррозии и отложения, такие как макиавит, грейгит и пирит, образующиеся в результате коррозии, вызванной СВБ.
3. Наличие вызывающих коррозию микроорганизмов или их побочных продуктов. Традиционно наличие микроорганизмов, вызывающих коррозию, определяют с использованием методов культурально-зависимого роста, таких как метод предельного разведения (в англоязычной литературе — метод наиболее вероятного числа). При этом данные методы не могут оценивать размер микробиологических сообществ и могут исказить их состав [23–24]. Некоторые микроорганизмы (например, метаногены) чрезвычайно трудно вырастить в лабораторных условиях. Наконец, многие образцы, полученные в ходе расследования коррозионных повреждений, часто не могут быть проанализированы обычными методами культивирования. Таким образом, традиционные микробиологические методы часто не могут представить важные доказательства, необходимые для точного диагноза микробиологической коррозии, т.е. присутствия вызывающих коррозию микроорганизмов в отказавших образцах металла.

Многие методы молекулярной микробиологии были разработаны, чтобы обойти проблемы, связанные с методами

культивирования. В частности, методы количественной полимеразной цепной реакции в реальном времени (ПЦР) широко используются для диагностики микробиологической коррозии путем обнаружения и количественного определения различных типов микроорганизмов, вызывающих коррозию, путем воздействия на гены малых субъединиц рибосомальной РНК или функциональные гены, которые присутствуют только в определенных группах бактерий [25–27]. Данный метод показал свою успешность и эффективность в вопросах диагностики микробиологической коррозии в нефтегазодобывающей отрасли.

### Сульфатвосстанавливающие бактерии и археи

Сульфатвосстанавливающие бактерии — группа морфологически и филогенетически разнообразных анаэробов, осуществляющих восстановление сульфата до сульфида. Хотя СВБ часто считают строго анаэробными, некоторые виды СВБ обладают значительной толерантностью к кислороду и могут выживать и быстро восстанавливаться после кратковременного воздействия кислорода [28–30]. При низких концентрациях растворенного кислорода некоторые СВБ способны «дышать»  $Fe^{3+}$  или даже кислородом, при этом водород выступает в качестве донора электронов [31]. СВБ присутствуют в различных средах, включая почву, бытовые, промышленные и горнодобывающие сточные воды, нефтегазодобывающие резервуары для хранения и нефте- и газопроводы [32–33]. Общая проблема, связанная с СВБ, заключается в том, что они могут продуцировать сероводород ( $H_2S$ ), который напрямую воздействует на поверхность металла, что приводит к анаэробной коррозии и образованию питтингов [34]. Однако очевидно, что сероводород вырабатывается не только СВБ,  $H_2S$  также может образовываться сульфатвосстанавливающими археями, метаногенами и ферментативными микроорганизмами в нефтепромысловых системах [35].

СВБ способны использовать в качестве доноров электронов широкий спектр низкомолекулярных органических соединений, в том числе летучие жирные кислоты, спирты (этанол, пропанол, бутанол и др.) и углеводороды [36]. Ацетаты, лактаты, пируваты, бутираты, этанол и водород являются одними из наиболее часто используемых субстратов СВБ [36]. СВБ используют сульфаты и другие соединения серы (сульфиты, тиосульфиты, тритионаты, тетратионаты и элементарная сера) в качестве конечных акцепторов электронов в процессах дыхания [37–38] и способны продуцировать большое количество биогенного  $H_2S$  [39].

Помимо СВБ, сульфатвосстанавливающие археи (СВА) также способны восстанавливать сульфат-ион. СВА являются гипертермофилами. Они растут анаэробно при высоких температурах от 60 до 95 °С, с оптимальным ростом при 83 °С [40]. Их можно найти в гидротермальных источниках, нефтяных месторождениях и горячих источниках. СВА способны окислять множество различных источников органического углерода, включая жирные кислоты, аминокислоты, альдегиды и органические кислоты, используя сульфат-ион в качестве конечного акцептора электронов.

Термин «сульфатвосстанавливающие прокариоты» (СВП) используется для совместного описания СВБ и СВА. СВП, как известно, вносят основной вклад в микробиологическую коррозию в системах добычи нефти и газа,

повреждение пласта, потерю приемистости нагнетательных скважин и другие проблемы, для решения которых требуются значительные экономические затраты [41]. Взвешенные частицы сульфида железа при добыче высокосернистых нефти или газа могут закупоривать стволы скважин или фильтрующее оборудование и стабилизировать эмульсии, что приводит к ухудшению разделения нефти и попутно добываемой воды. Сульфид железа также может связываться с органическими субстратами (например, асфальтенами, парафинами или сырой нефтью) и другими неорганическими твердыми веществами (например, песком, минеральными солями или коррозионными частицами) с образованием черных липких твердых веществ, способных откладываться на оборудовании [42].

Многие исследователи сообщают, что скорость коррозии, вызванная СВБ, в лабораторных условиях намного ниже, чем в полевых [43]. Также считают, что в анаэробной почве максимальная скорость коррозии стали под действием СВБ может достигать до 7 и более мм/год. Существование и активность СВБ при этом приводят к тому, что средняя скорость коррозии стали, подвергшейся воздействию анаэробной почвы, более чем в 20 раз выше, чем в контрольном случае. СВБ влияют на коррозию металла преимущественно за счет двух основных процессов в сульфатсодержащих бескислородных средах [44]. Один из них заключается в том, что СВБ «разъедает» металлическое оборудование косвенно через коррозионно-агрессивный газ  $H_2S$ , вырабатываемый СВБ как продукт сульфатредукции (химическая микробиологическая коррозия). Также некоторые виды СВБ могут «разъедать» металл посредством прямого поглощения электронов из самого металла (электрическая микробиологическая коррозия) [44].

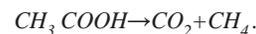
Сероводород также вызывает и другие серьезные проблемы для нефтегазовой отрасли. При этом, образующийся глубоко в пласте, он может приводить к снижению качества добываемой продукции. Биомасса и образование нерастворимых отложений  $FeS$  в результате реакции с ионами металлов (в основном железа) могут привести к закупорке нагнетательных скважин и породы пласта, что повлечет снижение приемистости и дебита скважин. В трубопроводах вместе со шламом нерастворимый  $FeS$  может образовывать отложения (как правило, совместно с минеральными солями) и затруднять течение добываемого флюида по трубопроводу [45].

### Метаногены

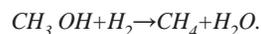
Метаногенные археи, или метаногены, представляют собой разнообразную группу организмов, которые могут жить в разных средах. Их находили даже в самых экстремальных условиях на Земле: они были погребены под километрами льда в Гренландии и жили в горячей и сухой пустынной почве. Они производят метан путем разложения органических соединений в анаэробных условиях. На их рост и активность влияют физические и химические факторы, такие как температура, минерализация и уровень pH среды. Метаногены очень чувствительны к низким концентрациям кислорода, даже в диапазоне нескольких частей на миллион [46]. Они являются важной группой микроорганизмов в продуктивных коллекторах [47].

Процесс образования биогенного метана известен как метаногенез, при котором используется небольшое количество простых

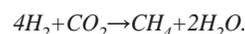
субстратов, включая  $H_2+CO_2$ , ацетаты, формиаты, метилированные соединения (метанол, метиламины, диметилсера), а также первичные и вторичные спирты [48]. Существует три различных пути метаногенеза. Ацетокластический метаногенез, ответственный за две трети биогенного производства метана, расщепляет уксусную кислоту с образованием  $CO_2$  и  $CH_4$ :



Метилотрофный метаногенез может генерировать  $CH_4$  из различных химических соединений, содержащих метильную группу, таких как метанол, этилсульфиды или метиламины:



Третий путь образования метана — гидрогенотрофный метаногенез — встречается у большинства метаногенов. При этом водород служит источником электронов и энергии, тогда как  $CO_2$  (или CO или формиат-ион) — источником углерода и акцептором электронов:



В то время как гидрогенотрофные метаногены могут вызывать коррозию стали за счет прямого окисления элементарного железа, ацетокластические метаногены могут успешно сосуществовать вместе с СВБ [49].

Метаногенез часто ограничивается поступлением продуктов ферментации (водорода или ацетат-иона). СВБ также используют водород или ацетат-ион в качестве источника электронов. Однако по сравнению с СВБ метаногены менее конкурентоспособны за эти субстраты. Это обусловлено тем, что сульфатредукция — более энергетически выгодный процесс, именно поэтому метаногены проигрывают конкуренцию за субстрат в присутствии сульфат-иона. Таким образом, метаногенез в экосистеме с высокой концентрацией сульфатов будет ингибироваться, как, например, в случае с закачкой морской воды для поддержания пластового давления [50]. Как правило, в большинстве сред зона метаногенеза и зона сульфатредукции практически не перекрываются. Однако в отсутствие сульфатов СВБ и метаногены могут сосуществовать с увеличением производства метана. Это объясняется тем, что некоторые СВБ могут ферментировать органические кислоты и их соли, такие как лактат и формиат, с образованием  $H_2$  и ацетат-иона, которые могут быть использованы ацетокластическими и гидрогенотрофными метаногенами [51].

Сообщается, что метаногены также могут быть связаны с коррозией металла. Они способны эффективно поглощать водород с поверхности металлов, усиливать катодное восстановление протона и тем самым ускорять анодное растворение металла (катодная деполяризация) [52].

### Классификация биоцидов

Неконтролируемый рост микроорганизмов в нефтепромысловых системах может привести к дорогостоящим проблемам, таким как коррозионные повреждения оборудования. Это напрямую влияет на безопасную эксплуатацию, экономические показатели и соблюдение экологических требований во всех сферах добычи, транспортировки, переработки и распределения углеводородов. В нефтегазовой промышленности проблемы, вызванные микроорганизмами (бактериями, грибами, дрожжами, водорослями), обычно решаются

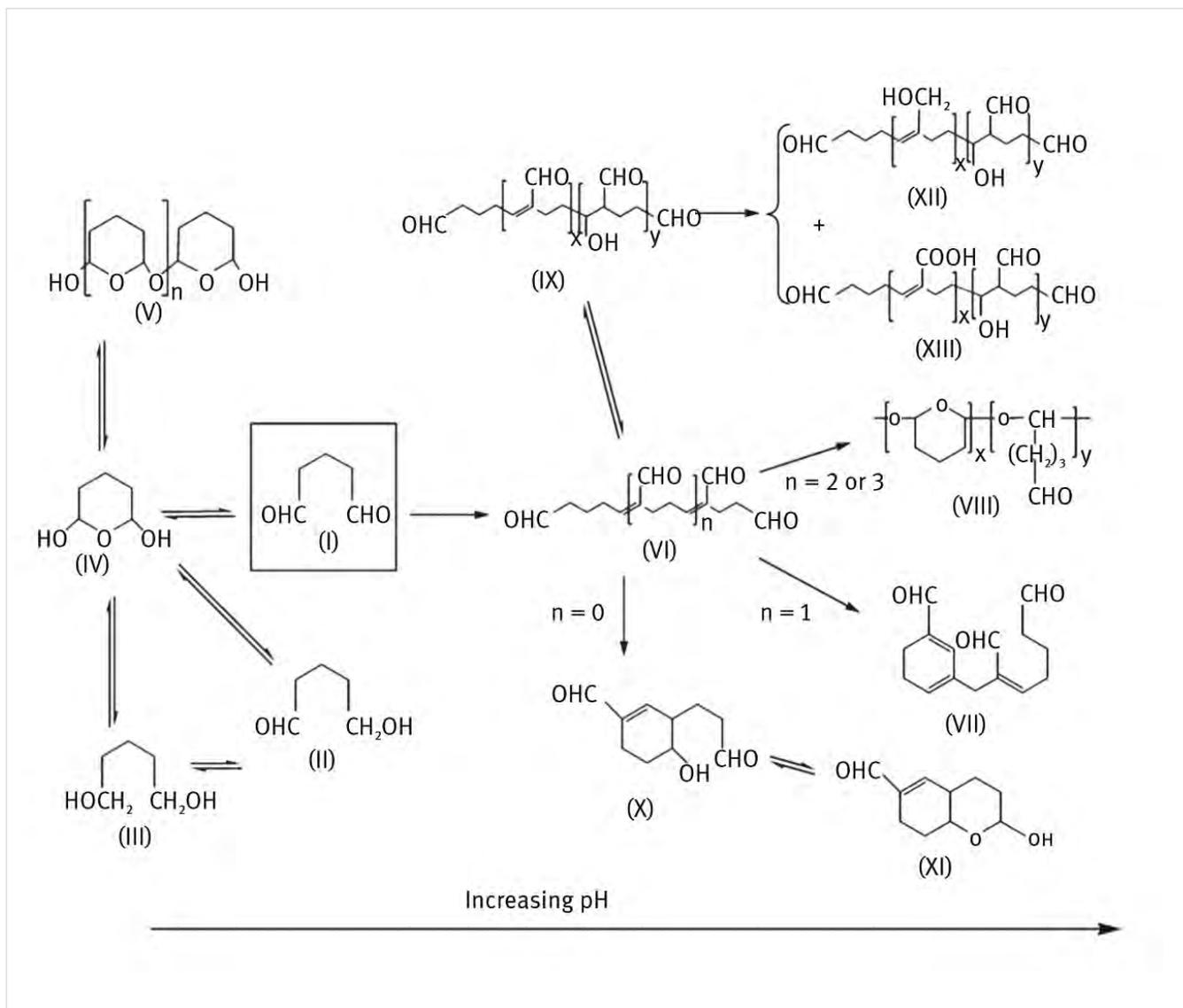


Рис. 1. Возможные формы глутарового альдегида в водном растворе  
 Fig. 1. Possible forms of glutaraldehyde in aqueous solution

химическими (биоциды и биостаты), механическими (скребками или соскабливанием), физическими (УФ, фильтрация, обработка ультразвуком) и электрохимическими (катодная защита) методами. Биоциды используются на всех этапах разработки нефтяных месторождений: от начального бурения и добычи сырья до хранения и транспортировки сырой нефти и продуктов ее переработки.

В общем смысле биоциды — это химические вещества, предназначенные для уничтожения, сдерживания, обезвреживания или оказания контролирующего воздействия на любые вредные организмы. Химическая структура биоцидов определяет способ их действия на микроорганизмы. Однако биоцидный эффект, или биостатический эффект, также сильно зависит от применяемой концентрации и времени контакта с микроорганизмами. На рынке представлено множество биоцидных веществ, но их использование строго регламентируется различными регулирующими органами в разных странах мира. В нефтегазовой промышленности в коммерческих биоцидных продуктах обычно используются лишь некоторые биоцидные активные вещества. Иногда несколько биоцидных активных веществ смешивают в одном реагенте, чтобы повысить его общую эффективность за счет

синергетического действия различных активных компонентов. Кроме того, к биоцидным продуктам можно добавлять и другие химические вещества, например, ПАВы, для лучшего проникновения в биопленку, повышая эффективность биоцидов в уничтожении микроорганизмов.

Биоциды можно разделить на две группы в зависимости от способа действия: неокисляющие или органические биоциды и окисляющие или неорганические биоциды. Они применяются к различным объектам в нефтегазовой отрасли [53]. Неокисляющие или органические биоциды обычно используются в анаэробных системах, таких как системы добычи нефти, нефтепроводы и трубопроводы системы ППД. Однако существуют системы, которые содержат кислород или подвергаются его воздействию, например, установки очистки нагнетательной воды, промывные воды на НПЗ, подпиточная вода при бурении и резервуары для хранения под открытым небом. В этих системах часто используются окислительные или неорганические биоциды.

#### Неокисляющие биоциды

Наиболее часто применяемыми неокисляющими или органическими биоцидами в нефтегазовой промышленности

являются формальдегид, глутаральдегид, тетраakis(гидроксиметил)фосфония сульфат, четвертичные аммониевые соединения (ЧАС), 2,2-дибром-3-нитрилопропионамид и изотиазолиноны. Эти биоциды обладают антибактериальными свойствами широкого спектра действия, воздействуя на различные молекулы микроорганизмов. Они влияют на клеточный метаболизм, структуру и трансляцию ДНК. Сшивание открытых аминогрупп на белках, окисление клеточных стенок, разрушение метаболических белков и цитоплазматической мембраны являются одними из наиболее распространенных способов действия данного типа биоцидов [54]. На эффективность биоцидов оказывают влияние многие факторы, такие как химический состав воды, температура, наличие сероводорода и кислорода, несовместимость с другими нефтепромысловыми реагентами [55]. По сравнению с окисляющими биоцидами неокисляющие более специфичны, дольше действуют и менее коррозионно агрессивны.

#### Формальдегид и глутаральдегид

Формальдегид и глутаральдегид (глутаровый альдегид) представляют собой альдегидные соединения со схожим механизмом действия в борьбе с микроорганизмами.

Механизм нейтрализации заключается в реакции с первичными и/или вторичными аминами в белках или ДНК, вызывающей перекрестное сшивание белков в клеточной мембране и нарушающей клеточные процессы и клеточный метаболизм [56]. Формальдегид и глутаральдегид термически нестабильны и теряют биоцидную эффективность при температуре выше 50 °С (значение термостабильности также зависит от минерализации и pH воды) [57]. Формальдегид более токсичен, считается «предполагаемым канцерогеном для человека» и запрещен во многих странах, включая США и страны ЕС, из-за экологических проблем, а также рисков для здоровья и безопасности человека. Считается, что глутаральдегид имеет лучший экологический профиль и легко разлагается в широком диапазоне pH [58]. Период полураспада обычно составляет 4–12 часов в зависимости от внешних условий. Аэробное биоразложение глутарового альдегида включает окисление обеих альдегидных групп до глутаровой кислоты. Затем глутаровая кислота распадается до CO<sub>2</sub> в качестве конечного продукта. В анаэробных условиях глутаральдегид превращается в гидроксипентаналь и далее метаболизируется до спирта и пентандиола [59].

Глутаральдегид является одним из наиболее часто используемых биоцидных активных веществ в нефтегазовой промышленности для борьбы с микроорганизмами. Это биоцид широкого спектра действия, неионогенный, не пенящийся, эффективный в большом диапазоне pH (обычно pH 6,5–9,0). Это высокого качества бактерицид, эффективно работающий против СВБ, особенно в отношении сложных и стойких микроорганизмов, благодаря своей хорошей проникающей способности. Однако он имеет ограниченную эффективность против водорослей и грибов [60].

Структура глутаральдегида в водном растворе не ограничивается мономерной формой. Вместо этого он может присутствовать как минимум в 13 различных формах в зависимости от уровня pH, концентрации, температуры и т.д. (рис. 1).

Глутаральдегид быстро автополимеризуется, образуя водорастворимые димеры и тримеры, и выпадает в осадок при высоких температурах (~140 °С) и/или щелочном pH. В биоциде с активной основой в виде глутаральдегида в качестве носителя обычно используются вода или спирты (в основном метанол и изопропанол). Спирты в составе замедляют полимеризацию во время хранения и увеличивают проникновение альдегида в клетку. Полимеризация блокирует активные центры (альдегидные группы) молекул глутарового альдегида, которые отвечают за его биоцидную активность. При гидроразрыве пласта биоцидный мономер глутаральдегида имеет ограниченное время для контроля микробной активности. Добавление соли четвертичного аммония и поверхностно-активных веществ в рецептуру часто улучшает биоцидную эффективность глутаральдегида [61].

Глутаральдегид не реагирует с сильными кислотами и щелочами, нечувствителен к присутствию сульфидов (H<sub>2</sub>S, HS<sup>-</sup>, S<sup>2-</sup>), переносит среду повышенной минерализации. Он совместим с большинством других нефтепромысловых химических реагентов, но на его биоцидную эффективность могут влиять амины, аммиак и поглотители кислорода на основе бисульфита [62]. Бурно реагирует с аммиаком и аминокислотами, что вызывает экзотермическую реакцию полимеризации альдегида и, следовательно,

его дезактивацию. Глутаральдегид менее эффективен при проникновении в биопленку и уничтожении микроорганизмов в биопленках по сравнению с планктонными формами бактерий.

#### **Тетраakis(гидрокси)метил)фосфония сульфат (ТГФС)**

ТГФС представляет собой четвертичное фосфорорганическое соединение с хорошими экологическими характеристиками и широко используется в качестве биоцида в нефтегазовой промышленности для борьбы с микробиологическим заражением [63]. Он успешно разлагается и не накапливается в окружающей среде. Это биоцид широкого спектра действия, эффективный в диапазоне pH от 3 до 11, механизм действия которого заключается в реакции со специфическими аминокислотами на клеточной мембране микроорганизмов. Кроме того, ТГФС может блокировать путь сульфидогенного восстановления, что делает его высокоэффективным в борьбе с СВБ. Помимо биоцидного эффекта, ТГФС также проявляет свойства хелатора железа и поэтому используется в качестве средства для удаления отложений сульфида железа в нефтяной промышленности. По сравнению с глутаральдегидом ТГФС более термически стабилен и выдерживает температуру до 160 °С. Однако, как и глутаровый альдегид, он несовместим с поглотителями кислорода бисульфитом аммония и имеет ограниченную способность проникновения в биопленки. В присутствии ионов аммония ТГФС реагирует с сульфидными отложениями и железом, существенно ограничивая его биоцидную эффективность [64].

ТГФС может легко разлагаться в результате процессов гидролиза, окисления, фотолитического и биоразложения. Продуктами распада, в основном, являются оксид трис(гидрокси)метил)фосфина и бис(гидрокси)метил)фосфиновая кислота. Они обладают низкой токсичностью для водной среды и не считаются опасными для окружающей среды. Оба в дальнейшем разложатся до CO<sub>2</sub> и неорганических веществ. На процесс разложения сильно влияют многие факторы, такие как температура, pH, уровень O<sub>2</sub>, свет, микроорганизмы и т.д. [65].

ТГФС также используется для контроля осаждения сульфида железа при закачке воды и для удаления отложений в системах добычи нефти. Растворы на основе ТГФС показали эффективность растворения сульфидов железа, сравнимую или даже лучшую, чем неингибированная соляная кислота, особенно в сочетании с хлоридом аммония или органическим фосфонатным ингибитором отложений [66].

#### **Четвертичные аммониевые соединения (ЧАС)**

ЧАСы, такие как хлорид алкилдиметилбензиламмония и соединения хлорида диалкилдиметиламмония, содержат положительно заряженные ионы азота с алкильными или арильными группами. Они являются обычными компонентами биоцидов и ингибиторов коррозии из-за своих свойств поверхностно-активных веществ и широко используются для микробиологического контроля во многих промышленных системах [58]. ЧАСы, как правило, лучше всего работают в щелочной среде. Являясь ингибитором коррозии, они создают тонкий защитный слой на поверхности металла, тем самым уменьшая взаимодействие окислителей со сталью. Как биоциды, ЧАСы действуют на клеточную мембрану,

дестабилизируя ее и приводя к быстрому разрушению клетки. Они несовместимы с окислителями, особенно с хлоратами, пероксидами, хроматами и перманганатами.

ЧАСы являются эффективным альгицидом и достаточно хорошим бактерицидом и могут применяться в широком диапазоне pH (оптимальный pH 6,5–8,5). Однако они, как правило, оказывают бактериостатическое действие только на СВБ. Его поверхностная активность (в качестве поверхностно-активного вещества) делает его очень эффективным для проникновения в биопленки и обеспечения микробиологического контроля при использовании на нефтяных месторождениях. В биоцидных продуктах ЧАСы часто используются в сочетании с другими активными веществами, такими как глутаральдегид и ТГФС, для обеспечения усиленного микробиологического контроля, помогая биоциду проникать в биопленки. С другой стороны, их поверхностно-активные свойства могут вызвать проблемы с пенообразованием, особенно при pH выше 8,0, или несовместимость с анионными добавками, такими как ингибиторы солеотложения и коррозии. ЧАСы имеют плохую совместимость с полианионными полимерами, дезактивируются высокой жесткостью воды (обычно более 500 мг/л) и ограниченно применяются в водной системе с высоким содержанием взвешенных веществ. Они обычно не используются при разведке нефти, поскольку могут отрицательно влиять на проницаемость пород-коллекторов. При переработке сырой нефти поверхностно-активные свойства ЧАСов могут вызывать появление эмульсии и пенообразования и препятствовать разделению нефти и воды [66].

#### **Дибромнитрилопропионамид (ДБНПА)**

ДБНПА — это быстродействующий биоцид на основе брома, эффективно работающий при кислом, нейтральном или щелочном pH. Он демонстрирует быструю эффективность уничтожения микроорганизмов, оперативно распадаясь на несколько побочных продуктов, включая аммиак, бромид-ионы, дибромацетонитрил и дибромуксусную кислоту в водной среде. Это свойство позволяет безопасно сбрасывать очищенные сточные воды даже в чувствительные водоемы. ДБНПА не считается биоцидом-окислителем, несмотря на небольшое выделение бромного компонента, который может окислять бактериальные субстраты и усиливать его биоцидную активность. В низких концентрациях он очень эффективен для контроля роста аэробных и анаэробных бактерий, грибов и водорослей. Подавляющее большинство микроорганизмов погибает в течение 5–10 минут после контакта с ДБНПА. Однако эффективность уничтожения значительно снижается из-за присутствия в системе аммиака и любых молекул серы (например, H<sub>2</sub>S) [67].

ДБНПА широко используется для дезинфекции и очистки сульфатоудаляющих мембран нанофильтрации и мембран обратного осмоса. Для периодической обработки мембран обычно рекомендуется использовать 10–30 ppm активных ингредиентов в течение от 30 минут до 3 часов каждые 5 дней, в зависимости от степени биообрастания системы. Если в воде присутствует восстановитель (например, бисульфит натрия), требуется более высокая дозировка ДБНПА для учета дезактивации восстановителем. ДБНПА также используется в качестве биоцида при проведении ГРП [68].

ДБНПА разлагается посредством гидролиза, фотолиза (УФ-излучение) и биологическим путем, причем скорость разложения зависит от pH и температуры среды. Период полураспада ДБНПА быстро уменьшается с увеличением pH и температуры. И в водной среде он составляет приблизительно 24 часа при pH 7, 2 часа при pH 8, 15 минут при pH 9. Из-за короткого периода полураспада ДБНПА не подходит для резервуаров-хранилищ, крупных трубопроводных сетей с длительным временем пребывания или систем с присутствием сульфидов или поглотителей кислорода на основе бисульфитов [67].

#### Изотиазолиноны

Изотиазолиноны (в англоязычной литературе иногда встречается термин «изотиазолон») представляют собой неокисляющие биоциды широкого спектра действия, используемые при промышленной очистке воды для контроля роста, метаболизма и образования биопленок бактериями, грибами и водорослями [68]. Соединения нарушают метаболические пути клетки с участием ферментов дегидрогеназы, подавляя критические физиологические функции, включая рост, дыхание и синтез АТФ. Гибель клеток происходит в результате разрушения белковых тиолов и образования свободных радикалов.

По сравнению с ДБНПА изотиазолинон имеет гораздо менее высокую скорость уничтожения бактерий и более эффективен в водах с высоким содержанием органических веществ. Соединения изотиазолинона можно использовать индивидуально или в сочетании с другими биоцидами. Наиболее часто используемым продуктом является смесь 5-хлор-2-метил-4-изотиазолин-3-она и 2-метил-4-изотиазолин-3-она в соотношении 3:1 при конечной концентрации ~1,5 % от общего количества активных ингредиентов, стабилизированная одно- или двухвалентными катионами при кислотном pH [69]. Они эффективны как против обычных аэробных, так и против спорообразующих бактерий в диапазоне pH от 6,5 до 9,0. Изотиазолиноны являются эффективными альгицидами и фунгицидами, но только при кислотном или слабощелочном уровне pH.

Изотиазолиноны также можно использовать в низких концентрациях (10–20, ppm) по технологии постоянного дозирования. Для достижения наилучшей биоцидной эффективности pH воды должен находиться в диапазоне 6–9. Соединения изотиазолинона обладают длительным действием и могут использоваться для долгосрочной консервации (до 6 месяцев) водной системы при контроле биологического роста в дозировке 500–1 000 ppm. Биоцидная эффективность изотиазолинонов может быть усилена различными добавками, включая поверхностно-активные вещества и ЧАСы, но может быть дезактивирована в среде, содержащей восстановители, такие как сероводород.

Изотиазолиноны быстро разлагаются в водной среде с периодом полураспада менее 24 часов. Метаболизм включает расщепление изотиазолонового кольца и последующее окисление до алкильных соединений и  $\text{CO}_2$ . Кроме того, изотиазолоновое кольцо подвержено нуклеофильной атаке со стороны таких веществ, как сульфид, бисульфит, меркаптаны, органические тиолы и амины, что приводит к расщеплению кольца и образованию простой органической кислоты. Побочные продукты разложения значительно менее токсичны, и поэтому считается, что

соединения изотиазолинона имеют хорошие экологические характеристики.

#### Окисляющие биоциды

Диоксид хлора ( $\text{ClO}_2$ ), гипохлориты, хлорид брома и надуксусная кислота относятся к числу распространенных окислительных или неорганических биоцидов, используемых в нефтегазовой промышленности. Они уничтожают бактерии, окисляя органические молекулы на клеточной стенке и клеточной мембране, что приводит к потере нормальной активности ферментов, необходимой для дыхания и клеточного метаболизма [53]. Это окисление, как правило, неизбирательное и очень быстрое, порядка нескольких минут. Однако эффективность окисляющих биоцидов зависит от многих условий системы, таких как pH и органическая нагрузка внутри системы. Уровень pH воды влияет на доступные молекулы биоцидного действия, будь то бром, хлор или хлорноватистая кислота. Характер окисления ограничивает использование этой группы биоцидов в нефтегазовой промышленности, поскольку органические молекулы (например, сырая нефть) быстро поглощают окисляющие биоциды, уменьшая их остатки для расширенного контроля микробиологической активности. В результате окисляющие биоциды используются только в системах очистки воды и только для кратковременной защиты в нефтегазовой промышленности. Наконец, окисляющие биоциды, как правило, очень агрессивны к металлическим конструкциям, что еще больше ограничивает их использование в нефтегазовой промышленности.

#### Диоксид хлора

$\text{ClO}_2$  — желтовато-зеленый газ, растворяющийся в воде при комнатной температуре. Он примерно в 10 раз более растворим, чем хлор, и в 50 раз более растворим, чем озон. Однако растворимость резко снижается с повышением температуры. Это высокореактивный окислитель. Он может взорваться, если концентрация в воздухе превысит порог взрыва в 10 об%. Из соображений безопасности его необходимо генерировать на месте применения с помощью генератора  $\text{ClO}_2$  методами, минуящими газовую фазу. По той же причине с ним почти всегда обращаются как с растворенным в воде газом в диапазоне концентраций 0,5–10 г/л.

$\text{ClO}_2$  имеет некоторые уникальные преимущества перед газообразным хлором благодаря своей селективности, эффективности в широком диапазоне pH (pH 4–10) и скорости нейтрализации бактерий [58].  $\text{ClO}_2$  превосходит хлор при pH выше 7, в присутствии аммиака, аминов, кремнезема и фосфатов, а также для контроля биопленок в системах водоснабжения. Он менее коррозионно агрессивен, чем хлор. Он широко используется в качестве отбеливателя в бумажной промышленности и для очистки питьевой воды. В нефтяной промышленности из соображений безопасности использование  $\text{ClO}_2$  обычно ограничивается применением на водоочистных станциях, например, перед осветлением сточной воды или песчаными фильтрами [55]. Однако стоит отметить, что  $\text{ClO}_2$ , как и большинство биоцидов-окислителей, расходуется практически мгновенно, не оставляя остатков для длительного микробиологического контроля.

#### Гипохлориты

Гипохлориты являются наиболее широко используемыми хлорсодержащими дезинфицирующими средствами и доступны в жидкой

(например, гипохлорит натрия) или твердой (например, гипохлорит кальция) формах. Они обладают противомикробным действием широкого спектра, не оставляют токсичных остатков, не зависят от жесткости воды, экономически доступны и быстро действуют, удаляя биопленки с поверхности металла [70]. Однако гипохлориты весьма нестабильны: как сухие, так и жидкие формы теряют концентрацию хлора за короткие периоды времени, часто в течение нескольких дней. Скорость распада сухой соли гипохлорита или раствора гипохлорита увеличивается при атмосферном воздействии, солнечного света, более высоких температур, кислотных композиций или при контакте с медью или никелем, которые катализируют его разложение.

Гипохлориты широко используются в качестве отбеливающего и противомикробного агента при очистке воды. Они являются более сильным окислителем, чем  $\text{ClO}_2$ . На крупных водоочистных станциях гипохлориты обычно получают на месте электролизом рассола (хлорида натрия). Это устраняет проблемы транспортировки, хранения и обращения, связанные с газообразным хлором. Гипохлориты являются наименее дорогими биоцидами-окислителями, используемым на нефтепромыслах.

#### Хлорид брома

Хлорид брома является очень активным окислителем и существует в жидкой форме при комнатной температуре. Он использовался в качестве биоцида, в частности, как альгицид, фунгицид и дезинфицирующее средство, в промышленных системах водоснабжения. Он практически не теряет биоцидной активности в присутствии аммиака. Однако он очень агрессивен, имеет высокое давление паров и склонность к дымлению, а также создает проблемы при обращении и доставке, которые ограничивают его широкое коммерческое использование.

#### Надуксусная кислота

Реагенты на основе надуксусной кислоты (другие названия — пероксиуксусная кислота, перуксусная кислота, НУК) представляют собой равновесные смеси, содержащие надуксусную кислоту, перекись водорода, уксусную кислоту, воду и стабилизатор [55]. Биоцидная активность данной кислоты обусловлена окислением сульфгидрильных групп, дисульфидных и двойных связей в белках, липидах и других клеточных компонентах, что нарушает хемиосмотические и транспортные функции клеточной мембраны.

Надуксусная кислота характеризуется очень быстрым действием против всех микроорганизмов при низкой концентрации (менее 5 минут при 100 ppm). Особым преимуществом этой кислоты является то, что побочные продукты ее разложения (например, уксусная кислота, вода, кислород) нетоксичны и легко растворяются в воде. Биоцидная активность не зависит от pH и жесткости воды и сохраняется даже в присутствии органических веществ, хотя требуется более высокая дозировка [70].

Надуксусная кислота является более сильным окисляющим биоцидом, чем  $\text{ClO}_2$ , и окисляет более широкий круг объектов. В нефтегазовой промышленности она успешно используется при гидроразрыве пласта для обеззараживания технологических жидкостей.

#### Консерванты

Некоторые органические или неокисляющие биоциды могут действовать как

консерванты. В отличие от других широко используемых биоцидов, таких как формальдегид, глутаральдегид, ТГФС и ЧАСы, максимальная эффективность которых проявляется от 30 минут до 6 часов, консерванты обычно действуют очень медленно, но обеспечивают долгосрочный микробный контроль [71]. Эффективность консервантов измеряется днями или даже неделями. Большинство консервантов, используемых в нефтяной промышленности, являются высвобождающими формальдегид. Это означает, что антимикробная эффективность консервантов обусловлена высвобождением формальдегида в результате медленного процесса гидролиза. Следовательно, эффективность консервантов зависит от скорости гидролиза с образованием формальдегида, на который могут существенно влиять pH и другие химические параметры воды. Примеры обычных консервантов, используемых на нефтяных месторождениях, включают 4,4-диметилпиперазидин, 3,3-метиленис-(5-метилпиперазидин), трис(гидроксиэтил)нитрометан, цис-1-(3-хлораллил)-3,5,7-триаза-1-азониадамманта хлорид и 3,5-диметилтетрагидро-1,3,5-тиадиазинтион-2 (дазомет). Авторы [71] сравнили однократные обработки глутаральдегидом с консервантом дазометом и обнаружили, что глутаральдегид вызывал гораздо более быстрое снижение жизнеспособных СВБ, но дазомет был способен поддерживать отсутствие жизнеспособных СВБ через 28 дней.

Консерванты часто используются в сочетании с другими органическими или неорганическими биоцидами для быстрого уничтожения микроорганизмов и долгосрочной консервации системы. Например, при операциях бурения комбинация обычного органического биоцида и биоцида-консерванта обеспечит быстрое уничтожение бактерий на поверхностном оборудовании (например, трубопроводе нагнетательной воды, резервуаре для хранения бурового раствора и т.д.), а также длительное биоцидное действие. В работе [72] авторы сравнили эффективность глутарового альдегида и ряда биоцидов-консервантов против СВБ при повышенной (75 °C) и нормальной (35 °C) температурах. Было обнаружено, что глутаральдегид эффективен как против мезофильных, так и против термофильных СВБ. Однако его эффективность сохранялась в течение более коротких периодов времени при 75 °C по сравнению с 35 °C. Напротив, консерванты показали улучшенную эффективность при 75 °C по сравнению с 35 °C, которая сохранялась дольше, как против термофильных, так и мезофильных СВБ.

### Итоги

Микроорганизмы широко распространены на всех этапах эксплуатации нефтяных месторождений. Известно, что неконтролируемый рост бактерий при технологических операциях может привести к дорогостоящим проблемам, в частности, к коррозионным отказам оборудования, потере приемистости нагнетательных скважин и добычи нефти, повреждению пласта, снижению эффективности трубопроводов и биологическому разрушению продуктов переработки нефти. В нефтегазовой отрасли наиболее распространенной технологией минимизации негативных рисков микробиологического заражения объектов является применение бактерицидов.

### Выводы

В данной статье рассмотрены основные группы микроорганизмов, встречающихся в

нефтегазовой промышленности, синергические взаимоотношения этих микроорганизмов в различных условиях окружающей среды и эксплуатации, а также их пагубное воздействие на объекты нефтегазовой отрасли. Химическая обработка (биоциды, консерванты) рассматривается как основная стратегия минимизации рисков, вызванных деятельностью микроорганизмов. Проанализированы широко используемые биоциды в нефтегазовой промышленности с точки зрения принципа действия, преимуществ и недостатков, а также ограничений применения на различных объектах нефтяной промышленности.

### Литература

- Jonathan D. Van Hamme, Ajay Singh, Owen P. Ward. Recent advances in petroleum microbiology. *Microbiology and molecular biology reviews*, 2003, Vol. 67, issue 4, P. 475–490. (In Eng).
- Magot M. Indigenous microbial communities in oil fields. *Petroleum Microbiology*. Washington: ASM Press, 2005, P. 21–34. (In Eng).
- Mohammed E. Sindi, Abdalla M. Ezzat, Abdulaziz A Ba Hamdan et al. Microbial assessment and control in drilling operations. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, 2018, SPE-189345-MS. (In Eng).
- Лунин Д.А., Минченко Д.А., Носков А.Б. и др. Промысловый опыт эксплуатации внутрискважинного оборудования в сероводородсодержащих средах // Нефтегазовое дело. 2023. № 3. С. 47–92.
- Малинин А.В., Ситдинов В.Д., Ткачева В.Э., Макатров А.К., Валекжанин И.В., Маркин А.Н. Особенности микроструктуры и микротекстуры среднеуглеродистой стали, подвергнутой сероводородному растрескиванию под напряжением // *Frontier materials & Technologies*. 2023. № 1. С. 33–44.
- Eckert R.B. Emphasis on biofilms can improve mitigation of microbiologically influenced corrosion in oil and gas industry. *Corrosion engineering, science and technology*, 2015, Vol. 50, issue 3, P. 163–168. (In Eng).
- Arampatzi S.I., Giannoglou G., Diza E. Biofilm formation: a complicated microbiological process. *Aristotle University Medical Journal*, 2011, Vol. 38, issue 2, P. 22–24. (In Eng).
- Telegdi J. Shaban A., Vastag G. *Biocorrosion-Steel*. *Encyclopedia of interfacial chemistry: surface science and electrochemistry*, 2018, Vol. 7, P. 28–42. (In Eng).
- Koch G.H., Brongers M.P.H., Thompson N.G. et al. Corrosion costs and preventive strategies in the United States. *Federal Highway Administration*, Washington, 2001, FHWA-RD-01-156. (In Eng).
- Passman F.J. Microbial contamination and its control in fuels and fuel systems since 1980 – a review. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 2013, Vol. 81, P. 88–104. (In Eng).
- Loredana S. Dorobantu, Anthony K.C. Yeung, Julia M. Foght, Murray R. Gray. Stabilization of oil-water emulsions by hydrophobic bacteria. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, Vol. 70, issue 10, P. 6333–6336. (In Eng).
- Ligthelm D.J., R.B. de Boer, Brint J.F., Schulte W.M. Reservoir souring: an analytical model for H<sub>2</sub>S generation and transportation

- in an oil reservoir owing to bacterial activity. *SPE Offshore Europe*, Aberdeen, United Kingdom, 1991, SPE-23141-MS. (In Eng).
- Crolet J. Microbial corrosion in the oil industry: a corrosionist's view. *Petroleum Microbiology*. Washington: ASM Press, 2005, P. 143–169. (In Eng).
  - Larsen J., Sørensen K.B., Højris B. et al. Significance of troublesome sulfate-reducing prokaryotes (SRP) in oil field systems. *Corrosion conference & Expo*, Houston, Texas, 2009, NACE-09389. (In Eng).
  - NACE, Detection, testing, and evaluation of microbiologically influenced corrosion (MIC) on external surfaces of buried pipelines, *NACE TM0106-2006*, NACE International, Houston, TX, 2006. (In Eng).
  - Telegdi J., Shaban A., Trif L. Review on the microbiologically influenced corrosion and the function of biofilms. *International journal of corrosion and scale inhibition*, 2020, Vol. 9, issue 1, P. 1–33. (In Eng).
  - Pope D.H. Microbiologically influenced corrosion of internal aspects of natural gas industry pipelines and associated equipment: mechanisms, diagnosis, and mitigation. *A practical manual on microbiologically influenced corrosion*. Vol. 2. Houston: NACE International, 2001, P. 13–25. (In Eng).
  - Borenstein S.W. *Microbiologically influenced corrosion handbook*. Cambridge: Woodhead Publishing, 1994, 304 p. (In Eng).
  - Brenda J. Little, Jason S. Lee. *Microbiologically influenced corrosion*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2007, 304 p. (In Eng).
  - Horn J., Jones D. Microbiologically influenced corrosion: perspectives and approaches. *Manual of environmental microbiology*. Washington: ASM Press, 2002, P. 1072–1083. (In Eng).
  - Hamilton W.A. Microbially influenced corrosion as a model system for the study of metal microbe interactions: a unifying electron transfer hypothesis. *Biofouling*, 2003, Vol. 19, issue 1, P. 65–76. (In Eng).
  - Videla H.A., Herrera L.K., Edyvean G. An updated overview of SRB induced corrosion and protection of carbon steel. *Corrosion Conference & Expo*, Houston, Texas, 2005, NACE-05488. (In Eng).
  - Osburne M.S., Grossman T.H., August P.R. et al. Tapping into microbial diversity for natural products drug discovery. *ASM News*, 2000, Vol. 66, P. 411–417. (In Eng).
  - Torsvik V., Goksøyr J., Daae F.L. High diversity in DNA of soil bacteria. *ASM journals. Applied and environmental microbiology*, 1990, Vol. 56, issue 3, P. 782–787. (In Eng).
  - Xiangyang Zhu, John Kilbane II, Alvin Ayala et al. Application of quantitative, real-time PCR in monitoring microbiologically-influenced corrosion (MIC) in gas pipelines. *Corrosion Conference & Expo*, Houston, Texas, 2005, NACE-05493. (In Eng).
  - Zhu X.Y., Modi H., Ayala A. et al. Rapid detection and quantification of microbes related to microbiologically influenced corrosion using quantitative polymerase chain reaction. *Corrosion*, 2006, Vol. 62, issue 11, P. 950–955. (In Eng).
  - Zhu X.Y., Moniee M.A. *Molecular microbiology techniques*. Trends in oil and gas corrosion research and technologies: production and transmission. Duxford: Woodhead Publishing, 2017, P. 513–536. (In Eng).
  - Dolla A., Fournier M., Dermoun Z. Oxygen

- defense in sulfate-reducing bacteria. *Journal of Biotechnology*, 2006, Vol. 126, issue 1, P. 87–100. (In Eng).
29. Kjeldsen K.U., Joulain C., Ingvorsen K. Oxygen tolerance of sulfate-reducing bacteria in activated sludge. *Environmental Science & Technology*, 2004, Vol. 38, issue 7, P. 38–43. (In Eng).
  30. Zhu X.Y., Modi H., J.J. Kilbane II. Efficacy and risks of nitrate application for the mitigation of SRB-induced corrosion. *Corrosion Conference & Expo*, San Diego, CA, 2006, NACE-06524. (In Eng).
  31. Roden E.E., Lovley D.R. Dissimilatory Fe (III) reduction by marine microorganism *Desulfuromonas acetooxidans*. *Applied and Environmental Microbiology*, 1993, Vol. 59, issue 3, P. 734–742. (In Eng).
  32. Cord-Ruwisch R., Kleinitz W., Widdel F. Sulfate-reducing bacteria and their activities in oil production. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, Vol. 39, issue 1, P. 97–106. (In Eng).
  33. Zhu X.Y., Lubeck J., J.J. Kilbane II. Characterization of microbial communities in gas industry pipelines. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 2003, Vol. 69, issue 9, P. 5354–5363. (In Eng).
  34. Hamilton W.A. Sulphate-reducing bacteria and anaerobic corrosion. *Annual Review of Microbiology*, 1985, Vol. 39, P. 195–217. (In Eng).
  35. Hugenholtz P. Exploring prokaryotic diversity in the genomic area. *Genome Biology*, 2002, Vol. 3, issue 2, 8 p. (In Eng).
  36. Céline Pallud, Philippe Van Cappellen. Kinetics of microbial sulfate reduction in estuarine sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2006, Vol. 70, issue 5, P. 1148–1162. (In Eng).
  37. Gibson G. Physiology and ecology of the sulphate-reducing bacteria. *Journal of Applied Bacteriology*, 1990, Vol. 69, issue 6, P. 769–797. (In Eng).
  38. Lovley D.R., Philips E. Novel processes for anaerobic sulfate production from elemental sulfur by sulfate-reducing bacteria. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 1994, Vol. 60, issue 7, P. 2394–2399. (In Eng).
  39. Hubert C., Voordouw G. Oil field souring control by nitrate-reducing *Sulfurospirillum* spp. that outcompete sulfate-reducing bacteria for organic electron donors. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 2007, Vol. 73, issue 8, P. 2644–2652. (In Eng).
  40. Klenk H.P., Clayton R.A., Tomb J.F. et al. The complete genome sequence of the hyperthermophilic, sulphate-reducing archaeon *Archaeoglobus fulgidus*. *Nature*, 1997, Vol. 390, issue 6658, P. 364–370. (In Eng).
  41. Ayazi M., Mirfenderski S., Moghadam A.A. et al. Study of the corrosion factors in offshore oil production units. *Petroleum & Coal*, 2006, Vol. 48, issue 2, P. 6–10. (In Eng).
  42. Li S.Y., Kim Y.G., Jeon K.S. et al. Microbiologically influenced corrosion of carbon steel exposed to anaerobic soil. *Corrosion*, 2001, Vol. 57, issue 9, P. 815–828. (In Eng).
  43. Enning D., Garrelfs J. Corrosion of iron by sulfate-reducing bacteria: new views of an old problem. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 2014, Vol. 80, issue 4, P. 1226–1236. (In Eng).
  44. Youssef N., Elshahed M.S., McInerney M.J. Microbial processes in oil fields: culprits, problems, and opportunities. *Advances in Applied Microbiology*, 2009, Vol. 66, P. 141–251. (In Eng).
  45. Elias D.A., Krumholz L.R., Tanner R.S. et al. Estimation of methanogen biomass by quantitation of Coenzyme M. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, Vol. 65, issue 12, P. 5541–5545. (In Eng).
  46. Gray N.D., Sherry A., Larter S.R. et al. Biogenic methane production in formation waters from a large gas field in the North Sea. *Extremophiles: Life Under Extreme Conditions*, 2009, Vol. 13, issue 3, P. 511–519. (In Eng).
  47. Thauer R.K., Kaster A.K., Seedorf H. et al. Methanogenic archaea: ecologically relevant differences in energy conservation. *Nature Reviews. Microbiology*, 2008, Vol. 6, P. 579–591. (In Eng).
  48. Zhang T., Fang H., Ko B. Methanogen population in a marine biofilm corrosive to mild steel. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 2003, Vol. 63, P. 101–106. (In Eng).
  49. Chen J., Wade M.J., Dolfig J. et al. Increasing sulfate levels show a differential impact on synthetic communities comprising different methanogens and a sulfate reducer. *Journal of the Royal Society Interface*, 2019, Vol. 16, issue 154, 12 p. (In Eng).
  50. Guyot J.P., Brauman A. Methane production from formate by syntrophic association of *Methanobacterium bryantii* and *Desulfovibrio vulgaris* JJ. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 1986, Vol. 52, issue 6, P. 1436–1437. (In Eng).
  51. Zhou E., Wang J., Moradi M. et al. Methanogenic archaea and sulfate reducing bacteria induce severe corrosion of steel pipelines after hydrostatic testing. *Journal of Materials Science & Technology*, 2020, Vol. 48, P. 72–83. (In Eng).
  53. Turkiewicz A., Brzeszcz J., Kapusta P. The application of biocides in the oil and gas industry. *Nafta-Gaz*, 2013, issue 2, P. 103–111. (In Eng).
  54. Keasler V., R. De Paula, Nilsen G. et al. Biocides overview and applications in petroleum microbiology. *Trends in oil and gas corrosion research and technologies: production and transmission*. Duxford: Woodhead Publishing, 2017, P. 539–562. (In Eng).
  55. Gorman S., Scott E.M. A review—antimicrobial activity, uses and mechanism of action of glutaraldehyde. *Journal of Applied Bacteriology*, 1980, Vol. 48, issue 2, P. 161–190. (In Eng).
  56. McGinley H.R., Enzien M.V., Jenneman G. et al. Studies on the chemical stability of glutaraldehyde in produced water. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, Woodlands, Texas, USA, 2011, SPE-141449-MS. (In Eng).
  57. Fink J.K. *Bacterial control, petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids*. Waltham: Gulf Professional Publishing, 2012, 785 p. (In Eng).
  58. Williams T.M. The environmental fate of oil and gas biocides: a review. *Corrosion Conference & Expo*, San Antonio, 2014, NACE-3876. (In Eng).
  59. Frayne C. The selection and application of nonoxidizing biocides for cooling water systems. *The Analyst*, 2001, issue 8, 14 p. (In Eng).
  60. Wen J., Zhao K., Gu T. et al. A green biocide enhancer for the treatment of sulfate-reducing bacteria (SRB) biofilms on carbon steel surfaces using glutaraldehyde. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 2009, Vol. 63, issue 8, P. 1102–1106. (In Eng).
  61. Jordan S.L., Russo M.R., Blessing R.L. et al. Inactivation of glutaraldehyde by reaction with sodium bisulfite. *Journal of toxicology and environmental health*, 1993, Vol. 47, issue 3, P. 299–309. (In Eng).
  62. Zhao K., Wen J., Gu T. et al. Mechanistic modeling of anaerobic THPS biocide degradation under alkaline conditions. *Materials Performance*, 2009, Vol. 48, issue 8, P. 62–66. (In Eng).
  63. Wylde J.J., Winning I.G. Challenges and solutions associated with the development of an iron scale dissolver chemistry. *Corrosion Conference & Expo*, New Orleans, LA, 2004, NACE-04730. (In Eng).
  64. Kramer J.F. A new high performance quaternary phosphonium biocide for biofouling control in industrial water systems. *Corrosion Conference & Expo*, San Diego, CA, 2006, NACE-06093. (In Eng).
  65. Kahrilas G.A., Blotvogel J., Stewart P.S. et al. Biocides in hydraulic fracturing fluids: a critical review of their usage, mobility, degradation, and toxicity. *Environmental Science & Technology*, 2015, Vol. 49, issue 1, P. 16–32. (In Eng).
  66. Bertheas U., Majamaa K., Arzu A. et al. Use of DBNPA to control biofouling in RO systems. *Desalination and Water Treatment*, 2009, Vol. 3, issue 1-3, P. 175–178. (In Eng).
  67. Exner J.H., Burk G.A., Kyriacou D. Rates and products of decomposition of 2,2-dibromo-3-nitropropionamide. *Journal of Agricultural and Food Chemistry*, 1973, Vol. 21, issue 5, P. 838–842. (In Eng).
  68. Williams T.M. The mechanism of action of isothiazolone biocide. *Corrosion Conference & Expo*, San Diego, CA, 2006, NACE-06090. (In Eng).
  69. Williams T.M. Efficacy of chloromethyl-methylisothiazolone (CMIT/MIT) biocide vs *Legionella* and protozoa. *Corrosion Conference & Expo*, Nashville, TN, 2007, NACE-07433. (In Eng).
  70. Rutala W.A., Weber D.J. *Disinfection, sterilization, and control of hospital waste*. Mandell, Douglas, and Bennett's Principles and Practice of Infectious Diseases. Amsterdam: Elsevier, 2015, P. 3294–3309. (In Eng).
  71. Kramer J.F. Peracetic acid: a new biocide for industrial water applications. *Corrosion Conference & Expo*, New Orleans, LA, 1997, NACE-97404. (In Eng).
  72. R. De Paula, Keasler V., Tidwell T. Evaluation of preservative chemistries to control microbial activity during well completion, in: *Corrosion Conference & Expo*, Dallas, TX, 2015, NACE-6069. (In Eng).
  73. Yin B., Williams T., Koehler T. et al. Targeted microbial control for hydrocarbon reservoir: identify new biocide offerings for souring control using thermophile testing capabilities. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 2018, Vol. 126, P. 204–207. (In Eng).

## Results

Microorganisms are widespread at all stages of oil field operation. It is known that uncontrolled bacterial growth during technological operations can lead to costly problems, in particular, to corrosion failures of equipment, loss of injection wells and oil production, formation damage, decreased pipeline efficiency and biological destruction of oil refining products. In the oil and gas industry, the most common technology for minimizing the negative risks of microbiological contamination of facilities is the use of bactericides.

## Conclusions

This article discusses the main groups of microorganisms encountered in the oil and gas industry, the synergistic relationships of these microorganisms under various environmental and operational conditions, and their detrimental effects on oil and gas facilities. Chemical treatment (biocides, preservatives) is considered as the main strategy for minimizing the risks caused by the activity of microorganisms. Widely used biocides in the oil and gas industry are analyzed in terms of their operating principle, advantages and disadvantages, and limitations of use at various oil industry facilities.

## References

- Jonathan D. Van Hamme, Ajay Singh, Owen P. Ward. Recent advances in petroleum microbiology. *Microbiology and molecular biology reviews*, 2003, Vol. 67, issue 4, P. 475–490. (In Eng).
- Magot M. Indigenous microbial communities in oil fields. *Petroleum Microbiology*. Washington: ASM Press, 2005, P. 21–34. (In Eng).
- Mohammed E. Sindi, Abdalla M. Ezzat, Abdulaziz A Ba Hamdan et al. Microbial Assessment and Control in Drilling Operations. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, Abu Dhabi, 2018, SPE-189345-MS. (In Eng).
- Lunin D.A., Minchenko D.A., Noskov A.B. et al. Field experience of downhole equipment operation in hydrogen sulfide-containing environments. *Oil and gas business*, 2023, issue 3, P. 47–92 (In Russ).
- Malinin A.V., Sitdikov V.D., Tkacheva V.E., Makatrov A.K., Valekzhanin I.V., Markin A.N. Characteristic properties of the microstructure and microtexture of medium-carbon steel subjected to sulfide stress cracking. *Frontier Materials & Technologies*, 2023, issue 1, P. 33–44. (In Russ).
- Eckert R.B. Emphasis on biofilms can improve mitigation of microbiologically influenced corrosion in oil and gas industry. *Corrosion engineering, science and technology*, 2015, Vol. 50, issue 3, P. 163–168. (In Eng).
- Arampatzi S.I., Giannoglou G., Diza E. Biofilm formation: a complicated microbiological process. *Aristotle University Medical Journal*, 2011, Vol. 38, issue 2, P. 22–24. (In Eng).
- Telegdi J. Shaban A., Vastag G. Biocorrosion-Steel. *Encyclopedia of interfacial chemistry: surface science and electrochemistry*, 2018, Vol. 7, P. 28–42. (In Eng).
- Koch G.H., Brongers M.P.H., Thompson N.G. et al. Corrosion costs and preventive strategies in the United States. *Federal Highway Administration*, Washington, 2001, FHWA-RD-01-156. (In Eng).
- Passman F.J. Microbial contamination and its control in fuels and fuel systems since 1980 – a review. *International biodeterioration & Biodegradation*, 2013, Vol. 81, P. 88–104. (In Eng).
- Loredana S. Dorobantu, Anthony K.C. Yeung, Julia M. Foght, Murray R. Gray. Stabilization of oil-water emulsions by hydrophobic bacteria. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, Vol. 70, issue 10, P. 6333–6336. (In Eng).
- Ligthelm D.J., R.B. de Boer, Brint J.F., Schulte W.M. Reservoir souring: an analytical model for H<sub>2</sub>S generation and transportation in an oil reservoir owing to bacterial activity. *SPE Offshore Europe*, Aberdeen, United Kingdom, 1991, SPE-23141-MS. (In Eng).
- Crolet J. Microbial corrosion in the oil industry: a corrosionist's view. *Petroleum Microbiology*. Washington: ASM Press, 2005, P. 143–169. (In Eng).
- Larsen J., Sørensen K.B., Højris B. et al. Significance of troublesome sulfate-reducing prokaryotes (SRP) in oil field systems. *Corrosion conference & Expo*, Houston, Texas, 2009, NACE-09389. (In Eng).
- NACE, Detection, testing, and evaluation of microbiologically influenced corrosion (MIC) on external surfaces of buried pipelines, NACE TM0106-2006. *NACE International*, Houston, TX, 2006. (In Eng).
- Telegdi J., Shaban A., Trif L. Review on the microbiologically influenced corrosion and the function of biofilms. *International journal of corrosion and scale inhibition*, 2020, Vol. 9, issue 1, P. 1–33. (In Eng).
- Pope D.H. Microbiologically influenced corrosion of internal aspects of natural gas industry pipelines and associated equipment: mechanisms, diagnosis, and mitigation. *A practical manual on microbiologically influenced corrosion*. Vol. 2. Houston: NACE International, 2001, P. 13–25. (In Eng).
- Borenstein S.W. *Microbiologically influenced corrosion handbook*. Cambridge: Woodhead Publishing, 1994, 304 p. (In Eng).
- Brenda J. Little, Jason S. Lee. *Microbiologically influenced corrosion*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2007, 304 p. (In Eng).
- Horn J., Jones D. *Microbiologically influenced corrosion: perspectives and approaches*. Manual of environmental microbiology. Washington: ASM Press, 2002, P. 1072–1083. (In Eng).
- Hamilton W.A. Microbially influenced corrosion as a model system for the study of metal microbe interactions: a unifying electron transfer hypothesis. *Biofouling*, 2003, Vol. 19, issue 1, P. 65–76. (In Eng).
- Videla H.A., Herrera L.K., Edyvean G. An updated overview of SRB induced corrosion and protection of carbon steel. *Corrosion Conference & Expo*, Houston, Texas, 2005, NACE-05488. (In Eng).
- Osburne M.S., Griossman T.H., August P.R. et al. Tapping into microbial diversity for natural products drug discovery. *ASM News*, 2000, Vol. 66, P. 411–417. (In Eng).
- Torsvik V., Goksøyr J., Daee F.L. High diversity in DNA of soil bacteria. *ASM journals. Applied and environmental microbiology*, 1990, Vol. 56, issue 3, P. 782–787. (In Eng).
- Xiangyang Zhu, John Kilbane II, Alvin Ayala et al. Application of quantitative, real-time PCR in monitoring microbiologically-influenced corrosion (MIC) in gas pipelines. *Corrosion Conference & Expo*, Houston, Texas, 2005, NACE-05493. (In Eng).
- Zhu X.Y., Modi H., Ayala A. et al. Rapid detection and quantification of microbes related to microbiologically influenced corrosion using quantitative polymerase chain reaction. *Corrosion*, 2006, Vol. 62, issue 11, P. 950–955. (In Eng).
- Zhu X.Y., Moniee M.A. *Molecular microbiology techniques*. Trends in oil and gas corrosion research and technologies: production and transmission. Duxford: Woodhead Publishing, 2017, P. 513–536. (In Eng).
- Dolla A., Fournier M., Dermoun Z. Oxygen defense in sulfate-reducing bacteria. *Journal of Biotechnology*, 2006, Vol. 126, issue 1, P. 87–100. (In Eng).
- Kjeldsen K.U., Joulain C., Ingvorsen K. Oxygen tolerance of sulfate-reducing bacteria in activated sludge. *Environmental Science & Technology*, 2004, Vol. 38, issue 7, P. 38–43. (In Eng).
- Zhu X.Y., Modi H., J.J. Kilbane II. Efficacy and risks of nitrate application for the mitigation of SRB-induced corrosion. *Corrosion Conference & Expo*, San Diego, CA, 2006, NACE-06524. (In Eng).
- Roden E.E., Lovley D.R. Dissimilatory Fe (III) reduction by marine microorganism *Desulfuromonas acetooxidans*. *Applied and Environmental Microbiology*, 1993, Vol. 59, issue 3, P. 734–742. (In Eng).
- Cord-Ruwisch R., Kleinitz W., Widdel F. Sulfate-reducing bacteria and their activities in oil production. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, Vol. 39, issue 1, P. 97–106. (In Eng).
- Zhu X.Y., Lubeck J., J.J. Kilbane II. Characterization of microbial communities in gas industry pipelines. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 2003, Vol. 69, issue 9, P. 5354–5363. (In Eng).
- Hamilton W.A. Sulphate-reducing bacteria and anaerobic corrosion. *Annual Review of Microbiology*, 1985, Vol. 39, P. 195–217. (In Eng).
- Hugenholtz P. Exploring prokaryotic diversity in the genomic area. *Genome Biology*, 2002, Vol. 3, issue 2, 8 p. (In Eng).
- Céline Pallud, Philippe Van Cappellen. Kinetics of microbial sulfate reduction in estuarine sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2006, Vol. 70, issue 5, P. 1148–1162. (In Eng).
- Gibson G. Physiology and ecology of the sulphate-reducing bacteria. *Journal of Applied Bacteriology*, 1990, Vol. 69, issue 6, P. 769–797. (In Eng).

38. Lovley D.R., Philips E. Novel processes for anaerobic sulfate production from elemental sulfur by sulfate-reducing bacteria. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 1994, Vol. 60, issue 7, P. 2394–2399. (In Eng).
39. Hubert C., Voordouw G. Oil field souring control by nitrate-reducing *Sulfurospirillum* spp. that outcompete sulfate-reducing bacteria for organic electron donors. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 2007, Vol. 73, issue 8, P. 2644–2652. (In Eng).
40. Klenk H.P., Clayton R.A., Tomb J.F. et al. The complete genome sequence of the hyperthermophilic, sulphate-reducing archaeon *Archaeoglobus fulgidus*. *Nature*, 1997, Vol. 390, issue 6658, P. 364–370. (In Eng).
41. Ayazi M., Mirfenderski S., Moghadam A.A. et al. Study of the corrosion factors in offshore oil production units. *Petroleum & Coal*, 2006, Vol. 48, issue 2, P. 6–10. (In Eng).
42. Li S.Y., Kim Y.G., Jeon K.S. et al. Microbiologically influenced corrosion of carbon steel exposed to anaerobic soil. *Corrosion*, 2001, Vol. 57, issue 9, P. 815–828. (In Eng).
43. Enning D., Garrelfs J. Corrosion of iron by sulfate-reducing bacteria: new views of an old problem. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 2014, Vol. 80, issue 4, P. 1226–1236. (In Eng).
44. Youssef N., Elshahed M.S., McInerney M.J. Microbial processes in oil fields: culprits, problems, and opportunities. *Advances in Applied Microbiology*, 2009, Vol. 66, P. 141–251. (In Eng).
45. Elias D.A., Krumholz L.R., Tanner R.S. et al. Estimation of methanogen biomass by quantitation of Coenzyme M. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, Vol. 65, issue 12, P. 5541–5545. (In Eng).
46. Gray N.D., Sherry A., Larter S.R. et al. Biogenic methane production in formation waters from a large gas field in the North Sea. *Extremophiles: Life Under Extreme Conditions*, 2009, Vol. 13, issue 3, P. 511–519. (In Eng).
47. Thauer R.K., Kaster A.K., Seedorf H. et al. Methanogenic archaea: ecologically relevant differences in energy conservation. *Nature Reviews. Microbiology*, 2008, Vol. 6, P. 579–591. (In Eng).
48. Zhang T., Fang H., Ko B. Methanogen population in a marine biofilm corrosive to mild steel. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 2003, Vol. 63, P. 101–106. (In Eng).
49. Chen J., Wade M.J., Dolfig J. et al. Increasing sulfate levels show a differential impact on synthetic communities comprising different methanogens and a sulfate reducer. *Journal of the Royal Society Interface*, 2019, Vol. 16, issue 154, 12 p. (In Eng).
50. Guyot J.P., Brauman A. Methane production from formate by syntrophic association of *Methanobacterium bryantii* and *Desulfovibrio vulgaris* JJ. *ASM Journals. Applied and Environmental Microbiology*, 1986, Vol. 52, issue 6, P. 1436–1437. (In Eng).
51. Zhou E., Wang J., Moradi M. et al. Methanogenic archaea and sulfate reducing bacteria induce severe corrosion of steel pipelines after hydrostatic testing. *Journal of Materials Science & Technology*, 2020, Vol. 48, P. 72–83. (In Eng).
52. Campbell C. Advances in testing and monitoring of biocides in oil and gas. *Trends in oil and gas corrosion research and technologies: production and transmission*. Duxford: Woodhead Publishing, 2017, P. 489–511. (In Eng).
53. Turkiewicz A., Brzeszcz J., Kapusta P. The application of biocides in the oil and gas industry. *Nafta-Gaz*, 2013, issue 2, P. 103–111. (In Eng).
54. Keasler V., R. De Paula, Nilsen G. et al. Biocides overview and applications in petroleum microbiology. *Trends in oil and gas corrosion research and technologies: production and transmission*. Duxford: Woodhead Publishing, 2017, P. 539–562. (In Eng).
55. Gorman S., Scott E.M. A review—antimicrobial activity, uses and mechanism of action of glutaraldehyde. *Journal of Applied Bacteriology*, 1980, Vol. 48, issue 2, P. 161–190. (In Eng).
56. McGinley H.R., Enzien M.V., Jenneman G. et al. Studies on the chemical stability of glutaraldehyde in produced water. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, Woodlands, Texas, USA, 2011, SPE-141449-MS. (In Eng).
57. Fink J.K. Bacterial control, petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids. Waltham: Gulf Professional Publishing, 2012, 785 p. (In Eng).
58. Williams T.M. The environmental fate of oil and gas biocides: a review. *Corrosion Conference & Expo*, San Antonio, 2014, NACE-3876. (In Eng).
59. Frayne C. The selection and application of nonoxidizing biocides for cooling water systems, *The Analyst*, 2001, issue 8, 14 p. (In Eng).
60. Wen J., Zhao K., Gu T. et al. A green biocide enhancer for the treatment of sulfate-reducing bacteria (SRB) biofilms on carbon steel surfaces using glutaraldehyde. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 2009, Vol. 63, issue 8, P. 1102–1106. (In Eng).
61. Jordan S.L., Russo M.R., Blessing R.L. et al. Inactivation of glutaraldehyde by reaction with sodium bisulfite. *Journal of toxicology and environmental health*, 1993, Vol. 47, issue 3, P. 299–309. (In Eng).
62. Zhao K., Wen J., Gu T. et al. Mechanistic modeling of anaerobic THPS biocide degradation under alkaline conditions. *Materials Performance*, 2009, Vol. 48, issue 8, P. 62–66. (In Eng).
63. Wylde J.J., Winning I.G. Challenges and solutions associated with the development of an iron scale dissolver chemistry. *Corrosion Conference & Expo*, New Orleans, LA, 2004, NACE-04730. (In Eng).
64. Kramer J.F. A new high performance quaternary phosphonium biocide for biofouling control in industrial water systems. *Corrosion Conference & Expo*, San Diego, CA, 2006, NACE-06093. (In Eng).
65. Kahrilas G.A., Blotvogel J., Stewart P.S. et al. Biocides in hydraulic fracturing fluids: a critical review of their usage, mobility, degradation, and toxicity. *Environmental Science & Technology*, 2015, Vol. 49, issue 1, P. 16–32. (In Eng).
66. Bertheas U., Majamaa K., Arzu A. et al. Use of DBNPA to control biofouling in RO systems. *Desalination and Water Treatment*, 2009, Vol. 3, issue 1-3, P. 175–178. (In Eng).
67. Exner J.H., Burk G.A., Kyriacou D. Rates and products of decomposition of 2,2-dibromo-3-nitropropionamide. *Journal of Agricultural and Food Chemistry*, 1973, Vol. 21, issue 5, P. 838–842. (In Eng).
68. Williams T.M. The mechanism of action of isothiazolone biocide. *Corrosion Conference & Expo*, San Diego, CA, 2006, NACE-06090. (In Eng).
69. Williams T.M. Efficacy of chloromethyl-methylisothiazolone (CMIT/MIT) biocide vs *Legionella* and protozoa. *Corrosion Conference & Expo*, Nashville, TN, 2007, NACE-07433. (In Eng).
70. Rutala W.A., Weber D.J. Disinfection, sterilization, and control of hospital waste. *Mandell, Douglas, and Bennett's Principles and Practice of Infectious Diseases*. Amsterdam: Elsevier, 2015, P. 3294–3309. (In Eng).
71. Kramer J.F. Peracetic acid: a new biocide for industrial water applications. *Corrosion Conference & Expo*, New Orleans, LA, 1997, NACE-97404. (In Eng).
72. R. De Paula, Keasler V., Tidwell T. Evaluation of preservative chemistries to control microbial activity during well completion, in: *Corrosion Conference & Expo*, Dallas, TX, 2015, NACE-6069. (In Eng).
73. Yin B., Williams T., Koehler T. et al. Targeted microbial control for hydrocarbon reservoir: identify new biocide offerings for souring control using thermophile testing capabilities. *International Biodeterioration & Biodegradation*, 2018, Vol. 126, P. 204–207. (In Eng).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Валекжанин Илья Владимирович**, начальник отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов:** valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

**Valekzhanin Ilya Vladimirovich**, head of the department of complications management, “RN-BashNIPNefit” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author:** valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

# Обзор актуальных методов борьбы с пескопроявлениями при разработке месторождений нефти и газа

Костилевский В.А.<sup>1</sup>, Дитц А.В.<sup>1</sup>, Бикбулатов О.В.<sup>1</sup>, Зырянов П.А.<sup>1</sup>, Никифоров С.С.<sup>1</sup>, Меркурьев К.К.<sup>1</sup>, Попов С.Н.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия; <sup>2</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
popov@ipng.ru

## Аннотация

В данной работе рассмотрены основные причины осложнений при добыче нефти и газа, связанных с пескопроявлением. Проанализированы научные публикации отечественных и зарубежных специалистов по исследуемой проблеме. Приведены примеры химических и механических методов борьбы с пескопроявлением и механическими примесями. Обосновано актуальное направление исследований в данной области.

## Материалы и методы

Проведен анализ и обзор источников литературы, в которых исследуются актуальные методы борьбы с механическими примесями. Описаны основные причины выноса механических примесей и методы борьбы с ними.

## Ключевые слова

пескопроявление, фильтрационно-емкостные свойства, добыча нефти и газа, технологии ограничения водопритока, обводненная скважина, упруго-прочностные свойства

Работа выполнена в рамках госзадания «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (ФММЕ – 2022-0008, Пер. № НИОКТР 122022800364-6)

## Для цитирования

Костилевский В.А., Дитц А.В., Бикбулатов О.В., Зырянов П.А., Никифоров С.С., Меркурьев К.К., Попов С.Н. Обзор актуальных методов борьбы с пескопроявлениями при разработке месторождений нефти и газа // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 68–72.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-68-72

Поступило в редакцию: 25.06.2024 г.

## OIL PRODUCTION

UDC 622.279.74 | Original Paper

## Review of current control methods with sand production during the development of oil and gas fields

Kostilevsky V.A.<sup>1</sup>, Dietz A.V.<sup>1</sup>, Bikbulatov O.V.<sup>1</sup>, Zyryanov P.A.<sup>1</sup>, Nikiforov S.S.<sup>1</sup>, Mekuryev K.K.<sup>1</sup>, Popov S.N.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia; <sup>2</sup>Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia  
popov@ipng.ru

## Abstract

This paper examines the main causes of complications in oil and gas production associated with sand production. Scientific publications of domestic and foreign experts on the problem under study are analyzed. Examples of chemical and mechanical methods of combating sand and mechanical impurities are given. The current direction of research in this area is substantiated.

## Materials and methods

An analysis and review of literature sources was carried out in which current methods of combating mechanical impurities are studied. The main reasons for the removal of mechanical impurities and methods for combating them are described.

## Keywords

sand production, reservoir properties, oil production, water inflow limitation technologies, watered well, elastic and strength properties

## For citation

Kostilevsky V.A., Dietz A.V., Bikbulatov O.V., Zyryanov P.A., Nikiforov S.S., Mekuryev K.K., Popov S.N. Review of current control methods with sand production during the development of oil and gas fields. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 68–72. (In Russ).  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-68-72

Received: 25.06.2024 г.

В процессе эксплуатации месторождений углеводородного сырья нефтегазодобывающие компании по всему миру сталкиваются с многочисленными осложнениями, приводящими к снижению продуктивности скважин, такими как: асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО), солеобразование, преждевременное обводнение продукции, пескопроявления, возникновение негерметичностей эксплуатационных колонн, эрозия и др.

В данной статье основное внимание было уделено вопросам эрозии нефтепромыслового оборудования, вызванной выносом песка. Эрозия проявляется на компонентах глубинно-насосного оборудования (ГНО), колоннах насосно-компрессорных труб (НКТ), фонтанной арматуры (ФА) и системах внутрипромысловых трубопроводов, системах подготовки и перекачки нефти и является одним из основных осложняющих факторов при разработке месторождений нефти и газа.

Одной из причин, влияющих на эрозию нефтепромыслового оборудования, является наличие механических примесей в составе добываемых флюидов. Механические примеси, входящие в состав сырой нефти, состоят преимущественно из песка, известняка, разрушенных частиц породы, оксидов металлов, нерастворимых компонентов самой нефти и соли.

Основными причинами выноса песка в слабосцементированных породах являются: низкая прочность пород-коллекторов или отсутствие межзернового цемента по причине слабоструктурированной породы пласта на небольших глубинах, разрушение цемента за счет снижения пластового и забойного давления (увеличения эффективных напряжений в коллекторе), воздействие пластовых флюидов и технологических жидкостей, форсированный отбор пластового флюида, добыча высоковязкой нефти, а также совокупность вышеописанных причин [1].

Рассмотрим основные причины пескопроявлений в призабойной зоне более подробно. В качестве одной из основных причин выноса частиц из призабойной зоны пласта

выделяют обводнение пластового флюида, которое возникает на ранней стадии эксплуатации скважины за счет появления воды в добываемой продукции. Глинистая составляющая, которая обеспечивает сцепление гранул породы между собой, подвергается процессу гидратации, что приводит к диспергированию элементов породы и, как следствие, снижению прочностных характеристик цемента [2].

С ростом обводненности усиливается вынос песка. В работе [3] наряду с вопросами обводненности добываемой продукции подробно рассмотрен процесс миграции частиц песка с потоком жидкости (суффозия) и сползание породы к забою скважины. Также в вышеприведенной публикации содержится расчет условий существования суффозии по методике В.А. Васильева для скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения. Предложен способ крепления призабойной зоны скважин с учетом разуплотненного состояния породы.

Следующей важной причиной выноса частиц из призабойной зоны является снижение пластового давления. На более поздних стадиях эксплуатации месторождения, в случае если не поддерживается пластовое давление, происходит истощение пласта и увеличение эффективных напряжений в породе, вследствие чего возрастает риск ее разрушения [2]. Разрушение породы также усиливается при подтягивании подошвенной воды, в связи с чем может существенно снизиться ее прочность. В таком случае разрушение может наступить и при меньшей величине эффективных напряжений, что приведет к интенсификации выноса песка в скважину.

Важной причиной возникновения пескопроявлений в скважинах является форсированный отбор жидкости. Согласно исследованиям, проведенным в работе [4], при высоких значениях дебита продукции растягивающие усилия приводят к разрушению породы за счет высокой депрессии, также с течением времени возрастает зона возмущения и эффективные напряжения в нефте- и газонасыщенных горизонтах.

В работах исследователей [1, 5–7] также указывается на тот факт, что еще одной веской причиной для выноса механических частиц является добыча высоковязкой нефти. Установлено, что вынос песка зависит также от вязкости добываемой жидкости. Чем выше вязкость флюида, тем меньше депрессия, которую можно создать и при которой консолидированные частицы породы начнут разрушаться.

При неглубоком залегании пласта песок выносятся по причине слабого соединения зерен между собой, и для начала миграции частиц породы необходима меньшая депрессия. В работе [3] говорится, что слабосцементированные породы ведут себя в начале эксплуатации как упругая среда, однако в процессе эксплуатации происходит появление разуплотненных зон, что свидетельствует о том, что порода потеряла свою первоначальную структуру (скелет) и подверглась пластической деформации, что влияет на корректность расчетов при проведении химических обработок в рассматриваемых продуктивных пластах и, соответственно, снижает их качество.

Воздействие химических обработок пород-коллекторов приводит к разрушению кальцита, входящего в состав цементирующего агента, кислотами, выпадению солей в случае неверно подобранного состава реагентов и осадков для затворения.

В работе [8] представлена схема поэтапного развития процесса пескопроявления (рис. 1).

Методы борьбы с пескопроявлением делятся на:

- химические (закрепление зерен песка за счет прокачки в призабойную зону пласта различных химических составов на основе цемента, полимеров, смол и т. д.);
- физико-химические (коксование нефти при внутрипластовом горении);
- механические (установка скважинных забойных фильтров различных конструкций, материалов и набивок);

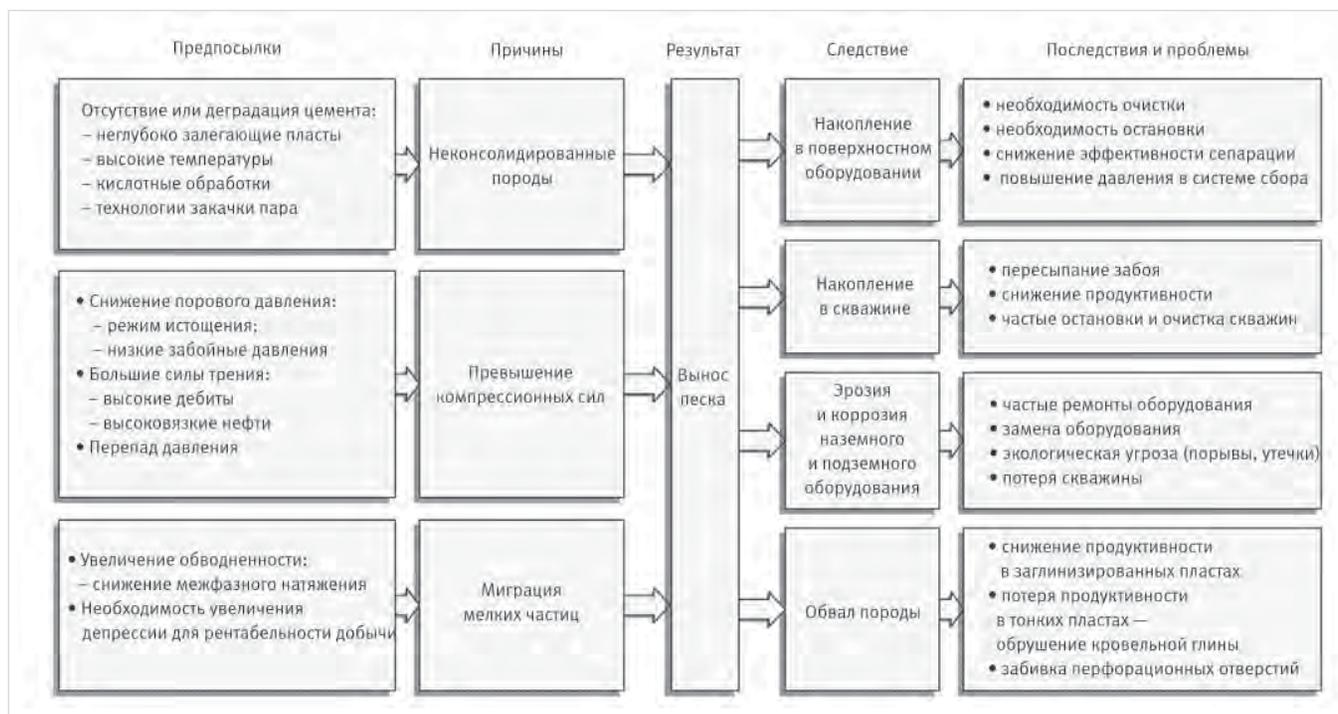


Рис. 1. Схема поэтапного развития процесса пескопроявления (по данным работы [8])  
Fig. 1. Scheme of the step-by-step development of the sand production process (according to work [8])

- технологические (подбор оптимальной депрессии путем ограничения дебита, при которой не происходит вынос песка);
- комбинированные (сочетание вышеперечисленных методов).

Все эти методы имеют как преимущества, так и недостатки. Химические методы требуют индивидуального подхода к каждой скважине, не всегда удается показать эффективность в реальных условиях. Они также характеризуются низкой сходимостью результатов и возможным снижением проницаемости [9]. При креплении призабойной зоны пласта (ПЗП) смолами смолы размещаются в основном в нижней части пласта из-за гравитации и проникают в ПЗП по наиболее проницаемым пропласткам. Чтобы избежать этого, используют вспененные смолы. Однако при повышении обводненности эффективность крепления ПЗП смолами снижается, т. к. смолы являются водорастворимыми.

Коксование, которое относится к физико-химическим методам, является скорее побочным эффектом от внутрипластового горения. Основной задачей является добыча трудно-извлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) из материнской породы за счет снижения вязкости под воздействием высокой температуры и химической реакции в пласте. Данный метод не применим для традиционных запасов.

Технологические методы требуют дополнительных расчетов по экономической эффективности работы скважины при планировании работ по ограничению дебита либо выполнению регулярного ремонта скважины с заменой УЭЦН. Современные геофизические приборы позволяют на основе шумометрии в режиме онлайн подбирать необходимый режим, при котором не происходит вынос песка. Суть метода заключается в подсчете ударов частиц

механических примесей о геофизический прибор.

Недостатками механических методов являются дороговизна оборудования, необходимость спуска в составе нижнего заканчивания и привлечение бригады капитального ремонта скважин для проведения промывок фильтра по причине его кольматации механическими примесями. Следует отметить, что в составе верхнего заканчивания применяются скважинные фильтры и различные потокоотклонители, устанавливаемые в комплекте с насосами как центробежными, так и штанговыми, что в свою очередь гораздо дешевле и защищает инфраструктуру нефтегазодобывающих предприятий, но не избавляет от необходимости проведения частых ремонтов для очистки скважин от песчаных пробок.

Для прогноза пескопроявлений под воздействием уменьшающегося пластового или забойного давления применяют методы геомеханического моделирования [10, 11]. В таком случае в первую очередь производятся лабораторные исследования по определению упруго-прочностных свойств изучаемого продуктивного пласта-коллектора, что также является непростой задачей в связи с тем, что образцы слабоконсолидированной породы могут осыпаться уже при выносе зерна на поверхность. В связи с этим применяются специальные методы исследования геомеханических свойств пород такого типа, позволяющие сохранить целостность образцов зерна, пока они не будут разрушены непосредственно в процессе экспериментов.

После определения физико-механических свойств пород-коллекторов производится расчет напряженного состояния горной породы в околоскважинной зоне. Для чего применяются методы как аналитического, так и численного моделирования [12–15].

Аналитические методы расчета обычно применяют для прогноза пескопроявлений в открытом стволе скважины. В результате подобных расчетов обычно строится зависимость пластового и забойного давления, на которой выделяются области допустимых значений данных параметров, позволяющие избежать разрушения породы при снижении давления в пласте и околоскважинной зоне (рис. 2).

Однако если учитывать конструктивные элементы скважины, такие как колонна и цементная крепь, а также для условий наклонно-направленных скважин чаще всего используют методы численного моделирования напряженно-деформированного состояния пласта с применением, например, метода конечных элементов [16–18].

Следует отметить, что в работах специалистов [19–22] отмечается, что на изменение упруго-прочностных свойств коллектора могут оказывать влияние физико-химически активные жидкости, такие как: вода с химическим составом, отличающимся от пластовой; буровой раствор; кислоты, щелочи и потокоотклоняющие жидкости, применяемые при обработке околоскважинной зоны, и др. В таком случае проявляются сопряженные механико-химические эффекты [23]. Так, в публикациях [19–20] показано, что для слабосцементированных коллекторов происходит весьма существенное уменьшение упруго-прочностных свойств. В частности, после насыщения образцов водой авторы получили 1,5–2-кратное снижение модуля Юнга и 2–4-кратное снижение предела прочности при сжатии. Следует отметить, что подобные эффекты изучены весьма слабо, в особенности для влияния различных химически активных жидкостей на физико-механические свойства слабосцементированных коллекторов.

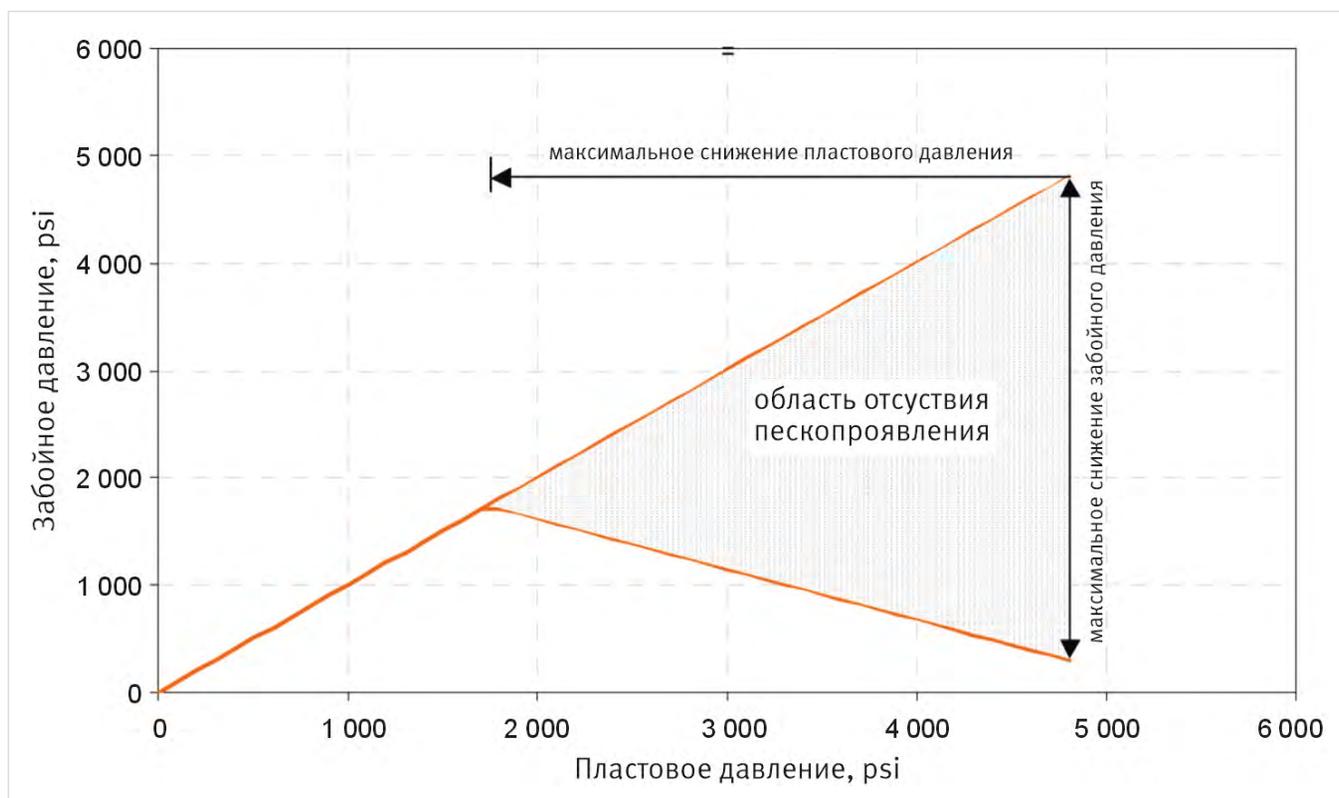


Рис. 2. График зависимости забойного и пластового давления с указанием области допустимых значений данных характеристик, в пределах которых будут отсутствовать пескопроявления в скважине (по данным работы [15])

Fig. 2. Graph of the dependence of bottomhole and pore pressure indicating the range of acceptable values of these characteristics, within which there will be no sand production in the well (according to data from [15])

## Итоги

Отмечено, что влияние различных химически активных жидкостей на прочностные свойства породы слабо изучено. Выбор методов предупреждения и борьбы с пескопроявлением необходимо проводить, основываясь на данных изучения физико-механических свойств кернов.

## Выводы

В связи с вышеизложенным можно сделать вывод, что актуальными являются разработка и использование новых комбинированных методов, которые позволят получить более качественный результат и продлить действие каждой технологии за счет синергии, что будет более экономически целесообразно.

Выбор методов необходимо проводить, используя ряд показателей работы скважины, а также геомеханической модели, основанной как на лабораторных исследованиях керна, так и на данных геофизики, информацию о проведенных мини-ГРП, образовании вывалов в процессе бурения, иную технологическую информацию из дел скважин.

Комплексный хронологический анализ проблем со скважиной позволит максимально эффективно подобрать методы борьбы с пескопроявлениями, за счет чего, в свою очередь, появится возможность избежать риска выноса песка, снизить затраты на проведение ремонтов скважин как за счет увеличения наработки ГНО, продуктивных объектов, так и за счет увеличения межремонтного периода промывки песчаных пробок в стволе скважин.

## Литература

1. Березовский Д.А., Бекетов С.Б. Анализ технологических методов снижения последствий пескопроявлений в скважинах // Булатовские чтения. 2022. С. 159–165.
2. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. 343 с.
3. Жихор П.С. Исследование процессов разрушения слабоконсолидированного пласта и разработка технологии предотвращения пескопроявлений. Автореферат. Краснодар: 2014. 24 с.
4. Абдулаева Э.С.к. Разработка и применение новых методов ограничения влияния пескопроявления на добычу и сбор продукции в условиях морских нефтяных месторождений. Автореферат. Баку: 2022. 37 с.
5. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. Краснодар: Сов. Кубань, 2002. 356 с.

6. Acock A., Orouke T., Shirmboh D. et al. Practical approaches to sand management. Oilfield Review, 2004, Vol. 16, issue 9, P. 10–27. (In Eng).
7. Куклинская Е.Ю. Обоснование и разработка составов технологических жидкостей для укрепления призабойной зоны пласта при освоении и ремонте газовых скважин. Диссертация. Ставрополь: 2018. 20 с.
8. Тананыхин Д.С. Обоснование технологии крепления слабобетонированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом. Автореферат. Санкт-Петербург: 2013. 22 с.
9. Павлов В.А., Кулешов В.С., Кудымов А.Ю., Якубовский А.С., Субботин М.Д., Пташный А.В., Абзильдин Р.Р., Максимов Е.В. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 11–16.
10. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007, 505 p. (In Eng).
11. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
12. Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., и др. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 41–46.
13. Ермолаев А.И., Ефимов С.И., Пятибратов П.В., Миниханов Е.Д., Дубиня Н.В., Леонова А.М. Оценка предельного забойного давления, исключающего разрушение призабойной зоны пласта, на основе геомеханических исследований керна // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2023. № 51. С. 61–69.
14. Araujo E.F., Alzate-Espinosa G.A., Arbelaez-Londono A., Pena Clavijo S., Cardona Ramirez A., Naranjo Agudelo A. Analytical prediction model of and production integrating geomechanics for open hole and cased – perforated wells. SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, 2023, 11 p., SPE 171107. (In Eng).
15. Palmer I., Vaziri H., Willson S., Moschovidis Z., Cameron J. Ispas I. Predicting and managing sand production: a new strategy. SPE Annual technical conference and exhibition, Denver, Colorado, 2003, 13 p., SPE 84499. (In Eng).
16. Чернышов С.Е., Попов С.Н., Варушкин С.В., Мелехин А.А., Кривошецов С.Н., Рен Ш. Научное обоснование методов вторичного вскрытия фаненских отложений юго-востока Пермского края на основании геомеханического моделирования // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 732–743.
17. Попов С.Н. Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2022. № 52. С. 45–51.
18. Попов С.Н. Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2021. № 52. С. 8–16.
19. Субботин М.Д., Павлов В.А., Королев Д.О., Кудымов А.Ю., Манторов А.Н., Скоробогач М.А. Влияние флюида насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород меловых отложений на примере объектов АО «Сибнефтегаз» // Нефтяная провинция. 2023. № 2. С. 85–96.
20. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гавриш А.С. и др. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабобетонированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52.
21. Попов С.Н., Муминов С.А. Вариации фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов под воздействием механико-химических эффектов в процессе лабораторных исследований при нагнетании воды различного химического состава // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 8. С. 42–48.
22. Попов С.Н., Муминов С.А. Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях влияния фильтрации жидкости на физико-механические свойства карбонатных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4. С. 42–48.
23. Попов С.Н. Михайлов Н.Н. Механико-химические эффекты при разработке месторождений нефти и газа. М.: Издательство РГУ (НИУ) им. И.М. Губкина. 2023. 300 с.

## ENGLISH

### Results

It is noted that the influence of various chemically active liquids on the strength properties of rock has been poorly studied. The choice of methods for preventing and combating sand production should be based on data from studying the physical and mechanical properties of cores.

### Conclusions

In connection with the above, it can be concluded that the development and use of new combined methods is relevant, which will allow obtaining a higher-quality result and extending the effect of each technology due to synergy, which will be more economically feasible.

The choice of methods must be carried out using a number of well performance indicators, as well as a geomechanical model based on both laboratory core studies and geophysical data, information on mini-fracs, the formation of fallout during drilling, and other technological information from the well file.

A comprehensive chronological analysis of well problems will allow the most effective selection of methods for combating sand production, which in turn will avoid the risks of sand removal, reduce the cost of well repairs both by increasing the production of GNO, productive objects, and by increasing the inter-repair period for flushing sand plugs in the wellbore.

## References

1. Berezovsky D.A., Beketov S.B. Analysis of technological methods for reducing the consequences of sand in wells. Readings of A.I. Bulatov, 2022, P. 159–165. (In Russ).
2. Kleshchenko I.I., Zozulya G.P., Yagafarov A.K. Theory and practice of repair and insulation works in oil and gas wells. Tyumen: TyumGNGU, 2010, 343 p. (In Russ).
3. Zhikhov P.S. Study of the processes of destruction of a weakly consolidated formation and development of a technology for preventing sand production. Abstract. Krasnodar: 2014, 24 p. (In Russ).
4. Abdulaeva E.S.k. Development and application of new methods for limiting the impact of sand production on production and collection of products in offshore oil fields. Abstract. Baku: 2022, 37 p. (In Russ).
5. Basarygin Yu.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Technology of major and underground repair of oil and gas wells. Krasnodar: Sov. Kuban, 2002, 356 p. (In Russ).
6. Acock A., Orourke T., Shrimboh D. et al. Practical approaches to sand management. Oilfield Review, 2004, Vol. 16, issue 9, P. 10–27. (In Eng).
7. Kuklinskaya E.Yu. Justification and development of compositions of process fluids for strengthening the bottomhole formation zone during the development and repair of gas wells. diss. Stavropol: 2018, 20 p. (In Russ).
8. Tananykhin D.S. Justification of the technology of chemical fastening of weakly cemented sandstones in the bottomhole zone of oil and gas wells. Abstract. St. Petersburg: 2013, 22 p. (In Russ).
9. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovskiy A.S., Subbotin M.D., Ptashnyy A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 11–16. (In Russ).
10. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007, 505 p. (In Eng).
11. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
12. Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D., et al. Justification of the wells production conditions of the cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 41–46. (In Russ).
13. Ermolaev A.I., Efimov S.I., Pyatibratov P.V., Minikhanov E.D., Dubinya N.V., Leonova A.M. Estimation of the maximum bottomhole pressure that excludes the destruction of the bottomhole formation zone, based on geomechanical studies of the core. SOCAR proceeding, issue S1, P. 61–69. (In Russ).
14. Araujo E.F., Alzate-Espinosa G.A., Arbelaez-Londono A., Pena Clavijo S., Cardona Ramirez A., Naranjo Agudelo A. Analytical prediction model of and production integrating geomechanics for open hole and cased – perforated wells. SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, 2023, 11 p, SPE 171107. (In Eng).
15. Palmer I., Vaziri H., Willson S., Moschovidis Z., Cameron J. Ispas I. Predicting and managing sand production: a new strategy. SPE Annual technical conference and exhibition, Denver, Colorado, 2003, 13 p. SPE 84499. (In Eng).
16. Chernyshov S.E., Popov S.N., Varushkin S.V., Melehin A.A., Krivoshechekov S.N., Ren Sh. Scientific substantiation of methods for secondary opening of Famennian deposits in the southeast of the Perm Territory based on geomechanical modeling. Journal of Mining Institute, 2022, Vol. 257, P. 732–743. (In Russ).
17. Popov S.N. Geomechanical modeling and analysis of the stability of the production casing in conditions of partial absence of cement stone. SOCAR proceeding, 2022, issue S2, P. 45–51. (In Russ).
18. Popov S.N. Determination of the safety factor of cement stone based on numerical modeling of the stress-strain state of the near-wellbore zone taking into account the change in the elastic-strength properties of cement during its hardening and under the influence of an acid reagent. SOCAR Proceeding, 2021, issue S2, P. 8–16. (In Russ).
19. Subbotin M.D., Pavlov V.A., Korolev D.O., Kudymov A.Yu., Mantorov A.N., Skorobogach M.A. Impact of saturating fluid on Cretaceous rock strength and elastic properties as exemplified in Sibneftegas production fields. Neftyanaya Provintsiya, 2023, issue 2, P. 85–96. (In Russ).
20. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S. et al. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented reservoir. Oil and Gas Territory, 2019, issue 10, P. 46–52. (In Russ).
21. Popov S.N., Muminov S.A. Variations in the filtration-capacitive properties of carbonate reservoirs under the influence of mechanical and chemical effects during laboratory studies during injection of water of different chemical compositions. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2022, issue 8, P. 42–48. (In Russ).
22. Popov S.N., Muminov S.A. Manifestation of mechanical and chemical effects in experimental studies of the influence of liquid filtration on the physicochemical properties of carbonate reservoirs. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 4, P. 42–48. (In Russ).
23. Popov S.N., Mikhailov N.N. Coupled mechanical and chemical effects in the development of oil and gas fields. Moscow: Publishing center of the Gubkin University, 2023, 300 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Костилевский Валерий Анатольевич**, начальник управления скважинных операций, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

**Дитц Андрей Викторович**, старший менеджер управления скважинных операций, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

**Бикбулатов Олег Валерьевич**, старший менеджер управления скважинных операций, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

**Зырянов Павел Александрович**, менеджер управления скважинных операций, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

**Никифоров Степан Сергеевич**, менеджер управления скважинных операций, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

**Мекурьев Константин Константинович**, менеджер управления скважинных операций, ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

**Попов Сергей Николаевич**, д.т.н., заведующий лабораторией, главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовой механики и физико-химии пласта, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
Для контактов: [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

**Kostilevsky Valery Anatolyevich**, head of the well operations department, “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

**Dietz Andrey Viktorovich**, senior manager of the well operations department, “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

**Bikbulatov Oleg Valerievich**, senior manager of the well operations department, “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

**Zyryanov Pavel Aleksandrovich**, manager of the well operations department, “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

**Nikiforov Stepan Sergeevich**, manager of the well operations department, “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

**Mekuryev Konstantin Konstantinovich**, manager of the well operations department, “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

**Popov Sergey Nikolaevich**, ph.d. of engineering sciences, head of the laboratory of oil and gas mechanics and reservoir physico-chemistry, Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia  
Corresponding author: [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

# ЭНЕРГЕТИК

завод

**БИПРОН-**

гордость  
отрасли!



# Высокотехнологичное инновационное оборудование на отечественной программно-аппаратной платформе

## АСОИ «Скважина»

Удаленный мониторинг технологических процессов. Беспроводные датчики давления, температуры. Регистратор выноса песка.

### Измеряемые параметры:

- Избыточное давление среды от 0 до 60 МПа;
- Температура среды от -50...+100 °С;
- Вынос твердых фракций (песка) от 0,002 г/с.

### Области применения:

- Удаленные скважины;
- Кустовые площадки скважин;
- Протяженные объекты/трубопроводы;
- Площадные объекты.

## ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРЫ СМТ



**Автономный источник питания**  
10 лет непрерывной работы на одной батарее

**Передающий модуль**  
оптимальное аппаратное решение для построения беспроводных сенсорных сетей. Возможность ретрансляции данных на большие расстояния

**Проприетарный протокол обмена БИНАР**  
ПО, позволяющее экономить энергию батареи.

**Расширенный температурный диапазон эксплуатации**  
сохраняет работоспособность при температуре до -50°С

## ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ СМД



## РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ «КАДЕТ»

инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной работы скважин



Регистратор выноса твердых фракций (РВТФ) «КАДЕТ» ВН1228 обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе информацию для поддержания работы скважины в оптимальном режиме. Акусто-эмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяет в сочетании с цифровой обработкой точно отражать динамику выноса твердых фракций.

### Два исполнения:

- Беспроводной с внутренним источником питания и передачей информации по радиоканалу. ВН 1228
- Проводной с внешним источником питания и интерфейсом RS-485. ВН 1228-01

Высокая помехоустойчивость.  
Нулевое значение при отсутствии выноса песка.  
Регистрирует только твердые частицы

Автономность питания электронных модулей регистратора позволяет эксплуатировать РВТФ «КАДЕТ» при отсутствии кабелей питания и связи

Наличие «имитатора выноса песка» позволяет проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора



607188, Нижегородская область, г. Саров,  
Южное шоссе, д. 12, стр. 17А,  
+7 (83130) 5-99-35, 5-99-53  
binar@binar.ru, www.binar.ru

# Обоснование оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах

Добровинский Д.Л.<sup>1</sup>, Вилков М.Н.<sup>1</sup>, Иванова Ю.И.<sup>1</sup>, Шабелянский В.А.<sup>1</sup>, Мальшаков Е.Н.<sup>1</sup>, Разяпова А.А.<sup>1</sup>, Сохошко С.К.<sup>2</sup>, Хакимов И.И.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия, <sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия;

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия  
dobrovinskyid@gmail.com

## Аннотация

В данной работе определены оптимальные параметры технологии гидроразрыва пласта (ГРП) при выполнении многоэтапной закачки проппанта в один целевой интервал перфорации наклонно-направленной скважины. Под оптимальностью понимается получение наибольшей добычи нефти в зависимости от геометрических параметров трещин и количества этапов ГРП. Изучен вопрос переориентации трещин ГРП и их влияния на эффективность обработок. В результате представлена эталонная технология многоэтапного ГРП с учетом теоретического и практического опыта, а также гидродинамического моделирования характера притока к скважине.

## Материалы и методы

Для решения задачи:

- изучен опыт применения технологии многоэтапного ГРП в ННС на практике;
- проведено гидродинамическое моделирование притока к скважине в зависимости от геометрических параметров трещин и количества этапов ГРП;
- исследовано взаимодействие пересекающихся трещин при

различных углах отклонения, проведен сравнительный анализ полученных результатов.

## Ключевые слова

ГРП, двухстадийные, двухэтапные, многостадийные ГРП в ННС, многоэтапная закачка, моделирование двухстадийного ГРП, Западная Сибирь

## Для цитирования

Добровинский Д.Л., Вилков М.Н., Иванова Ю.И., Шабелянский В.А., Мальшаков Е.Н., Разяпова А.А., Сохошко С.К., Хакимов И.И.

Обоснование оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 73–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-73-79

Поступила в редакцию: 08.07.2024

## Substantiation of optimal fracture parameters of multistage hydraulic fracturing in deviated wells

Dobrovinskii D.L.<sup>1</sup>, Vilkov M.N.<sup>1</sup>, Ivanova Yu.I.<sup>1</sup>, Shabelyanskii V.A.<sup>1</sup>, Malshakov E.N.<sup>1</sup>, Razyapova A.A.<sup>1</sup>, Sokhoshko S.K.<sup>2</sup>, Khakimov I.I.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>“LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia; <sup>2</sup>Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia; <sup>3</sup>“LUKOIL-Western Siberia” LLC “Povkhneftegas” TPE, Kogalym, Russia  
dobrovinskyid@gmail.com

## Abstract

This paper determines the optimal parameters of the hydraulic fracturing technology (HF) when performing multi-stage proppant injection into one target perforation interval of a deviated well. Optimality means obtaining the highest cumulative oil production depending on the geometric parameters of the fractures and the number of HF stages. The issue of reorientation of HF and their influence on the efficiency of treatments has been studied. As a result, the presented reference technology of multi-stage HF, taking into account theoretical and practical experience, as well as hydrodynamic modeling of the inflow to the well.

## Materials and methods

To solve the problem:

- the experience of using multistage hydraulic fracturing technology in a deviated wells in practice has been studied;
- hydrodynamic simulation of the inflow to the well has been carried out depending on the geometric parameters of fractures and the number of fracturing stages;
- the interaction of intersecting fractures at different opening angles

has been researched, and a comparative analysis of the results obtained has been carried out.

## Keywords

HF, hydraulic fracturing, two-stage HF, two-step HF, multi-stage HF in deviated wells, multi-step injection, modeling of two-stage HF, Western Siberia.

## For citation

Dobrovinskii D.L., Vilkov M.N., Ivanova Yu.I., Shabelyanskii V.A., Malshakov E.N., Razyapova A.A., Sokhoshko S.K., Khakimov I.I. Substantiation of optimal fracture parameters of multistage hydraulic fracturing in deviated wells. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 73–79. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-73-79

Received: 08.07.2024

## Введение

Многолетний опыт применения гидроразрыва пласта (ГРП) показывает, что на поздних этапах разработки месторождений не существует универсальной технологии, позволяющей вовлечь в добычу невыработанные запасы пласта. В процессе разработки дизайнов ГРП специалистами подбираются технологические решения, позволяющие адаптировать технологию ГРП к каждой конкретной скважине, исходя из индивидуальных особенностей строения пласта, вида проводимых работ (ремонтно-изоляционные, закачка тампонирующего состава и т. д.) и условий экономической целесообразности [1].

Объектом исследования являются многоэтапные (двух-, трехэтапные) ГРП в наклонно-направленных скважинах (ННС), выполненные в условиях месторождений Западной Сибири. Предмет исследования — показатели технологической эффективности обработок.

Отечественными и зарубежными специалистами продолжительный промежуток времени публикуется теоретический и эмпирический опыт исследований возможности переориентации трещины при проведении операций ГРП. Согласно работам [2–4], в скважине, не возмущенной эксплуатацией, трещина ГРП образуется в вертикальной плоскости и простирается вдоль максимального главного напряжения.

Однако в работах [5, 6] описаны условия, при которых вектор максимальных и минимальных напряжений может менять свое направление. Связано это с изменением напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта в окружающем массиве при его активной разработке, когда за счет влияния параметров работы добывающих и нагнетательных скважин происходит перераспределение порового давления, что вызывает некоторую деформацию скелета породы. Помимо этого

фактор создания трещины ГРП способствует возникновению дополнительных кольцевых сжимающих напряжений, которые в значительной степени изменяют поле напряжений.

Тогда в совокупности факторов разницы горизонтальных напряжений может стать отрицательной, следовательно, напряжения меняются местами. И в течение некоторого времени в окрестности скважины горизонтальные напряжения направлены перпендикулярно первичной трещине ГРП.

Тем не менее стоит отметить помимо переориентации трещины ГРП возможен факт создания новой трещины ГРП уже в уже существующей [7, 8]. Такое явление присуще полю с высокой базовой анизотропией напряжений ( $\Sigma\sigma_{\min} \leq 0,7 \Sigma\sigma_{\max}$ ). При этом чем ближе коэффициент анизотропии между горизонтальными напряжениями к 1,0 д. ед., тем выше шанс создать предпосылки к ортогональному образованию трещин относительно установленного азимута максимального стресса на рассматриваемом объекте.

## Описание технологии многоэтапного ГРП в наклонно-направленных скважинах

Технология многоэтапного ГРП в ННС базируется на последовательном создании нескольких трещин ГРП. Раскрытие первой трещины вызывает рост горизонтальных сжимающих напряжений, при этом чем больше ширина трещины, тем выше влияние на НДС в призабойной зоне пласта (ПЗП). Главным является то, что при большем раскрытии первичной трещины в ее окрестности происходит снижение уровня анизотропии первоначального поля напряжений. Вследствие этого минимум величины давления, при котором создаются условия для роста вторичной трещины в другом направлении, увеличивается [7]. Прирост напряжений явно проявляется близ окрестности трещины, а далее, по мере

удаления от нее (в пределах 2 м), прирост дополнительных напряжений значительно уменьшается. В связи с этим можно сделать вывод о том, что ортогональный разворот трещины возможно достичь близ скважины, с последующим выравниванием трещины в направлении максимального главного напряжения.

Технически операция многоэтапного ГРП выполняется следующим образом. После предварительного мини-ГРП (целью которого является уточнение геомеханических моделей и внесение поправок в программу основного ГРП) проводится закачка двух (и более) основных этапов закачки в один целевой интервал пласта. Схематически графики закачки выполнения классического и многоэтапного ГРП представлены на рисунке 1.

На первом этапе основного ГРП проводится закачка части проппанта (как правило, 20–40 % от общей массы) с увеличенным объемом буферной жидкости, создается трещина ГРП с увеличенной шириной, за счет чего происходит перераспределение напряженного состояния и изменение пластового давления в ПЗП. Далее выдерживается технологический отстой (1–2 ч), необходимый для закрепления трещины в продуктивном пласте ГРП. На следующем этапе проводится закачка остальной пачки проппанта (60–70 % от общей массы в случае двухэтапного ГРП, в случае трехэтапного ГРП — три стадии по аналогичному циклу, с увеличением массы проппанта на каждом этапе). Соответственно, развитие трещин предполагает иное азимутальное распространение, относительно направлений предыдущих этапов ГРП, что увеличивает охват пласта по латерали.

В работе [9] представлен пример расчетов многовариантного моделирования повторного ГРП, где начальные и удельные приросты дебита нефти в случае переориентации выше, при этом наибольшие показатели достигнуты при развороте трещины на 90°, что согласуется с результатами математических расчетов в работе [10].

## Постановка задачи

При проектировании ГРП возникает потребность в быстрой оценке эффективности предлагаемой технологии в зависимости от геометрии трещин и их взаимного расположения. Использование детальных сеточных моделей для проведения многовариантных расчетов требует чрезмерных вычислительных затрат, поэтому актуальной становится задача по созданию упрощенных моделей для расчетов таких течений. Большинство таких исследований основано на изучении течения однофазной жидкости с постоянными свойствами. Однако все эти расчеты выполняли на синтетических моделях, в которых задавались условные параметры геологических характеристик пласта и трещин ГРП без учета ретроспективных данных работы скважин и конкретной технологии ГРП. В связи с этим затруднена оценка точности и границ применимости полученных асимптотических зависимостей для реальных условий месторождений Западной Сибири.

## Описание гидродинамической модели

Для уточнения теоретического материала в данной работе выполнено гидродинамическое моделирование притока флюида к наклонно-направленной скважине с многоэтапным ГРП в гидродинамическом симуляторе с одной, двумя, тремя и четырьмя трещинами ГРП с различными азимутальными углами

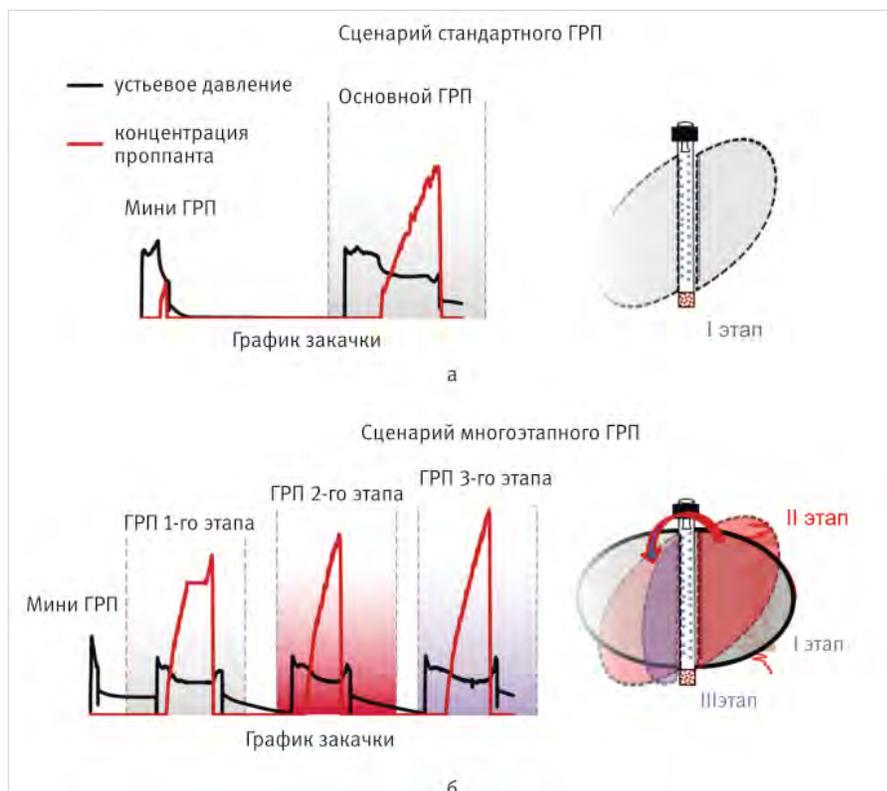


Рис. 1. Схематическое изображение графика закачки стандартного — а и многоэтапного ГРП — б на наклонно-направленной скважине

Fig. 1. Schematic representation of the diagram injection for standard — a and multi-stage hydraulic fracturing — б on a directional well

Табл. 1. Геолого-физические характеристики нефтяного объекта  
 Tab. 1. Geological setting of oil filed

Эффективная толщина, м	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	Коэффициент песчаности, д. ед.	Расчлененность, ед.	Начальные геологические запасы, тыс. т	Подвижные запасы, тыс. т
19,3	24,2	0,56	0,42	8	3529,2	1782,4

и полудлинами в окрестности одиночной добывающей скважины со свойствами реального объекта разработки. Средние геолого-физические характеристики рассматриваемого объекта нефтяного месторождения представлены в таблице 1.

Для гидродинамического расчета используется модель нелетучей нефти (black oil), представленная в виде куба с размерами 1 500×1 500 м, толщиной 50 м, размер одной ячейки 5×5×1 м. Модель является частью пласта, в которой находятся две нагнетательные скважины №№ 1 и 3 и одна добывающая № 2, расположенная в центре. Здесь и в дальнейшем в расчетах принимаются следующие граничные условия на ГРП: общая масса проппанта (Mпр) — 90 т, первая трещина ГРП направлена вдоль максимального стресса (по данным ранее выполненных исследований он составляет 140° (Юго-Восточный квадрант) — 320° (Северо-Западный квадрант) [11]) и имеет меньшую полудлину относительно других трещин, все рассматриваемые варианты операций ГРП выполнены с равной суммарной массой проппанта (рис. 2). Во всех вариантах полудлины трещин рассчитаны исходя из средних значений полудлин по данным фрак-листа для соответствующей общей массы проппанта на рассматриваемом объекте. В качестве конкретного примера: одной трещине массой проппанта 90 т соответствует средняя полудлина 140 м, двум трещинам с комбинацией закачки 20+70 т — средняя полудлина 35+125 м, трем трещинам с закачкой 20+30+60 т — 30+50+80 м и далее аналогичным образом.

Для моделирования процесса ГРП применялась улучшенная одномерная модель течения флюида в трещине с возможностью прямого перетока из ячейки в ячейку, в которой учитываются эффективные радиусы питания трещин.

Методически расчет с учетом граничных условий выполнен следующим образом:

- рассчитан приток к добывающей скважине в зависимости от количества трещин;
- исследовано взаимодействие пересекающихся трещин при различных углах отклонения;
- выполнен анализ притока жидкости к скважине при многоэтапном ГРП в зависимости от соотношения полудлин трещин.

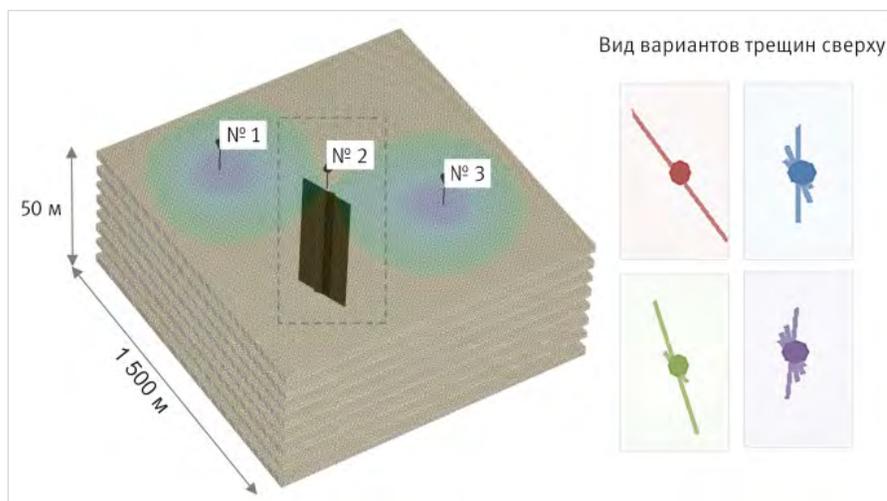


Рис. 2. Модель куба в начальный момент времени с направлением трещины вдоль максимального стресса

Fig. 2. Model of a cube at the initial moment of time with the direction of the HF along the maximum stress

### Результаты гидродинамического моделирования

Сравнительный анализ показывает (табл. 2, рис. 3), что количество трещин ГРП влияет нелинейно на показатели

добычи нефти в течение времени. Наибольший прирост дополнительной добычи нефти в абсолютных значениях за рассматриваемый период получен при четырех трещинах ГРП. Однако в приращенной доли

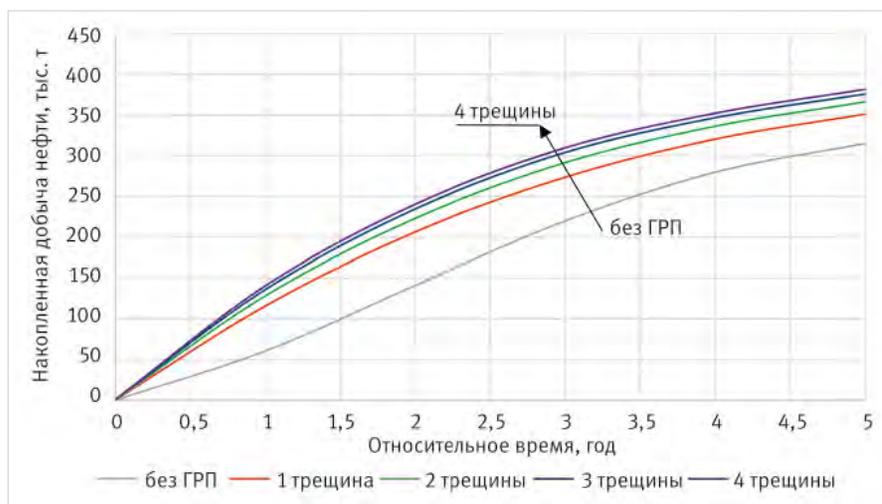


Рис. 3. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от количества трещин ГРП. Скважина с ГРП из бурения

Fig. 3. Distribution of cumulative oil production depending from number of HF. Well with HF from drilling

Табл. 2. Исходные данные параметров трещин ГРП  
 Tab. 2. Initial data of HF parameters

Количество трещин, ед.	Азимуты трещин				Δ угла отклонения трещин, °	Полудлина трещин, м	Ширина трещин, м				Высота трещин, м	Масса проппанта, т
	α1, °	α2, °	α3, °	α4, °			W <sub>1</sub>	W <sub>2</sub>	W <sub>3</sub>	W <sub>4</sub>		
1	140	—	—	—	20	140	0,015	—	—	—	43	90
2	140	120	—	—		35+125	0,015	0,03	—	—		
3	140	120	100	—		30+50+80	0,015	0,010	0,05	—		
4	140	120	100	80		30+40+50+70	0,015	0,010	0,05	0,03		

при многоэтапном ГРП наибольший процент достигается при добавлении второй трещины. Так, при моделировании работы вновь введенной из бурения скважины с одной трещиной увеличение добычи относительно аналогичной скважины без ГРП составило 10 %, при двух трещинах — 14 %, при трех и четырех 16 и 17 % соответственно. Это явление можно качественно объяснить тем, что при малом числе трещин поворот трещины делает большую часть фильтрации плоскопараллельной, а при большем числе трещин они взаимно перекрываются и эффективность фильтрации в зоне пониженного давления близ скважины ухудшается (рис. 4). Аналогичные результаты получены и в скважинах, пребывавших в эксплуатации на момент ГРП в течение 10 лет (рис. 5).

Далее более подробно рассмотрено влияние угла отклонения трещины на эксплуатационные показатели добывающей скважины на примере двухэтапного ГРП и приведены

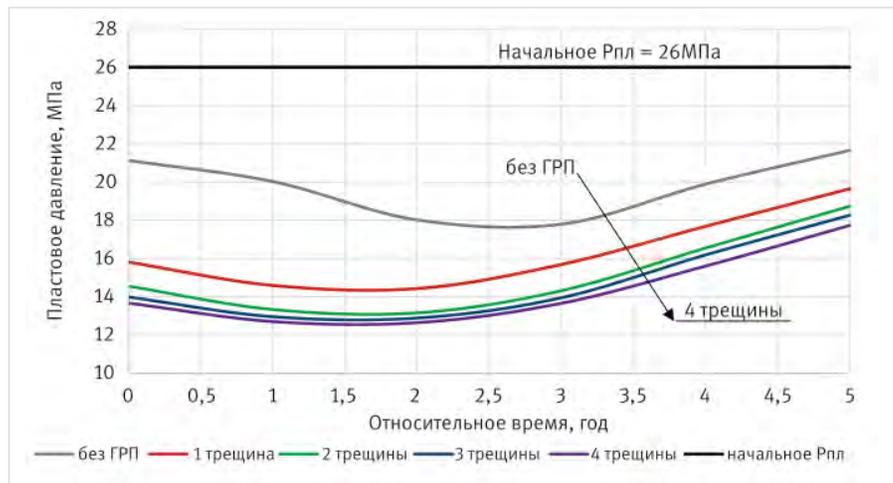


Рис. 4. Распределение пластового давления (9 точек). Скважина с ГРП из бурения  
Fig. 4. Distribution of formation pressure (9 point). Well with HF from drilling

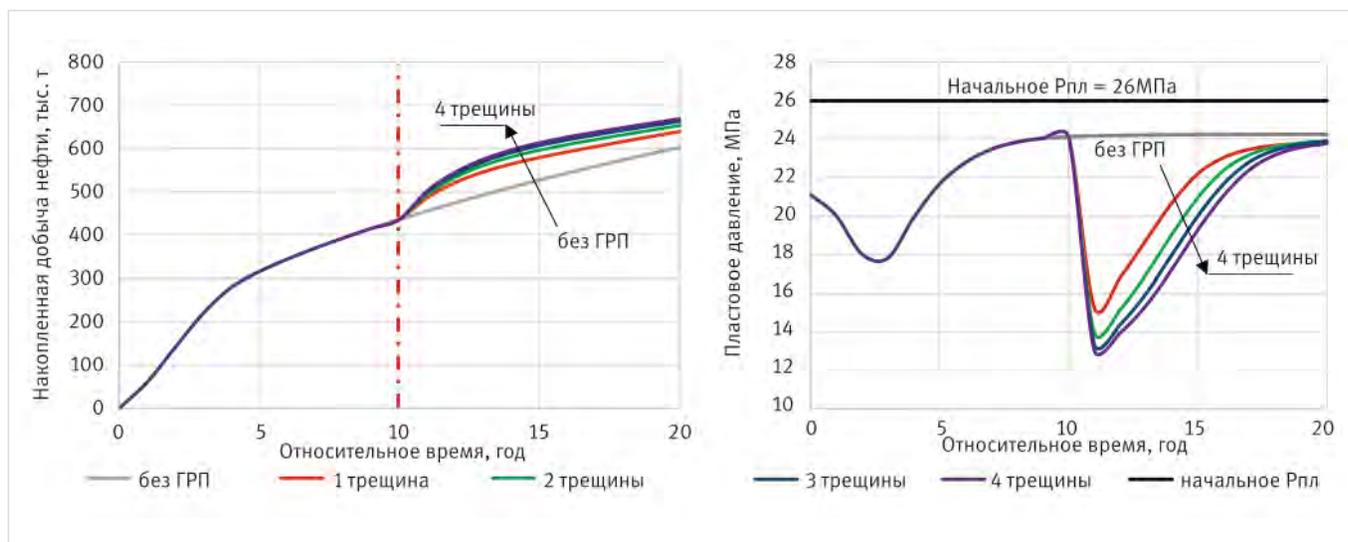


Рис. 5. Распределение накопленной добычи нефти и пластового давления (9 точек) в зависимости от количества трещин ГРП. Эксплуатационная скважина  
Fig. 5. Distribution of cumulative oil production and formation pressure (9 points) depending on the number of HF. Production well

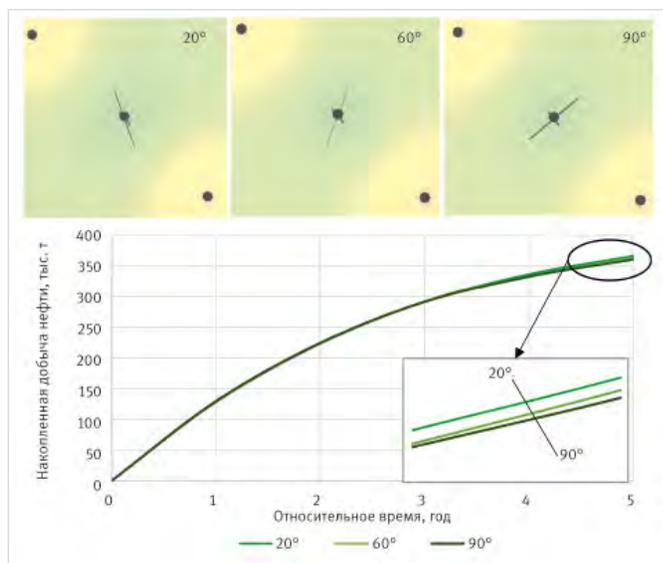


Рис. 6. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от угла отклонения трещин при двухэтапном ГРП. Скважина с ГРП из бурения  
Fig. 6. Distribution of cumulative oil production depending on the fracture opening angle during two-stage HF. Well with HF from drilling

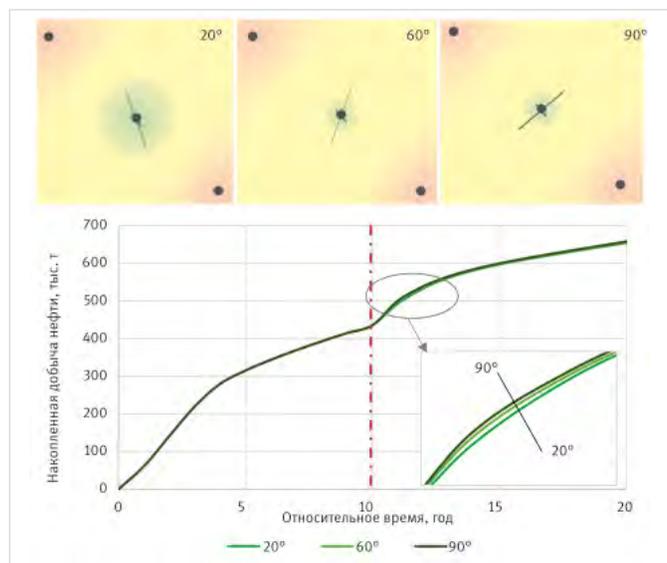


Рис. 7. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от угла отклонения трещин при двухэтапном ГРП. Эксплуатационная скважина  
Fig. 7. Distribution of cumulative oil production depending on the fracture opening angle during two-stage HF. Production well

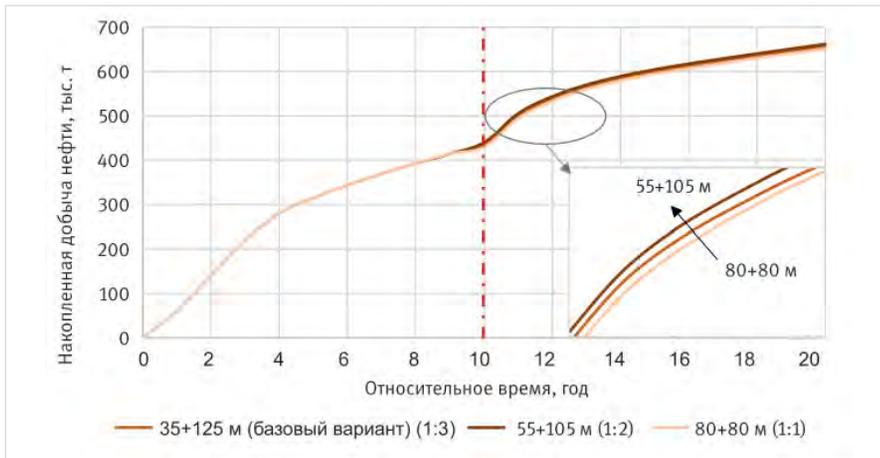


Рис. 8. Распределение накопленной добычи нефти при двухэтапном ГРП в зависимости от соотношения полудлин при максимальном отклонении трещины. Эксплуатационная скважина

Fig. 8. Distribution of cumulative oil production during two-stage HF depending on the length ratio at maximum fracture opening. Production well

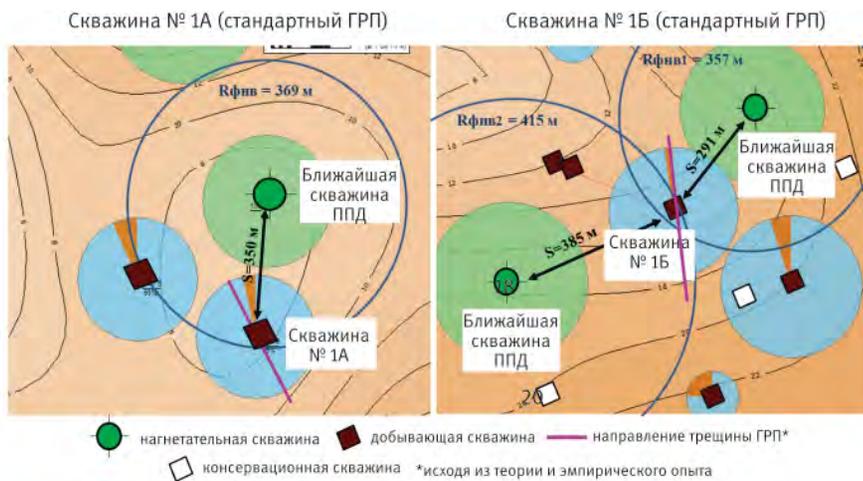


Рис. 9. Фрагмент карты текущего состояния разработки, скважины после стандартного ГРП

Fig. 9. Copying from the map of the current state of development, wells after standard HF

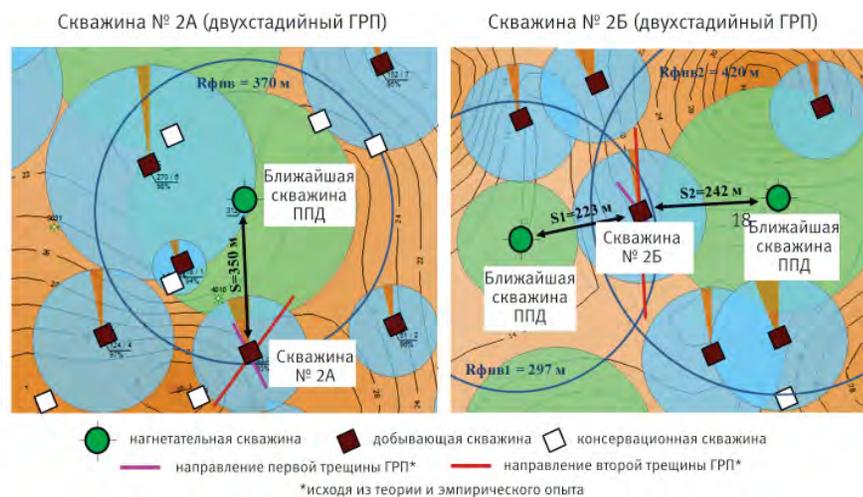


Рис. 10. Фрагмент карты текущего состояния разработки, скважины после двухэтапного ГРП

Fig. 10. Copying from the map of the current state of development, wells after two-stage HF

итоги расчетов для трех- и четырехэтапного ГРП. Как видно из графика (рис. 6), при вводе скважин в добычу с ГРП из бурения, разноориентированное расположение трещин положительного влияния на показатели добычи нефти не оказывает, что обусловлено попаданием более длинной трещины в зону пониженного давления в заданных условиях. В связи с этим в дальнейших расчетах рассмотрены варианты ГРП в эксплуатационной скважине, на участке, где система поддержания пластового давления сформирована.

Таким образом, в случае скважины, пребывающей в эксплуатации на момент ГРП, при увеличении угла отклонения трещины наблюдается обратная картина (рис. 7). За счет работы нагнетательных скважин в течение длительного времени пластовое давление в зоне переориентации близко к начальному, как результат депрессия на пласт и показатели добычи в этой зоне выше. Помимо этого важно отметить, что при максимальном отклонении трещин плотность потока на удаленной концевой части возрастает по причине снижения взаимовлияния между ними. Для операций трех- и четырехэтапного ГРП выполнена аналогичная серия расчетов, результаты соответствуют полученному тренду: при максимальном угле отклонения трещины (для трех- и четырехэтапного ГРП — 60° и 45° соответственно) — увеличиваются накопленные показатели добычи жидкости и нефти.

Варьируя соотношение полудлин трещин при максимальном угле отклонения (90°), для двухэтапного ГРП получен наибольший прирост дополнительной добычи нефти (рис. 8) при соотношении трещин 1:2 (короткая трещина вдоль направления максимального стресса к длинной трещине перпендикулярно направлению максимального стресса), в абсолютных значениях полудлина составила 55+105 м. В некотором смысле это «золотое сечение» операций двухэтапного ГРП, где эффективные радиусы питания трещины перекрываются минимально, и большая трещина не поглощает контуром малую.

Для операций трех- и четырехэтапного ГРП выполнена аналогичная последовательность в методике расчета (соблюдены граничные условия по массе проппанта в 90 т, и проведена корреляция со средними значениями полудлин фактических операций). Установлено, что наибольшая добыча нефти при трех трещинах ГРП достигается в соотношении 1:1,5:2,8 или 30+45+85 м, при четырех трещинах — 1:1,6:2,2:3,0 или 25+40+55+75 м.

### Практическое применение

Также рассмотрим случай выполнения стандартного и двухэтапного ГРП на практическом примере, когда вдоль (скважины № 1А и 2А, рис. 9, 10) и поперек (скважины № 1Б и 2Б, рис. 9, 10) направления максимального стресса относительно добывающей расположены нагнетательные скважины. Дизайн двухэтапного ГРП спроектирован с соотношением полудлин трещин 1 к 2 с акцентом на увеличении ширины на первом этапе, проппант в скважину № 2А закачан по схеме 30+50 т, в скважину № 2Б — 20+40 т.

На рисунках видно что расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет от 223 до 385 м, при этом расчетный фронт нагнетания ближайших скважин ПД (поддерживающих пластовое давление) составляет от 297 до 420 м. Фактически трещины ГРП расположены во фронте влияния

нагнетательной скважины. Однако в динамике работы скважин можно заметить (рис. 11), что после стандартного ГРП наблюдается интенсивное снижение дебита нефти, по двухэтапным ГРП – стабильная работа в течение длительного времени.

Азимут распространения трещин ГРП на рисунках установлен с учетом обработки базы данных ГИС, эмпирического опыта и теоретических расчетов [12, 13].

### Итоги

В результате данной работы предложен концепт эталонной модели многоэтапного ГРП. С увеличением угла отклонения трещин ГРП, стремящихся к нормали, относительно предыдущей трещины увеличиваются накопленные показатели добычи нефти (и жидкости). В случае двухэтапного ГРП этот угол равен  $90^\circ$ , для трехэтапных обработок –  $60^\circ$ , для четырехэтапных –  $45^\circ$ . Для получения максимального притока нефти (и жидкости) в обозначенных условиях необходим баланс в соотношении полудлин трещин составляет 1 к 2 (первая короткая и вторая длинная трещина, 55+105 м), для трехэтапного ГРП соотношение составляет 1:1,5:2,8 (или 30+45+85 м), для четырехэтапного – 1:1,6:2,2:3,0 (или 25+40+55+75 м).

### Выводы

Для достижения эффекта переориентации каждой новой трещины, необходимо проектирование дизайна предшествующего этапа ГРП с акцентом на увеличение ширины. Улучшение энергетических свойств пласта в зоне отбора позволяет в полной мере реализовывать потенциал многоэтапного ГРП в добывающих скважинах. Важно учесть, что для минимизации рисков преждевременного обводнения скважин в процессе работы после ГРП наиболее предпочтительно условие, когда предыдущая трещина, созданная первым этапом, имеет меньшую полудлину в направлении к нагнетательной и обладает максимально возможной шириной для данных пластовых условий, что позволит добиться эффекта переориентации последующих(-ей) трещин(-ы) ГРП.

### Литература

1. Бухаров А.В., Иванова Ю.И., Шабелянский В.А., Астафьев Д.А. Индивидуальный подход к проектированию ГРП на поздней стадии эксплуатации месторождений // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 75–80.
2. Давлетова А.Р., Колонских А.В., Федоров А.И. Направление трещины повторного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 110–113.
3. Wright C.A., Conant R.A., Stewart D.E.,

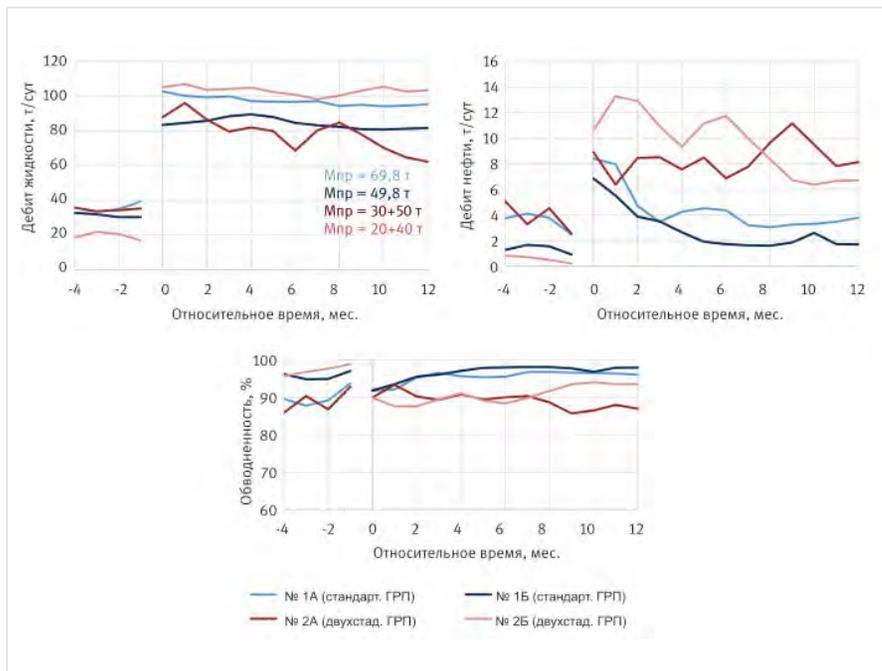


Рис. 11. Динамика дебитов жидкости, нефти и обводненности эксплуатационных скважин

Fig. 11. Dynamics of liquid and oil flow rates and water cut in production wells

4. Базыров И.Ш., Гуныкин А.С., Овчаренко Ю.В., Лукин С.В., Альчибаев Д.В., Шаповалова А.А., Болгов И.П. Моделирование инициации трещин в трещиноватом коллекторе в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 56–59.
5. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М., Горин А.Н., Никитин А.Н., Кардымон Д.В. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
6. Roussel N., Sharma M. Quantifying transient effects in altered-stress refracturing of vertical wells. SPE journal, Vol. 15, issue 3, P. 770–782. (In Eng).
7. Сметаников О.Ю., Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В. Численная модель развития трещины при повторном гидроразрыве пласта // Вычислительная механика сплошных сред. 2015. № 8. С. 208–218.
8. Liu H., Lan Zh., Zhang G., Hou F., He Xi., Liu Xi. Evaluation of refracture reorientation in both laboratory and field scales. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112445-MS. (In Eng).
9. Савченко П.Д., Федоров А.И., Колонских А.В., Уразбахтин Р.Ф., Давлетова А.Р. Методика выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидроразрыва пласта на основе эффекта переориентации трещины // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 114–117.
10. Яхина Ю.И. Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины // Георесурсы. 2018. № 2. С. 108–114.
11. Добровинский Д.Л., Бухаров А.В., Вилков М.Н., Мальшаков Е.Н., Хакимов И.И., Дулкарнаев М.Р. Обобщение результатов по определению максимального горизонтального напряженного состояния пласта до и после ГРП на объектах месторождений Западной Сибири // Нефтяная провинция. 2023. № 3. С. 55–72.
12. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Способ определения размеров и пространственного расположения трещины гидравлического разрыва пласта по геолого-промысловым данным: пат. 2021102981 Рос. Федерация. № 2769492 С1/; заявл. 08.02.2021; опубл. 01.04.2022, Бюл. № 10. 14 С.
13. Латыпов И.Д., Федоров А.И., Никитин А.Н. Исследование явления переориентации азимута трещины повторного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 74–78.

### ENGLISH

#### Results

As a result of this research, a concept for a reference model of multi-stage hydraulic fracturing has been proposed. By increasing the angle of hydraulic fracture openings relative to the normal direction of the previous fracture, the cumulative oil (and liquid) production rate increases, in the case of two-stage hydraulic fracturing, this angle is  $90^\circ$ , for three-stage treatments –  $60^\circ$ , for four-stage treatments –  $45^\circ$ .

In order to obtain the maximum inflow of oil (and liquid) under the indicated conditions, a balance in the ratio of lengths of cracks is necessary, which levels the intersection of their effective supply radii. For two-stage fracturing, the optimal length ratio cracks is 1 to 2 (the first crack is short and the second is long, 55+105 m), for three-stage fracturing, the ratio is 1:1,5:2,8 (or 30+45+85 m), and for four-stage – 1:1,3:1,8:2,5 (or 30+40+55+80 m).

## Conclusions

To achieve the desired effect of reorienting each new fracture, it is essential to design the previous hydraulic fracturing process with an emphasis on increasing its width.

The improvement of formation pressure in the extraction zone makes it possible to fully realize the potential of multistage hydraulic fracturing in producing wells.

It is important to take into account that in order to minimize the risks of water breakthrough during production operation after hydraulic fracturing, the condition is most preferable when the previous fracture has a smaller length in the direction of the injection wells and has the maximum possible width for these formation conditions, which will achieve the effect of reorientation of the subsequent fracture.

## References

1. Bukharov A.V., Ivanova Yu.I., Shabelyansky V.A., Astafev D.A. Individual approach to projecting of hydraulic fracturing of a formation at the final stage of fields operation. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2016, issue 11, P. 75–80. (In Russ).
2. Davletova A.R., Kolonskikh A.V., Fedorov A.I. Fracture reorientation of secondary hydraulic fracturing operation. *Oil industry*, 2017, issue 11, P. 110–113. (In Russ).
3. Wright C.A., Conant R.A., Stewart D.E., Byerly P.M. Reorientation of propped refracture treatments. *SPE/ISMR Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference*, Delft, 1994, SPE-28078-MS. (In Eng).
4. Bazyrov I.Sh., Gunkin A.S., Ovcharenko Yu.V., Lukin S.V., Alchibaev D.V., Shapovalova A.A., Bolgov I.P. Modeling of a hydraulic fracture initiation in directional and horizontal wellbores in fractured reservoir. *Oil Industry*, 2019, issue 12, P. 56–59. (In Russ).
5. Latypov I.D., Borisov G.A., Haidar A.M., Gorin A.N., Nikitin A.N., Kardymon D.V. Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. *Oil Industry*, 2011, issue 6, P. 34–38. (In Russ).
6. Roussel N., Sharma M. Quantifying transient effects in altered-stress refracturing of vertical wells. *SPE journal*, Vol. 15, issue 3, P. 770–782. (In Eng).
7. Smetannikov O.Yu., Kashnikov Yu.A., Ashihmin S.G., Shustov D.V. Numerical model of crack growth in hydraulic refracturing. *Computational continuum mechanics*, 2015, issue 8, P. 208–218. (In Russ).
8. Liu H., Lan Zh., Zhang G., Hou F., He Xi., Liu Xi. Evaluation of refracture reorientation in both laboratory and field scales. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112445-MS. (In Eng).
9. Savchenko P.D., Fedorov A.I., Kolonskikh A.V., Urazbakhitin R.F., Davletova A.R. Method for selecting well candidates based on the effect of fracture reorientation. *Oil Industry*, 2017, issue 11, P. 114–117. (In Russ).
10. Yakhina Yu.I. Hydraulic fracturing efficiency evaluation in the vicinity of a single well for a reservoir with two fractures. *Georesources*, 2018, issue 2, P. 108–114. (In Russ).
11. Dobrovinskiy D.L., Bukharov A.V., Vilkov M.N., Malshakov E.N., Khakimov I. I., Dulkarnaev M.R. Generalization of the results of determining the maximum horizontal principal stress of the formation before and after hydraulic fracturing at the facilities of the deposits of Western Siberia. *Neftyanaya Provintsiya*, 2023, issue 3, P. 55–72. (In Russ).
12. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Method of determining dimensions and spatial location of hydraulic fracturing based on geological and field data: pat. 2021102981 Rus. Federation. № 2769492 C1/app. 08.02.2021; pub. 01.04.2022, Bul. № 10. 14 p. (In Russ).
13. Latypov I.D., Fedorov A.I., Nikitin A.N. Research of reorientation refracturing. *Oil Industry*, 2013, issue 10, P. 74–78. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Добровинский Дмитрий Леонидович**, ведущий инженер, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия  
Для контактов: [dobrovinskyid@gmail.com](mailto:dobrovinskyid@gmail.com)

**Вилков Максим Николаевич**, старший менеджер, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Иванова Юлия Игоревна**, главный специалист, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Шабелянский Владимир Александрович**, старший менеджер, управление планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Мальшаков Евгений Николаевич**, начальник управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западно-Сибирского региона, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Разяпова Алина Азатовна**, студент 3-го курса технической физики в нефтегазовых технологиях, Тюменский государственный университет, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия

**Сохошко Сергей Константинович**, доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**Хакимов Исмаил Исаевич**, начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия

**Dobrovinskiy Dmitrii Leonidovich**, lead engineer of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [dobrovinskyid@gmail.com](mailto:dobrovinskyid@gmail.com)

**Vilkov Maksim Nikolaevich**, senior manager of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Ivanova Yuliya Igorevna**, senior specialist of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Shabelyanskiy Vladimir Aleksandrovich**, senior manager of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Malshakov Evgenii Nikolaevich**, head of the department of planning and monitoring of methods for enhancing oil recovery from fields in the West Siberian Region, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Razyapova Alina Azatovna**, 3rd year student of technical physics in oil and gas technologies, University of Tyumen, “LUKOIL-Engineering” LLC, Tyumen, Russia

**Sokhoshko Sergei Konstantinovich**, doctor of technical sciences, professor of the department of oil and gas field development and operation, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

**Khakimov Ismail Isaevich**, head of the department of enhanced oil recovery and intensification of oil production, “LUKOIL-Western Siberia” LLC “Povkhneftegas” TPE, Kogalym, Russia

# Физико-химические механизмы вытеснения нефти методом нанозаводнения

Еремин Н.А.<sup>1</sup>, Капшунова С.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Россия, Москва;

<sup>2</sup>Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Россия, Москва  
ermn@mail.ru

## Аннотация

В данной работе рассмотрены физико-химические механизмы вытеснения нефти водными растворами наноагентов. В статье проводится анализ данных вопросов и определяются основные направления по их решению. Наночастицы могут повышать нефтеотдачу за счет улучшения свойств закачиваемой жидкости, а именно — повышения ее вязкости, плотности, снижения поверхностного натяжения и улучшения эмульгирования. При нанозаводнении происходит изменение характеристик матрицы горной породы: в частности, в лучшую сторону изменяется ее смачиваемость и коэффициент теплопередачи. Описаны физико-химические механизмы вытеснения нефти наноагентами. Раскрыто влияние процесса адсорбции на эффективность вытеснения.

## Материалы и методы

Влияние наночастиц на вытеснение нефти исследовалось при изучении зарубежных научных работ.

## Ключевые слова

нанозаводнение, наноагенты, методы увеличения нефтеотдачи, наноМУН, расклинивающее давление, поверхностное натяжение, краевой угол смачивания, закупоривание поровых каналов, адсорбция, нанокапсулы

Научная статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания, номер гос. рег. № НИОКТР в РОСРИД 122022800270-0.

## Для цитирования

Еремин Н.А., Капшунова С.В. Физико-химические механизмы вытеснения нефти методом нанозаводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 80–84. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-80-84

Поступила в редакцию: 01.07.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Physical and chemical mechanisms of oil displacement during nanofloods

Eremin N.A.<sup>1</sup>, Kapshunova S.V.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia; <sup>2</sup>Gubkin University, Moscow, Russia  
ermn@mail.ru

## Abstract

In this paper the physical and chemical mechanisms of oil displacement by aqueous solutions of nanoagents are considered. The article analyzes these issues and determines the main directions for their solution. Nanoparticles can increase oil recovery by improving the properties of the injected fluid, namely, increasing its viscosity, density, reducing surface tension and improving emulsification. Nanoflooding changes the characteristics of the rock matrix, in particular, its wettability and heat transfer coefficient change for the better. Physico-chemical mechanisms of oil displacement by nanoagents are described. The influence of adsorption process on displacement efficiency is revealed.

## Materials and methods

The effect of nanoparticles on oil displacement was investigated by studying foreign scientific papers.

## Keywords

nanoflooding, nanoagents, methods of oil recovery enhancement, nano-MOOS, wedging pressure, surface tension, edge wetting angle, pore channel plugging, adsorption, nanocapsules

## For citation

Eremin N.A., Kapshunova S.V. Physical and chemical mechanisms of oil displacement during nanofloods. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 80–84. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-80-84

Received: 01.07.2024

## Введение

Большое количество геологических процессов происходит на нано- и микроуровне. В связи с этим растет интерес к наноагентам вытеснения нефти. Нефтегазовые нанотехнологии включают в себя нанозаводнение, нанесение нанопокровов и создание функциональных систем на атомно-молекулярном уровне. Нефтегазовые нанотехнологии сочетают в себе элементы геологии, механики пористых сред, физики и химии с инженерными разработками, чтобы использовать возможности уникальных свойств наночастиц, проявляющихся на наноуровне [1]. Одним из практических примеров нанотехнологий является использование углеродных нанотрубок для транспортировки наноагентов непосредственно к фронту вытеснения или остаточным цефикам нефти на разрабатываемых месторождениях. Углеродные нанотрубки обладают стабильной структурой и представляют собой своего рода контейнер для транспортировки наноагентов в пористом пространстве горных пород к определенному месту в пласте. Сенсорные наноагенты в углеродных нанотрубках могут служить как для мониторинга положения фронта вытеснения, так и для повышения эффективности извлечения нефти. Сенсорными наноагентами вытеснения можно управлять в низкочастотном диапазоне с поверхности — в так называемом цикле мониторинга и вытеснения [21]. Цикл мониторинга и вытеснения предполагает управление активацией наноагента в определенной зоне пласта с фиксацией времени закачки наноагента в пласт. Физико-химические процессы, связанные с перераспределением веществ между различными частями неоднородной пластовой системы, называются сорбцией. Сорбция (от лат. sorbio — сгущать) — это изменение, как правило, увеличение концентрации компонента либо на границе раздела фаз, называемое адсорбцией, либо в объеме одной из фаз, называемое абсорбцией [2]. Твердое тело, на поверхности которого происходит адсорбция, называется адсорбентом, а адсорбируемое вещество — адсорбатом. Наноразмерные сенсоры, встроенные

непосредственно в лабораторное, подземное или поверхностное нефтегазовое оборудование, позволяют мониторить процессы вытеснения, добычи и подготовки продукции. Специалисты компании «Сауди Арамко» используют наноагенты для выявления межфазных контактов, местоположения фронтов вытеснения и оконтуривания зон остаточной нефти. Стандартным методом исследования эффективности вытесняющих композиций с содержанием поверхностно-активных веществ, полимеров и наночастиц является папосеге flood эксперимент (лабораторное исследование процессов вытеснения нефти наноагентами на образцах ядра или искусственных пористых сред), в процессе которого нагнетается вытесняющая жидкость в смесь «сырая нефть/порода» и фиксируется количество вытесненной нефти в зависимости от давления и температуры среды [3,4] (рис. 1).

В исследовании [4] использовали микромоделли прозрачного стекла с пористостью 44 % и проницаемостью 25 Д. Было показано, что наноагенты 0,1 масс. %

позволяли снизить остаточную нефтенасыщенность. При движении наноагентов в пористой среде существуют механизмы, которые могут привести к снижению концентрации дисперсных наночастиц. Основной причиной удержания наночастиц в пористой среде является прилипание к стенкам пор и закупорка их устьев. Закупоривание поровых каналов наноагентами благоприятно сказывается на нефтеотдаче [15–17]. Был проведен ряд экспериментов, чтобы изучить, как изменяются значения поверхностного натяжения между нефтью и различными наноагентами [22]. Закачка наночастиц в виде диоксида кремния сильно влияет на межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода (рис. 2а). Для выявления влияния на величину поверхностного натяжения различных видов наночастиц были проведены исследования с наноагентами оксида кремния и оксида алюминия при разных температурах и при атмосферном давлении. Было выявлено, что наноагент SiO<sub>2</sub> имел более низкое значение межфазного натяжения по сравнению с наноагентом Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (рис. 2б).

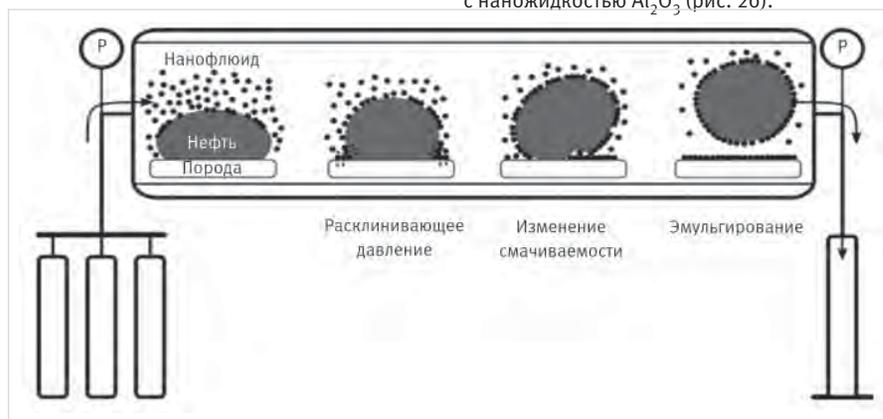


Рис. 1. Принципиальная схема проведения эксперимента по вытеснению нефти наночастицами на искусственных пористых средах папосеге flood и основные механизмы воздействия наноагентов на систему пласт/нефть

Fig. 1. Principal scheme of the experiment on oil displacement by nanoparticles on artificial porous media "nanocoreflood" and the main mechanisms of nanoagents impact on the reservoir/oil system

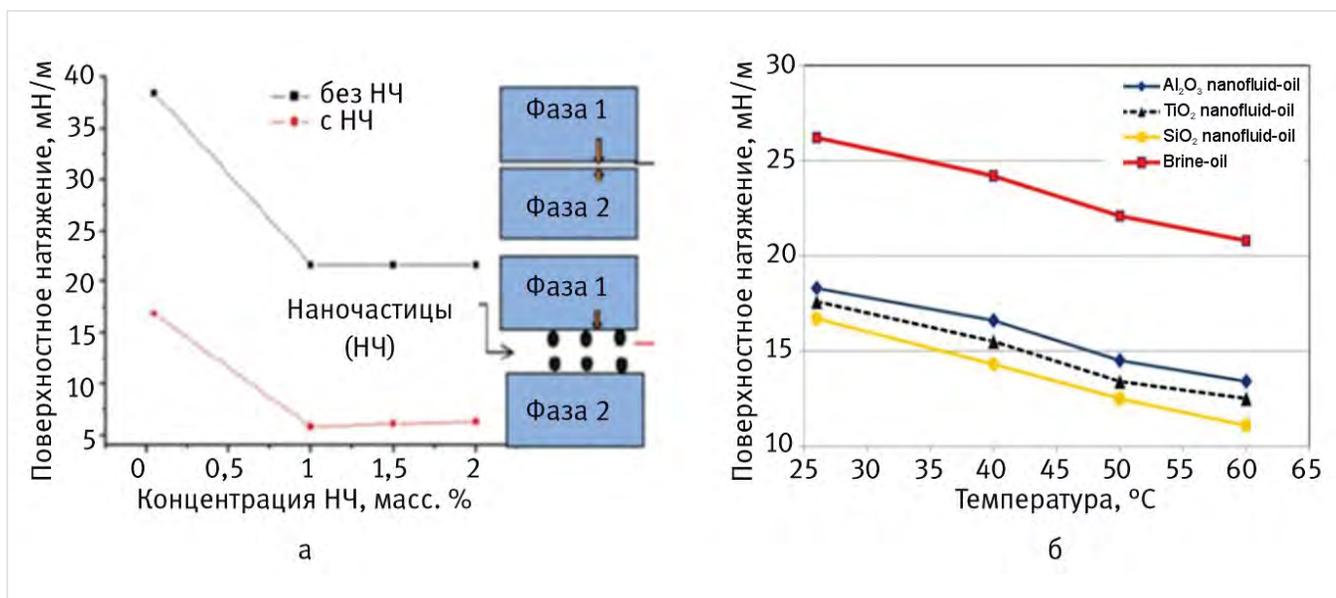


Рис. 2. Межфазное натяжение: а — между двумя жидкими фазами в присутствии и отсутствии наночастиц, б — на границе нефть-вода при разных температурах и при атмосферном давлении

Fig. 2. Interfacial tension: а — between two liquid phases in the presence and absence of nanoparticles, б — at the oil-water interface at different temperatures and at atmospheric pressure

Были проведены исследования по изучению характеристик смачивания породы в зависимости от различных видов наножидкостей (образец породы песчаника был преимущественно нефтенасыщенным). Графики смачиваемости для всех образцов представлены на рисунке 3а. Дистиллированная вода уменьшила угол смачивания со 120 до 92°, что указывает на среднюю степень смачиваемости поверхности породы. Наножидкость SiO<sub>2</sub> снизила контактный угол до 60 со 118°, указывая, что поверхность породы предпочтительно является смачиваемой водой. Раствор поверхностно-активного вещества изменил угол контакта со 105 до 17°, указывая на то, что поверхность породы преимущественно является смачиваемой водой. Значение угла контакта уменьшилось со 100,2 до 16,2° для суспензии поверхностно-активного вещества и наножидкости SiO<sub>2</sub> (1 500 ppm + 800 ppm) [18–20]. Результаты показывают, что присутствие наночастиц SiO<sub>2</sub> в растворе поверхностно-активного вещества обеспечивает в целом лучшие характеристики смачиваемости. Присутствие наночастиц SiO<sub>2</sub> может влиять на сильные физико-химические взаимодействия, которые происходят на границах раздела жидкость — твердое тело, что приводит к благоприятному изменению смачиваемости для добычи нефти. В многих исследованиях сосредоточились на выявлении диапазонов концентраций наночастиц и их влияния на изменение смачиваемости [5–7, 12]. Большинство исследований показало, что с увеличением концентрации наночастиц смачиваемость породы улучшается в результате действия сил отталкивания. Другие же исследования, напротив, свидетельствуют о том, что чрезмерные концентрации могут привести к закупорке пор и увеличению эксплуатационных расходов [10, 20]. Поэтому предпочтительна идеальная концентрация для регулирования

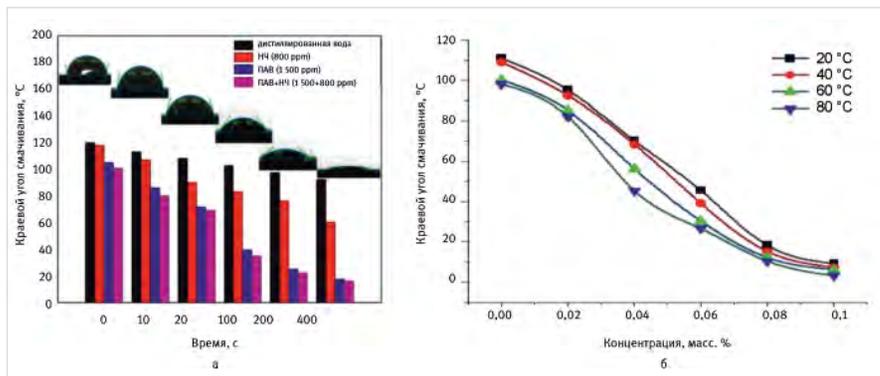


Рис. 3. Угол смачивания: а — угол смачивания различных образцов дистиллированной воды, НЧ (800 ppm), ПАВ (1 500 ppm) и ПАВ+НЧ (1 500 ppm + 800 ppm), б — влияние концентрации наночастиц диоксида кремния на угол смачивания  
 Fig. 3. Wetting angle: а — wetting angle of different samples of distilled water, NPs (800 ppm), surfactant (1 500 ppm) and surfactant+NPs (1 500 ppm + 800 ppm), б — effect of silica nanoparticles concentration on wetting angle

смачиваемости. Результаты показывают, что увеличение концентрации наночастиц приводит к последовательному снижению угла смачивания при всех температурах. Идеальная концентрация составляет 0,1 весового процента, как показано на рисунке 3б. Большинство измеренных значений угла смачивания падает ниже 70°, что является убедительным доказательством того, что наночастицы могут эффективно изменять смачиваемость с гидрофобной на гидрофильную.

Для повышения эффективности извлечения успешно использовались полимеры в качестве агента, контролирующего вязкость [8, 9]. В пластах с высокими температурами, давлениями и соленостью полимерные жидкости могут разлагаться, что снижает их вязкость и эффективность вытеснения. Использование наночастиц позволяет повысить

вязкость вытесняющей жидкости без снижения стабильности. В работе [13] было исследовано влияние дисперсий наночастиц кремнезема на вытеснение нефти полимерами при различной минерализации флюидов. Добавление наночастиц кремнезема в раствор позволило повысить устойчивость и показало большую эффективность по сравнению с водным и полимерным (без наночастиц) вытеснением. Проводилось исследование, где изучали зависимость вязкости закачиваемых растворов от концентрации наночастиц (рис. 4а). Как видно из этого рисунка, результаты измерений вязкости показали, что увеличение концентрации наночастиц увеличивает вязкость раствора полиакриламида при всех соленостях и концентрациях полимера [11]. Во время каждого испытания при нано-

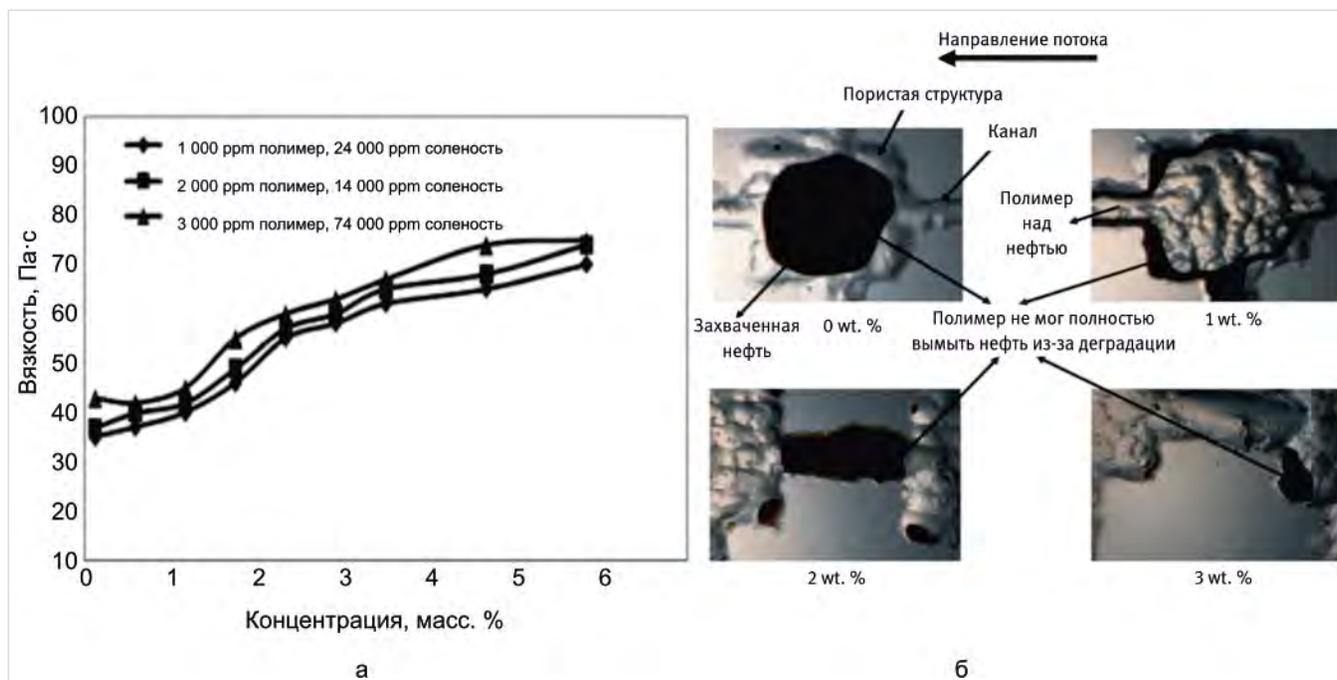


Рис. 4. Влияние наночастиц на полимерное заводнение: а — зависимость вязкости растворов полимеров при различных соленостях и концентрациях полимера от концентрации наночастиц кремнезема, б — распределение остаточной нефти и раствора полимера в масштабе пор при полимерном заводнении с использованием полимерного раствора с концентрацией 1 000 ppm и соленостью 24 000 ppm для различных значений концентраций наночастиц кремнезема  
 Fig. 4. Effect of nanoparticles on polymer flooding: а — dependence of viscosity of polymer solutions at different salinities and polymer concentrations on the concentration of silica nanoparticles, б — distribution of residual oil and polymer solution in the scale of pores during polymer flooding using polymer solution with concentration of 1 000 ppm and salinity of 24 000 ppm for different values of silica nanoparticles concentration

разрешения, чтобы визуализировать распределение жидкости в порах и каналах. На всех этих микроснимках наблюдается увеличение эффективности межпорового перемещения за счет увеличения концентрации наночастиц. На рисунке 4б показано, что захваченная нефть максимальна по объему.

### Заключение

Основными факторами, определяющими механизм нефтеотдачи при нанозаводнении, являются: изменение смачиваемости пород коллектора, уменьшение межфазного натяжения и закупоривание поровых каналов. Смачиваемость характеризуется углом смачивания, который при воздействии нанодисперсии способен измениться в более чем 2 раза. При этом основной причиной изменения угла смачивания является расклинивающее давление, которое начинает увеличиваться при внедрении наночастиц между поверхностью породы и нефтяной фазой. Снижение поверхностного натяжения приводит к уменьшению капиллярного давления в порах. Данный механизм из-за существенного изменения угла смачивания может рассматриваться как один из основных параметров, влияющих на увеличение нефтеотдачи. Снижение межфазного натяжения происходит из-за уменьшения свободной поверхностной энергии, которая зависит от площади интегрирования. Это сопровождается разделением больших капель на маленькие, что облегчает их миграцию через пористую среду. Основным механизмом является *log jamming* — временное закупоривание поровых каналов. Данный процесс начинается с образования конгломератов наночастиц, которые со временем превращаются в «пробку», забивая устье порового канала. При этом происходит перенаправление потока жидкости, тем самым вытесняется нефть из ранее недоступных частей каналов.

### Итоги

Таким образом, изменение смачиваемости пород, уменьшение межфазного натяжения на границе нефть-вода, контроль коэффициента подвижности и временное закупоривание поровых каналов — основные факторы, повышающие нефтеотдачу при реализации комбинированного метода полимерного заводнения.

Смачиваемость характеризуется углом смачивания, который при воздействии наножидкости способен измениться в более чем 2 раза. При этом основной причиной изменения угла смачивания является расклинивающее давление, которое начинает увеличиваться при внедрении наночастиц между поверхностью породы и нефтяной фазой. Также снижение поверхностного натяжения приводит к уменьшению капиллярного давления в порах. Данный механизм из-за существенного изменения угла смачивания может рассматриваться как один из основных параметров, влияющих на увеличение нефтеотдачи. Снижение межфазного натяжения происходит из-за уменьшения свободной

поверхностной энергии, которая зависит от площади интегрирования. Это сопровождается разделением больших капель на маленькие, что облегчает их миграцию через пористую среду. Основным механизмом является *log jamming* — временное закупоривание поровых каналов. Данный процесс начинается с образования конгломератов наночастиц, которые со временем превращаются в «пробку», забивая устье порового канала. При этом происходит перенаправление потока жидкости, тем самым вытесняется нефть из ранее недоступных частей каналов.

### Выводы

Таким образом, использование наночастиц способствует увеличению значений капиллярного давления и извлечению нефти за счет повышения величины смачиваемости и в карбонатных коллекторах. В целом нанотехнологии могут использоваться для повышения нефтеотдачи пластов. Несмотря на то что будущее нанотехнологий еще полностью не изучено, они произведут революцию в нефтяной промышленности.

### Литература

1. El-Diasty A., Khattab H., Tantawy M. Application of nanofluid injection for enhanced oil recovery (EOR). *Journal of University of Shanghai for Science and Technology*, 2021, Vol. 28, issue 8, P. 751–755. (In Eng).
2. Bera A., Babadagli T. Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: a review. *Applied Energy*, 2015, Vol. 51, P. 206–226. (In Eng).
3. Emadi S., Shadizadeh S.R., Manshad A.K., Rahimi A.M., Mohammadi A.H. Effect of nano silica particles on Interfacial Tension (IFT) and mobility control of natural surfactant (Cedr Extraction) solution in enhanced oil recovery process by nano – surfactant flooding. *Journal of molecular liquids*, 2022, Vol. 248, P. 163–167. (In Eng).
4. Hendraningrat L., Li S., Torsæter O. A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, Vol. 111, P. 128–138. (In Eng).
5. Jahanbin A., Semprini G., Pulvirenti B. Performance evaluation of U-tube borehole heat exchangers employing nanofluids as the heat carrier fluid. *Applied Thermal Engineering*, 2022, Vol. 212, 118625. (In Eng).
6. John M.F., Olabode O.A., Egeonu G.I., Ojo T. Enhanced oil recovery of medium crude oil (310 Api) using nanoparticles and polymer. *Journal of applied engineering research*, Vol. 12, issue 19, P. 8425–8435. (In Eng).
7. Joshi D., Maurya N.K., Kumar N., Mandal A. Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, Vol. 216, 110791. (In Eng).
8. Kewen Li, Dan Wang, Shanshan Jiang. Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 2018, Vol. 73, P. 37. (In Eng).
9. Коскин А.П., Попов С.А., Щербашина А.В. Разработка составов и исследование теплопроводящих свойств наносuspensions с содержанием оксида цинка // Доклады

- АН ВШ РФ. 2019. № 2. С. 7–15.
10. Lam U.T. et al. Processing of iron oxide nanoparticles by supercritical fluids // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2008. Т. 47. № 3. С. 599–614.
11. Li K., Hou B., Wang L., Cui Y. Application of carbon nanocatalysts in upgrading heavy crude oil assisted with microwave heating. *Nano Letters*, Vol. 14, issue 6, P. 3002–3008. (In Eng).
12. Maghzi A., Kharrat R., Mohebbi A., Ghazanfari M.H. The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery. *Fuel*, Vol. 123, P. 123–132. (In Eng).
13. Mohindroo J.J., Garg U.K., Sharma A.K. Optical properties of stabilized copper nanoparticles. *AIP Conference Proceedings*, Vol. 1728, issue 1, 020534. (In Eng).
14. Adil M., Mohd Zaid H., Raza F., Agam M.A. Experimental evaluation of oil recovery mechanism using a variety of surface-modified silica nanoparticles: Role of in-situ surface-modification in oil-wet system. *PLoS ONE*, 2020. Vol. 15, e0236837, 24 p. (In Eng).
15. Ramsden D.K., McKay K. Degradation of polyacrylamide in aqueous solution induced by chemically generated hydroxyl radicals: Part I-Fenton's reagent. *Polymer Degradation and Stability*, 1986, Vol. 14, issue 3, P. 217–229. (In Eng).
16. Saleh T.A. *Nanotechnology in oil and gas industries: principles and applications*. Springer, 2018, 338 p.
17. Shokrlu Y.H., Babadagli T. Viscosity reduction of heavy oil/bitumen using micro- and nano-metal particles during aqueous and non-aqueous thermal applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 119, P. 210–220. (In Eng).
18. Tinuola H. Udoh. Improved insight on the application of nanoparticles in enhanced oil recovery process. *Scientific African*, 2021, Vol. 13, e00873, P. 21. (In Eng).
19. Yakasai F., Mohd Z. Jaafar, Mohd A. Sidek S. Bandyopadhyay A. Agi, Eugene N. Ngouangna. Co-precipitation and grafting of (3-Aminopropyl) triethoxysilane on Ferro nanoparticles to enhance oil recovery mechanisms at reservoir conditions. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, Vol. 371, 121007. (In Eng).
20. Yutaro K., Ayae G., Daisuke I., Satoru M., Hirotake K., Takahiro O. First Nanoparticle-Based EOR Nano-EOR Project in Japan: laboratory experiments for a field pilot test. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Virtual, April 2022, SPE-209467-MS. (In Eng).
21. Uma Sankar Behera, Jitendra Sangwai. Interaction of nanoparticles with reservoir fluids and rocks for enhanced oil recovery. *Nanotechnology for Energy and Environmental Engineering*, 2020, P. 299–328. (In Eng).
22. Лесин В.И., Еремин Н.А. Природные и синтезированные наноразмерные окислы железа — нанороботы в процессах управления с помощью магнитного поля извлечением, транспортировкой, подготовкой и переработкой нефти // *Нефть. Газ. Новации*. 2018. № 1. С. 29–33.

## Results

Thus, changes in rock wettability, reduction of interfacial tension at the oil-water inter-face, control of the mobility coefficient and temporary plugging of pore channels are the main factors that increase oil recovery when implementing the combined method of polymer flood-ing.

Wettability is characterized by the wetting angle, which can change more than 2 times under the influence of nanofluid. The main reason for the change in the wetting angle is the wedging pressure, which begins to increase when nanoparticles are introduced between the rock surface and the oil phase. Also decrease in surface tension leads to decrease in capillary pressure in pores. This mechanism, due to a significant change in the wetting angle, can be considered as one of the main parameters affecting the increase in oil recovery. Decrease of interfacial tension occurs due to decrease of free surface energy, which depends on the

area of integration. This is accompanied by separation of large droplets into small ones, which facilitates their migration through the porous medium. The main mechanism is “log jamming” - temporary clogging of pore channels. This process begins with the formation of conglomerates of nanoparticles, which eventually turns into a “plug”, clogging the mouth of the pore channel. This redirects the fluid flow, thus displacing oil from previously inaccessible parts of the channels.

## Conclusions

Thus, the use of nanoparticles helps to increase the capillary pressure values and oil re-cove-ry by increasing the value of wettability and in carbonate reservoirs. In general, nanotech-nology can be used for enhanced oil recovery. Although the future of nanotechnology is not yet fully understood, it will revolutionize the oil industry.

## References

1. El-Diasty A., Khatib H., Tantawy M. Application of nanofluid injection for enhanced oil recovery (EOR). *Journal of University of Shanghai for Science and Technology*, 2021, Vol. 28, issue 8, P. 751–755. (In Eng).
2. Bera A., Babadagli T. Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: a review. *Applied Energy*, 2015, Vol. 51, P. 206–226. (In Eng).
3. Emadi S., Shadzadeh S.R., Manshad A.K., Rahimi A.M., Mohammadi A.H. Effect of nano silica particles on Interfacial Tension (IFT) and mobility control of natural surfactant (Cedr Extraction) solution in enhanced oil recovery process by nano – surfactant flooding. *Journal of molecular liquids*, 2022, Vol. 248, P. 163–167. (In Eng).
4. Hendraningrat L., Li S., Torsæter O. A coreflood investigation of nanofluid enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, Vol. 111, P. 128–138. (In Eng).
5. Jahanbin A., Semprini G., Pulvirenti B. Performance evaluation of U-tube borehole heat exchangers employing nanofluids as the heat carrier fluid. *Applied Thermal Engineering*, 2022, Vol. 212, 118625. (In Eng).
6. John M.F., Olabode O.A., Egeonu G.I., Ojo T. Enhanced oil recovery of medium crude oil (310 Api) using nanoparticles and polymer. *Journal of applied engineering research*, Vol. 12, issue 19, P. 8425–8435. (In Eng).
7. Joshi D., Maurya N.K., Kumar N., Mandal A. Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, Vol. 216, 110791. (In Eng).
8. Kewen Li, Dan Wang, Shanshan Jiang. Review on enhanced oil recovery by nanofluids. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d’IFP Energies Nouvelles*, 2018, Vol. 73, P. 37. (In Eng).
9. Koskin A.P., Popov S.A., Shcherbashina A.V. The composition development and the heat transfer investigation of zinc oxide nanofluids. *Proceedings of the Russian higher school Academy of sciences*, 2019, issue 2, P. 7–15. (In Russ).
10. Lam U.T. et al. Processing of iron oxide nanoparticles by supercritical fluids // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2008, Vol. 47, issue 3, P. 599–614. (In Russ).
11. Li K., Hou B., Wang L., Cui Y. Application of carbon nanocatalysts in upgrading heavy crude oil assisted with microwave heating. *Nano Letters*, Vol. 14, issue 6, P. 3002–3008. (In Eng).
12. Maghzi A., Kharrat R., Mohebbi A., Ghazanfari M.H. The impact of silica nanoparticles on the performance of polymer solution in presence of salts in polymer flooding for heavy oil recovery. *Fuel*, Vol. 123, P. 123–132. (In Eng).
13. Mohindroo J.J., Garg U.K., Sharma A.K. Optical properties of stabilized copper nanoparticles. *AIP Conference Proceedings*, Vol. 1728, issue 1, 020534. (In Eng).
14. Adil M., Mohd Zaid H., Raza F., Agam M.A. Experimental evaluation of oil recovery mechanism using a variety of surface-modified silica nanoparticles: Role of in-situ surface- modification in oil-wet system. *PLoS ONE*, 2020, Vol. 15, e0236837, 24 p. (In Eng).
15. Ramsden D.K., McKay K. Degradation of polyacrylamide in aqueous solution induced by chemically generated hydroxyl radicals: Part I-Fenton’s reagent. *Polymer Degradation and Stability*, 1986, Vol. 14, issue 3, P. 217–229. (In Eng).
16. Saleh T.A. *Nanotechnology in oil and gas industries: principles and applications*. Springer, 2018, 338 p.
17. Shokrlu Y.H., Babadagli T. Viscosity reduction of heavy oil/bitumen using micro- and nano-metal particles during aqueous and non-aqueous thermal applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 119, P. 210–220. (In Eng).
18. Tinuola H. Udoh. Improved insight on the application of nanoparticles in enhanced oil recovery process. *Scientific African*, 2021, Vol. 13, e00873, P. 21. (In Eng).
19. Yakasai F., Mohd Z. Jaafar, Mohd A. Sidek S. Bandyopadhyay A. Agi, Eugene N. Ngouangna. Co-precipitation and grafting of (3-Aminopropyl) triethoxysilane on Ferro nanoparticles to enhance oil recovery mechanisms at reservoir conditions. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, Vol. 371, 121007. (In Eng).
20. Yutaro K., Ayae G., Daisuke I., Satoru M., Hirotake K., Takahiro O. First Nanoparticle-Based EOR Nano-EOR Project in Japan: laboratory experiments for a field pilot test. *SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual*, April 2022, SPE-209467-MS. (In Eng).
21. Uma Sankar Behera, Jitendra Sangwai. Interaction of nanoparticles with reservoir fluids and rocks for enhanced oil recovery. *Nanotechnology for Energy and Environmental Engineering*, 2020, P. 299–328. (In Eng).
22. Lesin V.I., Eremin N.A. The natural and synthesized nanoscale iron oxides – nanobots in the control processes of the production, the transportation, the preparation and the refining of oil by using the magnetic field. *Neft. Gas. Novacii*, 2018, issue 1, P. 29–33. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Еремин Николай Александрович**, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Для контактов: [ermn@mail.ru](mailto:ermn@mail.ru)

**Капшунова Снежана Валериевна**, бакалавр, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Губкинский университет) Москва, Россия

**Eremin Nikolay Aleksandrovich**, doctor of technical sciences, professor, chief researcher, Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia

Corresponding author: [ermn@mail.ru](mailto:ermn@mail.ru)

**Kapshunova Snezhana Valerievna**, bachelor’s degree, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Gubkin University) Moscow, Russia



# ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И РЕВЕРС-ИНЖИНИРИНГ



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



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



8 (800) 201-90-46

Больше информации  
об услугах  
ООО «Русь-Турбо»



# Апробация подхода к подбору скважин-кандидатов на мероприятия в низкопроницаемых газовых пластах по результатам анализа добычи и давлений в ПК «РН-ВЕГА»

Ишкин Д.З.<sup>1</sup>, Адельгузина Э.М.<sup>1</sup>, Асалхузина Г.Ф.<sup>1</sup>, Давлетбаев А.Я.<sup>1</sup>, Ефимова М.В.<sup>1</sup>, Захаржевский Ю.А.<sup>2</sup>, Ромашкин С.В.<sup>2</sup>, Шаронов М.В.<sup>2</sup>, Архипов Ю.А.<sup>3</sup>, Лознюк О.А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; <sup>2</sup>АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия; <sup>3</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия  
dz\_ishkin@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье обсуждаются вопросы апробации и применения «малозатратных» методов газодинамических исследований скважин в условиях низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов. Информативность традиционных газодинамических исследований скважин методом регистрации кривой восстановления давления в остановленной газовой скважине в таких условиях не позволяет достоверно оценить фильтрационные параметры пласта и величину пластового давления. Поэтому особенно актуальным является развитие технологий, позволяющих осуществлять контроль за энергетическим состоянием пласта.

Ограниченное применение традиционных видов исследований на нефтяных месторождениях успешно компенсируется за счет масштабного применения «малозатратных» видов исследований скважин. Анализ данных нагнетательных тестов при гидравлическом разрыве пласта и анализ данных добычи и давления в механизированных скважинах активно используются для решения производственных задач и получили широкое распространение на нефтяных месторождениях с низко- и сверхнизкопроницаемыми коллекторами.

В работе приведены примеры апробации комплексного анализа динамических данных по добыче и давлениям газовых скважин в ПК «РН-ВЕГА». По скважинам с наличием достаточного объема промысловых динамических данных получены оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта и восстановлена динамика изменения пластового давления. На основе полученных результатов выполнен факторный анализ причин изменения дебита скважин с оценками вкладов изменений забойного давления, пластового давления и коэффициента продуктивности. По рассмотренным скважинам получена хорошая сходимость результатов факторного анализа причин изменения добычи с фактически проведенными мероприятиями на скважинах. По результатам анализа отдельных участков месторождения составлен рейтинг скважин-кандидатов на геолого-технические мероприятия. Скважины с наибольшим снижением добычи за счет ухудшения коэффициента продуктивности и с наименьшим падением пластового давления рассматриваются как наиболее предпочтительные. Результаты работы учтены при формировании программы геолого-технических мероприятий, в том числе на проведение повторной операции гидравлического разрыва пласта.

## Материалы и методы

Материалы: динамические данные работы скважин.  
Методы: кривая восстановления давления, анализ добычи и давлений, факторный анализ.

## Ключевые слова

низкопроницаемые газовые пласты, газодинамические исследования скважин, анализ добычи и давлений, динамические данные эксплуатации скважин, пластовое давление, повторный гидроразрыв пласта, факторный анализ

Коллектив авторов выражает благодарность Д.В. Савчуку, И.В. Самсонову, К.А. Харламову, А.А. Ибатулину, Е.А. Ключниковой, Э.К. Абдрахмановой, П.Н. Стецюк (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ») за обсуждение результатов работы и ценные замечания, которые позволили значительно улучшить содержание статьи и запланировать дальнейшие исследования, Р.Р. Уразову, А.А. Хисамову, Б.И. Муллагалиеву, В.В. Сарapulовой (ООО «РН-БашНИПинефть») за методическую поддержку, а также С.В. Ромашкину (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»), А.В. Пестрикову, Р.А. Шайбакову (ПАО НК «Роснефть») за поддержку научно-исследовательских работ и реализации лучших практик в корпоративном ПК «РН-ВЕГА», команду разработчиков «РН-ВЕГА» за профессиональную работу по развитию корпоративного ПК «РН-ВЕГА»

## Для цитирования

Ишкин Д.З., Адельгузина Э.М., Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ефимова М.В., Захаржевский Ю.А., Ромашкин С.В., Шаронов М.В., Архипов Ю.А., Лознюк О.А. Апробация подхода к подбору скважин-кандидатов на мероприятия в низкопроницаемых газовых пластах по результатам анализа добычи и давлений в ПК «РН-ВЕГА» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 86–90. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-86-90

Поступила в редакцию: 30.07.2024

GAS INDUSTRY

UDC 536.253 | Original Paper

## Approbation of approach to the selection of wells for operations in low-permeability gas reservoirs based on the results of production rate transient analysis in RN-VEGA

Ishkin D.Z.<sup>1</sup>, Adelguzhina E.M.<sup>1</sup>, Asalkhuzina G.F.<sup>1</sup>, Davletbaev A.Ya.<sup>1</sup>, Efimova M.V.<sup>1</sup>, Zakharzhevsky Yu.A.<sup>2</sup>, Romashkin S.V.<sup>2</sup>, Sharonov M.V.<sup>2</sup>, Arkhipov Yu.A.<sup>3</sup>, Loznyuk O.A.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>RN-BashNIPIneft LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, <sup>2</sup>ROSPAN INTERNATIONAL JSC, Novy Urengoy, Russia, <sup>3</sup>NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia  
dz\_ishkin@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The paper of testing and applying production rate transient analysis of gas wells in the low-permeability reservoirs are discussed. The informativeness of traditional well testing of gas wells by recording the pressure build-up curve in gas well, in such conditions, does not allow for a reliable assessment of the productivity parameters of the formation and the amount of reservoir pressure. Therefore, the development of technologies that allow monitoring the formation pressure is especially relevant. The limited use of conventional well testing in oil fields is successfully compensated by the large-scale use of RTA methods of well testing. Analysis of hydraulic fracturing injection test data and production rate transient analysis are actively used to solve production problems and have become widespread in oil fields with low-permeability reservoirs. The paper provides examples of testing a comprehensive dynamic production data analysis of gas wells in the «RN-VEGA» software. Estimates of the filtration and reservoir properties were obtained and the dynamics of changes in reservoir pressure were restored for wells with a sufficient amount of field dynamic data. A factor analysis of the reasons of changes in the flow rate of wells was performed with estimates of the contributions of changes in the productivity coefficient, bottom-hole and reservoir pressure based on the results. For the wells considered, a good convergence of the results of the factor analysis of the reasons of production changes with the factual actions carried out at the wells was obtained. A rating of candidate wells for geological/engineering operations has been compiled based on the results of the analysis of individual sections of the field. Wells with the greatest reduction in production are considered the most preferable due to a deterioration of the productivity coefficient and with the lowest drop in reservoir pressure. The results of the work were taken into account when forming a program of geological/engineering operations, including repeated hydraulic fracturing operations.

## Materials and methods

Materials: dynamic data of well operation.

Methods: pressure build-up, production rate transient analysis (RTA), factor analysis.

## Keywords

low-permeability gas reservoirs, well testing of gas wells, production rate transient analysis, dynamic data of well, reservoir pressure, refracting, factor analysis

## For citation

Ishkin D.Z., Adelguzhina E.M., Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Efimova M.V., Zakhazhevsky Yu.A., Romashkin S.V., Sharonov M.V., Arkhipov Yu.A., Loznyuk O.A. Approach of approach to the selection of wells for operations in low-permeability gas reservoirs based on the results of production rate transient analysis in RN-VEGA. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 86–90. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-86-90

Received: 30.07.2024

## Введение

При разработке низко- и сверхнизкопроницаемых коллекторов (менее  $1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ) газовых и газоконденсатных месторождений актуальной задачей является контроль энергетического состояния залежей [1–3]. Информативность традиционных газодинамических исследований скважин (ГазДИ) методом регистрации кривой восстановления давления (КВД) в остановленной газовой скважине не позволяет достоверно оценить фильтрационные параметры пласта и величину пластового давления [4]. Основная проблема связана с продолжительностью остановки скважины, которой на практике зачастую недостаточно для выделения псевдораздольного режима течения [5], а также с влиянием скважин окружения на кривую изменения давления на поздних временах. Кроме того, количество и успешность традиционных исследований не всегда позволяют обеспечить необходимый охват замерами в масштабах месторождения. Наличие зон с недостаточным охватом ГазДИ может приводить к снижению эффективности управления режимами работы скважин, а также снижению качества прогнозирования геолого-технических мероприятий.

Ограниченное применение традиционных видов исследований на нефтяных месторождениях успешно компенсируется за счет масштабного применения «малозатратных» видов гидродинамических исследований скважин. Анализ данных нагнетательных тестов при гидравлическом разрыве пласта (ГРП) (мини-ГРП) и анализ данных добычи и давления (АДД) в механизированных скважинах успешно используются для решения производственных задач и получили широкое распространение на низкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений [6–8].

В данной работе обсуждаются вопросы, связанные с возможностью апробации и применения перечисленных «малозатратных» методов в газовых и газоконденсатных скважинах с применением ПК «РН-ВЕГА» [9–10]. Метод АДД может быть использован для оценки динамики изменения пластового

давления в области дренирования и проведения факторного анализа причин изменения добычи в скважине. В дальнейшем полученные результаты могут быть использованы для оценки эффективности выполненных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и составления рейтинга скважин-кандидатов для проведения повторных мероприятий по интенсификации добычи.

## Ранжирование скважин и практический пример анализа данных добычи и давления

Объектом исследования для апробации подходов является газоконденсатное месторождение с проницаемостью пласта менее 1 мД. Средние величины дебита скважин по газу ~300 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ , по газовому конденсату ~30 т/сут, по воде ~3  $\text{м}^3/\text{сут}$ , начальное пластовое давление ~60 МПа.

На рассматриваемом объекте насчитывается 66 действующих скважин. Оснащенность скважин телеметрической системой (ТМС) на месторождении составляет 74 %. Однако полнота промысловых данных, полученных с глубинных датчиков давления ТМС, по скважинам отличается. В связи с этим предварительно осуществлено ранжирование скважин по полноте полученных исходных данных по давлениям и дебитам. При интерпретации промысловых данных предварительно ставилась цель диагностировать не только наличие псевдораздольного режима течения, но и режимов течения, обусловленных влиянием работы скважин окружения, проявлением границ области дренирования. С учетом коллекторских свойств объекта, а также выполненных операций ГРП для анализа в основном принимались скважины с наличием динамических промысловых данных, длительность которых составляла не менее одного года. В итоге интерпретация выполнена на 40 % скважин, оснащенных датчиками ТМС, остальные скважины «находятся» в режиме накопления промысловых данных.

На рисунке 1 представлен пример АДД в наклонно-направленной скважине с ГРП

в ПК «РН-ВЕГА». Продолжительность данных прослеживания скважины позволила диагностировать режимы течения, обусловленные влиянием трещины ГРП и скважин окружения. Для совмещения расчетных кривых с фактическими измеренными данными в модели «скважина-граница пласта» ПК «РН-ВЕГА» границы области дренирования соответствуют фактическим расстояниям до скважин окружения. В среднем расстояние между скважинами составляет 1 500 м, расстояние до границ области дренирования скважины составляет от 650 до 800 м.

Анализ продолжительных (не менее одного года) динамических данных эксплуатации скважин (данные по дебиту и забойному давлению скважин) позволяет оценить фильтрационные параметры пласта и площадь области дренирования. На следующем шаге модель «скважина-граница пласта», настроенная на промысловые динамические данные, используется для восстановления динамики изменения пластового давления. Для оценок пластовых давлений в ПК «РН-ВЕГА» задается длительность «синтетической» остановки скважины, необходимой для восстановления до текущего пластового давления. На каждом расчетном шаге моделируется «синтетическая» КВД с указанной длительностью, что позволяет рассчитать кривую изменения пластового давления на протяжении всей истории работы скважины. Для модели замкнутого пласта длительность КВД соответствует времени полного восстановления давления, для иных случаев длительность КВД может быть задана в соответствии со временем, необходимым для достижения возмущения до контура питания скважины.

## Описание подхода по факторному анализу причин изменения добычи в скважине

Важной задачей контроля разработки месторождения является анализ изменения добычи базового фонда и выделение скважин с максимальными темпами снижения добычи и определения причин за счет выполнения

факторного анализа (ФА) [11–12]. Оперативный факторный анализ позволяет своевременно запланировать ГТМ по повышению/восстановлению продуктивности скважин. Успех таких мероприятий в значительной степени зависит от достаточности охвата объекта разработки ГазДИ и достоверности результатов их интерпретации. Как было сказано ранее, только «традиционные» ГазДИ не могут обеспечить достаточный охват в силу низких фильтрационных свойств пласта рассматриваемого месторождения. Стоит отметить, что остановка скважин и регистрация КВД требуют значительного времени на получение необходимых промысловых данных, а это в свою очередь снижает оперативность принятия решений.

В ПК «РН-ВЕГА» реализована возможность выполнения факторного анализа на основе «малозатратных» ГазДИ методом анализа промысловых данных по дебитам и давлениям ТМС. Такой анализ динамических данных решает проблемы, связанные с низким охватом месторождения «традиционными» исследованиями, за счет масштабируемости метода АДД и оперативного реагирования на изменение добычи за счет проведения ФА, без необходимости проведения исследования методом КВД [7–8].

Функционал представляет собой последовательный анализ промысловых данных по скважине, с отдельным этапом по факторному анализу. На историческом графике задается интервал анализа, например тот, на котором произошло снижение величины притока в скважину. Далее на основе данных по забойному давлению и восстановленной динамике изменения пластового давления рассчитываются коэффициенты

продуктивности (1). После чего выполняется расчет вклада забойного давления (2), пластового давления (3) и коэффициента продуктивности в изменение дебита скважины (4).

Для определения вклада коэффициента продуктивности в изменение дебита скважины используются два значения (4):  $K_{пр1}$  и  $K_{пр2}$  – на начальный и конечный период времени анализа, которые рассчитываются на основе формулы (1).

$$K_{пр} = \frac{q_{см}}{m(P_{пл}) - m(P_{заб})}, \quad (1)$$

$$\Delta q_{см} m(P_{заб}) = -\frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} \times (m(P_{заб2}) - m(P_{заб1})), \quad (2)$$

$$\Delta q_{см} m(P_{пл}) = \frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} \times (m(P_{пл2}) - m(P_{пл1})), \quad (3)$$

$$\Delta q_{см} K_{пр} = (K_{пр2} - K_{пр1}) \times \left( \frac{m(P_{пл2}) + m(P_{пл1})}{2} - \frac{m(P_{заб2}) + m(P_{заб1})}{2} \right), \quad (4)$$

где  $K_{пр}$  – коэффициент продуктивности скважины, (тыс. м<sup>3</sup>/сут)/(Па/с);  $m(P_{пл})$  и  $m(P_{заб})$  – пластовое и забойное давления соответственно в терминах функции псевдодавления [2], Па/с;  $\Delta q_{см}$  – изменение дебита скважинной продукции, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta q_{см} m(P_{заб})$  – изменение дебита скважинной продукции за счет забойного давления, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta q_{см} m(P_{пл})$  – изменение дебита скважинной продукции за счет пластового давления,

тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta q_{см} K_{пр}$  – изменение дебита скважинной продукции за счет продуктивности скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Апробация предложенного подхода проведена на скважинах с уже выполненной операцией повторного ГРП. Предварительно выполнена интерпретация промысловых динамических данных до мероприятия. По историческим данным выполнен факторный анализ причин изменения величин притока по скважинам. Ниже обсуждены примеры апробации.

### Примеры апробации предложенного подхода на газовых скважинах с выполненными ГТМ

**Пример 1.** На скважине ХХ401 снижение дебита за рассматриваемый период составило 35 тыс. м<sup>3</sup>/сут (рис. 2). Выполненный факторный анализ показал, что за счет изменения  $P_{пл}$  дебит скважины упал на 50 тыс. м<sup>3</sup>/сут, изменение  $P_{заб}$  привело к росту притока в скважину на величину 27 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а изменение  $K_{прод}$  привело к уменьшению дебита скважины на величину 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Это означает, что основной вклад в снижение величины притока в скважину внесло падение пластового давления, а фактор изменения  $K_{прод}$  имеет наименьший вес. Тогда проведение повторной операции ГРП при условии восстановления  $K_{прод}$  до исходного значения может теоретически повысить дебит скважины на величину 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Фактически повторная операция ГРП на скважине была произведена. По сравнению с первой операцией существенно увеличен объем пропанта, со 150 т до 350 т. Это в свою очередь позволило получить большую величину прироста дебита 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

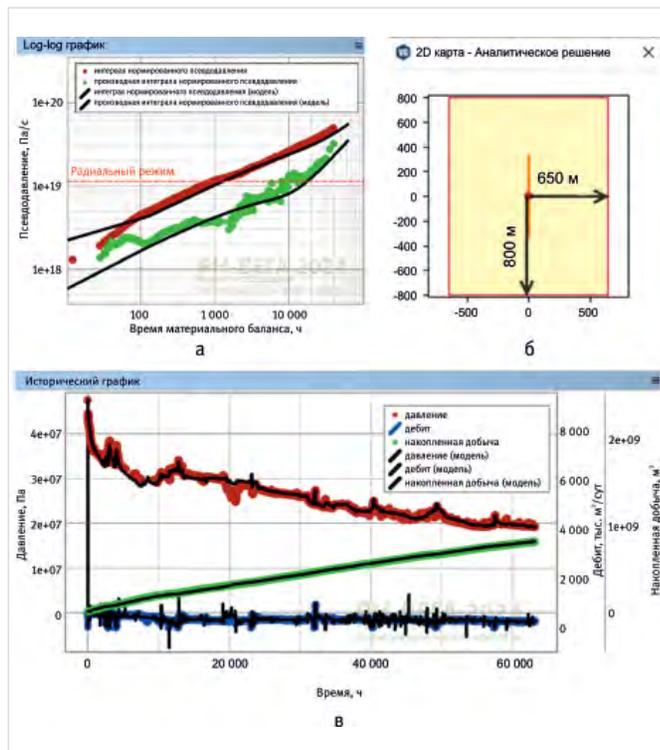


Рис. 1. Пример результатов анализа данных добычи и давления в ПК «РН-ВЕГА»: а – билогарифмический график; б – 2D карта расположения скважины; в – прогноз динамики изменения пластового давления

Fig. 1. An example of the results of the analysis of production and pressure data in the PC “RN-VEGA”: а – bilogarithmic graph; б – 2D map of the location of the well; в – forecast of the dynamics of changes in reservoir pressure

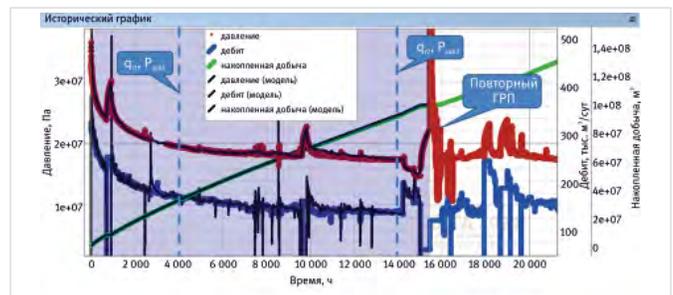


Рис. 2. Пример результатов анализа данных добычи и давления по скважине ХХ401 с недостижением запланированных дебитов после ГТМ

Fig. 2. An example of the results of the analysis of production and pressure data for well XX401 with the failure to achieve the planned flow rates after geological and technical measures

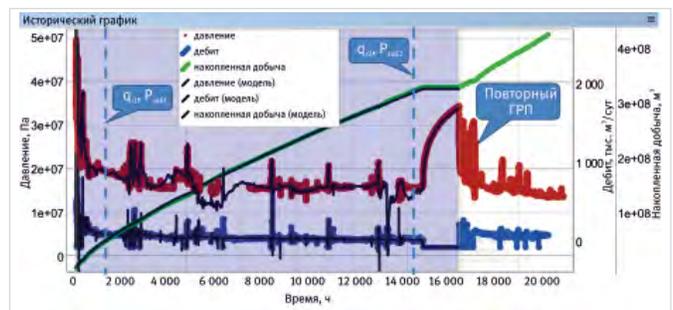


Рис. 3. Пример анализа добычи и давления по скважине ХХ901 с достижением запланированных дебитов после успешного ГТМ

Fig. 3. An example of an analysis of production and pressure at well XX901 with the achievement of planned production rates after a successful geological and technical event

Таким образом, результаты повторной операции ГРП в целом подтвердили выводы, полученные по результатам ФА.

Пример 2. На скважине ХХ901 снижение дебита за рассмотренный период составило 102 тыс. м<sup>3</sup>/сут (рис. 3).

По результатам факторного анализа снижение дебита скважины за счет изменения Rпл составило 68 тыс. м<sup>3</sup>/сут, за счет изменения Rзаб увеличился дебит скважины на ~11 тыс. м<sup>3</sup>/сут, за счет изменения Kпрод наблюдается снижение добычи на 51 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На данной скважине снижение дебита за счет изменения Rпл и Kпрод сопоставимо, и проведение повторной операции ГРП может привести к более ощутимому увеличению величины добычи. Фактические результаты повторного ГРП подтвердили результаты ФА: после проведенного мероприятия на скважине (первый ГРП — 140 т проппанта, повторный ГРП — 399 т) прирост дебита скважины составил 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Аналогичный анализ выполнен на 18 скважинах с достаточным объемом динамических данных. Далее был составлен рейтинг скважин-кандидатов, на которых по результатам ФА получено снижение дебита газа за счет ухудшения Kпрод и снижения текущего пластового давления. Предложены скважины-кандидаты для проведения повторной операции ГРП, на которых прогнозируется получение эффекта за счет восстановления притока газа.

На рисунке 4 показана пузырьковая карта с нанесенным рейтингом скважин на проведение мероприятий по интенсификации притока. Чем выше потенциальный эффект, тем больше диаметр окружности.

Зеленым маркером отмечены скважины, рекомендованные для проведения ГТМ с повторным ГРП, красным маркером — скважины, на которых отмечается существенное снижение пластового давления и коэффициентов продуктивности. Скважины-кандидаты по результатам расчетов учтены в программе ГТМ, и запланировано проведение операции повторного ГРП на скважинах с наивысшим рейтингом.

Стоит отметить, что снижение дебита скважин за счет падения коэффициента продуктивности может быть обусловлено множеством причин, в т.ч. ухудшением параметров трещины ГРП (уменьшением эффективной полудлины или ее проводимости); образованием вокруг трещины области с выделением конденсата из газа («конденсатная банка»), что приводит к росту скин-фактора и ухудшению эффективных параметров трещины [13], а также другие причины. В дальнейшем планируется доработать предложенный подход для количественной оценки причин снижения дебита скважин за счет коэффициента продуктивности. Это в свою очередь позволит формировать рейтинг скважин-кандидатов при планировании мероприятий по ликвидации конденсатных банок.

#### Итоги

Показаны результаты апробации «малозатратных» ГазДИ в условиях низкопроницаемых пластов на газовых и газоконденсатных

скважинах. Комплексный анализ нагнетательных тестов при ГРП и анализ данных добычи и давления по скважинам с телеметрией на забое позволил значительно (более чем в 3 раза по сравнению с традиционными исследованиями) повысить охват месторождения замерами пластового давления, а также оперативно уточнить величину текущего пластового давления.

#### Выводы

«Малозатратные» ГазДИ методом анализа динамических данных по добыче и давлениям в ПК «РН-ВЕГА» с последующим факторным анализом причин изменения добычи, позволили оценить эффективность выполненных ГТМ а также осуществить подбор скважин-кандидатов на проведение ГТМ. Представленные предварительные результаты апробации подходов позволяют существенно сократить объемы традиционных газодинамических исследований скважин. Для более масштабного применения «малозатратных» исследований методом анализа добычи и давлений, в том числе на других газовых активах Компании, планируется продолжить апробацию и исследование границ применения подходов.

#### Литература

1. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
2. Al-Hussainy R., Ramey H.J., Crawford P.B. The flow of real gases through porous media. Journal of Petroleum Technology, 1966, Vol. 18, issue 05, P. 624–636. (In Eng).
3. Stewart G. Well test design and analysis. Tulsa: PennWell Books, 2011, 1544 p. (In Eng).
4. Давлетбаев А.Я., Жилко Е.Ю., Исламов Р.П., Муртазин Р.П., Лознюк О.А., Шайбаков Р.А. Особенности проведения исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 2015. SPE-176704-MS.
5. Ишкин Д.З., Нуриев Р.И., Давлетбаев А.Я. и др. Комбинирование анализа добычи и недослеженных ГДИС методом КВД в условиях низкопроницаемых пластов для газовых скважин // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. Москва. 2016. SPE-181974-RU.
6. Махота Н.А., Давлетбаев А.Я., Федоров А.И., Асмандияров Р.Н. и др. Примеры интерпретации данных мини-ГРП в низкопроницаемых коллекторах // Российская техническая конференция и выставка SPE по разведке и добыче нефти и газа. Москва. 2014. SPE-171175-RU.
7. Асалхузина Г.Ф., Бикметова А.Р., Кардопольцев А.С. и др. Эволюция методов и масштабов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2023. № 9. С. 108–111.
8. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Салахов Т.Р. и др. Апробация подхода к оценке текущего пластового давления

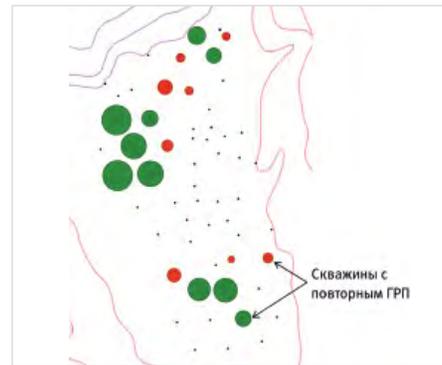


Рис. 4. Пузырьковая карта рейтинга скважин на ГТМ (диаметр пузырьков пропорционален потенциалу скважины от операции повторного ГРП)  
Fig. 4. Bubble map of the wells rating for geological and technical measures (the diameter of the bubbles is proportional to the potential of the well from the operation of repeated hydraulic fracturing)

- при анализе динамических данных эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 30–33.
9. Программный комплекс для анализа и интерпретации гидродинамических исследований скважин // RN.Digital. URL: <https://rn.digital/rnvega> (дата обращения 02.11.2023).
  10. Сарапулова В.В., Давлетбаев А.Я., Кунафин А.Ф., Уразов Р.Р., Нуриев А.Х., Зарафутдинов И.А., Абдуллин Р.И., Пестриков А.В., Ямалов И.Р. Программный комплекс «РН-ВЕГА» для анализа и интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2023. № 12. С. 124–129.
  11. Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2019. № 1. С. 34–38.
  12. Савельев О.Ю., Бородкин А.А., Наугольнов М.В., Шуваев Д.В., Талипов И.Ф., Гришко Ф.В. Усовершенствованный подход к проведению блочно-факторного анализа разработки пласта // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 74–77.
  13. Ниценко В.А., Давлетбаев А.Я., Ишкин Д.З. Численное моделирование конденсатной банки в низкопроницаемом газовом пласте в скважине с трещиной ГРП // Тезисы докладов XIII Международной школы-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 50-летию образования математического и физического факультетов БашГУ. Уфа, 2022. С. 181.

#### ENGLISH

#### Results

The results of the approbation of production rate transient analysis of gas wells in conditions of low-permeability formations at gas wells are shown. A comprehensive analysis of injection tests during hydraulic fracturing and

decline analysis from wells with bottom-hole pressure made it possible to significantly (more than 3 times compared to conventional well testing) increase the coverage of the field with reservoir pressure measurements, as well as quickly clarify the value of the current reservoir pressure.

## Conclusions

Methods of well testing of gas wells by production rate transient analysis in the “RN-VEGA” software, followed by factor analysis of the reasons for changes in production rate, made it possible to evaluate the effectiveness of the performed geological/engineering operations, as well as to select candidate wells and will help adequate planning of well workovers. The

presented preliminary results of the approbation of approaches make it possible to significantly reduce the volume of traditional well testing. It is planned to continue testing and studying the limits of application of approaches for a larger-scale application of RTA methods of well testing using the production rate transient analysis, including at other gas assets of the Company.

## References

1. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instructions for the comprehensive study of gas and gas condensate layers and wells. Moscow: Nedra, 1980, 301 p. (In Russ).
2. Al-Hussainy R., Ramey H.J., Crawford P.B. The Flow of real gases through porous media. Journal of Petroleum Technology, 1966, Vol. 18, issue 05, P. 624–636. (In Eng).
3. Stewart G. Well test design and analysis. Tulsa: PennWell Books, 2011, 1544 p. (In Eng).
4. Davletbaev A.Ya., Zhilko E.Yu., Islamov R.R., Murtazin R.R., Loznyuk O.A., Shaibakov R.A. Features of gas well testing in reservoir with low permeability. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 2015, SPE-176704-MS. (In Russ).
5. Ishkin D.Z., Nuriev R.I., Davletbaev A.Ya. et al. Decline-Analysis/Short Build-up welltest analysis of low permeability gas reservoir. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, 2016, SPE-181974-RU. (In Russ).
6. Mahota N.A., Davletbaev A.Ya., Fedorov A.I., Asmandiyarov R.N. et al. Examples of mini-frac test data interpretation in low-permeability reservoir. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, 2014, SPE-171175-RU. (In Russ).
7. Asalkhuzina G.F., Bikmetova A.R., Kardopoltsev A.S. et al. Evolution of methods and scopes of welltesting on fields with low permeability reservoir. Oil industry, 2023, issue 9, P. 108–111. (In Russ).
8. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Salakhov T.R. et al. Applying decline analysis for reservoir pressure determination. Oil industry, 2022, issue 10, P. 30–33. (In Russ).
9. Software package for the analysis and interpretation of hydrodynamic testing of wells (well testing). RN.Digital. URL: <https://rn.digital/rnvega> (accessed 11.02.2023). (In Russ).
10. Sarapulova V.V., Davletbaev A.Ya., Kunafin A.F., Urazov R.R., Nuriev A.Kh., Zarafutdinov I.A., Abdullin R.I., Pestrikov A.V., Yamalov I.R. Software package “RN-VEGA” for analyzing and interpreting the results of hydrodynamic studies of wells. Oil industry, 2023, issue 12, P. 124–129. (In Russ).
11. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. PRONEFT. Professionally about Oil, 2019, issue 1, P. 34–38. (In Russ).
12. Savelyev O.Yu., Borodkin A.A., Naugolnov M.V., Shuvaev D.V., Talipov I.F., Grishko F.V. An improved approach to conducting block-factor analysis of reservoir development. Oil industry, 2015, issue 10, P. 74–77. (In Russ).
13. Nitsenko V.A., Davletbaev A.Ya., Ishkin D.Z. Numerical modeling of a condensate bank in a low-permeability gas reservoir in a well with a hydraulic fracture. Abstracts of reports of the XIII International School-Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists dedicated to the 50th anniversary of the formation of the Mathematical and Physics Faculties of BashSU. Ufa, 2022, P. 181.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ишкин Динислам Закирович**, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия  
Для контактов: [dz\\_ishkin@bnipi.rosneft.ru](mailto:dz_ishkin@bnipi.rosneft.ru)

**Ishkin Dinislam Zakirovich**, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
Corresponding author: [dz\\_ishkin@bnipi.rosneft.ru](mailto:dz_ishkin@bnipi.rosneft.ru)

**Адельгужина Эмилия Маратовна**, старший техник, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

**Adelguzhina Emiliya Maratovna**, senior technician, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Асалхузина Гузьяль Фаритовна**, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия

**Asalkhuzina Guzyal Faritovna**, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Давлетбаев Альфред Ядгарович**, к.ф.-м.н., начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия; доцент, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

**Davletbaev Alfred Yadgarovich**, candidate of physical and mathematical sciences, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; associate professor, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

**Ефимова Милана Владимировна**, техник, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), Уфа, Россия; студент 1 курса магистратуры, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

**Efimova Milana Vladimirovna**, technician, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; 1st year student of the Master’s degree, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

**Захаржевский Юрий Александрович**, начальник отдела, АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

**Zakharzhevsky Yuri Alexandrovich**, head of department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

**Ромашкин Сергей Вячеславович**, заместитель генерального директора, главный геолог, АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

**Romashkin Sergey Vyacheslavovich**, deputy general director, chief geologist, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

**Шаронов Максим Владиславович**, ведущий специалист, АО «Роспан Интернешнл», Новый Уренгой, Россия

**Sharonov Maxim Vladislavovich**, leading specialist, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

**Архипов Юрий Александрович**, к.т.н., менеджер, ПАО «НК «Роснефть»», Москва, Россия

**Arkipov Yuri Alexandrovich**, candidate of technical sciences, manager, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

**Лознюк Олег Анатольевич**, заместитель директора, начальник Управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений, ПАО «НК «Роснефть»», Москва, Россия

**Loznyuk Oleg Anatolievich**, deputy director, head of department, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, 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)

# Анализ влияния содержания сероводорода и его парциального давления в нефтесодержащей продукции скважины на отказы ГНО по причине коррозионной агрессивности

Уханов Н.С.<sup>1</sup>, Суходеев С.В.<sup>1</sup>, Хафизов В.М.<sup>1</sup>, Суходеев А.В.<sup>1</sup>, Смородин А.В.<sup>1</sup>, Должиков А.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия; <sup>2</sup>ООО «СамарНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

dolzhi kovas@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

Статья рассматривает актуальную проблему коррозии в насосно-компрессорных трубах, глубинно-насосном оборудовании и трубопроводах системы сбора. Целью статьи является обобщение накопившихся сведений и аналитический срез данных о коррозионной агрессивности на осложненных фондах скважин пласта Б2(С1) Белозерско-Чубовского и Северо-Каменского месторождений. Проанализированы первостепенные причины коррозии в насосно-компрессорных трубах и глубинно-насосном оборудовании. Рассмотрена зависимость между характеристиками газа в составе добываемой продукции и распространением коррозии на нефтепромысловом оборудовании. Перечислены эффективные методы борьбы с коррозионной агрессивностью.

## Материалы и методы

Сбор статистических данных об отказах глубинно-насосного оборудования (ГНО) и насосно-компрессорных труб (НКТ) на скважинах, сравнительный анализ частоты отказов и причин отказов, исследование геолого-физических характеристик пласта, проведение измерений содержания сероводорода и давления в линии системы сбора, определение коррозионной активности в системе сбора, использование программного обеспечения RosPump

для моделирования процесса подъема жидкости и анализа влияния линейного давления на коррозионную агрессивность.

## Ключевые слова

коррозия, насосно-компрессорные трубы, глубинно-насосное оборудование, трубопроводы системы сбора, влияние газа, скважина, осложненный фонд

## Для цитирования

Уханов Н.С., Суходеев С.В., Хафизов В.М., Суходеев А.В., Смородин А.В., Должиков А.С. Анализ влияния содержания сероводорода и его парциального давления в нефтесодержащей продукции скважины на отказы ГНО по причине коррозионной агрессивности // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 92–96. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-92-96

Поступила в редакцию: 30.07.2024

CORROSION

UDC 622.276 | Original Paper

## Analysis of the impact of hydrogen sulfide content and its partial pressure in oil-containing well production on ESP failures due to corrosive aggressiveness

Ukhanov N.S.<sup>1</sup>, Sukhodeev S.V.<sup>1</sup>, Khafizov V.M.<sup>1</sup>, Sukhodeev A.V.<sup>1</sup>, Smorodin A.V.<sup>1</sup>, Dolzhikov A.S.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia; <sup>2</sup>“SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

dolzhi kovas@samnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article addresses the pressing issue of corrosion in tubing, electric submersible pump (ESP) equipment, and gathering system pipelines. The objective of the study is to summarize the accumulated information and provide an analytical overview of corrosion aggressiveness in problematic well conditions in the B2(C1) formation of the Belozersko-Chubovsky and Severo-Kamenskoye fields. The primary causes of corrosion in tubing and ESP equipment are analyzed. The relationship between the characteristics of the gas in the produced fluids and the spread of corrosion in oilfield equipment is examined. Effective methods for combating corrosion aggressiveness are listed.

## Materials and methods

Collection of statistical data on electric submersible pump (ESP) and tubing failures in wells, comparative analysis of failure frequency and causes, study of the geological and physical characteristics of the reservoir, measurement of hydrogen sulfide content and pressure in the gathering system, determination of corrosion activity in the gathering system, and the use of “RosPump” software for modeling the fluid

lifting process and analyzing the impact of line pressure on corrosion aggressiveness.

## Keywords

corrosion, tubing, electric submersible pump (ESP) equipment, gathering system pipelines, gas impact, well, problematic conditions

## For citation

Ukhanov N.S., Sukhodeev S.V., Khafizov V.M., Sukhodeev A.V., Smorodin A.V., Dolzhikov A.S. Analysis of the impact of hydrogen sulfide content and its partial pressure in oil-containing well production on ESP failures due to corrosive aggressiveness. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 92–96. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-92-96

Received: 30.07.2024

В процессе активной и длительной эксплуатации нефтепромысловое оборудование подвергается постоянному воздействию различных видов нагрузок и факторов агрессивной среды, что способствует неминуемому возникновению эрозионных и коррозионных разрушений. Коррозия представляет собой одну из главных причин ухудшающегося технического состояния оборудования и приводит к таким последствиям, как аварийные ситуации, внеплановые остановки скважин, экологический ущерб, дефицит добычи сырья и увеличение стоимости добычи сырья, поскольку затраты на устранение негативных последствий из-за коррозионных процессов могут составлять до 30 % от всех затрат на добычу сырья [1]. Существенное негативное влияние коррозии подтверждает и анализ осложненного фонда скважин, где преобладающая доля ущерба оборудованию наносится коррозией. Выделяют общую и локальную коррозии, которые отличаются между собой площадью и характером распространения разрушения, а также скоростью. Для общей коррозии характерно поражение всей поверхности металла или какой-то части, скорость коррозии составляет от 0,1 до 0,5 мм/год. При локальной коррозии разрушительные процессы направлены внутрь металла и скорость коррозии составляет от 1 до 10 мм/год, соответственно, могут появляться борозды, пятна, нежелательные отверстия в металле и т. д. [3]

Особенно уязвимы перед коррозионными процессами насосно-компрессорные трубы (НКТ) и УЭЦН [2], что обусловлено коррозионной активностью водной и газовой среды, в частности, углекислотной коррозии и сероводородным растрескиванием. Большое влияние на разрушение оказывает и тот факт, что достижение высокой скорости отбора нефтепродуктов обуславливает увеличение скорости потоков за счет эксплуатации высокопроизводительных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и, как следствие, приводит к разрушению внутренней поверхности НКТ.

В данной работе рассмотрена эксплуатация пласта Б2(С1) при сравнении двух месторождений: Белозерско-Чубовского и Северо-Каменского, осложненных коррозионной агрессивностью. В административном отношении Белозерско-Чубовское нефтяное месторождение расположено на территории Красноярского административного района Самарской области, на расстоянии 45 км к северо-востоку от областного центра г. Самара. В пределах месторождения и вблизи него находится ряд населенных пунктов: села Красный Яр (районный центр), Водный, Ветлянка, Шилан, Чубовка, Подлесный, Новосемейкино и др. В 5 км северо-западнее месторождения находится поселок Мирный. Северо-Каменское месторождение в административном отношении расположено на территории Красноярского района Самарской области в 55 км к северу от г. Самара и в 24 км к северу от райцентра с. Красный Яр. Территория района месторождения густонаселена. В непосредственной близости от месторождения находятся населенные пункты: п.п. Большая Каменка, Малая Каменка, Большая Раковка, Русская Селитьба, Коммунарский, Старый Буян и др.

Геолого-физические характеристики пласта Б2(С1) сравниваемых месторождений существенного различия не имеют, за исключением преобладающего значения

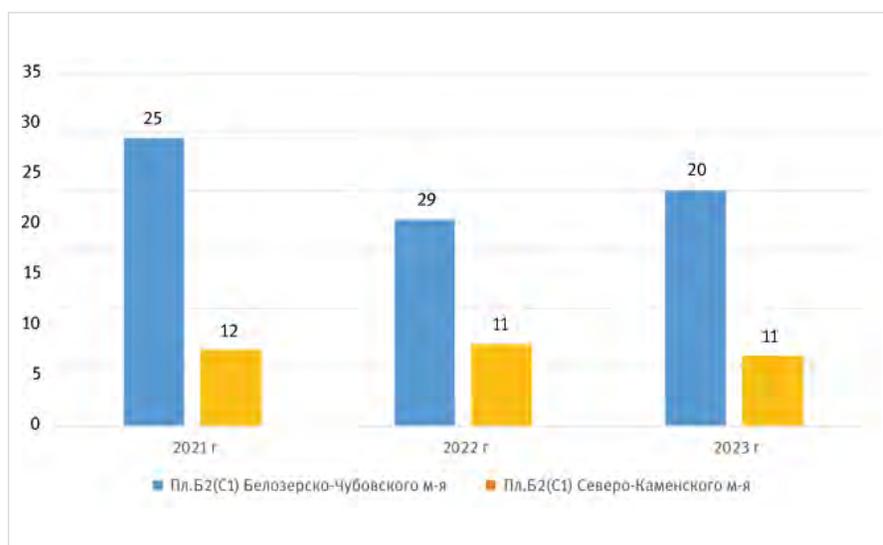


Рис. 1. Количество скважин, отказавших по причине коррозионной агрессивности пласта Б2(С1) Белозерско-Чубовского и Северо-Каменского месторождений в разрезе 2021–2023 гг.

Fig. 1. The number of wells that failed due to corrosive aggressiveness in the B2(C1) formation at the Belozersko-Chubovskoye and Severo-Kamenskoye fields for the period 2021–2023

Табл. 1. Геолого-физические характеристики пласта Б2(С1) Северо-Каменского месторождения

Tab. 1. Geological and physical characteristics of the B2(C1) formation at the Severo-Kamenskoye field

Параметры	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
Средняя длина залегания в кровле, м	1 645...1 658	1 660
Начальная пластовая температура, °С	31...33	32
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,02...4,09	3,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	4,48...7,73	6,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	53,40...62,67	58
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	0,893...0,939	0,916
Содержание парафина в нефти, %	2,98...5,04	4,01
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,001...1,300	1,15
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,27...1,32	1,29
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,143...1,166	1,154
Компонентный состав нефти и растворенного газа		
Метан, %	3,26	3,26
Этан, %	3,64	3,64
Пропан, %	4,15	4,15
Бутан, %	4,77	4,77
H <sub>2</sub> S, %	0,8	0,8
CO <sub>2</sub> , %	1,34	1,34
N <sub>2</sub> +редкие, %	1,13	1,13
Относительная плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,027	1,027
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	3,79	3,79
Плотность сепарированной нефти, м <sup>3</sup> /т	942	942

Табл. 2. Геолого-физические характеристики пласта Б2(С1) Белозерско-Чубовского месторождения

Tab. 2. Geological and physical characteristics of the B2(C1) formation at the Belozersko-Chubovsky field

Параметры	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
Средняя длина залегания в кровле, м	1 612...1761	1 687
Начальная пластовая температура, °С	32,1...33	32,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,20...3,60	3,40
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	20,20...23,20	21,70
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	4,1...4,7	4,4
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	0,823...0,825	0,824
Содержание парафина в нефти, %	5,2...7,1	6,15
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,57...1,72	1,64
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,36...1,43	1,39
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,162...1,171	1,166
Компонентный состав нефти и растворенного газа		
Метан, %	4,69	4,69
Этан, %	5,76	5,76
Пропан, %	6,34	6,34
Бутан, %	5,30	5,30
H <sub>2</sub> S, %	6,3	6,3
CO <sub>2</sub> , %	1,63	1,63
N <sub>2</sub> +редкие, %	1,18	1,18
Относительная плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,48	1,48
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	3,61	3,61
Плотность сепарированной нефти, м <sup>3</sup> /т	859	859

сероводорода Белозерско-Чубовского месторождения на 5,5 % больше относительно Северо-Каменского месторождения.

Проведен анализ отказов эксплуатационного фонда скважин, глубинно-насосное оборудование которых отказало по причине коррозионной агрессивности в разрезе 3 лет, с 2021 года по 2023 год (рис. 1).

Среднегодовой действующий фонд скважин, работающих в постоянном режиме, по Белозерско-Чубовскому месторождению составляет 65 единиц, по Северо-Каменскому месторождению составляет 51 единица. На Белозерско-Чубовском месторождении скважин, осложненных коррозионной агрессивностью — больше, чем на Северо-Каменском месторождении.

Ежегодно количество отказов скважин Белозерско-Чубовского месторождения по причине коррозионной агрессивности почти в 2 раза больше таких же отказов на фонде скважин Северо-Каменского месторождения. Сопряженным внешним фактором, влияющим на коррозионное повреждение глубинно-насосного оборудования, насосно-компрессорных труб и промышленных трубопроводов помимо самого количества H<sub>2</sub>S, является парциальное давление сероводорода —  $P_{H_2S}$ , определяемое в МПа, по формуле (1):

$$P_{H_2S} = \frac{P \times X_{H_2S}}{100 \%}, \quad (1)$$

где:  $P$  — абсолютное давление в системе, выраженное в Мпа;  $X_{H_2S}$  — мольная доля сероводорода в газе, выраженная в %.

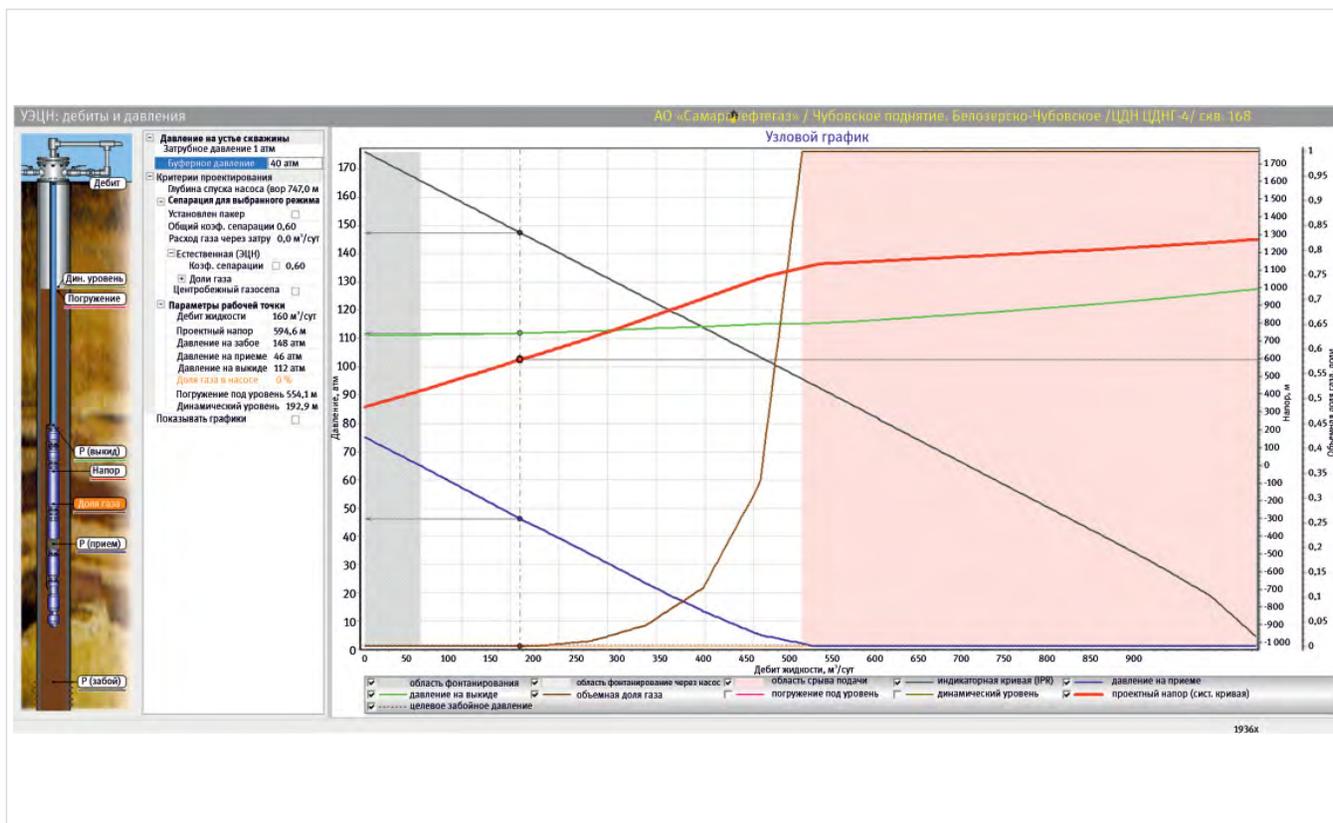


Рис. 2. Узловой график проектного расчета скважины Белозерско-Чубовского месторождения иллюстрирует рабочие точки в проектном режиме для визуального представления влияния характеристик глубинно-насосного оборудования на характеристики гидродинамической модели пласта с учетом ее физико-химических свойств

Fig. 2. The node diagram of the well design calculation for the Belozersko-Chubovsky field illustrates the operating points in the design mode, providing a visual representation of the impact of electric submersible pump (ESP) characteristics on the hydrodynamic model of the reservoir, taking into account its physical and chemical properties



Рис. 3. Количество газа на приеме насоса при буферном давлении 4 МПа = 0 %  
 Fig. 3. The gas quantity at the pump intake at a buffer pressure of 4 MPa = 0 %



Рис. 4. Количество газа на приеме насоса при буферном давлении 2,9 МПа = 6 %  
 Fig. 4. The gas quantity at the pump intake at a buffer pressure of 2,9 MPa = 6 %

В 2023 году в системе сбора пласта Б2(С1) Белозерско-Чубовского месторождения среднесуточное давление, в связи с увеличением объемов добываемой нефтегазоводонасыщенной жидкости, составляло 4 МПа, доля  $H_2S$  составляет 6,3 %, парциальное давление сероводорода равно 2,5 МПа.  $P_{H_2S}$  исследуемого пласта Северо-Каменского месторождения составляет 0,15 МПа.

Влияние давления в линии системы сбора на текущие параметры глубинно-насосного оборудования дополнительно рассмотрено в библиотеке программного обеспечения RosPump, где просматривается зависимость: при давлении в линии 40 атм на скважинах Белозерско-Чубовского месторождения уменьшается, в процентном соотношении, количество газа на приеме установки электроцентробежного насоса (рис. 2–4).

Приведенный сравнительный анализ ГФХ существенно не отличающихся пластов

показал, что более высокое содержание сероводорода (на 5,5 %) на одном из них оказывает существенное влияние на количество отказов ГНО по причине коррозионной агрессивности. Согласно проведенному анализу отказов ГНО зафиксировано, что в среднем за 3 года по скважинам, работающим на пласте с более высоким содержанием сероводорода, количество отказов больше в 2 раза а(с учетом приведения к одинаковому количеству скважин по двум пластам). Также осложняющим фактором помимо самого содержания сероводорода является его парциальное давление в добываемой жидкости. Расчеты показали существенную разницу парциальных давлений сероводорода в продукции исследуемых пластов (2,5 Мпа и 0,15 Мпа).

Моделирование процесса подъема жидкости в RosPump, показало, что при более высоком линейном давлении количество коррозионно агрессивного газа на приеме УЭЦН значительно уменьшается, благодаря чему,

в 2023 по скважинам пласта Б2 (С1) Белозерско-Чубовского месторождения количество отказов, фактически и косвенно связанных с влиянием коррозии в глубинно-насосном оборудовании снизилось, относительно 2021 г. и 2022 г., на 35 %.

Таким образом, для снижения влияния коррозионной агрессивности на ГНО требуется комплексный подход, включающий в себя ряд мероприятий по минимизации негативного влияния осложняющего фактора. На данный момент это мероприятия по периодическому и постоянному дозированию на прием насоса и пробковой закачке ингибитора коррозии, по применению НКТ и ЭЦН с антикоррозионным покрытием, по применению полимерных рабочих колес ЭЦН, УЗПНО, а также мероприятия по равнопрочной защите всех узлов глубинно-насосного оборудования.

## Итоги

Статья подчеркивает значимость проблемы коррозии в насосно-компрессорных трубах, глубинно-насосном оборудовании и трубопроводах системы сбора. Коррозия является одной из главных причин ухудшения технического состояния оборудования, что ведет к аварийным ситуациям, внеплановым остановкам скважин и увеличению затрат на добычу нефти.

Анализ выявил, что основной причиной коррозии являются агрессивные свойства добываемых жидкостей, особенно высокое содержание сероводорода и его парциальное давление. Увеличение скорости потока нефти и газа также усиливает коррозионные процессы.

Моделирование с использованием программного обеспечения RosPump продемонстрировало, что при более высоком линейном давлении количество газа на приеме

насоса увеличивается, что способствует усилению коррозионных процессов. При буферном давлении 40 атм количество газа на приеме насоса составило 6 %, что указывает на значительное влияние давления на коррозионную агрессивность.

## Выводы

Коррозия представляет собой значительную проблему для нефтепромыслового оборудования, особенно в условиях высокой агрессивности среды. Различия в геолого-физических характеристиках, таких как содержание сероводорода и его парциальное давление, имеют ключевое значение для оценки коррозионной агрессивности. Применение комплексного подхода к защите оборудования и мониторинг коррозионной активности помогут снизить количество отказов и уменьшить затраты на обслуживание.

## Литература

1. Габова М.А. Применение композиционных материалов при добыче нефти и газа // Вестник ГУУ. 2012. № 10. С. 88–92.
2. Апасов Г.Т., Апасов Т.К., Порожняков Д.В. Протекторная защита от коррозии насосного оборудования и НКТ // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. 2015. С. 283–291.
3. Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. 250 с.

## ENGLISH

## Results

The article emphasizes the significance of corrosion issues in tubing, electric submersible pump (ESP) equipment, and gathering system pipelines. Corrosion is one of the main causes of the deterioration of equipment condition, leading to emergency situations, unscheduled well shut-downs, and increased oil extraction costs.

The analysis revealed that the primary cause of corrosion is the aggressive properties of the extracted fluids, particularly the high content of hydrogen sulfide and its partial pressure. Increased oil and gas flow rates also exacerbate corrosion processes.

Modeling using the “RosPump” software demonstrated that at higher line pressures, the amount of gas at the pump intake increases, which

contributes to enhanced corrosion processes. At a buffer pressure of 40 atm, the gas quantity at the pump intake was 6 %, indicating a significant impact of pressure on corrosion aggressiveness.

## Conclusions

Corrosion is a significant issue for oilfield equipment, particularly under conditions of high environmental aggressiveness. Variations in geological and physical characteristics, such as hydrogen sulfide content and its partial pressure, are crucial for assessing corrosion aggressiveness. Implementing a comprehensive approach to equipment protection and monitoring corrosion activity will help reduce the number of failures and lower maintenance costs.

## References

1. Gabova M.A. The usage of composite materials in oil and gas extraction. Bulletin of the State University of Education, 2012, issue 10, P. 88–92. (In Russ).
2. Apasov G.T., Apasov T.K., Porozhnyakov D.V. The cathodic protection against corrosion in wells with ESP. Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex, 2015, P. 283–291. (In Russ).
3. Medvedeva M.L., Muradov A.V., Prygaev A.K. Corrosion and protection of main pipelines and tanks. Moscow: State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, 2013, 250 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Уханов Никита Сергеевич**, ведущий инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия  
Для контактов: [ns\\_ukhanov@samng.rosneft.ru](mailto:ns_ukhanov@samng.rosneft.ru)

**Ukhanov Nikita Sergeevich**, lead engineer, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia  
Corresponding author: [ns\\_ukhanov@samng.rosneft.ru](mailto:ns_ukhanov@samng.rosneft.ru)

**Суходеев Сергей Владимирович**, оператор по добыче нефти и газа, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

**Sukhodeev Sergei Vladimirovich**, oil and gas production operator, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

**Хафизов Вадим Мирхатимович**, начальник управления, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

**Hafizov Vadim Mirkhatimovich**, head of department, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

**Суходеев Александр Владимирович**, ведущий инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

**Sukhodeev Alexander Vladimirovich**, lead engineer, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

**Сморodin Александр Владимирович**, заместитель начальника управления, главный инженер, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

**Smorodin Alexander Vladimirovich**, deputy head of the department, chief engineer, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

**Должиков Андрей Сергеевич**, ведущий инженер, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»»), Самара, Россия  
Для контактов: [dolzhikovas@samnipi.rosneft.ru](mailto:dolzhikovas@samnipi.rosneft.ru)

**Dolzhikov Andrei Sergeevich**, lead engineer, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia  
Corresponding author: [dolzhikovas@samnipi.rosneft.ru](mailto:dolzhikovas@samnipi.rosneft.ru)



# АМАДЕУС

технологическая компания



## ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ СЫРОЙ НЕФТИ, ЭКОНОМИИ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ МАЗУТА



**Технологическая компания «Амадеус»** с 2014 года разрабатывает и производит высокотехнологичное оборудование для снижения вязкости сырой нефти, а также обработки и восстановления мазута. Для каждого технологического объекта инженеры компании изготавливают индивидуальное оборудование и разрабатывают технические решения для достижения максимальной эффективности.

**НЕФТЬ:** Технология «Амадеус» позволяет достигать снижения вязкости промежуточного слоя в вертикальных резервуарах и перекачиваемой жидкости в магистральных трубопроводах.

**При первичной переработке сырой нефти позволяет решать следующие задачи:**

- устранение АСПО на стенках труб;
- уменьшение вязкости нефти при её транспортировке;
- активизация нефтесырья перед крекингом с целью увеличения выхода лёгких фракций;
- компаундирования нефтей с целью получения нормированных технологических свойств, необходимых при переработке.

**МАЗУТ:** Используемые в оборудовании ООО «Амадеус» запатентованные технологии позволяют получать высокоэффективное топливо, соответствующее нормативным требованиям к котельно-печному топливу, и снижать потребление мазута в среднем на 10 %.

**Практическое применение** технологии компании «Амадеус» доказывает, что обработанное топливо интенсифицирует процесс горения, способствуя выгоранию свободного углерода, снижению концентрации загрязняющих веществ в отходящих газах за счет более равномерного распределения частиц топлива.

**Примером успешного применения** технологии «Амадеус» стало ее использование на крупных энергетических предприятиях, таких как МХК «Еврохим» и АО «РУСАЛ». Начиная с середины 2019 года было сэкономлено более 400 млн рублей.

ООО «Амадеус»  
115088, г. Москва, ул. Угрешская, 2, стр. 62  
+7 (495) 109-23-27 | +7 (977) 858-77-18  
info@amadeus-tech.ru  
www.amadeus-tech.ru



# Исследование фонового содержания хлорорганических соединений в продукции скважин

Невядовский Е.Ю.<sup>1</sup>, Хафизов В.М.<sup>2</sup>, Фомина Н.В.<sup>2</sup>, Коновалов В.В.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; <sup>2</sup>АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия; ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия  
konovalovvv@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье обобщены литературные данные о природе хлорорганических соединений в нефти. Приведены результаты работы по определению фонового (природного) содержания ХОС в нефтях месторождений Самарской области. Изучены корреляционные зависимости между содержанием ХОС и базовыми свойствами нефти. Показаны закономерности распределения ХОС по фракциям нефти.

## Материалы и методы

С целью определения содержания хлора во фракциях товарной нефти был использован волновой рентгенофлуоресцентный спектрометр ARL PERFORM'X 4200. Содержание C, H, N, S определялось на анализаторе Vario EL Cube (методом прямого сжигания при температуре 1 200 °C с последующим разделением газов и продуктов сгорания в трех адсорбционных колонках и идентификацией с помощью детектора по теплопроводности). Испытания нефтей на фоновое содержание ХОС проводились в соответствии с ГОСТ Р 52247 «Нефть. Методы определения

хлорорганических соединений» (метод Б). Перед проведением испытаний проводилось обезвоживание нефти до содержания воды менее 1,0. Итоговая выборка для проведения исследований на содержание природных ЛХОС составила 516 скважин, по результатам работы был обеспечен охват ~ 80 % основных продуктивных пластов.

## Ключевые слова

легколетучие хлорорганические соединения (ЛХОС), добыча нефти, скважинная продукция, асфальтены

## Для цитирования

Невядовский Е.Ю., Хафизов В.М., Фомина Н.В., Коновалов В.В. Исследование фонового содержания хлорорганических соединений в продукции скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 98–100.

## Введение

Для каждой нефтегазодобывающей компании стратегически важным является не только добыча углеводородного сырья, но и подготовка нефти соответствующего качества для дальнейшей реализации продукции покупателю.

Одним из нормируемых показателей качества нефти является содержание органических хлоридов (хлорорганических соединений) во фракции, выкипающей до температуры 204 °C. Хлорорганические соединения (ХОС) представляют собой соединения, в которых один или более атомов водорода замещены атомами хлора. Легколетучие ХОС (ЛХОС) — отдельная группа ХОС с температурами кипения ниже 204 °C.

Содержание ЛХОС в нефти жестко регламентировано в связи с их негативным влиянием на процессы нефтепереработки — коррозию оборудования, дезактивацию катализаторов и образование отложений [1, 7, 8].

В соответствии с ГОСТ Р 51858-2020 и ТР ЕАЭС 045/2017 содержание ЛХОС в нефти должно составлять не более 6 млн<sup>-1</sup> (ppm). Для обеспечения сдачи нефти товарного качества необходим контроль за физико-химическими показателями, в том числе содержанием ЛХОС, на всех этапах ее добычи и подготовки [9, 10].

Регистрация повышенных концентраций ЛХОС в добываемой нефти может быть связана с их природным содержанием (наличие нативных ХОС), привнесением и образованием.

Нативные ХОС встречаются во всех нефтях, их содержание изменяется в широких пределах, достигая максимума в высокомолекулярных соединениях нефти (в наибольшей

степени в асфальтенах). Концентрация природных ЛХОС, как правило, в нефти невысокая, или они отсутствуют [7, 8].

Принято выделять две формы нативного хлора в нефти [13, 16]:

- в виде хлорорганических соединений, т. е. содержащих ковалентную связь углерод-хлор изначально (без температурного или какого-либо другого воздействия);
- хлор присутствует в виде лигандов в поликонденсатных металлорганических комплексах, входящих в состав асфальто-смолистых веществ.

По одной из гипотез ХОС в нефти могли образоваться в результате микробиологического синтеза при взаимодействии органических веществ с хлорид-ионами на начальной стадии формирования нефтяных месторождений. Известно, что в природе биотическое хлорирование органических веществ происходит в аэробных условиях при участии H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>, образующегося под действием пероксидаз, выделяемых микроорганизмами, а абиотическое хлорирование осуществляется в результате окислительно-восстановительных реакций с участием системы Fe<sup>3+</sup>/Fe<sup>2+</sup>, но протекает в несколько раз медленнее [11].

Микробиологическое хлорирование зависит от многих факторов, таких как: наличие хлорид-ионов, вид органического субстрата, температура и определенный вид микроорганизмов. Как правило, образование ХОС происходит в почвенной среде. Данные по образованию ХОС в пластовых условиях в литературе отсутствуют. Следует отметить низкую вероятность микробиологического хлорирования органических молекул

в пластовых условиях, т. к. в большинстве случаев в анаэробных условиях протекает процесс дехлорирования ХОС с образованием хлорид-ионов [7].

Вместе с тем необходимо отметить, что весомые аргументы наличия нативных легколетучих хлорорганических соединений в нефти, не подвергнутой температурному воздействию, отсутствуют. В тех работах, где приводятся структуры индивидуальных ЛХОС, нефть либо экстракты, полученные из нее, в той или иной мере подвергались температурному воздействию. А как известно, даже непродолжительный нагрев при температурах 200–250 °C на этапах определения содержания ХОС может привести к их деструкции с образованием ЛХОС. Наиболее ярким примером такого механизма образования ЛХОС (переход хлора из ковалентной формы в ионную) является разложение четвертичных аммониевых солей (ЧАС), содержащих бензильный радикал, с образованием бензилхлорида.

Как показывают исследования [18], идентифицированные в смолах и асфальтенах соединения хлора имеют в своем составе атомы азота, обладающие основными свойствами, и это может свидетельствовать о наличии в исходной нефти хлоридных солей высокомолекулярных гетероциклических азотсодержащих соединений, разлагающихся или претерпевающих структурные изменения с образованием ЛХОС при термическом воздействии.

Решающее значение имеет наличие в составе нефти гетероатомных (азот-, серо-, кислородсодержащих) соединений с лабильными связями. Стоит отметить, что асфальтены,

являющиеся термически нестабильными веществами, могут разрушаться при температурах ниже 350 °С в первую очередь за счет распада гетероатомных структурных фрагментов, однако вопрос относительно температурных интервалов их термической лабильности остается открытым [13].

Реакционная способность асфальтенов до 230 °С определяется количеством в их составе лабильных серо- и кислородсодержащих фрагментов, склонных разрушаться при данной температуре, при этом ключевую роль играет деструкция кислородсодержащих структур; при температурах выше 230 °С реакционная способность и состав продуктов деструкции асфальтенов определяются главным образом структурой углеродного скелета их молекул, в том числе распределением атомов углерода по ароматическим, нафтеновым и парафиновым фрагментам [19].

Таким образом, исследование природного содержания ХОС в нефтях является актуальной задачей, позволяющей в том числе обеспечивать организацию мониторинга за содержанием ЛХОС на промысле и минимизировать риски повышения их содержания в товарной нефти. В настоящей работе представлен опыт организации работ по определению фонового содержания ЛХОС по основным продуктивным пластам месторождений Самарской области.

В целях изучения закономерности распределения хлора по фракциям нефти были проведены исследования элементного состава разных температурных фракций и основных компонентов товарной нефти.

Результаты определения содержания хлора во фракциях товарной нефти приведены в таблице 1. Содержание С, Н, N, S определяли на анализаторе Vario EL Cube (методом прямого сжигания при температуре 1 200 °С с последующим разделением газов и продуктов сгорания в трех адсорбционных колонках и идентификацией с помощью детектора по теплопроводности). Содержание Cl определяли с использованием волнового рентгенофлуоресцентного спектрометра ARL PERFORM'X 4200.

На рисунке 1 приведен график, демонстрирующий изменение кратности увеличения содержания хлора в высококипящих фракциях нефти: так, концентрация хлора во фракции, выкипающей свыше 450 °С в 19 раз больше, чем во фракции 204–350 °С.

Результаты показали, что хлор не регистрируется во фракции, выкипающей до 204 °С и концентрируется в высококипящих фракциях нефти. Таким образом, в товарной нефти ЛХОС не обнаружены.

Важной является информация о групповом распределении ХОС в высокомолекулярных компонентах нефти. В работе [16, 17]

было показано, что существует взаимосвязь между содержанием асфальтенов и галогенов в нефти, а ХОС концентрируются в поликонденсированных ароматических фрагментах асфальтенов, для которых характерна высокая степень ароматичности и низкое атомное соотношение «водород:углерод».

Результаты определения содержания хлора в исходной нефти и ее основных компонентах представлены в таблице 2 и на рисунке 2.

Полученные результаты показывают, что ХОС концентрируются в асфальтенах, при этом их содержание в исходной товарной нефти ниже порога чувствительности метода определения. Это хорошо согласуется с литературными данными о том, что содержание хлора в асфальтенах примерно в 10 раз больше, чем в исходной нефти [7].

Таким образом, результаты исследования показали, что в исследованной товарной нефти ХОС концентрируются в высококипящих фракциях нефти, преимущественно в асфальтенах, а ЛХОС (ХОС с температурами кипения ниже 204 °С) не обнаружены.

Следующим этапом работы являлось определение фонового содержания ЛХОС в продукции скважин различных пластов месторождений Самарской области.

Для получения объективных результатов были соблюдены следующие условия:

- отбор проб осуществлялся со скважин, на которых в течение 6 месяцев и более не проводились геолого-технические мероприятия;
- отбор проб осуществлялся со скважин, на которых в течение 6 месяцев не проводились обработки химическими реагентами и не смонтировано оборудование для автоматической подачи химвагентов;
- скважины не участвовали в программе ФХ МУН в качестве реагирующих/наблюдательных;
- пробами были охвачены все объекты, находящиеся в разработке, причем с каждого объекта разработки произведен отбор не менее 10 проб;
- отбор проб осуществлялся из скважин, эксплуатирующих один объект разработки;
- отбор проб был произведен во всем диапазоне обводненности, наблюдаемом на объекте разработки.

Итоговая выборка для проведения исследований на содержание природных ЛХОС составила 516 скважин, по результатам работы был обеспечен охват ~80 % основных продуктивных пластов.

Испытания нефтей на содержание ХОС проводились в соответствии с ГОСТ Р 52247 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» (метод Б). Перед проведением испытаний проводилось обезвоживание нефти до содержания воды менее 1,0.

По полученным результатам установлено, что содержание ЛХОС во всех отобранных в рамках исследования пробах не превышает 2 млн<sup>-1</sup>, при этом в 79 % проб — показатель составил ≤1,0 млн<sup>-1</sup> (табл. 3).

В таблице 3 также приведен перечень основных продуктивных пластов, охваченных в рамках данной работы.

Результаты исследования показали отсутствие значительного фонового содержания ЛХОС в продуктивных пластах основных месторождений Самарской области. При этом установить закономерности изменения содержания ЛХОС от физико-химических свойств нефти и характеристик пласта не удалось, поскольку концентрации ЛХОС в скважинной продукции сопоставимы с погрешностями метода контроля. В качестве примера на рисунке 3 представлены данные по изменению концентрации ЛХОС в зависимости от основных свойств нефти, глубины и пластовой температуры.

По результатам выполненных исследований сформулированы следующие выводы:

- анализ данных по содержанию ЛХОС в продукции скважин по основным продуктивным пластам (представлены в таблице 3) месторождений Самарской области позволил заключить, что природные ЛХОС практически отсутствуют. Низкие содержания ЛХОС в скважинной продукции и высокие погрешности метода контроля не позволяют установить взаимосвязь с геолого-физическими условиями и физико-химическими свойствами

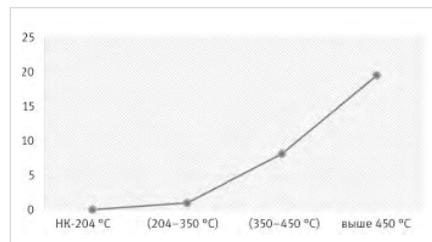


Рис. 1. Распределение органического хлора во фракциях нефти

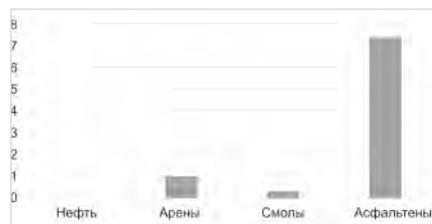


Рис. 2. Закономерность распределения содержания элементного хлора в нефти и ее компонентах

Табл. 1. - Элементный состав фракций нефти

Элементный состав	Содержание, % мас.			
	Температура кипения фракций, °С			
	НК-204	204–350	350–450	выше 450
Хлор (Cl)	-	0,0016	0,013	0,0311
Углерод (C)	84,31	83,83	83,72	83,26
Водород (H)	13,56	12,9	11,96	10,64
Азот (N)	0,92	0,61	0,67	0,60
Сера (S)	0,39	1,41	2,35	3,92
Кислород (O)	0,82	1,25	1,30	1,58

Табл. 2. Элементный состав высокомолекулярных компонентов нефти

Элементный состав	Содержание, % мас.			
	нефть	арены	смолы	асфальтены
Хлор (Cl)	-	0,0094	0,003	0,069
Углерод (C)	83,76	83,95	82,67	83,03
Водород (H)	12,19	12,85	9,56	7,64
Азот (N)	0,7	0,53	1,43	1,74
Сера (S)	2,1	1,65	4,02	5,94
Кислород (O)	1,25	1,02	2,32	1,65

- скважинной продукции;
- исследования распределения органического хлора по фракциям нефти и основным компонентам нефти подтвердили, что ХОС концентрируются в высококипящих фракциях нефти, преимущественно в асфальтенах;
- полученные результаты являются важной основой для организации системы мониторинга за содержанием ЛХОС на промысле, позволяют проводить контроль, прогноз и моделирование изменения концентрации ЛХОС в узловых точках системы нефтесбора и скважинах после проведения геолого-технических мероприятий.

#### Литература

- Синев А.В., Девяшин Т.В., Кунакова А.М., Сайфутдинова Л.Р., Усманова Ф.Г., Крикун А.Н., Лестев А.Е. Образование легколетучих хлорорганических соединений при первичной перегонке нефти в результате разложения химических реагентов, содержащих соли четвертичных аммониевых соединений // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 4. С. 63–69.
- Фролова А.В., Лестев А.Е., Богомолов П.А., Ризванова Г.Д., Способ определения содержания хлорорганических соединений и органически связанного хлора в химических реагентах и оценка влияния химических реагентов на образование хлорорганических соединений и органически связанного хлора в нефти // Патент. RU2763683С1, 2021, МПК G01N1/28.
- ТР ЕАЭС 045/2017. Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию». 2017.
- ГОСТ Р 51858–2002. Национальный стандарт Российской Федерации, Нефть. Общие технические условия, Дата введения – 01.07.2002.
- ГОСТ 31378–2009. Межгосударственный стандарт. Нефть. Общие технические условия, Дата введения – 01.01.2013.
- ГОСТ Р 51858–2020. Национальный стандарт Российской Федерации, Нефть. Общие технические условия, Дата введения: 02.11.2020.
- Бадамшин А.Г., Носов В.В., Пресняков А.Ю., Волошин А.И., Невядовский Е.Ю., Докичев В.А. Генезис хлорорганических соединений в нефти и нефтепродуктах // Нефтехимия. 2021. Т. 61, № 6. С. 776–787.
- Носов В.В., Пресняков А.Ю., Бадамшин А.Г. и др. Хлорорганические соединения в нефти: проблемы и решения // Нефтяное хозяйство. 2021. № 4. С. 110–113.
- Кожин В.Н., Коновалов В.В.,

Табл. 3. Результаты промыслового контроля за фоновым содержанием ЛХОС по месторождениям Самарской области

Содержание ЛХОС, млн <sup>-1</sup>	Вклад, %	Продуктивные пласты
≤1,0	79,0	А0, А2, А3, А4, А3-1, А4-1, А4-2, Б0, Б2(С1), Б3(С1А), В1, В2, В1+Д3Фам+Д3Бур, Д1, Д2, Д1А, Д1Б, Д3вор, Д1ДК, К1, К2, К4, О1, О2, О3, С3, С3-1, С3-2, С3-1А, О4, МЧ2, МЧ3, РДЗРД5
от 1,1 до 2,0	21,0	

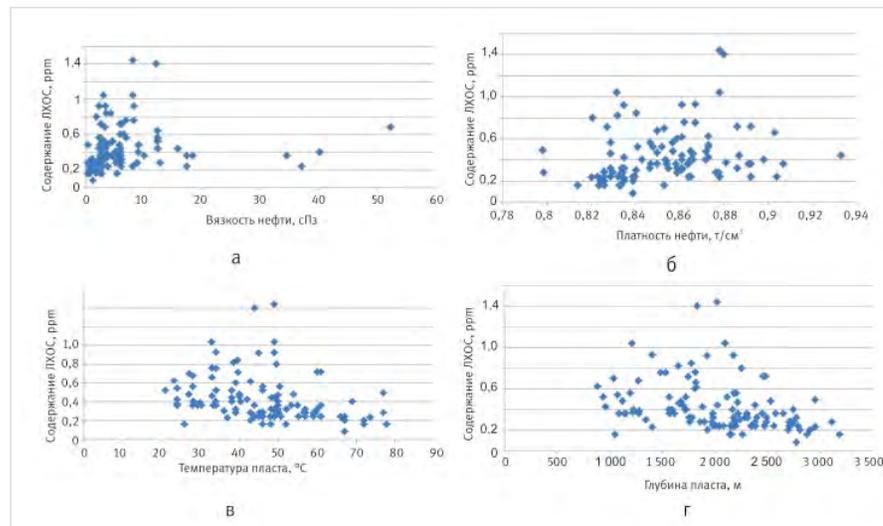


Рис. 3. Зависимость ЛХОС от: а — вязкости нефти, б — плотности нефти, в — пластовой температуры, г — глубины пласта

- Пашкевич К.Л. и др. Организация контроля изменения содержания хлорорганических соединений на объектах подготовки нефти АО «Самаранефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 8. С. 102–105.
- Татьянина О.С., Губайдулин Ф.Р., Судыкин С.Н. и др. Система контроля химических реагентов, применяемых в ПАО «Татнефть», на содержание органического хлора // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 56–58.
- Водяницкий Ю.Н., Макаров М.И., Хлорорганические соединения и биогеохимический цикл хлора в почвах // Почвоведение. 2017. № 9. С. 1065–1073.
- Хусаенова И.И., Башировой Э.Р. Оценка влияния химических реагентов на процесс образования хлорорганических соединений в нефти. Уфа: «РН-БашНИПинефть», 2021.
- «Основные результаты этапа № 3 «Исследование природы хлорорганических соединений в нефти и возможные механизмы их образования» выполненного в рамках ЦИП-310». Москва: АО «ТомскНИПинефть», 2022.
- Татьянина О.С., Абдрахманова Л.М.,

- Судыкин С.Н., Жилина Е.В. Оценка влияния соляной кислоты на процесс образования хлорорганических соединений в нефти // Сборник научных трудов ТатНИПинефть. Набережные Челны: Экспозиция «НефтьГаз», 2017. С. 363–368.
- ГОСТ Р 52247-2021, Национальный стандарт Российской Федерации. Нефть. Методы определения хлорорганических соединений, Дата введения – 01.07.2022.
- Хуторянский Ф.М. Хлорорганические соединения в нефти. История вопроса и проблемы настоящего // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2002. № 3. С. 6–7.
- Хуторянский Ф.М. ХОС. Распределение по фракциям и способы удаления из нефти на стадии ее подготовки к переработке // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2002. № 4. С. 9–13.
- Левченко Д.Н. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. 168 с.
- Корнеев Д.С. Изучение зависимости реакционной способности нефтяных асфальтенов от строения их молекул методом ступенчатой термодеструкции. Диссертация. Томск: 2019. 136 с.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Невядовский Евгений Юрьевич**, к.х.н., главный специалист управления химизации производственных процессов ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Хафизов Вадим Мирхатимович**, начальник управления добычи нефти АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

**Фомина Наталья Валерьевна**, к.х.н., начальник управления контроля качества АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

**Коновалов Виктор Викторович**, к.х.н., главный менеджер по ключевым проектам отдела внедрения новых технологий ООО «СамараНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Для контактов: [konovalovv@samnipi.rosneft.ru](mailto:konovalovv@samnipi.rosneft.ru)



ООО НПФ «Этек ЛТД» занимает ведущие позиции в области водоподготовки и очистки стоков, разработке современных технологий и водоочистного оборудования для защиты экосистем и окружающей среды. Мы реализуем федеральные и региональные экологические программы, направленные на обеспечение качества питьевых вод и охрану водных ресурсов от загрязнения сточными водами.

Деятельность НПФ «Этек ЛТД» охватывает весь спектр инженеринговых и строительных услуг в области водоотведения и водоснабжения для коммунальных и промышленных предприятий, а также услуги металлообработки, включая лазерную резку, сварку различных металлов с использованием лазерного луча, фрезеровку и множество других процессов.

Мы производим полный комплекс оборудования для водоочистки:

- решётки для механической очистки (грабельные, ступенчатые, вертикальные, шнековые, перфорированные, барабанные);
- аэрационные системы для биологической очистки (трубчатая система «Полипор» и дисковая «Политар», загрузкиные материалы);
- дренажно-распределительные системы для водоподготовки («Полидеф» из полиэтилена низкого и высокого давления, «Полидеф-МТ» из полиэтилена с щелевыми накладками из нержавеющей стали, «Аквадеф-МТ», состоящие из щелевых решёток полуцилиндрической формы, выполненных из коррозионностойкой стали);

- системы тонкослойного отстаивания «СОТЕЛ», предназначенные для интенсификации процессов осаждения и выделения из воды взвешенных и коллоидных частиц, применяющиеся в различных конструкциях отстойников, осветлителей, камерах хлопьеобразования, использующих способ выделения из воды тонкодисперсных примесей под действием гравитационной силы;
- механизмы скребковые донные и поверхностные, которые можно применять в аэротенках разных форм;
- модульные станции для обезжелезивания воды.

Стоит отметить, что 95 % производимого оборудования осуществляется на собственных мощностях.

Компания обладает современным высокоточным оборудованием и опытным персоналом, гарантирующим качество и точность всех выполняемых работ.

Компания ориентирована на предоставление услуг мирового уровня и работает для своих клиентов по всей России, а также в странах ближнего зарубежья. В составе компании есть научно-исследовательское, проектное, технологическое, производственное, строительное и пуско-наладочное подразделения.

На данный момент фирма обладает всеми необходимыми лицензиями, патентами, нормативными и сертификационными документами, зарегистрированными в установленном порядке органами госстандарта РФ. Наша деятельность осуществляется в соответствии с требованиями системы менеджмента качества ГОСТ ISO 9001:2011

и системы экологического менеджмента ISO 14001:2007. Вся проектная документация соответствует нормам технологической и экологической безопасности, а также имеет всю необходимую разрешительную документацию.

Мы являемся членом СРО в области проектирования и капитального строительства. Многочисленные награды, полученные на различных конкурсах и выставках, подтверждают стабильно высокое качество нашей продукции и услуг.

Наша компания придает большое значение индивидуальному подходу к каждому клиенту, стремясь полностью удовлетворить их потребности и ожидания, предлагая конкурентоспособные цены и оперативные сроки выполнения заказов. Наша репутация надежного поставщика и производителя металлоизделий укрепляется благодаря доверию наших клиентов, которые ценят нашу надежность, качество и профессионализм.

Доказательством высокого профессионального уровня нашей компании является эффективная работа нашего оборудования на объектах водного хозяйства более чем в 300 городах России и стран ближнего зарубежья. Ежегодно на объектах, где установлено наше оборудование, мы очищаем более 100 млн м<sup>3</sup> воды. На сегодняшний день уже более 1 500 объектов используют наши технологии и оборудование.

Мы гордимся нашим опытом, передовыми технологиями, современным оборудованием и достижениями, и готовы предложить вам качественные решения в области водоочистки, водоснабжения, а также металлообработки.

# Биоиндикация нефтяного загрязнения на примере черноземных почв

Ищенко Е.П.<sup>1</sup>, Кох Е.А.<sup>1</sup>, Логинов А.А.<sup>1</sup>, Губа А.С.<sup>1</sup>, Гилаев Г.Г.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «СамараНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; <sup>2</sup>Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия  
ishchenkoep@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье представлены результаты исследования по оценке токсического воздействия нефтяного загрязнения на черноземные почвы Самарской области методом биотестирования. Для биотестирования использовались тест-организмы *Daphnia magna* Straus и *Scenedesmus quadricauda*. Определены безопасные концентрации нефти для черноземов южных и черноземов типичных. Выявлена прямая зависимость токсичности от концентрации нефти. Подтверждена эффективность метода биотестирования. Полученные результаты могут использоваться для оценки степени загрязненности почв при их мониторинге и предотвращения негативного воздействия на почвы.

## Материалы и методы

Определение токсичности черноземов методом биотестирования с использованием тест-организмов. Методика, в которой в качестве тест-организмов используется *Scenedesmus quadricauda*, оценивает токсичность по снижению флуоресценции хлорофилла и росту *Scenedesmus quadricauda* в загрязненных пробах относительно

фоновых данных. Методика с использованием *Daphnia magna* Straus оценивает токсичность по смертности дафний.

## Ключевые слова

биотестирование, биоиндикация, токсичность, безопасная кратность разбавления, предельно допустимые концентрации нефтепродуктов

## Для цитирования

Ищенко Е.П., Кох Е.А., Логинов А.А., Губа А.С., Гилаев Г.Г. Биоиндикация нефтяного загрязнения на примере черноземных почв // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 102–106. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-102-106

Поступила в редакцию: 19.08.2024

## Bioindication of oil pollution on the example of chernozem soils

Ishchenko E.P.<sup>1</sup>, Koch E.A.<sup>1</sup>, Loginov A.A.<sup>1</sup>, Guba A.S.<sup>1</sup>, Gilaev G.G.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“SamaraNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia; <sup>2</sup>Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia  
ishchenkoep@samnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article presents the results of a study evaluating the toxic effects of oil pollution on chernozem soils of the Samara region using the bioassay method. The test organisms *Daphnia magna* Straus and *Scenedesmus quadricauda* were used for bioassay. Safe oil concentrations for southern chernozems and typical chernozems were determined. A direct correlation between toxicity and oil concentration was revealed. The effectiveness of the bioassay method was confirmed. The obtained results can be used to assess the degree of soil contamination during monitoring and to prevent negative impacts on soils.

## Materials and methods

Determination of chernozem toxicity by bioassay using test organisms. The method using *Scenedesmus quadricauda* as test organisms assesses toxicity by the reduction of chlorophyll fluorescence and growth of *Scenedesmus quadricauda* in contaminated samples relative

to the control. The method using *Daphnia magna* Straus assesses toxicity by daphnia mortality.

## Keywords

biotesting, bioindication, toxicity, safe dilution factor, maximum permissible concentrations of oil products

## For citation

Ishchenko E.P., Koch E.A., Loginov A.A., Guba A.S., Gilaev G.G. Bioindication of oil pollution on the example of chernozem soils. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 102–106. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-102-106

Received: 19.08.2024

## Введение

В условиях интенсивной промышленной деятельности предприятий нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли при использовании запасов углеводородного сырья в нефтедобывающих регионах, к сожалению, могут возникать технологические инциденты. В некоторых случаях последствием инцидента при транспортировке сырья или готовой продукции может стать образование нефтезагрязненных земельных участков.

Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами может оказать заметное влияние на все компоненты окружающей среды в целом и особенно сильно проявляется на земельных участках сельскохозяйственного назначения использования.

Нефть может содержать множество токсичных соединений, способных накапливаться в почве и наносить вред обитающим в ней живым организмам. При этом на пороговый (безопасный) уровень содержания нефти в почве оказывает влияние как компонентный состав и свойства нефти, так и активность микроорганизмов, участвующих в почвообразующих процессах.

Самарская область, будучи одним из ключевых регионов России по добыче нефти, сталкивается с проблемой загрязнения почв нефтепродуктами. В Самарской области насчитывается 402 месторождения различного масштаба. В 2022 году объем нефтедобычи в Самарской области составил 15,9 млн тонн. Однако такая интенсивная эксплуатация природных ресурсов может приводить к негативным последствиям для окружающей среды. По данным за 2022 год, в результате утечек

при транспортировке нефти и газа было загрязнено 7 га земли [1].

Учитывая крайнюю необходимость скорейшего очищения и возвращения земель в сельскохозяйственный оборот, выявление порогового уровня нефтяного загрязнения остается одной из важнейших задач — как по мониторингу загрязнения почв, так и нормированию содержания нефти в почве.

Во многих регионах России отсутствуют утвержденные нормативы допустимого остаточного содержания нефтепродуктов в почве (ДОСНП). Это связано с тем, что разработка и утверждение нормативов ДОСНП — трудоемкий процесс, что также осложняется отсутствием утвержденных регламентирующих документов для разработки и обоснования этих нормативов. В Удмуртской республике, Республике Татарстан, Чувашской Республике утверждены нормативы ДОСНП для черноземных почв земель сельскохозяйственного назначения. Опыт этих регионов в разработке нормативов ДОСНП подтверждает важность применения методов биотестирования для определения пороговых значений нефтяного загрязнения для различных типов почв [2].

Ранние исследования по нормированию нефти и нефтепродуктов в черноземных почвах Самарской области путем оценки фитотоксичности в отношении высших растений (тест-объекты — овес посевной, редька масличная) демонстрировали воздействие нефтяного загрязнения на различные этапы жизненного цикла высших растений и подтверждают эффективность данного метода исследования, а также подчеркивают, что

влияние нефтяного загрязнения на высшие растения может оказаться лимитирующим фактором при оценке земель сельскохозяйственного назначения [3]. Однако более широкого спектра исследований с использованием различных тест-объектов не проводилось.

В связи с этим возникает необходимость определения пороговых концентраций нефти, до достижения которых почва не становится токсичной, а среда — непригодной для обитания живых организмов.

Многими исследователями отмечается, что одним из наиболее эффективных методов оценки токсичности загрязненных почв является биотестирование с использованием тест-организмов [4].

Биотестированием называется частный случай биоиндикации или процедуры установления токсичности среды с помощью тест-объектов, суть этого метода заключается в определении действия токсикантов на специально выбранные организмы — тест-организмы в стандартных условиях с регистрацией различных поведенческих, физиологических или биохимических показателей. Биотестирование широко применяется для контроля качества природных сред [3].

Проблемы оценки токсического воздействия нефтяного загрязнения на почвы и на живые организмы широко рассматриваются в ряде исследований.

Наиболее пригодными тест-объектами для биотестирования водных вытяжек из почв часто выступают ветвистоусый рачок *Dafnia magna* Straus, а также зеленая водоросль *Scenedesmus quadricauda*. Литературные данные [5] свидетельствуют о том, что

Табл. 1. Агрохимические свойства основных типов почв Самарской области  
Tab. 1. Agrochemical properties of the main soil types in Samara region

Показатели	Черноземы			Методы определения
	Типичные	Обыкновенные	Южные	
pH солевой вытяжки	6,4–6,7	6,3–6,6	6,8–7,1	ГОСТ 26483-85
Содержание гумуса, %	8–12	5–8	4–6	ГОСТ 26213-2021
Гидролитическая кислотность мг-экв/100 г почвы	1,7–1,9	1,8–2,2	0,4–0,7	ГОСТ 26212-2021
Сумма поглощённых оснований, мг-экв/100 г почвы	46,5–48,6	45,4–48,7	37,7–38,9	ГОСТ 27821-2020
Степень насыщенности основаниями, %	90–99	92–95	98–99	ГОСТ 27821-2020, ГОСТ 26212-2021
Валовый азот, %	0,38–1,52	0,39–0,43	0,24–0,29	ГОСТ Р 58596-2019
Валовый фосфор, %	0,16–0,21	0,18–0,21	0,13–0,25	ГОСТ 26261-84
Валовый калий, %	1,67–2,12	2,10–2,18	1,90–2,13	ГОСТ 26261-84
Гидролизующий азот, мг/кг	89–128	127–140	91–99	ГОСТ 26951-86
Подвижный фосфор, мг/кг	147–167	157–162	25–32	ГОСТ Р 54650-2011
Обменный калий, мг/кг	162–203	197–209	115–274	ГОСТ Р 54650-2011

эти тест-объекты являются рекомендуемыми для оценки показателя качества почв. Для данных тест-объектов разработаны стандартизированные методики и имеются лаборатории, обладающие соответствующей аккредитацией на выполнение требуемых анализов. Например, авторами [6, 7] анализируются показатели гибели тест-организма *Dafnia magna* Straus, а также безвредная и летальная кратности разбавления водных вытяжек из загрязненных почв при биотестировании. Выявлена сезонная динамика этих показателей, определены безопасные и токсичные уровни загрязнения для различных зон нефтяного воздействия и близлежащих территорий по результатам биотестирования. Также популярен и распространен комплексный подход к схеме биотестирования нефтезагрязненных почв с использованием набора различных тест-организмов [8].

#### Объекты и методы исследования

Целью настоящего исследования является оценка токсического воздействия

нефти на тест-объекты в черноземных почвах Самарской области методом биотестирования. Это позволит установить предельно допустимые концентрации нефтепродуктов в почвах, не вызывающие острого токсического действия на данных представителей гидробионтов.

Объектами исследования выступили черноземные почвы Самарской области (обыкновенные, южные и типичные). Опыт проводился с почвой, искусственно загрязненной товарной нефтью в лабораторных условиях. Концентрация загрязнения в почвах составляла 2, 3 и 4 г/кг. В качестве эталонного образца сравнения выступала фоновая почва.

Черноземные почвы области отличаются по таким агрохимическим показателям, как гидролитическая кислотность, сумма поглощенных оснований и степень насыщенности основаниями и т. д. Агрохимические свойства выбранных типов почв Самарской области представлены в таблице 1.

Методика, в которой в качестве тест-объекта используются *Scenedesmus quadricauda*,

основана на регистрации снижения уровня флуоресценции хлорофилла и темпа роста (снижении численности) клеток водорослей под воздействием токсических веществ, присутствующих в водной вытяжке из почв, по сравнению с контрольной культурой в пробах, не содержащих токсических веществ [9].

Методика, в которой в качестве тест-объекта используются *Dafnia magna* Straus, основана на определении смертности дафний при воздействии токсических веществ, присутствующих в исследуемой водной вытяжке, по сравнению с контрольной культурой в пробах, не содержащих токсических веществ [10].

При определении токсичности водных вытяжек из почв рассматриваются показатели гибели тест-организмов в процентах по отношению к контролю. Если гибель организмов составляет 10 % и менее, делается вывод об отсутствии токсического воздействия исследуемой пробы. В случае когда гибель организмов достигает 50 % и более по сравнению с контролем, заключение указывает

Табл. 2. Определение токсичности с использованием тест-организмов  
Tab. 2. Toxicity determination using test organisms

№ п/п	Содержание нефтепродуктов в почве, мг/кг	Степень безвредной кратности разбавления (БКР)	Токсикологическая оценка
Черноземы обыкновенные			
с использованием тест-организма <i>Dafnia magna</i> Straus			
1.1	420	без разбавления	не оказывает острое токсическое действие
1.2	2 410	без разбавления	не оказывает острое токсическое действие
1.3	3 450	БКР 1	оказывает острое токсическое действие
1.4	4 400	БКР 3	оказывает острое токсическое действие
с использованием тест-культуры <i>Scenedesmus quadricauda</i>			
2.1	420	без разведения	не оказывает острое токсическое действие
2.2	2 410	без разведения	не оказывает острое токсическое действие
2.3	3 450	БКР 1	оказывает острое токсическое действие
2.4	4 400	БКР 2	оказывает острое токсическое действие
Черноземы южные			
с использованием тест-организма <i>Dafnia magna</i> Straus			
3.1	320	без разбавления	не оказывает острое токсическое действие
3.2	2 330	без разбавления	не оказывает острое токсическое действие
3.3	3 310	БКР 2	оказывает острое токсическое действие
3.4	3 940	БКР 3	оказывает острое токсическое действие
с использованием тест-культуры <i>Scenedesmus quadricauda</i>			
4.1	320	без разведения	не оказывает острое токсическое действие
4.2	2 330	без разведения	не оказывает острое токсическое действие
4.3	3 310	БКР 1	оказывает острое токсическое действие
4.4	3 940	БКР 3	оказывает острое токсическое действие
Черноземы типичные			
с использованием тест-организма <i>Dafnia magna</i> Straus			
5.1	390	без разбавления	не оказывает острое токсическое действие
5.2	2 430	без разбавления	не оказывает острое токсическое действие
5.3	3 350	Наличие, БКР 2	оказывает острое токсическое действие
5.4	4 360	Наличие, БКР 2	оказывает острое токсическое действие
с использованием тест-культуры <i>Scenedesmus quadricauda</i>			
6.1	390	без разведения	не оказывает острое токсическое действие
6.2	2 430	без разведения	не оказывает острое токсическое действие
6.3	3 350	БКР 1	оказывает острое токсическое действие
6.4	4 360	БКР 2	оказывает острое токсическое действие

на наличие острого токсического действия анализируемой пробы [9].

Перед проведением исследований по вышеперечисленным методикам почва в сосудах компостировалась в лаборатории в течение двух месяцев в условиях оптимальной влажности и температуры (+18 ÷ +22 °С). Из каждого сосуда через 60 дней компостирования взяты почвенные образцы на проведение в них токсикологических анализов.

Водную вытяжку готовили для каждой повторности варианта эксперимента. Из подготовленной усредненной пробы почвы готовилась водная вытяжка для экстракции веществ в соответствии с методиками для проведения данных видов работ. Соотношение вода:почва составляло 4:1. Суспензия интенсивно перемешивалась в колбе и подвергалась встряхиванию в течение двух часов на аппарате «Шутель», затем фильтрат отделялся от почвы согласно вышеназванным методам. Полученные водные вытяжки использовались в исследованиях на биотестирование.

### Результаты

Результаты токсикологического тестирования приведены в таблице 2.

Водные вытяжки исследуемых образцов не оказывают острого токсического действия при отсутствии разведения/разбавления, т. е. БКР (безвредная кратность разведения/разбавления водной вытяжки) равна 0 (без разведения/разбавления). При наличии БКР водные вытяжки исследуемых образцов оказывают острое токсическое действие на тест-объекты.

В тест-реакции суммируется действие всех биологически вредных факторов, включая физическое и химическое воздействие. В силу своих физиологических особенностей *Dafnia magna* Straus и *Scenedesmus quadricauda* обладают большой отзывчивостью на присутствие токсикантов. В ходе исследований наблюдалась сопоставимая степень отзывчивости тест-объектов для различных подвидов черноземных почв.

Каждая проба в концентрациях загрязнения от 2 до 4 г/кг была проанализирована на токсичность методом биотестирования, при этом по безопасной кратности разбавления БКР можно увидеть, что токсичность увеличивается с увеличением дозы загрязнения нефтью. В данном случае содержание нефти в пробах прямо пропорционально степени токсичности. Опыт с концентрациями загрязнителя от 2 до 4 г/кг выявил безопасные значения для тест-организма *Dafnia magna* Straus и тест-культуры *Scenedesmus quadricauda* в следующих диапазонах концентраций: для черноземов обыкновенных — до 2 410,0 мг/кг, для черноземов южных — до 2 330,0 мг/кг, для черноземов типичных — до 2 430,0 мг/кг.

Анализ данных по содержанию нефтепродуктов показал увеличение токсичности образцов с увеличением дозы загрязнения нефтью.

### Итоги

Опытным путем были выявлены безопасные значения концентраций нефтепродуктов для черноземов обыкновенных, для черноземов южных и для черноземов типичных Самарской области.

### Выводы

Полученные данные могут служить основанием для оценки безопасной концентрации нефти в почве на земельных участках сельскохозяйственного назначения и

Табл. 3. Результаты токсикологического тестирования водных вытяжек нефтезагрязненных черноземных почв Самарской области

Tab. 3. Results of toxicological testing of water extracts from oil-contaminated chernozem soils of the Samara region

№ п/п	Показатели	Пороговое содержание нефти в почве, мг/кг
Черноземы обыкновенные		
1.2	Результаты токсикологического тестирования водных вытяжек, тест-организм — <i>Dafnia magna</i> Straus	2 410
2.2	Результаты токсикологического тестирования водных вытяжек, тест-культура — <i>Scenedesmus quadricauda</i>	2 410
Черноземы южные		
3.2	Результаты токсикологического тестирования водных вытяжек, тест-организм — <i>Dafnia magna</i> Straus	2 330
4.2	Результаты токсикологического тестирования водных вытяжек, тест-культура — <i>Scenedesmus quadricauda</i>	2 330
Черноземы типичные		
5.2	Результаты токсикологического тестирования водных вытяжек, тест-организм — <i>Dafnia magna</i> Straus	2 430
6.2	Результаты токсикологического тестирования водных вытяжек, тест-культура — <i>Scenedesmus quadricauda</i>	2 430

водного фонда, а также для разработки нормативов предельно допустимых концентраций нефтепродуктов в почвах различных типов. Это позволит объективно определять необходимые и достаточные условия восстановления территорий нефтезагрязненных земельных участков и обеспечит их возврат в сельскохозяйственную или иную деятельность. Различия в пороговых концентрациях нефти для различных подтипов черноземов обусловлены их специфическими свойствами. Черноземы типичные показали наибольшую устойчивость к нефтяному загрязнению (пороговое значение 2 430 мг/кг), черноземы обыкновенные занимают промежуточное значение (2 410 мг/кг). Черноземы южные оказались наиболее чувствительными к загрязнению (2 330 мг/кг). Эти различия, вероятно, могут быть обусловлены специфическими свойствами подвидов черноземных почв. Также необходимо отметить, что внедрение комплексного подхода к оценке нефтяного загрязнения почв, учитывающего как острую токсичность водных организмов, так и влияние на рост и развитие сельскохозяйственных культур, позволит более точно определить пороговые значения нефтяного загрязнения для различных типов почв.

### Литература

1. Доклад об экологической ситуации в Самарской области за 2022 год // Министерство лесного хозяйства, охраны окружающей среды и природопользования Самарской области. 2023. 183 с.
2. Ищенко Е.П., Губа А.С. Особенности применения нормативов допустимого остаточного содержания нефти в почвах // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2023. № 4. С. 60–64.
3. Ищенко Е.П., Кох Е.А., Жжоникова А.А., Савельев А.А. Оценка фитотоксичности нефтяного загрязнения в отношении

высших растений на примере черноземов южных Самарской области // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2024. № 3. С. 12–16.

4. Терехова В.А. Биотестирование почв: подходы и проблемы // Почвоведение. 2011. № 2. С. 190–198.
5. Ашихмина Т.Я., Алалькина Н.М., Домрачева Л.И. и др. Биологический мониторинг природно-техногенных систем. Сыктывкар: Институт биологии Коми научного центра Уральского отделения РАН, 2011. 388 с.
6. Банхэ Т.П. Определение показателей токсичности при биотестировании проб почвы нефтезагрязненного района // Астраханский вестник экологического образования. 2021. № 3. С. 65–70.
7. Башкирова Т.П. Оценка токсичности почв Соколовских нефтяных ям методом биотестирования // Современное экологическое состояние природной среды и научно-практические аспекты рационального природопользования. 2017. С. 147–150.
8. Чудинова О.А., Дзюба Е.А. Схема биотестирования нефтезагрязненных почв на базе лаборатории экологии и охраны природы Пермского государственного университета // Экологическая безопасность в условиях антропогенной трансформации природной среды. 2022. С. 425–431.
9. ФР.1.39.2007.03223 Методика определения токсичности вод, водных вытяжек из почв, осадков сточных вод и отходов по изменению уровня флуоресценции хлорофилла и численности клеток водорослей.
10. ФР.1.39.2007.03222 Методика определения токсичности воды и водных вытяжек из почв, осадков сточных вод, отходов по смертности и изменению плодovitости дафний.

## Results

Safe values of oil product concentrations for ordinary chernozems, southern chernozems, and typical chernozems of the Samara region were experimentally determined.

## Conclusions

The obtained data can serve as a basis for assessing the safe concentration of oil in soil on agricultural and water fund land plots, as well as for developing standards for maximum permissible concentrations of oil products in various soil types. This will allow for objective determination of necessary and sufficient conditions for the restoration of oil-contaminated land plots and ensure their return to agricultural or

other activities. Differences in threshold oil concentrations for various chernozem subtypes are due to their specific properties. Typical chernozems showed the highest resistance to oil pollution (threshold value 2 430 mg/kg), ordinary chernozems have an intermediate value (2 410 mg/kg). Southern chernozems proved to be the most sensitive to pollution (2 330 mg/kg). These differences are likely due to the specific properties of chernozem soil subtypes. It should also be noted that the implementation of an integrated approach to assessing oil pollution of soils, taking into account both acute toxicity to aquatic organisms and the impact on the growth and development of agricultural crops, will allow for more accurate determination of threshold values of oil pollution for various soil types.

## References

1. Report on the ecological situation in Samara region for 2022. Ministry of forestry, environmental protection and nature management of Samara region, 2023, 183 p. (In Russ).
2. Ishchenko E.P., Guba A.S. Peculiarities of the standards application for permissible residual oil content in soil. Environmental protection in oil and gas complex, 2023, issue 4, P. 60–64. (In Russ).
3. Ishchenko E.P., Kokh E.A., Zhzhonikova A.A., Saveliev A.A. Assessment of the phytotoxic effect of oil pollution in relation to higher plants on the example of southern chernozems of the Samara region. Environmental protection in oil and gas complex, 2024, issue 3, P. 12–16. (In Russ).
4. Terekhova V.A. Soil bioassay: problems and approaches. Eurasian Soil Science, 2011, issue 2, P. 190–198. (In Russ).
5. Ashikhmina T.Y., Alalykina N.M., Domracheva L.I. et al. Biological monitoring of natural and technogenic systems. Syktyvkar: Institute of Biology of Komi Scientific Centre of the Ural Branch of the RAS, 2011, 388 p. (In Russ).
6. Bankhe T.P. Determination of toxicity indicators during biotesting of soil samples from oil-contaminated areas. Astrakhan bulletin of ecological education, 2021, issue 3, P. 65–70. (In Russ).
7. Bashkirova T.P. Assessment of soil toxicity in Sokolov oil pits by biotesting method. Modern ecological state of the natural environment and scientific-practical aspects of rational nature management, 2017, P. 147–150. (In Russ).
8. Chudinova O.A., Dzyuba E.A. Scheme of biotesting of oil-contaminated soils on the basis of the laboratory and nature protection of Perm state university. Environmental safety in conditions of anthropogenic transformation of the natural environment, 2022, P. 425–431. (In Russ).
9. FR.1.39.2007.03223 Method for determining the toxicity of waters, water extracts from soils, sewage sludge and waste by changes in the level of chlorophyll fluorescence and the number of algal cells. (In Russ).
10. FR.1.39.2007.03222 Method for determining the toxicity of water and water extracts from soils, sewage sludge, waste by mortality and changes in the fertility of daphnia. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Ищенко Евгений Павлович**, к.т.н., главный специалист отдела природоохранных технологий управления по охране окружающей среды и природоохранным технологиям, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Для контактов: [ishchenkoep@samnipi.rosneft.ru](mailto:ishchenkoep@samnipi.rosneft.ru)

**Кох Екатерина Алексеевна**, ведущий инженер отдела охраны атмосферного воздуха, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Логинов Александр Анатольевич**, начальник отдела природоохранных технологий, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Губа Алексей Сергеевич**, главный менеджер по ключевым проектам отдела охраны атмосферного воздуха, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Гиляев Гани Гайсинович**, д.т.н, профессор кафедры, директор института нефти, газа и энергетики, заведующий кафедрой нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Ishchenko Evgeny Pavlovich**, ph.d. in technical sciences, chief specialist of the environmental technologies department, environmental protection and environmental technologies division, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

Corresponding author: [ishchenkoep@samnipi.rosneft.ru](mailto:ishchenkoep@samnipi.rosneft.ru)

**Kokh Ekaterina Alekseevna**, leading engineer of the air protection department, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Loginov Alexander Anatolyevich**, head of the environmental technologies department, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Guba Alexey Sergeevich**, chief manager for key projects of the air protection department, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Gilaev Gani Gaisinovich**, doctor of technical sciences, professor of the department, director of the institute of oil, gas and energy, head of the department of oil and gas engineering named after professor G.T. Vartumyan, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

# Обзор существующих технологий и опыта сокращения выбросов парниковых газов на примере объектов розничной реализации нефтепродуктов

Рощин П.В.<sup>1,2</sup>, Давыдов М.А.<sup>1,2</sup>, Бодоговский С.В.<sup>1</sup>, Савельев А.А.<sup>1</sup>, Огородникова Е.М.<sup>1</sup>, Логинов А.А.<sup>1</sup>, Рашевская Ю.А.<sup>1</sup>, Никитин А.В.<sup>2</sup>, Гилаев Г.Г.<sup>3</sup>

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

<sup>3</sup>ФГБОУ УВО «Кубанский государственный технологический университет», Краснодар, Россия  
roschinpv@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В работе представлен обзор существующих технологий сокращения выбросов парниковых газов, оценка их потенциала и опыта применения на объектах коммерции и логистики топливно-энергетических компаний. Для сокращения выбросов ПГ по Охвату 1 рассмотрен транспорт — грузовые автомобили, работающие на дизельном топливе (тягачи) для перевозки нефтепродуктов. Наибольший эффект сокращения выбросов ПГ при транспортировке нефтепродуктов отмечается при условии эксплуатации электротранспорта (до 100 % сокращения выбросов ПГ при потреблении «зеленой электроэнергии») и транспорта на водородном топливе.

## Материалы и методы

Выполнен обзор и обоснование технологий сокращения выбросов парниковых газов на автозаправочных станциях и транспорте (на дизельном топливе) для доставки топлива к ним и дальнейшей розничной реализации. Охват 2 представлен выбросами от потребления электрической энергии из энергосети, используемой

автозаправочными станциями. Расчеты выбросов ПГ по обоим Охватам выполнены за период 1 год.

## Ключевые слова

парниковые газы, автозаправочная станция, декарбонизация, сокращение выбросов, углеродный менеджмент, углекислый газ, солнечная панель, ветрогенератор

## Для цитирования

Рощин П.В., Давыдов М.А., Бодоговский С.В., Савельев А.А., Огородникова Е.М., Логинов А.А., Рашевская Ю.А., Никитин А.В., Гилаев Г.Г. Обзор существующих технологий и опыта сокращения выбросов парниковых газов на примере объектов розничной реализации нефтепродуктов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 107–113. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-107-113

Поступила в редакцию: 28.06.2024

## Review of existing technologies and experience in reducing greenhouse gas emissions using the example of petroleum products retail facilities

Roschin P.V.<sup>1,2</sup>, Davydov M.A.<sup>1,2</sup>, Bodogovsky S.V.<sup>1</sup>, Savelyev A.A.<sup>1</sup>, Ogorodnikova E.M.<sup>1</sup>, Loginov A.A.<sup>1</sup>, Rashevskaya Yu.A.<sup>1</sup>, Bodogovsky S.V.<sup>1</sup>, Nikitin A.V.<sup>2</sup>, Gilaev G.G.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>“SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia; <sup>2</sup>Samara State Technical University, Samara, Russia;

<sup>3</sup>Kuban State Technical University, Kuban, Russia  
roschinpv@samnipi.rosneft.ru

## Abstract

The paper presents an overview of existing technologies for reducing greenhouse gas emissions, assessing their potential and experience of application at commercial and logistics facilities of fuel and energy companies. To reduce GHG emissions under Scope 1, transport was considered - trucks running on diesel fuel (trucks) for the transportation of petroleum products. The greatest effect of reducing GHG emissions during the transportation of petroleum products is observed under the condition of using electric transport (up to 100% reduction in GHG emissions when consuming “green electricity”) and transport on hydrogen fuel.

## Materials and methods

The review and justification of greenhouse gas emission reduction technologies at petrol stations and transport (diesel fuel) for fuel delivery to them and subsequent retail sales was carried out. Scope 2 is represented by emissions from the consumption of electrical energy from the grid used by gas stations.

GHG emission calculations for both Scopes were performed for a period of 1 year.

## Key words

greenhouse gases, gas station, decarbonization, emissions reduction, carbon management, carbon dioxide, solar panel, wind generator

## For citation

Roschin P.V., Davydov M.A., Bodogovsky S.V., Savelyev A.A., Ogorodnikova E.M., Loginov A.A., Rashevskaya Yu.A., Bodogovsky S.V., Nikitin A.V., Gilaev G.G. Review of existing technologies and experience in reducing greenhouse gas emissions using the example of petroleum products retail facilities. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 107–113. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-107-113

Received: 28.06.2024

В настоящее время в мире все большее внимание уделяется вопросам минимизации влияния на климат и окружающую среду, в том числе путем сокращения выбросов парниковых газов (ПГ). Все большее количество вертикально-интегрированных нефтяных и энергетических компаний внедряют в свои производственные процессы принципы устойчивого развития ESG (environmental, social, governance), включающие экологические аспекты, социальную политику, корпоративное управление.

В конце 2021 года советом директоров ПАО «НК «Роснефть» утверждена стратегия «Роснефть-2030: надежная энергия и глобальный энергетический переход». Ключевыми приоритетами новой стратегии являются снижение углеродного следа, операционное лидерство и увеличение эффективности. Реализация стратегии Компании будет способствовать достижению целей «Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года», Парижского соглашения по климату, а также цели № 13 устойчивого развития ООН.

Краткосрочный горизонт: сокращение абсолютных выбросов парниковых газов Обл. охвата 1 и 2 на 5 % к 2025 году.

Среднесрочный горизонт:

- сокращение абсолютных выбросов парниковых газов Обл. охвата 1 и 2 более чем на 25 % к 2035 году;
- снижение интенсивности выбросов метана до значения менее 0,2 % к 2030 году;
- нулевое рутинное сжигание попутного газа к 2030 году;
- снижение удельных выбросов парниковых газов Обл. охвата 1 и 2 в сегменте разведка и добыча до уровня менее 20 кг CO<sub>2</sub>э/бнэ к 2030 г. или ранее.

Долгосрочный горизонт: углеродная нейтральность к 2050 по Обл. охвата 1 и 2.

Целью данной работы является обзор существующих технологий сокращения выбросов парниковых газов, оценка их потенциала, возможностей и опыта применения на объектах коммерции и логистики топливно-энергетических компаний.

В данной публикации в периметр обзора и обоснования технологий сокращения выбросов парниковых газов включены автозаправочные станции и транспорт для доставки топлива к ним и дальнейшей розничной реализации. В рамках сокращения выбросов ПГ по Охвату 1 рассмотрен следующий транспорт — грузовые автомобили, работающие на дизельном топливе (тягачи) для перевозки



Рис. 1. Пример грузового автомобиля, работающего на газомоторном топливе [3, 4]  
Fig. 1. An example of a truck running on gas engine fuel [3, 4]

нефтепродуктов. Охват 2 представлен выбросами от потребления электрической энергии из локальной энергосети, используемой автозаправочными станциями. Расчеты выбросов ПГ по обоим Охватам выполнены в период 1 условного года (табл. 1).

Согласно выполненному анализу мирового опыта в настоящее время существуют следующие способы сокращения выбросов парниковых газов для автотранспорта: перевод на газомоторное топливо (КПГ — компримированный природный газ, СУГ — сжиженный углеводородный газ); использование транспорта с гибридными силовыми установками; перевод на электротранспорт (в том числе с использованием «зеленой электроэнергии»); автомобили на водородном топливе.

В первую очередь было рассмотрено применение транспорта на газомоторном топливе. В настоящее время широко распространены 2 вида топлива: КПГ и СУГ. Компримированный природный газ (CNG — Compressed Natural Gas) — сжатый природный газ, используемый в качестве моторного топлива. Основная его часть представлена метаном (до 98 %). Также в его составе содержатся другие углеводороды: этан, пропан, бутан. Сжиженный углеводородный газ (LPG — Liquefied petroleum gas) — смесь сжиженных под давлением легких углеводородов с температурой кипения от -50 до 0 °С.

Компримированный природный газ является продуктом, получаемым из очищенного природного газа путем его сжатия (компрессии) до состояния жидкой фазы. Основную его часть (до 98 %) составляет метан (CH<sub>4</sub>) —

простейший углеводород. Хранение, транспортировка и реализация КПГ осуществляются под большим давлением в газообразном состоянии [1].

СУГ — это прозрачная жидкость, смесь легких углеводородов, компонентный состав которой может варьироваться, но основными компонентами принято считать пропан (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) и бутан (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>). СУГ пожаро- и взрывоопасен, тяжелее воздуха, образует с воздухом взрывоопасные смеси, имеет неприятный запах, по степени воздействия на организм человека является малотоксичным и относится к веществам 4-го класса опасности. Основные физико-химические свойства СУГ и КПГ представлены в таблице 1.

Технологическое решение в области применения КПГ и СУГ (рис. 1) выражается в следующем. В автомобилях на СУГ, по сравнению с автомобилями с бензиновым двигателем, выбросы углеводородов меньше в 2–3 раза, угарного газа меньше в 5–10 раз, окислов азота в 1,5–2,0 раза. При использовании метана значительно уменьшаются выбросы парниковых газов в атмосферу. Недостатком данного решения является повышенная летучесть газов, которая обеспечивает их быстрое накопление при малейшей утечке (1 литр топлива — это 250 литров газа). Поэтому необходимо обеспечить регулярность освидетельствования на герметичность и исправность газового оборудования.

Газобаллонное оборудование для использования КПГ и СУГ состоит из относительно небольшого количества элементов, основными среди которых являются следующие [5–8]:

Табл. 1. Физико-химические свойства КПГ и СУГ [2]  
Tab. 1. Physico-chemical properties of CNG and LPG [2]

Описание	КПГ	СУГ
Состав	Концентрация (не более): ·сероводорода — 0,02 г/м <sup>3</sup> ·меркаптановой серы — 0,036 г/м <sup>3</sup> ·паров воды — 9 мг/м <sup>3</sup> ·масса механических примесей — 1 мг/м <sup>3</sup> ·объемная доля негорючих компонентов — 7 % ·объемная доля кислорода — 1 %	Массовая доля: ·метана, этана — не нормируется; ·пропана — 50±10 % ·углеводородов C <sub>4</sub> и выше — не нормируется ·непредельных углеводородов — <6 % ·серы и сернистых соединений — <0,01 % в том числе сероводорода — <0,003 %
Температура кипения	-162 °С	От -50 до 0 °С
Теплота сгорания	~44,2 МДж/кг	~46 МДж/кг
Плотность	0,72 кг/м <sup>3</sup>	560 кг/м <sup>3</sup>
Взрывоопасная концентрация	От 5 до 15 % по объему	От 2,3 до 9,5 % по объему
Расчетное октановое число	105 (моторный метод)	105 (моторный метод)

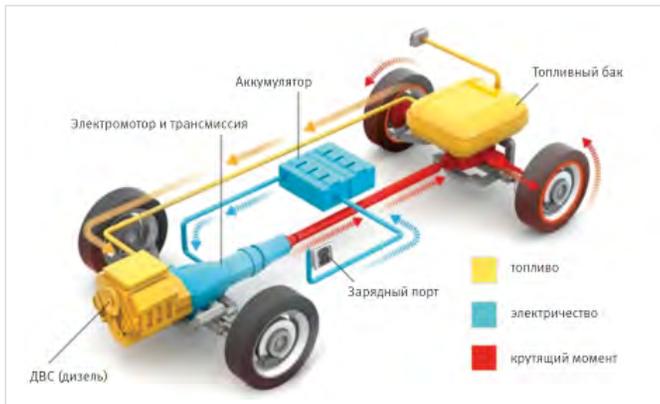


Рис. 2. Состав и устройство гибридного автомобиля [9]  
Fig. 2. The composition and structure of a hybrid car [9]



Рис. 3. Беспилотный грузовик на электрической тяге KAMAZ-3373 «Челнок» [10]  
Fig. 3. Unmanned truck with electric traction KAMAZ-3373 "Shuttle" [10]

- заправочное устройство (используется для заправки баллона газом и предупреждения утечек газа);
- баллон (резервуар для газа);
- редуктор (обеспечивает снижение давления газа при его непосредственной подаче из баллона в двигатель);
- форсунки (выдают порцию газа и распыляют ее);
- клапан (включает и выключает подачу газа из баллона);
- датчик уровня топлива;
- манометр (измеряет уровень давления газа);
- дозатор топлива;
- переключатель (производит переключение между источниками топлива в гибридных авто).

Автомобили с гибридным приводом (рис. 2) приводятся в движение двигателем внутреннего сгорания и одним или несколькими электродвигателями, которые используют энергию, накопленную в аккумуляторах. В основном аккумулятор заряжается посредством рекуперативного торможения и двигателя внутреннего сгорания (от генератора). Такая конструкция является конструктивно более сложной в сравнении с автомобилем с двигателем внутреннего сгорания (ДВС).

За счет электродвигателя, позволяющего использовать дополнительный ДВС меньшего размера, а также аккумуляторов, питающих

вспомогательные нагрузки и уменьшающих работу двигателя на холостом ходу, данное решение способствует экономии топлива, соответственно уменьшает выбросы парниковых газов в атмосферу.

Существуют также грузовые и легковые автомобили с полностью электрическим приводом. Такой транспорт приводится в движение электричеством, получаемым из локальной электросети в аккумуляторную батарею транспортного средства. Подобная технология в области грузовых автомобилей уже разрабатывается в Российской Федерации группой компаний «КАМАЗ»: в конце 2019 года концерн представил беспилотный грузовик на электрической тяге, именуемый KAMAZ-3373 «Челнок» (рис. 3) [10]. В качестве силовой установки выступает синхронный электрический двигатель с постоянными магнитами. Питание мотора осуществляется от аккумуляторной батареи мощностью 60 кВт·ч. Согласно информации от производителя, на одной зарядке электрический КАМАЗ может проехать 50 километров со скоростью 40 км/час. Существуют также зарубежные грузовики на электроприводе, производством которых занимаются такие компании, как Scania, DAF, Volvo и другие.

Данное решение принято с целью полного сокращения выбросов выхлопных газов при эксплуатации автотранспорта. Однако следует отметить, что электромобили имеют более высокую стоимость и требуют

наличия специализированных электрических зарядных станций. По статистике на конец 2023 года в РФ существует около 4 500 электростанций, из которых почти 780 поддерживают быструю зарядку [11].

В отдельную категорию выделяют транспорт на водородном топливе. Такие автомобили питаются от сжатого газообразного водорода, который подается в бортовую батарею топливных элементов, которая не сжигает газ, а вместо этого преобразует химическую энергию топлива в электрическую энергию. Это электричество затем приводит в действие электродвигатели автомобиля.

По такому же принципу работает тяжелый водородный грузовик компании «Hyundai Motor» - Xcient Fuel Cell (рис. 4), мощностью силовой установки 190 кВт, которая включает в себя два топливных элемента мощностью 95 кВт каждый [12]. Семь специальных резервуаров вмещают суммарно 32,09 кг жидкого водорода, хранящегося при давлении 350 бар. Дальность пробега на одной заправке составляет примерно 400 км. Чешская компания Tatra также занимается разработкой данного вида транспорта. Итогом решения грузового автомобиля на водородном топливе в 2023 году стал самосвал Tatra Force e-Drive, имеющий два топливных элемента мощностью 100 кВт каждый [13].

Ограничением при эксплуатации такого транспорта является сложность транспортировки и хранения топлива: чтобы обеспечить потребности автомобиля в энергии, придется сначала сжать и затем хранить водород в резервуаре под большим давлением. На это нужна дополнительная энергия, а также высокопрочный резервуар. Отмечается, что водород обладает высокой летучестью и легко воспламеняется. Смесь водорода с воздухом является взрывоопасной, называется «гремучим газом» и способна к детонации.

Результаты оценки сокращения выбросов парниковых газов при реализации мероприятий представлены в таблице 2. Расчет выполнен по приказу Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощенных парниковых газов».

Таким образом, согласно выполненной оценке наибольший эффект по сокращению выбросов ПГ отмечается при эксплуатации электротранспорта (до 100 % сокращения выбросов ПГ при потреблении «зеленой

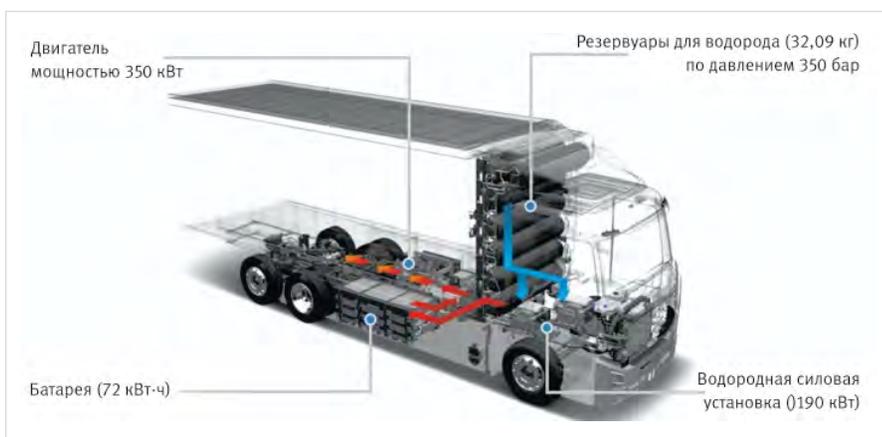


Рис. 4. Схема устройства транспорта с приводом на водородной тяге на примере тягача Xcient Fuel Cell [12]  
Fig. 4. A diagram of a hydrogen-powered transport device using the example of an Xcient Fuel Cell tractor [12]

Табл. 2. Варианты сокращения выбросов парниковых газов на транспорте  
 Tab. 2. Options for reducing greenhouse gas emissions in transport

№	Описание	Расход топлива/ энергии на 100 000 км	Выбросы CO <sub>2</sub> , тонн	Эффективность сокращения выбросов относительно базового варианта, т CO <sub>2</sub>	Эффективность сокращения выбросов относительно базового варианта, %
1	Базовый вариант — грузовой дизельный тягач с колесной формулой 4 на 6	32 000 л. ДТ	83	0	–
2	Тягач на КПГ	32 000 л. КПГ	74	9	до 10,84
3	Тягач на СУГ	32 000 л. СУГ	52	31	до 37,35
4	Тягач с гибридной силовой установкой	17 735 литров ДТ/ 53 494 кВт·ч	46	37	до 44,58
5	Тягач на электрической тяге с зарядкой «зеленой энергией»	120 000 кВт·ч	0	83	до 100
6	Тягач на водородном топливе	120 000 кВт·ч	0	83	до 100

электроэнергии») и транспорта на водородном топливе; на втором месте — эксплуатация транспорта с гибридной силовой установкой, снижающей выбросы ПГ на 44,58 %. При эксплуатации транспорта на СУГ и КПГ отмечается меньший эффект среди обзриваемых технологий — 37,35 и 10,84 % соответственно. Следует отметить, что в условиях РФ стабильно растет спрос на транспорт, работающий на газомоторном топливе.

По состоянию на 2023 год ПАО «НК «Роснефть» обладает сетью из более чем 3 000 заправок, из которых 21 уже осуществляют заправку газомоторного топлива, 55 оснащено электрозаправочными станциями, из них 45 — быстрые (50–150 кВт). Оснащение электрозаправками ведется совместно с группой «Россети», под управлением которой находятся более 260 зарядных станций [14, 15].

Также рассмотрены возможные мероприятия по сокращению выбросов Охвата 2: выбросов парниковых газов от потребления электрической энергии. В качестве примера была принята одна из автозаправочных станций в Оренбургской области, ежедневно потребляющая свыше 460 кВт·ч в сутки, или 170 000 кВт·ч в год, электроэнергии, закупаемой у регионального поставщика.

Первым рассмотренным способом сокращения выбросов ПГ был перевод АЗС на потребление «зеленой электроэнергии» путем заключения дополнительного соглашения с региональным поставщиком. Данное решение позволяет сократить выбросы ПГ в зависимости от региона расположения от 2 до 179 тонн CO<sub>2</sub>-экв. год.

Также был оценен эффект от установки солнечных панелей на доступной для их размещения площади — крыше здания и навесе топливораздаточных колонок. Общая площадь крыш в данном случае составляет 400 м<sup>2</sup>, что в идеальном варианте позволяет выполнить установку 207 единиц солнечных панелей с максимальной мощностью 280 кВт·ч (рис. 5). Оценка производилась согласно данным сайта компании ООО «Гелиос Хаус» для расчета солнечной энергии [16].

Схожие результаты по оценке эффективности установки солнечных панелей и вспомогательного оборудования были получены словенской компанией Petrol Group, которая ввела в эксплуатацию первые две солнечные электростанции на крышах своих автозаправочных станций в рамках проекта Petrol Green [17]. К концу 2023 года компания была намерена установить 102 фотоэлектрических объекта в своих точках продаж, тем самым обеспечив автозаправочные станции «зеленой» энергией, способствуя сокращению выбросов CO<sub>2</sub> и обеспечивая до 50 % от общего потребления электроэнергии на АЗС (рис. 6) [17].

Солнечные батареи состоят из набора солнечных элементов (фотоэлектрических преобразователей), которые непосредственно преобразуют солнечную энергию в электрическую. Большинство солнечных элементов производят из кремния, который имеет довольно высокую стоимость. Этот факт определяет относительно высокую стоимость электрической энергии, которая получается

при использовании солнечных батарей. Распространены два вида фотоэлектрических преобразователей: сделанные из монокристаллического и поликристаллического кремния. Они отличаются технологией производства. Первые имеют КПД до 17,5 %, а вторые — 15 %.

Наиболее важным техническим параметром солнечной батареи, которая оказывает основное влияние на экономичность всей установки, является ее полезная мощность. Она определяется напряжением и выходным током. Эти параметры зависят от интенсивности солнечного света, попадающего на батарею (панель) [18, 19]. Технико-экономическая эффективность солнечных панелей и солнечных коллекторов также ограничена количеством солнечных дней в году.

Отмечается, что в районах с инсоляцией менее 3 кВт·ч/м<sup>2</sup> солнечные панели могут применяться как вспомогательный источник генерации исключительно в сочетании с другими источниками энергии (ВЭС, ДЭС, сети). В районах с инсоляцией 3 кВт·ч/м<sup>2</sup> и более солнечные панели применяются в качестве вспомогательного или базового источника энергии в составе с другими источниками электрической энергии. Для Северного и Центрального регионов Российской Федерации пик вырабатываемой на солнечных панелях электроэнергии приходится на весенний период.

Также в работе рассмотрен вариант установки ветрогенератора мощностью 100 кВт·ч со вспомогательным оборудованием (рис. 7):

- инверторы;



Рис. 5. Пример размещения солнечных панелей на крыше павильона АЗС  
 Fig. 5. The example of placing solar panels on the roof of a gas station pavilion



Рис. 6. Использование солнечной энергии (солнечных панелей) на АЗС компании «Petrol Group» [17]  
 Fig. 6. The use of solar energy (solar panels) at the petrol station of the company «Petrol Group» [17]

- аккумуляторы;
- мачта для ветрогенератора;
- фотоэлектрические модули;
- рамка крепления ФЭМ.

На основании представленного примера АЗС с использованием вышеперечисленных технологий, помимо расчетов эффективности сокращения выбросов ПГ на базе данной АЗС, были рассмотрены варианты сокращения выбросов в регионах с иными энергосистемами.

Свод по рассмотренным технологиям представлен в таблице 3.

На основании выполненных расчетов установлено, что наименьший эффект для конкретного региона показала технология применения солнечных панелей — 49,84 %. В первую очередь это связано с пониженной солнечной активностью в данном регионе (Оренбургская область), поскольку в среднем солнечная радиация составляет 4,5 кВт·ч/м<sup>2</sup> в сутки. К тому же площадь поверхности, на которую возможно установить панели, ограничена крышами сооружений и зданий (400 м<sup>2</sup>). На остальную территорию АЗС в данном случае установка солнечных панелей не рассматривалась.

Более эффективно показали себя следующие технологии и решения: приобретение «зеленой энергии» (100 %) и установка ветрогенератора со вспомогательным оборудованием (100 %). Эффективность применения ветрогенератора объясняется тем, что в данном регионе господствуют ветра средних и повышенных скоростей (от 4 м/с и выше). Однако у такой установки имеются ограничения в соответствии с пособием пользователя — необходимость зоны отчуждения при установке. При аномально сильных ветрах



Рис. 7. Схема работы и основной принцип действия ветрогенераторной установки  
Fig. 7. The scheme of operation and the basic principle of operation of the wind turbine

генераторы могут нести большую опасность жизни людей, в связи с этим перед монтажом необходимо выделить зону отчуждения для ветроэлектростанции (ВЭС). Данная зона представляет из себя участок вокруг станции, к которому не следует допускать людей либо животных во время работы турбины. Она определяется следующим образом: к высоте всей конструкции ВЭС прибавляется 15 метров — эта длина по радиусу вокруг ВЭС и является зоной отчуждения [20].

#### Итоги

Авторами работы рассмотрены основные источники выбросов парниковых газов объектов коммерции и логистики ТЭК по Охватам 1 и 2. В рамках сокращения выбросов ПГ по Охвату 1 рассмотрен следующий транспорт — грузовые автомобили, работающие на дизельном топливе (тягачи) для перевозок нефтепродуктов. Охват 2 представлен

выбросами от потребления электрической энергии из локальной энергосети, используемой автозаправочными станциями. Согласно выполненному анализу мирового опыта в настоящее время существуют следующие способы сокращения выбросов парниковых газов для автотранспорта: перевод на газомоторное топливо (КПГ — компримированный природный газ, СУГ — сжиженный углеводородный газ); использование транспорта с гибридными силовыми установками; перевод на электротранспорт (в том числе с использованием «зеленой электроэнергии»); автомобили на водородном топливе.

Рассмотрены возможные мероприятия по сокращению выбросов Охвата 2 — выбросов парниковых газов от потребления электрической энергии: перевод АЗС на потребление «зеленой электроэнергии» путем заключения дополнительного соглашения с региональным поставщиком, установка солнечных панелей

Табл. 3. Способы сокращения косвенных выбросов по Охвату 2 от потребления электрической энергии  
Tab. 3. Ways to reduce indirect emissions by Coverage 2 from electricity consumption

Описание	Расход электроэнергии, кВт·ч, в год		Выбросы CO <sub>2</sub> , т		Эффективность сокращения выбросов ПГ, т CO <sub>2</sub> -экв		Эффективность сокращения выбросов ПГ, %		Особенности реализации
	Электрoэнергия от «зеленого решения», кВт·ч, в год	Энергосистема Сибири — Республика Хакассия, 13 кг CO <sub>2</sub> -экв/МВт·ч	Энергосистема Центра — Владимирская область, 1060 кг CO <sub>2</sub> -экв/МВт·ч	min	max	min	max		
Базовый вариант (потребление электроэнергии из локальной энергосети)	170 000	-	2	179	-	-	-	-	-
Перевод на потребление «зеленой электроэнергии»	170 000	170 000	0	0	2	179	до 100	до 100	Заключение договора на приобретение «зеленой» электроэнергии
Установка солнечных панелей с необходимым доп. оборудованием	170 000	84 172,5	2	179	1,094	89,223	54,7	49,84	Имеются ограничения по возможности использования площади
Установка ветрогенераторов и дополнительного оборудования	170 000	170 000	0	0	2	179	100	100	Необходимость создания зоны отчуждения

на доступной для их размещения площади — крыше здания и навесе топливораздаточных колонок, рассмотрен вариант установки ветрогенератора для питания АЗС.

### Выводы

По результатам расчета ожидаемой эффективности технологий сокращения выбросов ПГ по Охвату 1 (выбросы от грузового транспорта) установлено, что наиболее эффективным способом является использование электротранспорта с зарядкой «зеленой» электроэнергией и транспорта на водородном топливе (до 100 % сокращения выбросов ПГ). На втором месте по эффективности сокращения выбросов ПГ — использование транспорта с гибридной силовой установкой, снижающей выбросы ПГ до 44,58 %, согласно расчету. Применение транспорта на СУГ и КПГ также способствует сокращению выбросов ПГ с эффективностью — до 37,35 и 10,84 % соответственно. Отмечается, что в условиях РФ стабильно растет спрос на использование транспорта на водородном топливе. Для сокращения выбросов по Охвату 2, который в данном случае связан с потреблением электрической энергии из локальной энергосети, также оценена эффективность решений по сокращению косвенных выбросов ПГ. На первом месте — перевод АЗС на потребление «зеленой» электроэнергии (до 100 % сокращение выбросов ПГ) или использование ветрогенератора необходимой мощности со вспомогательным оборудованием (100 % сокращение выбросов ПГ). На втором месте — установка солнечных панелей с рассчитанной эффективностью от 49,8 до 54,7 % сокращения выбросов ПГ в зависимости от локальной энергосистемы. Отмечается, что для размещения солнечных панелей необходима площадь больше имеющейся площади крыш на АЗС.

### Литература

1. Никитин А.В., Рошин П.В., Савельев А.А., Огородникова Е.М., Изотенко Е.В., Рашевская Ю.А., Гилаев Г.Г. Углеродный след продукции в современных условиях. Нефть. Газ. Новации. 2023. № 7. С. 11–17.
2. Коротков М.В. Сравнительный анализ

использования КПГ и СУГ в качестве моторного топлива. Продуктовая конкуренция или взаимное дополнение? // Транспорт на альтернативном топливе. 2017. №. 2. С. 7–20.

3. Газомоторная техника КАМАЗ. URL: <https://www.truck-holding.ru/gazomotornaya-technika-kamaz/> (дата обращения 09.02.24).
4. Урал Next CNG-LNG и КАМАЗ на пропане. URL: <https://autoreview.ru/articles/gruzoviki-i-avtobusy/ural-next-cng-lng-i-kamaz-na-propane?ysclid=lsebхуаiW4305815111> (дата обращения 09.02.24).
5. Салыков Б.Р., Мурзагалеева М.М. Перспективы перевода автомобилей на газомоторное топливо // Устойчивое развитие науки и образования. 2018. №. 3. С. 210–216.
6. Алексеев С.Г., Авдеев А.С., Барбин Н.М., Гурьев Е.С. Методы оценки взрывопожароопасности топливоздушных смесей на примере керосина марки PT. VII. BST-методы // Пожаровзрывобезопасность. 2013. Т. 22. № 12. С. 23–30.
7. Ильин Р.А., Ильин А.К. Эффективность использования эксергии топлива в котлах различного назначения // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2006. № 3. С. 253–256.
8. Суркин В.И., Русанов М.А., Васильев И.М. Оптимальные параметры подшипников с плавающей втулкой уравновешивающего механизма двигателя Д-160 // Вестник Челябинского государственного агроинженерного университета. 1999. Т. 30. С. 31.
9. Сравнение автомобилей с бензиновым и гибридным двигателями. URL: <https://farcopoff.ru/sravnenie-avtomobiley-s-benzinovyim-i-gibridnym-dvigatelyami-kak-vybrat-idealnyy-variant/> (дата обращения 14.02.24).
10. КАМАЗ-3373 «Челнок». Электрический грузовик без водителя и кабины. URL: <https://dzen.ru/a/X7RD0faHL0N-t7VF> (дата обращения 09.02.24).
11. Электрозаправки электроразрядные

станции, ЭЭС. URL: <https://www.tadviser.ru/index.php/> (дата обращения 16.02.24).

12. Водородный грузовик Hyundai XCIENT Fuel Cell выходит на дороги Калифорнии. URL: <https://www.hyundai.ru/news/vodorodnyj-gruzovik-hyundai-xcient-fuel-cell-vyhodit-na-dorogi-kalifornii?ysclid=lsmsH67btI970103480> (дата обращения 15.02.24).
13. Tatra готовит грузовик с водородным топливным элементом. URL: <https://www.tircentrum.cz/en/2021/11/16/tatra-is-preparing-a-loader-with-a-hydrogen-fuel-cell> (дата обращения 15.02.24). (In Eng).
14. Отчет в области устойчивого развития за 2022 год. URL: [https://www.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/Rosneft\\_CSR2022\\_RUS.pdf](https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR2022_RUS.pdf) (дата обращения 12.02.24).
15. «Роснефть» сегодня. URL: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/> (дата обращения 12.02.24).
16. On-line калькулятор солнечной, ветровой и тепловой энергии. URL: <https://www.helios-house.ru/on-line-kalkulyator.html> (дата обращения 09.02.24).
17. Petrol targets 120 PV facilities on gas stations by end of 2023. URL: <https://balkangreenenergynews.com/petrol-targets-120-pv-facilities-on-gas-stations-by-end-of-2023/> (дата обращения 14.02.24). (In Eng).
18. Как устроены и работают солнечные батареи. URL: <https://elektrik.info/main/news/401-kak-ustroeny-i-rabotayut-solnechnye-batarei.html> (дата обращения 15.02.24).
19. Добрынин Е.В., Крылов А.Н., Батищев А.М. Оценка эффективности использования накопителей энергии // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 110–113.
20. Ветрогенератор 60 кВт. URL: <https://greentec-group.ru/catalog/vetrogenerator/vetrogenerator-condor-air/vetrogenerator-60-kvt/> (дата обращения 09.02.24).

## ENGLISH

### Results

The authors of the paper considered the main sources of greenhouse gas emissions from commercial and logistics facilities of the fuel and energy complex in Scopes 1 and 2. As part of the reduction of GHG emissions in Scope 1, the following transport was considered - trucks running on diesel fuel (trucks) for the transportation of petroleum products. Scope 2 is represented by emissions from the consumption of electricity from the local power grid used by gas stations.

According to the analysis of global experience, the following methods currently exist for reducing greenhouse gas emissions for motor vehicles: switching to gas motor fuel (CNG – compressed natural gas, LPG – liquefied petroleum gas); use of vehicles with hybrid power; switching to electric transport (including the use of “green electricity”); hydrogen fuel vehicles. Possible measures to reduce Scope 2 emissions are considered: greenhouse gas emissions from electricity consumption: converting petrol stations to green electricity consumption by concluding an additional agreement with a regional supplier, installing solar panels in an area accessible for their placement - the roof of the building and the canopy of fuel dispensers, the option of installing a wind generator to power the petrol station is considered.

### Conclusions

Based on the results of calculating the expected efficiency of GHG emission reduction technologies for Coverage 1 (emissions from freight

transport), it was found that the most effective methods are the use of electric vehicles with charging with «green» electricity and hydrogen-fueled transport (up to 100 % reduction in GHG emissions). In second place in terms of GHG emission reduction efficiency is the use of vehicles with a hybrid power plant, which reduces GHG emissions by up to 44,58 %, according to the calculation. The use of LPG and CNG vehicles also contributes to the reduction of GHG emissions with efficiency – up to 37,35 and 10,84 %, respectively. It is noted that in the conditions of the Russian Federation, the demand for the use of gas-powered vehicles is steadily growing.

In order to reduce emissions by Coverage 2, which in this case is associated with the consumption of electric energy from the local grid, the effectiveness of solutions to reduce indirect GHG emissions was also evaluated. In the first place is the transfer of gas stations to the consumption of «green» electricity (up to 100 % reduction of GHG emissions) or the use of a wind turbine of the required capacity with auxiliary equipment (100 % reduction of GHG emissions). In second place is the installation of solar panels with a calculated efficiency of 49,8 to 54,7 % reduction in GHG emissions, depending on the local power system. It is noted that an area larger than the available roof area at the gas station is needed to accommodate solar panels.

## References

1. Nikitin A.V., Roshchin P.V., Saveliev A.A., Ogorodnikova E.M., Izotenko E.V., Rashevskaya Yu.A., Gilaev G.G. Neft. Gaz. Novacii, 2023, issue 7, P. 11–17. (In Russ).
2. Korotkov M.V. Comparative analysis of cng and lpg usage as a motor fuel. product competition or mutual complementation? Transport on Alternative Fuels, 2017, issue 2, P. 7–19. (In Russ).
3. KAMAZ gas-powered vehicles. URL: <https://www.truck-holding.ru/gazomotornaya-tekhnika-kamaz/> (accessed 09.02.24). (In Russ).
4. Ural Next CNG-LNG and KAMAZ on propane. URL: <https://autoreview.ru/articles/gruzoviki-i-avtobusy/ural-next-cng-lng-i-kamaz-na-propane?ysclid=lsebxyaiw4305815111> (accessed 09.02.24). (In Russ).
5. Salykov B.R., Murzagaleeva M.M. Prospects for carriage of cars on gas-motor fuel. Sustainable development of science and education, 2018, issue 3, P. 210–216. (In Russ).
6. Alexeev S.G., Avdeev A.S., Barbin N.M., Guryev E.S. Analysis methods of explosion fire hazard of mixtures of fuel and air on an example for jet fuel RT. VII. BST-methods. Fire and Explosion Safety, 2013, Vol. 22, issue 12, P. 23–30. (In Russ).
7. Ilyin R.A., Ilyin A.K. Efficiency of use of fuel energy in boilers of various purposes. Vestnik of Astrakhan state technical university, 2006, issue 3, P. 253–256. (In Russ).
8. Surkin V.I., Rusanov M.A., Vasiliev I.M. Optimal parameters of bearings with a floating sleeve for the balancing mechanism of the D-160 engine. Bulletin of the Chelyabinsk State Agroengineering University, 1999, Vol. 30, P. 31. (In Russ).
9. Comparison of cars with gasoline and hybrid engines: how to choose the ideal option. URL: <https://farcopoff.ru/sravnienie-avtomobiley-s-benzinovym-i-gibridnym-dvigatelyami-kak-vybrat-idealnyy-variant/> (accessed 14.02.24). (In Russ).
10. KAMAZ-3373 “Shuttle”. Electric truck without driver and cabin! URL: <https://dzen.ru/a/X7RD0faHLON-t7VF> (accessed 09.02.24). (In Russ).
11. Electric filling stations, electric charging stations, electric filling stations. URL: <https://www.tadviser.ru/index.php/> (accessed 16.02.24). (In Russ).
12. Hyundai’s hydrogen-powered XCIENT Fuel Cell truck takes to california roads. URL: <https://www.hyundai.ru/news/vodorodnyj-gruzovik-hyundai-xcient-fuel-cell-vyhodit-na-dorogi-kalifornii?ysclid=lsms67bti970103480> (accessed 15.02.24). (In Russ).
13. Tatra is preparing a truck with a hydrogen fuel cell. URL: <https://www.tircentrum.cz/en/2021/11/16/tatra-is-preparing-a-loader-with-a-hydrogen-fuel-cell> (accessed 15.02.24). (In Eng).
14. Sustainability Report 2022. URL: [https://www.rosneft.ru/upload/site1/document\\_file/Rosneft\\_CSR2022\\_RUS.pdf](https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR2022_RUS.pdf) (accessed 12.02.24). (In Russ).
15. Rosneft today. URL: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/> (accessed 12.02.24). (In Russ).
16. On-line calculator of solar, wind and thermal energy. URL: <https://www.helios-house.ru/on-line-kalkulyator.html> (accessed 09.02.24). (In Russ).
17. Petrol targets 120 PV facilities on gas stations by end of 2023. URL: <https://balkangreenenergynews.com/petrol-targets-120-pv-facilities-on-gas-stations-by-end-of-2023/> (accessed 14.02.24). (In Eng).
18. How solar batteries are designed and how they work. URL: <https://elektrik.info/main/news/401-kak-ustroyeni-i-rabotayut-solnechnye-batarei.html> (accessed 15.02.24). (In Russ).
19. Dobrynin E.V., Krylov A.N., Batishchev A.M. Assessment of efficiency of use of energy storage. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 110–113. (In Russ).
20. Wind generator 60 kW. URL: <https://greentec-group.ru/catalog/vetrogeneratory/vetrogeneratory-condor-air/vetrogenerator-60-kvt/> (accessed 09.02.24). (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Рощин Павел Валерьевич**, главный менеджер по ключевым проектам, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия  
Для контактов: [roschinpv@samnipi.rosneft.ru](mailto:roschinpv@samnipi.rosneft.ru)

**Давыдов Михаил Анатольевич**, инженер первой категории отдела природоохранных технологий, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Бодоговский Сергей Владимирович**, заместитель генерального директора по исследованиям и инжинирингу добычи, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Савельев Алексей Александрович**, начальник управления по охране окружающей среды и природоохранным технологиям, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Огородникова Елена Михайловна**, начальник отдела охраны атмосферного воздуха, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Логинов Александр Анатольевич**, начальник отдела природоохранных технологий, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Рашевская Юлия Александровна**, главный специалист отдела охраны атмосферного воздуха, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

**Никитин Александр Валерьевич**, аспирант, «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия

**Гилаев Гани Гайсинович**, д.т.н., профессор, «Кубанский государственный технологический университет», Краснодар, Россия

**Roschin Pavel Valerievich**, chief manager for key projects, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia  
Corresponding author: [roschinpv@samnipi.rosneft.ru](mailto:roschinpv@samnipi.rosneft.ru)

**Davydov Mikhail Anatolyevich**, first category engineer of the environmental technologies department, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Bodogovsky Sergey Vladimirovich**, deputy general director for research and production engineering, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Savelyev Alexey Alexandrovich**, head of the department for environmental protection and environmental technologies, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Ogorodnikova Elena Mikhailovna**, head of the atmospheric air protection department, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Loginov Alexander Anatolyevich**, head of the environmental technologies department, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Rashevskaya Yulia Alexandrovna**, chief specialist of the atmospheric air protection department, “SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia

**Nikitin Alexander Valerievich**, postgraduate student, Samara State Technical University, Samara, Russia

**Gilaev Gani Gaisinovich**, ph.d. of engineering sciences, professor, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

# Эффективность внутренней экспертизы проектной и рабочей документации

Шевцов Е.А., Столярова Е.В.

ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия  
e.shevtsov@mail.ru; stelenavl@yandex.ru

## Аннотация

В статье рассмотрены понятия качества проектной документации и проектных решений, описана действующая в организации процедура внутренней экспертизы, даны предложения по оптимизации и стандартизации процедуры внутренней экспертизы с целью повышения ее эффективности с точки зрения трудозатрат и влияния на сроки проектирования.

## Материалы и методы

При подготовке статьи использован опыт проведения внутренней экспертизы проектной продукции в ООО «СамараНИПИнефть», принятый в организации подход к оценке результативности процессов, а также материалы курсового проекта по дисциплине «Технология принятия управленческих решений» (Шевцов Е.А., СамГТУ, 2023 г.).

При подготовке статьи использованы методы анализа источников и литературы по рассматриваемой теме, анализа статистических данных по результатам проведения внутренней экспертизы проектной продукции в ООО «СамараНИПИнефть».

## Ключевые слова

качество, проектная и рабочая документация, внутренняя экспертиза, стандартизация, эффективность, критерий

## Для цитирования

Шевцов Е.А., Столярова Е.В. Эффективность внутренней экспертизы проектной и рабочей документации // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 114–117.

## Введение

Внутренняя экспертиза материалов инженерных изысканий, проектной и рабочей документации на строительство (далее для краткости будем называть их проектной документацией) неразрывно связана с понятием «качество документации».

Качество проектной документации — это степень соответствия состава, содержания, объемов и формы представления проектных документов требованиям действующих нормативов с учетом факторов наличия ошибок и уровня графического отображения подлинников и копий документов.

Качественной может считаться такая документация, комплектность, объем и содержание которой необходимы и достаточны для эффективного выполнения работ по строительству, эксплуатации и обеспечению последующих стадий жизненного цикла проектируемого объекта [1].

Общие требования качества проектно-исследовательских работ (ПИР):

- соответствие назначению или сфере применения;
- соответствие обоснованным потребностям и ожиданиям заказчика;
- соответствие законодательству и нормативным документам;
- соответствие требованиям общества;
- соответствие требованиям экологии и охраны окружающей природной среды;
- реализация по конкурентоспособным ценам;
- экономичность с точки зрения затрат на производство соответствующей проектной продукции или оказание проектных услуг.

Качество проектных решений — степень соответствия их технико-экономическим

показателям и качественным характеристикам (в том числе социальным, эстетическим, экологическим и др.), которые устанавливаются заданиями на разработку проекта, а также степень соответствия решений требованиям законодательства, установленным стандартам, нормам и правилам [2].

## Зачем нужна экспертиза?

Целью любой экспертизы проектной документации (внутренней, внешней — государственной или негосударственной) является определение качества проектных решений путем выявления отклонений от требований законодательства в сфере строительства, строительных норм, стандартов и правил, требований задания на проектирование, технических требований, технических условий по:

- прочности, надежности и долговечности объектов строительства, их эксплуатационной безопасности и инженерного обеспечения, по доступности лиц с ограниченными физическими возможностями и других маломобильных групп населения;
- санитарному и эпидемиологическому благополучию населения;
- охране труда;
- экологии;
- пожарной безопасности;
- техногенной безопасности;
- ядерной и радиационной безопасности;
- энергосбережению;
- сметной части проектной документации.

Результатом проведенной экспертизы проектной документации на строительство является экспертный отчет [3, с. 59].

Под внутренней экспертизой проектной документации в данной статье

подразумевается процедура оценки соответствия документации до передачи документации заказчику, проводимой специалистами структурного подразделения, непосредственно не принимающего участия в подготовке документации, подлежащей экспертизе.

Внутренняя экспертиза проводится для оценки и подтверждения [1, 4]:

- соответствия принятых решений документам, разработанным на предпроектной стадии строительства;
- оптимальности технико-технологических и конструктивных решений, обеспечивающих надежность и безопасность работ;
- эффективности предлагаемых инженерных, технико-технических и конструктивных решений;
- соответствия ПД действующему законодательству и нормативной документации Российской Федерации, внутренним нормативным документам в области проектирования объектов капитального строительства;
- экономической обоснованности предстоящего строительства;
- обоснованности места размещения строительства с учетом всех факторов и согласований местных органов управления;
- достоверности определения стоимости строительства.

Внутренняя экспертиза наравне с нормоконтролем (проверка проекта документа и/или процедуры на соответствие требованиям, установленным нормативными документами [5]), является важным элементом системы контроля качества при проектировании и контроле расходов в строительстве и направлена на обеспечение [6]:

- успешного прохождения требуемых внешних экспертиз (государственной

экспертизы безопасности принятых проектных решений (ФАУ «Главгосэкспертиза»), экологической экспертизы Росприроднадзора и т.д.);

- строительства производственных объектов нефте- и газодобычи, соответствующих требованиям промышленной безопасности, в рамках запланированной сметной стоимости.

### Процедура внутренней экспертизы как регламентированный процесс

Для обеспечения эффективности процедуры внутренней экспертизы, в условиях ограниченности времени и человеческих ресурсов, важно иметь стандартизированную процедуру ее проведения и применять определенные критерии выбора объектов проектирования для экспертизы.

Если нормоконтроль подразумевает под собой проверку соблюдения исключительно требований к оформлению документации, то внутренняя экспертиза представляет собой проверку принятых проектных решений на соответствие нормативным требованиям, оптимальности решений с точки зрения затрат на строительство, правильности подбора оборудования и т.п. В результате получаем довольно трудоемкие процедуры, которые сами по себе не несут ценности с точки зрения получения финансовой прибыли.

Выходом из данной ситуации без ущерба для качества конечного продукта могут являться оптимизация и автоматизация данных процессов.

Определим для начала основные технико-экономические показатели процедуры внутренней экспертизы:

- объем документации, передаваемой на экспертизу (в страницах или в томах / марках / разделах документации по каждому проекту (титулу));
- продолжительность проведения внутренней экспертизы (в раб. днях);
- количество выданных разработчику замечаний (шт.);
- доля принятых разработчиком замечаний от общего количества (%);
- численность и квалификация экспертов, занятых во внутренней экспертизе (чел.).

Данные показатели позволяют оценить физический объем работ и трудозатраты на внутреннюю экспертизу и могут быть подсчитаны как за какой-либо период времени в целом, так и в разрезе отдельных проектов, ГИПов, томов / марок / разделов документации, отделов-разработчиков или субподрядных организаций. Однако сами по себе эти показатели ничего не скажут нам об эффективности внутренней экспертизы с точки зрения создания ценности от ее проведения.

Показатели эффективности внутренней экспертизы целесообразно устанавливать исходя из ее назначения, а именно успешного прохождения требуемых внешних экспертиз и строительства производственных объектов в рамках запланированной сметной стоимости.

На основании вышеизложенного разработан и приведен в таблице 1 перечень показателей, отражающих эффективность процедуры внутренней экспертизы.

В рамках процедуры внутренней экспертизы, существующей во многих проектных организациях, формализованные критерии выбора объектов проектирования для

внутренней экспертизы как таковые отсутствуют. Включение тех или иных проектов в план по большей части осуществляется руководителями на основе принятых управленческих решений.

Решением вышеописанной проблемы является разработка критериев выбора объектов для внутренней экспертизы проектной документации с точки зрения сложности объектов, их значимости и стоимости.

Рассмотрим типовую процедуру внутренней экспертизы на примере проектирования обустройства месторождений нефти и газа.

К объектам внутренней экспертизы относятся следующие материалы проектов обустройства месторождений:

- технические задания на инженерные изыскания (ИИ) и программы производства работ по ИИ на объекты, выполняемые субподрядными организациями;
- отчеты о выполнении ИИ, подготовленные субподрядными организациями;
- проектная и рабочая документация (ПД/РД), подготовленная субподрядными организациями;
- ПД/РД, выполняемая собственными силами.

План проведения внутренней экспертизы формируется ежеквартально и актуализируется по мере необходимости. В план входит перечень проектов, сформированный по указанию главного инженера на основании статистики по качеству разрабатываемой документации, указываются сроки предоставления ПД/РД и материалов ИИ на экспертизу и проверяемые разделы документации.

На основании вышеизложенного можно сделать следующий вывод — процедура

Табл. 1. Показатели эффективности внутренней экспертизы

Наименование показателя	Плановое значение	Формула расчета	Комментарий
Выполнение программы (графика) внутренней экспертизы	100 %	Количество прошедших внутреннюю экспертизу проектов за отчетный период/количество проектов согласно программе	Показатель характеризует своевременность выполнения производственной программы
Снижение удельного количества замечаний внешних экспертиз и экспертиз заказчика на один проект	От 0 до n % (n устанавливается на период)	$k_{уд} = \alpha \left(1 - \frac{N_{ТП}}{N_{ПП}}\right),$ где $N_{ТП}$ — удельное количество замечаний внешних экспертиз и экспертиз заказчика в текущем периоде; $N_{ПП}$ — удельное количество замечаний внешних экспертиз и экспертиз заказчика в прошлом периоде; $\alpha$ — доля прошедших внутреннюю экспертизу проектов от общего количества проектов за отчетный период	Показатель характеризует эффект по снижению замечаний внешних экспертиз и экспертиз заказчика от проведения внутренней экспертизы
Снижение сметной стоимости строительства объектов	От 0 до n % (n устанавливается на период)	$k_{СС} = \alpha \left(1 - \frac{C_{до ВЭ}}{C_{после ВЭ}}\right),$ где $C_{до ВЭ}$ — сметная стоимость строительства объекта до прохождения внутренней экспертизы; $C_{после ВЭ}$ — сметная стоимость строительства объекта после прохождения внутренней экспертизы; $\alpha$ — доля прошедших внутреннюю экспертизу проектов от общего количества проектов за отчетный период	Показатель характеризует оптимизацию сметной стоимости по результатам внутренней экспертизы
Снижение риска претензионной работы со стороны заказчика за возможные ошибки, допущенные при выполнении проектно-изыскательских работ	От 0 до 100 %	$k_{ПР} = \frac{R_{без ВЭ} - R_{с ВЭ}}{R_{всего}},$ где $R_{без ВЭ}$ — количество полученных претензий со стороны заказчика по проектам, не прошедшим внутреннюю экспертизу, за отчетный период; $R_{с ВЭ}$ — количество полученных претензий со стороны заказчика по проектам, прошедшим внутреннюю экспертизу, за отчетный период; $R_{всего}$ — количество полученных претензий по всем проектам за отчетный период	Показатель характеризует эффект по снижению риска претензионной работы со стороны заказчика от проведения внутренней экспертизы

выбора объектов для внутренней экспертизы при проектировании обустройства месторождений согласно действующему внутреннему нормативному документу формально основывается на данных статистики по качеству разрабатываемой документации, однако каких-либо конкретных критериев оценки и разъяснений по выбору не содержит.

Отсутствие установленных критериев выбора может привести к снижению общей эффективности процедуры по следующим причинам:

- Каждый руководитель проекта (ГИП) считает свои проекты наиболее приоритетными, в результате чего на внутреннюю экспертизу могут поступать простые с технической точки зрения типовые проекты (например, по сбору нефти и газа с одиночных скважин).
- Трудозатраты экспертов на простые и/или дешевые (в плане стоимости ПИР) проекты, могли бы быть направлены на более сложные и дорогие проекты, по которым в случае обнаружения ошибок проектировщика и сумма неустойки с разработчика будет выше.
- Работа над простыми проектами, не требующими внутренней экспертизы и ошибочно принятыми как приоритетные, способствует снижению квалификации экспертов и отсутствию мотивации в ее повышении.

#### Критерии выбора объектов для экспертизы

Определим сначала основные признаки классификации объектов проектирования обустройства месторождений в нефтегазодобывающем комплексе, влияющие

на сложность проектирования и трудозатраты на него [7]:

- тип объекта — линейный или площадной, одиночная скважина или куст скважин, ДНС/ДКС (дожимная насосная/компрессорная станция), УПН/УПГ/УППНГ (установка подготовки нефти/газа/попутного нефтяного газа), УПСВ (установка предварительного сброса воды), УКПГ/УКПН/УКПГК (установка комплексной подготовки газа/нефти/газового конденсата) и т.д.;
- наличие или отсутствие осложненных условий для проектирования и дальнейшего строительства (косогор, болота, затопляемые пойменные участки, сейсмические районы, участки залегания вечномерзлых грунтов, переходы через водные преграды и т.п.);
- наличие или отсутствие типовых проектных решений;
- стоимость затрат на строительство;
- стоимость ПИР по объекту.

Основу модели выбора объекта для проведения внутренней экспертизы будет составлять система вышеперечисленных показателей с указанием диапазонов значений, которые данные параметры могут принимать. Для каждого диапазона каждого параметра экспертным методом присвоим определенное значение баллов по 5-балльной шкале. По сумме баллов и будет приниматься решение о включении объекта проектирования в график экспертизы.

Стоит отметить возможность введения критериев, связанных с особенностями проекта, обозначенных со стороны заказчика, таких как приоритетность выполнения, сокращенные сроки проектирования, проекты

«пилотного» проектирования и т.д., которые зачастую могут оказывать приоритетное значение при формировании плана проведения внутренней экспертизы.

В таблице 2 приведен предложенный нами вариант матрицы критериев выбора объектов проектирования. Следует обратить внимание, что количество баллов по каждому параметру указано условное, а прямая взаимосвязь между критериями в рамках одного балла отсутствует.

В качестве альтернативы или дополнения к описанному выше подходу может служить система выбора объектов на основе статистики по количеству полученных замечаний внешних экспертиз — по отдельным разделам проектной документации или объектам-аналогам. Данный подход, на наш взгляд, возможен, но мало применим на практике, т.к. детальный анализ замечаний за прошедший период требует времени. В этом случае стадия внутренней экспертизы будет задерживаться до получения результатов анализа замечаний, что может привести к срыву сроков передачи проектной продукции заказчику.

Стоит отметить, что уровень выполнения указанных выше показателей и критериев, а также сама их номенклатура, должны регулярно пересматриваться с учетом текущих реалий. Так, например, снижение сметной стоимости не может быть все время на изначально установленном уровне, с учетом нестабильности на рынке строительных услуг и материалов.

#### Итоги

Резюмируя вышеизложенное, рекомендуется планировать в организации проведение внутренней экспертизы с целью предотвращения

Табл. 2. Критерии выбора объектов проектирования для проведения внутренней экспертизы по направлению обустройства месторождений

Параметр Значение	Количество баллов						Сумма баллов пример
	0	1	2	3	4	5	
1. Тип объекта (в случае наличия объектов из нескольких диапазонов баллы суммируются)	• линейный (кроме магистральных трубопроводов); • обустройство одиночных скважин	• линейный (кроме магистральных трубопроводов); • обустройство кустов скважин	• ДНС/ДКС; • объекты заводнения; • факельная система; • пункт налива нефти	• установка предварительного сброса пластовой воды (УПСВ); • резервуарный парк	• УПН / УПГ; • УППНГ; • узел дополнительного сброса конденсата	• УКПГ / УКПН; • ЦПС; ПСП; • УКПГК / установка фракционирования	2+1=3
2. Наличие или отсутствие осложненных условий	Осложненные условия отсутствуют	Не более 1 условия	Не более 2 условий	Не более 3 условий	Не более 4 условий	Более 4 условий	3
3. Наличие или отсутствие типовых проектных решений и/или объектов-аналогов	Имеются типовые проектные решения по всем сооружениям и полные/частичные объекты-аналоги	Имеются типовые проектные решения по отдельным сооружениям и полные/частичные объекты-аналоги	Имеются полные объекты-аналоги. Типовые проектные решения отсутствуют	Имеются частичные объекты-аналоги. Типовые проектные решения отсутствуют	Имеются типовые проектные решения по отдельным сооружениям. Объекты-аналоги отсутствуют	Типовые проектные решения и/или объекты-аналоги отсутствуют	3
4. Стоимость затрат на строительство, млн руб.	до 99	100–499	500–999	1 000–4 999	5 000–9 999	10 000 и более	3
5. Стоимость ПИР, млн руб.	до 5	6–10	11–30	31–50	51–100	более 100	2
Итого сумма по объекту							14
Сумма от 1 до 10 баллов — не требуется внутренняя экспертиза		Сумма от 11 до 15 баллов — включение в график внутренней экспертизы на усмотрение ГИПа по проекту			Требуется внутренняя экспертиза: 1. Сумма 16 баллов и более. 2. Хотя бы один из параметров оценен в 5 баллов		

затягивания внешней экспертизы и минимизации количества замечаний заказчика. С учетом появления дополнительного риска выставления штрафных санкций со стороны заказчика в случае увеличения сроков выполнения работ и роста расходов на заработную плату специалистов-проектировщиков данный вариант является более предпочтительным.

Полезные рекомендации по созданию процедуры и подразделения, ответственного за нее, так сказать, «с нуля», приведены в [8].

#### Выводы

В данной статье мы рассмотрели процедуру внутренней экспертизы проектной продукции не просто как важный элемент системы контроля качества при проектировании, но и как отдельный процесс со своими критериями эффективности, выполнение которых влияет на свойства конечного результата — проектной продукции.

Внедрение такого механизма регулярной оценки по предложенным показателям эффективности позволит понять, насколько наша процедура эффективна и позволяет ли

она нам достичь тех результатов, для которых собственно и создавалась.

Применение предложенных критериев выбора объектов проектирования для экспертизы позволит сократить трудозатраты на «контроль» и, например, направить их на дополнительную проработку технических решений.

#### Литература

1. Алиулова В.А., Петроченко М.В. Оценка качества проектной документации повторного использования // Вестник МГСУ. 2021. Т. 16. № 6. С. 730–740.
2. МД 3.02-2000 Технологические правила проектирования: Методическое руководство. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/52/52714/?ysclid=lxg39п8w873544916> (дата обращения 02.08.2024)
3. Белоус А.Н., Белоус О.Е., Феськова Е.А., Назаров Г.А. Экспертиза проектных решений: учебное пособие для студентов направления подготовки 08.03.01 «Строительство». Макеевка: ГОУ ВПО «ДонНАСА», 2021. 94 с.
4. Туктагулова А.З. Елесин М.А. Анализ

практики проведения экспертизы проектной документации при управлении строительной организацией // Культура. Наука. Производство, 2023. № 12. С. 9–13.

5. ГОСТ 21.002-2014 Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектной и рабочей документации. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115050?ysclid=lyc13c4vvi287102274> (дата обращения 02.08.2024)
6. Экспертиза проектно-сметной документации как инструмент контроля расходов в строительстве. «Бухгалтер-финансист», декабрь 2020. С. 58–60.
7. Тетельмин В.В. Нефтегазовое дело. Полный курс. В двух томах: учебник. 2-е изд. Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. 416 с.
8. Подольский М.С. Целесообразно ли создавать отдел внутренней экспертизы проектов в проектной организации? // Методы менеджмента качества, 2018. № 10. С. 24–27.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Шевцов Евгений Александрович**, главный специалист отдела технического регулирования и менеджмента качества ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия  
Для контактов: [e.shevtsov@mail.ru](mailto:e.shevtsov@mail.ru)

**Столярова Елена Владимировна**, начальник отдела экспертизы проектов ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия  
Для контактов: [stelenavl@yandex.ru](mailto:stelenavl@yandex.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)

# Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ - 2024

РЕКЛАМА 18+

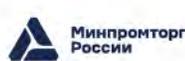
8-11 октября



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**

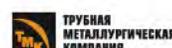
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



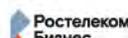
ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ОФИЦИАЛЬНЫЙ СТРАХОВОЙ ПАРТНЕР



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ  
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ  
В TELEGRAM-КАНАЛЕ  
@GASFORUMSPB



# 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



**2025**

2-4 апреля  
Казахстан, Атырау



**ATYRAU**  
OIL & GAS KAZAKHSTAN

22-я Северо-Каспийская  
региональная выставка

**«Атырау Нефть и Газ»**



Подробная информация:  
[www.oil-gas.kz](http://www.oil-gas.kz)



# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

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

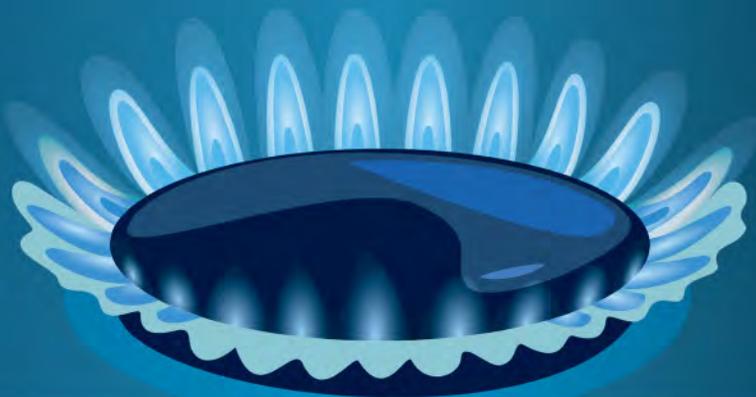
24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЕГАЗ-2025**



[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

Россия

Уфа Республика  
Башкортостан



# РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

33-я международная выставка  
**ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ**

**20-23 мая 2025 года**

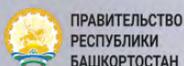
[www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru)

+7 (347) 246-41-77 [gasoil@bvkexpo.ru](mailto:gasoil@bvkexpo.ru)

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2024](https://vk.com/gntexpo2024)



#### ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
РЕСПУБЛИКИ  
БАШКОРТОСТАН

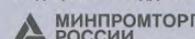


МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,  
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ  
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ  
ВЫСТАВОЧНАЯ  
КОМПАНИЯ

#### ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

#### ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ  
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ  
РОССИИ



АССОЦИАЦИЯ  
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ  
НЕФТЕГАЗОВОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ



СПГ  
Национальная Ассоциация  
сжиженного природного газа



ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ  
АССОЦИАЦИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

#### НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА



ФГБОУ  
ВО УГНТУ

#### ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



Media02  
техническое сотрудничество  
и продвижение



С днем работников  
нефтяной и газовой  
промышленности!

TMK – комплексные трубные  
решения, инжиниринг  
и сопутствующий сервис  
для нефтегазового сектора



[TMK-GROUP.RU](https://tmk-group.ru)



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «СЕНСОР»

sen  
sor

# РЕФЛЕКС-РАДАРНЫЕ (TDR) УРОВНЕМЕРЫ



ДВУХПРОВОДНОЕ  
ПОДКЛЮЧЕНИЕ

**4-20** мА

ВЫХОДНОЙ СИГНАЛ

**+/- 2** мм

ПОГРЕШНОСТЬ  
ИЗМЕРЕНИЯ

до **32** МПа  
ДАВЛЕНИЕ

**-196°C**  
**+450°C**

ТЕМПЕРАТУРА СРЕДЫ



СТО Газпром 9001



**NPPSENSOR.RU**