

№3 (104) МАЙ 2024

# НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785



## РОСНЕФТЬ

Разработка  
отечественных  
роторно-управляемых систем

Подход по подбору  
оптимального типоразмера  
и количества АУКП

Оптимальная  
ингибирующая композиция  
для кислых сред

## ГАЗПРОМ

Комплексное  
определение параметров  
трещин МГРП

## ГЕОЛОГИЯ

Геолого-геохимические  
факторы прогноза  
скоплений нефти и газа

Углеводородные  
скопления  
Западной Сибири

Обоснование  
нефтенасыщенного  
объема залежи



## РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО

контрольно-измерительных  
приборов и метрологического  
оборудования

Россия, Челябинск,  
Комсомольский пр-т, д. 29, корп. 1, пом. 7

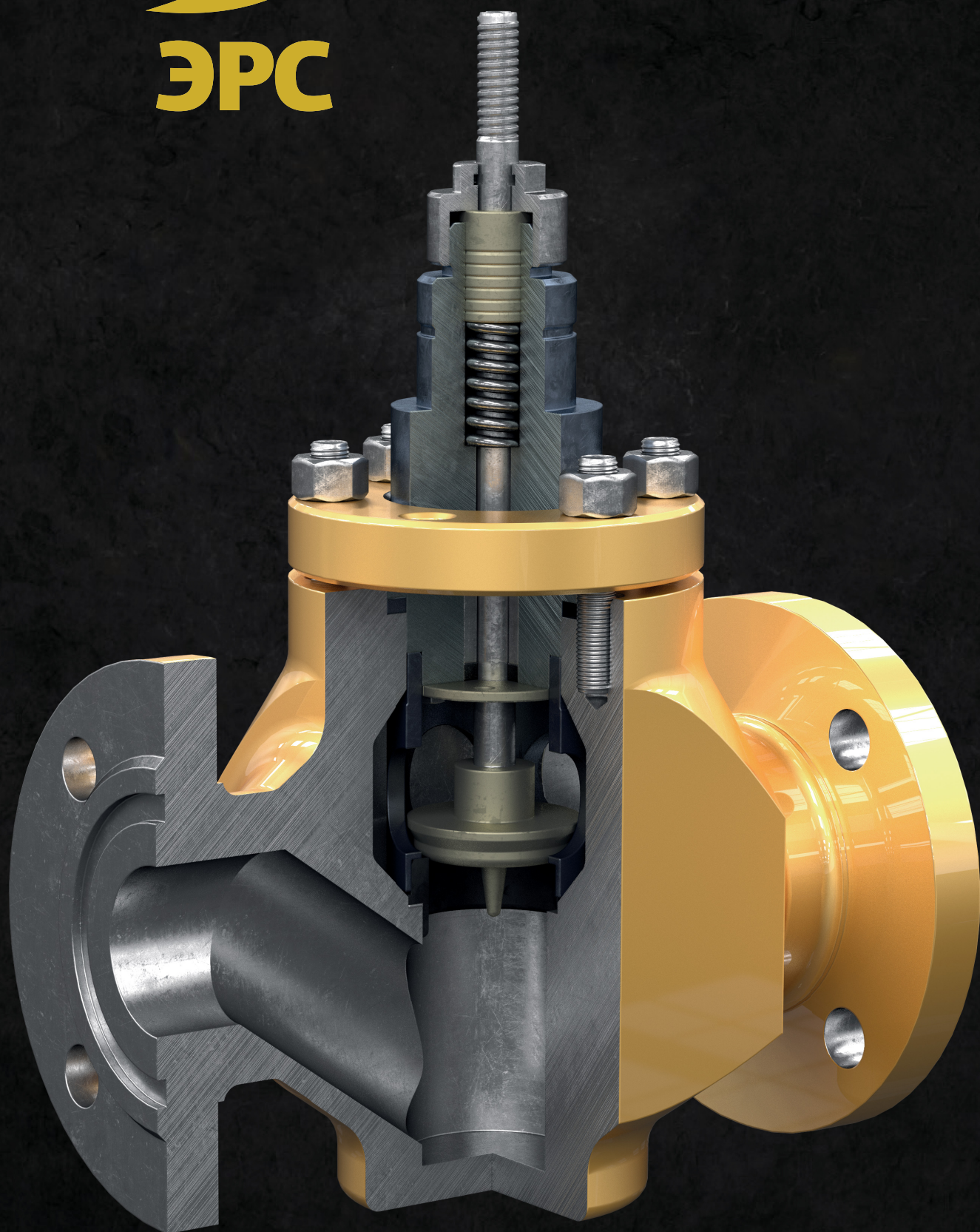
**8-800-222-1419**  
[www.elmetro.ru](http://www.elmetro.ru)





**ЭРС**

**ЗАПОРНО-  
РЕГУЛИРУЮЩАЯ  
АРМАТУРА**



## Виды исполнения



МАРКИ  
СТАЛИ

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



ДЛЯ  
ТЕМПЕРАТУРЫ  
РАБОЧЕЙ  
СРЕДЫ

от -200 до +650 °С



ДЛЯ  
ТЕМПЕРАТУРЫ  
ОКРУЖАЮЩЕЙ  
СРЕДЫ

от -60 до +70 °С



ПРОПУСКНЫЕ  
ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

## Ключевые определения надёжности клапанов

### РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, воздействующее 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

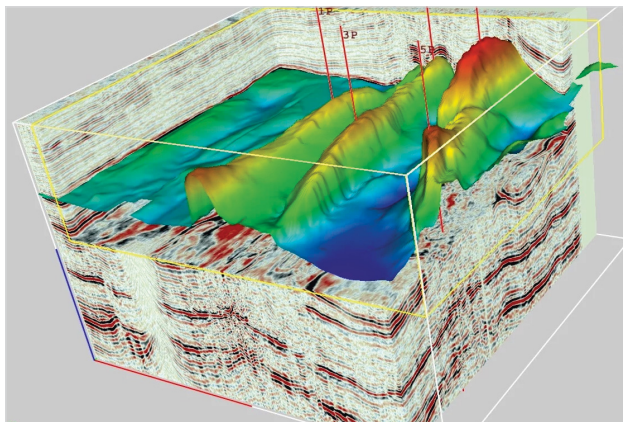
Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV — по ГОСТ 54808-2011 B, A — по ГОСТ 54808-2011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

# СОДЕРЖАНИЕ

## РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

### Геология

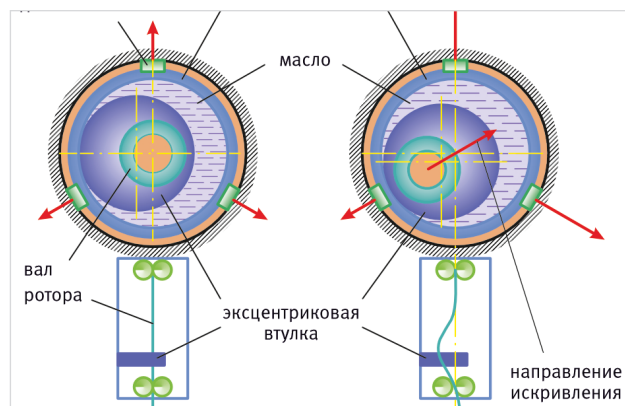
- 10 Шустер В.Л. Геолого-геохимические факторы прогноза крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам
- 15 Пунанова С.А. Геохимические особенности углеводородных скоплений северных регионов Западной Сибири



- 20 Галимов А.А. Обоснование нефтенасыщенного объема залежи при подсчете запасов в коллекторах с низкими ФЕС

### Бурение

- 26 Петров М.В. Разработка отечественных роторно-управляемых систем



## НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (104) Май 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 05-24/06-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 20.05.2024

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год

ЦЕНА: свободная

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

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

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:

в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),  
в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.  
На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU  
доступны полные тексты статей.

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

МАШИННОЕ  
ОБУЧЕНИЕ

РАСШИРЕНИЕ  
АПЕРТУРЫ  
ОБЗОРА  
РЕЗЕРВУАРОВ

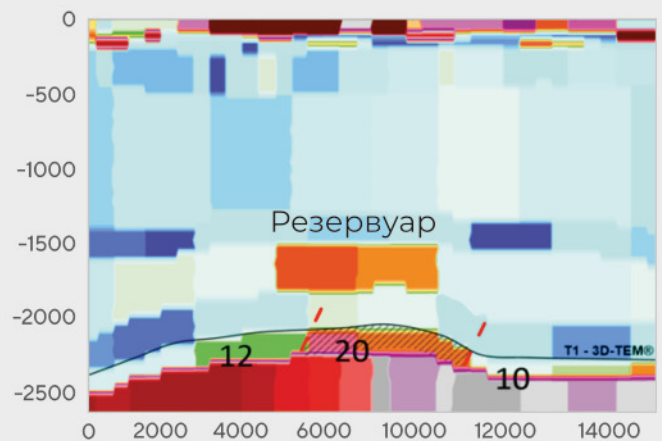
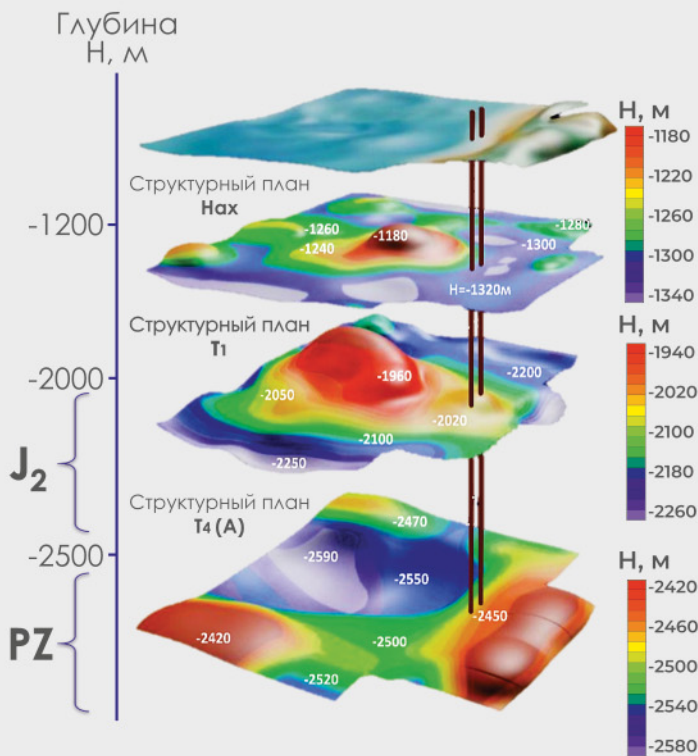
ОБЪЕМНАЯ  
РЕКОНСТРУКЦИЯ  
СВК ОЧ

ТИП ФЛЮИДА  
ПО КОМПЛЕКСНОМУ  
ПАРАМЕТРУ R ДИФ

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

ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
СИСТЕМ  
НАБЛЮДЕНИЯ  
3D-модель объекта изучения

ДЕФИЦИТ ИНТЕРВАЛЬНОЙ  
ПРОВОДИМОСТИ  
ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ



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

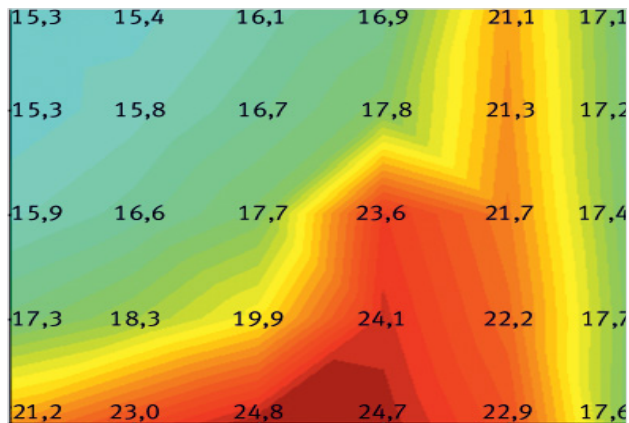


Новосибирск,  
Октябрьская магистраль, 4,  
оф. 1207

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ

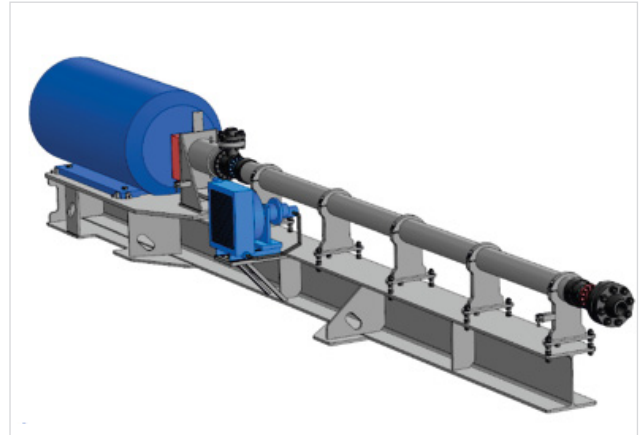
## Добыча

**30** Росляков К.С. Обоснование оптимального количества и размера проходного сечения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей



**36** ООО «НПФ «Модуль»: Егоров С.Н. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

**38** ГК «Система-сервис»: Внедрение энергоэффективных технологий при добыче нефти и оборудования для повышения эффективности эксплуатации скважин в дивизионе «Система-Сервис»



**41** Самойлов А.С. Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

## Химия

**50** Карачевский Д.Ю. Подбор оптимальной композиции ингибитора коррозии на основе имидазолина с кетоном или кетоксимом в кислотной среде

### 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.



**SAMSON**

## **ООО «САМСОН КОНТРОЛС»**

российский производитель трубопроводной арматуры и средств автоматизации



### **О НАС**

Более 25 лет опыта изготовления и поставки надежных решений для автоматизации технологических процессов

Широкая складская программа

15 региональных представительств

Собственная сеть сервисных центров по всей России



### **ПРОДУКЦИЯ**

Клапаны регулирующие односедельные и клеточные DN 15...1200, PN 10...400

Дисковые затворы DN 40...2000, PN 10...400

Шаровые краны DN 25...1800, PN 10...400

Сегментные клапаны DN 25...700, PN 10...400

Интеллектуальные позиционеры

Приводы и навесное оборудование



### **СООТВЕТСТВИЕ**

ГОСТ Р ИСО 9001:2015

Соответствие Техническим регламентам Таможенного союза

Лицензия ФСЭТАН на право изготовления продукции для ядерных установок для объектов атомной энергетики РФ

Продукция включена в реестры МИНПРОМТОРГ

ПАО «Транснефть»

ПАО «Газпром»



### **КОНТАКТЫ**

ОФИС

109544 Москва  
б-р Энтузиастов, 2  
+7 (495) 777 45 45

samson@samson.ru  
www.samson.ru

**ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ**

346710 Ростовская обл.  
Аксацкий район  
хутор Большой Лог  
ул. Советская, 87  
+7 (863) 210 14 14

**SMART IN FLOW CONTROL**

# CONTENT

## UPSTREAM

### Geology

- 10 Shuster V.L. Geologist-geochemical factors for forecasting large accumulations of oil and gas confined to megareservoirs
- 15 Punanova S.A. Geochemical features of hydrocarbon accumulations in the northern region of Western Siberia
- 20 Galimov A.A. Justification of the oil-saturated volume of the deposit when calculating reserves in reservoirs with low FCP

### Oil Production

- 30 Roslyakov K.S. Justification of the selection of the optimal size of inflow control devices for the development of oil and gas reservoirs

- 41 Samoylov A.S. Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs

### Chemistry

- 50 Karachevsky D.Yu. Selection of the optimal composition of an imidazoline-based corrosion inhibitor with ketone or ketoxime in an acidic environment

## OIL & GAS EXPOSITION

**ISSUE:** 3 (104) May 2024

**ISSUE DATE:** 20.05.2024

**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



# СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ТМ «ЭНЕРГОМЕРА»

Современные технологии и высокое качество для надежной защиты металлических конструкций от коррозии



Производство из отечественных материалов и комплектующих



Соответствие отраслевым стандартам ПАО «Газпром», ПАО «Транснефть», АО «Газпром газораспределение»



Обеспечение повышенной эффективности и безопасности эксплуатации металлических конструкций



Оптимизация режимов работы (энергоэффективность)



Возможность трехфазного подключения



Устойчивость к жестким условиям эксплуатации



Улучшенная эргономика

20  
лет

Опыт разработки и производства



8 (800) 200-75-27  
г. Ставрополь, ул. Ленина, 415  
Тел.: (8652) 35-75-27, 35-67-45  
concern@energomera.ru  
www.energomera.ru

30  
1994-2024  
ЭНЕРГОМЕРА

# Геолого-геохимические факторы прогноза крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам

Шустер В.Л.

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, Москва, Россия  
tshuster@mail.ru

## Аннотация

В статье дополнены и систематизированы основные геолого-геофизические факторы, влияющие на формирование крупных скоплений нефти и газа. На основе критического анализа опубликованного материала российских и зарубежных авторов и обобщения фактического материала по 26 крупнейшим мировым месторождениям исследована связь крупности запасов и геологических параметров месторождения. Определены количественные и качественные оценки прогнозных геолого-геохимических факторов.

## Материалы и методы

Использованы материалы по 26 крупнейшим нефтегазовым месторождениям мира. Проанализированы количественные и качественные связи крупности запасов месторождений нефти и газа с геолого-геохимическими характеристиками (площадь месторождения, фильтрационно-емкостные свойства

пород-коллекторов, состав и толщина флюидоупоров, нефтегазогенерационный потенциал и др.).

## Ключевые слова

нефть, газ, крупные скопления, запасы, ресурсы, мегарезервуар, благоприятные факторы, критерии прогноза

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

## Для цитирования

Шустер В.Л. Геолого-геохимические факторы прогноза крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 10–13. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-10-13

Поступила в редакцию: 03.05.2024

GEOLOGY

UDC 553.98.061 | Original Paper

## Geologist-geochemical factors for forecasting large accumulations of oil and gas confined to megareservoirs

Shuster V.L.

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

## Abstract

The article supplements and systematizes the main geological and geophysical factors affecting the formation of large accumulations of oil and gas. Based on a critical analysis of the published material by Russian and foreign authors and a generalization of factual material on 26 of the world's largest deposits, the relationship between the size of reserves and the geological parameters of the deposit is investigated. Quantitative and qualitative estimates of predictive geological and geochemical factors have been determined.

## Materials and methods

Materials on 26 largest oil and gas fields in the world were used. The quantitative and qualitative relationships of the size of oil and gas reserves with geological and geochemical characteristics (field area, filtration and reservoir properties of reservoir rocks, composition and

thickness of fluid seals, oil and gas generation potential, etc.) are analyzed.

## Keywords

oil, gas, large accumulations, reserves, resources, megareservoir, favorable factors, forecast criteria

## For citation

Shuster V.L. Geologist-geochemical factors for forecasting large accumulations of oil and gas confined to megareservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 10–13. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-10-13

Received: 03.05.2024

И в России, и за рубежом все более усложняются не только поисковые объекты геолого-разведочных работ на нефть и газ (и строение, и глубины), но и условия проведения поисково-разведочных работ (морские акватории, арктические природно-климатические регионы, отсутствие или слабое развитие инфраструктуры и дорожной сети).

Все это затрудняет проведение работ, значительно увеличивает стоимость поисков и освоения нефтегазовых ресурсов, повышает требования к достоверности прогноза перспектив нефтегазоносности объектов поиска.

Для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов одним из важнейших условий становится объем запасов нефти и газа в перспективных объектах.

Значительная часть крупных и гигантских месторождений углеводородов (УВ) приурочена к антиклинальным ловушкам. В последние десятилетия крупные по запасам УВ скопления открыты и в неантиклинальных ловушках, сложнопостроенных резервуарах сланцевых формаций, в низкопроницаемых породах, в плотных монолитных образованиях фундамента.

Это хорошо известные месторождения в отложениях баженовской свиты в Западной Сибири [1], в доманиковых породах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [2], крупные по запасам месторождения нефти и газа в сланцевых отложениях в США [3, 4]. Месторождения в образованиях фундамента во Вьетнаме или «нефтяные пески» в Венесуэле и многие другие.

Целью исследований является анализ, дополнение и систематизация существующих представлений о влиянии различных геолого-геохимических факторов на формирование крупных по запасам скоплений нефти и газа и на строение содержащих эти скопления резервуаров.

К крупным месторождениям нефти относятся скопления с запасами от 100 млн т (до 300 млн т — крупнейшие) и соответственно газа — от 100 млрд м<sup>3</sup> (до 300 млрд м<sup>3</sup> — крупнейшие).

К гигантским относятся месторождения нефти с запасами от 300 млн т до 1 млрд т и газа от 300 млрд м<sup>3</sup> до 1 трлн м<sup>3</sup> (классификация ПАО «Газпром»).

По данным [5], к 2021 г. в мире открыто 42 нефтяных гиганта (три в России) и 25 газовых гигантов (11 в России).

Кроме того, открыто значительное количество крупных месторождений. Более 60 % запасов УВ в мире приурочено к юрским и меловым отложениям на глубинах 3–5 км.

Научно обоснована и практически установлена приуроченность крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа к значительным по площади и объему резервуарам (или мегарезервуарам).

Термин «мегарезервуар», как расширенное понятие «природный резервуар» впервые введенный в работах А.Э. Конторовича и др. [6], А.И. Леворсена (1970) и других, означает резервуар, содержащий значительное количество углеводородов, занимающий обширную площадь и охватывающий существенный стратиграфический интервал разреза.

Оценке степени влияния различных геолого-геохимических факторов на формирование крупных скоплений УВ и выработке комплекса благоприятных критериев (показателей) их прогноза и поисков посвящено большое количество публикаций ведущих ученых России и мира.

Так, в работах [1, 6–8] в качестве основных благоприятных показателей для формирования крупных скоплений УВ рекомендуются следующие:

- наличие в пределах нефтегазосборной зоны нефтегазонакопления генераторов больших масс УВ (определяющим является абсолютная масса органического вещества);
- близость зоны нефтегазонакопления к зоне максимального прогибания;
- наличие надежного флюидоупора;
- наличие мощного проницаемого комплекса;
- значительный объем ловушек, сформировавшихся синхронно с главной фазой нефтенакпления или периодом интенсивного газообразования.

Сформированный комплекс основных благоприятных показателей позволил дать прогноз и привел к открытию крупных и гигантских месторождений нефти и газа в 70–80-е годы в Западной Сибири.

В работе [9] значительно расширен комплекс благоприятных факторов, среди которых выделяются основные: мощность осадочного чехла (особенно фанерозойских отложений), контрастность локальных структур, надежно изолированные мега- и региональные резервуары, наличие в проницаемом комплексе большого количества песчано-алевритового материала, существование подъема подземных вод, наличие в разрезе больших масс пород, богатых органическими веществами (ОВ), достаточная катагенетическая превращенность ОВ.

В публикациях [5, 10–13] подробно рассмотрены онтогенетические, геологические (первичные) и генетические (вторичные) условия, благоприятные для формирования газовых и нефтяных гигантов в Западной Сибири. Это наличие в разрезе генерационного доминант-комплекса, сложенного чаще всего глинами, образование крупных конседиментационных ловушек с сохранностью первоначальной пористости (по-видимому, и проницаемости), незначительное расстояние латеральной миграции, надежные флюидоупоры (особенно для газовых скоплений) и некоторые другие. Все должно быть масштабно: объем генерации, объемы первичной и коллекторской (собирающей) миграции, возможности для аккумуляции, условия сохранности скоплений УВ.

В статье [14] на основе анализа результатов открытия нефтяных и газовых гигантов в Северном море предложена концептуальная программа освоения арктических акваторий России. Методика прогноза основывается на допущении, что распределение ресурсов УВ в неразведанной части нефтегазоносного бассейна (НГБ) не будет принципиально отличаться от распределения ресурсов в разведанной части. Предложены три системы показателей (признаков), по которым оценивается вероятность выявления в НГБ месторождений-гигантов.

Разработанная система вероятностной качественной оценки будет полезна при опосредованном слаборазведанных регионов и может сыграть важную роль в арктических и в дальневосточных морях, а также на севере Западной Сибири и в Восточной Сибири.

Автором предлагаемой статьи проанализированы фактические материалы по 26 крупнейшим нефтегазовым месторождениям мира [5, 15, 17] с целью выявления характера связи между величиной

запасов УВ и количественными значениями важнейших геолого-геохимических показателей, такими как площадь, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, а также качественными характеристиками: литологическим составом коллекторов, составом и мощностью флюидоупоров, оценкой нефтегазогенерационного потенциала региона и месторождения.

Подробно с результатами анализа можно ознакомиться в работах [15, 16]. Результаты обобщения: крупнейшие по запасам УВ месторождения мира открыты на площадях от 800–900 до 4 000–5 000 км<sup>2</sup>, пористость пород-коллекторов изменяется в интервале 15–35 %, проницаемость от 300 до 1500 мД. Породы-коллекторы — это преимущественно песчаники или карбонаты, флюидоупоры — глины, аргиллиты, каменная соль, толщиной 100 м и более. Одним из важнейших показателей прогноза является масштаб эмиграции жидких и газообразных УВ. Так, по Южно-Карскому региону, по данным [18], максимальные плотности эмиграции УВ приурочены к ниже-среднеюрскому комплексу (11 млн т/км<sup>2</sup> нефти и 7 млрд м<sup>3</sup> газа), несколько меньшие к неокому.

В акватории открыт ряд газовых гигантов в меловых отложениях и одно крупное — в юрских.

## Итоги

К основным геолого-геохимическим факторам прогноза крупных скоплений нефти и газа относятся наличие в разрезе перспективного объекта (и в пределах зоны нефтегазонакопления) генератора больших масс УВ, мощного проницаемого комплекса, надежного флюидоупора, значительной по объему ловушки, сформировавшихся синхронно с процессами нефтегазообразования.

## Выводы

Проанализированный опубликованный и фактический материал по открытым крупным и гигантским месторождениям УВ позволяет наметить количественные и качественные оценки благоприятных геологических факторов, влияющих на формирование месторождений УВ, и определить прогнозные критерии поисков крупных скоплений нефти и газа.

Для формирования крупных скоплений углеводородов необходимо последовательное временное и пространственное совпадение процессов нефтегазообразования, формирования ловушки (резервуара), миграции и аккумуляции УВ, сохранности залежи. Все эти процессы должны характеризоваться значительной масштабностью. Резервуары (мегарезервуары) должны характеризоваться значительной площадью и объемом, повышенными фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов, надежными флюидоупорами и наличием в разрезе мощного доминант-комплекса — генератора больших масс УВ (абсолютной массы органического вещества).

## Литература

1. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Козаненков В.А. и др. Баженовская свита — главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России // Актуальные проблемы нефти и газа. 2014. № 2. 8 с.
2. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С. и др. Уточнение

- геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печерской НГП // Успехи органической химии. Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2022. С. 212–215.
- Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources: Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2012–5159, 26 p. (In Eng).
  - Dolson J., He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious. Search and Discovery, 2018, article 60054, 67 p. (In Eng).
  - Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6. С. 20–25.
  - Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И. и др. Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Ленинград: Недра, 1967. 224 с.
  - Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А. Миграция рассеянных битумоидов // Труды института геологии и геофизики. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение. Академия наук СССР. 1971. № 143. 167 с.
  - Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н. и др. Распознавание образцов гигантских нефтяных месторождений. Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971. С. 34–51.
  - Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Под ред.: В.С. Лазарева и В.Д. Наливкина. Ленинград: Недра, 1971. 334 с.
  - Скоробогатов В.А., Ростовцев В.Н. Перспективы поисков газовых месторождений в северных районах Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1983. № 11. С. 15–19.
  - Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 8. С. 8–14.
  - Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // Neftegaz.RU. 2018. №10. С. 126–141.
  - Скоробогатов В.А., Соловьев Н.Н. Сравнительный анализ условий нефтегазоаккумуляции в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах // Вести газовой науки. 2013. № 5. С. 43–52.
  - Белонин М.Д., Новиков Ю.Н., Соболев В.С. Концепция и предварительные результаты прогноза крупнейших месторождений нефти и газа на арктическом шельфе России // Геология нефти и газа. 2001. № 1. С. 3–9.
  - Шустер В.Л. Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов // SOCAR Proceedings. 2022. № 2. С. 30–36.
  - Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Обоснование перспектив открытия крупных нефтегазовых скоплений в юрских и доюрских отложениях на шельфе Карского моря // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 1. С. 67–74.
  - Хэлбути М. Геология гигантских месторождений нефти и газа. М.: Мир, 1973. 431 с.
  - Полякова И.Д., Данилина А.Н. Масштабы эмиграции жидких и газообразных углеводородов в Западно-Арктических акваториях России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 3. 42 с.

## ENGLISH

### Results

The main geological and geochemical factors for predicting large accumulations of oil and gas include the presence of a large hydrocarbon mass generator in the context of a promising object (and within the oil and gas accumulation zone), a powerful permeable complex, a reliable fluid barrier, and a significant trap formed synchronously with the processes of oil and gas formation.

### Conclusions

The analyzed published and factual material on discovered large and giant hydrocarbon deposits allows us to outline quantitative and qualitative assessments of favorable geological factors influencing the

formation of hydrocarbon deposits and determine predictive criteria for searching for large accumulations of oil and gas.

For the formation of large accumulations of hydrocarbons, a consistent temporal and spatial coincidence of the processes of oil and gas formation, formation of a trap (reservoir), migration and accumulation of hydrocarbons, and preservation of the deposit is necessary. All these processes must be characterized by significant scale. Reservoirs (megereservoirs) must be characterized by a significant area and volume, increased filtration and capacitive properties of reservoir rocks, reliable fluid seals and the presence in the section of a powerful dominant complex-generator of large masses of hydrocarbons (absolute mass of organic matter).

### References

- Kontorovich A.E., Burstein L.M., Kozanenkov V.A. et al. The Bazhenov suite is the main reserve of unconventional oil in Russia. Actual problems of oil and gas, 2014, issue 2, 8 p. (In Russ).
- Prishchepa O.M., Bazhenova T.K., Nikiforova V.S. et al. Refinement of geochemical features of the distribution of organic matter in the Domanik deposits of the Timan-Pechora oil and gas field. Successes of organic chemistry – 2022. Novosibirsk: Novosibirsk State University, 2022, P. 212–215. (In Russ).
- Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources: Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2012–5159, 26 p. (In Eng).
- Dolson J., He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious. Search and Discovery, 2018, article 60054, 67 p. (In Eng).
- Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries. Mineral resources of Russia. Economics and management, 2021, issue 1–6, P. 20–25. (In Russ).
- Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I. et al. Oil-producing strata and conditions of oil formation in Mesozoic sediments of the West Siberian Lowland. Leningrad: Nedra, 1967, 224 p. (In Russ).
- Vyshemirskiy V.S., Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. Migration of scattered bitumoids. Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics. Novosibirsk: Nauka, Siberian branch, Academy of Sciences of the USSR, 1971, issue 143, 167 p. (In Russ).
- Trofimuk A.A., Vyshemirskiy V.S., Dmitriev A.N. et al. Recognition of images of giant oil fields. Problems of oil content of Siberia. Novosibirsk: Nauka, 1971, P. 34–51. (In Russ).
- Analysis of the influence of various factors on the location and formation of oil and gas fields (on the example of platform areas). Ed.: V.S. Lazarev, V.D. Nalivkin. Leningrad: Nedra, 1971, 334 p. (In Russ).
- Skorobogatov V.A., Rostovtsev V.N. Prospects of gas field prospecting in the northern regions of Western Siberia. Geology of oil and gas, 1983, issue 11, P. 15–19. (In Russ).
- Skorobogatov V.A. Genetic reasons for the unique gas and oil content of Cretaceous and Jurassic deposits of the West Siberian Province. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2003, issue 8, P. 8–14. (In Russ).
- Skorobogatov V.A. The largest, giant and unique sedimentary basins of the world and their role in the development of the gas industry in the XXI century. Neftegaz.RU, 2018, issue 10, P. 126–141. (In Russ).
- Skorobogatov V.A., Solovoyov N.N. Comparative analysis of oil and gas accumulation conditions in the West Siberian and Arab-Persian megabases. Vesti gazov nauki, 2013, issue 5,

- P. 43–52. (In Russ).
14. Belonin M.D., Novikov Yu.N., Sobolev V.S. The concept and preliminary results of the forecast of the largest oil and gas fields on the Arctic shelf of Russia. *Geology of oil and gas*, 2001, issue 1, P. 3–9. (In Russ).
15. Shuster V.L. Features of formation and placement of large and giant oil and gas

- deposits in megareservoirs of sedimentary basins. *SOCAR Proceedings*, 2022, issue 2, P. 30–36. (In Russ).
16. Shuster V.L., Dzyublo A.D. Substantiation of the prospects to discover large oil and gas accumulations in the Jurassic and pre-Jurassic deposits on the Kara Sea shelf. *Georesources*, 2023, Vol. 25, issue 1,

- P. 67–74. (In Russ).
17. Halbuti M. *Geology of giant oil and gas fields*. Moscow: Mir, 1973, 431 p. (In Russ).
18. Polyakova I.D., Danilina A.N. Hydrocarbon migration intensity in the Western Arctic offshore of Russia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2013, Vol. 8, issue 3, 42 p. (In Russ).

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

**Шустер Владимир Львович**, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник ИПНГ РАН, Москва, Россия

Для контактов: [tshuster@mail.ru](mailto:tshuster@mail.ru)

**Shuster Vladimir Lvovich**, doctor of geological and mineralogical sciences, chief researcher, Institute of Oil and Gas Engineering of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Corresponding author: [tshuster@mail.ru](mailto:tshuster@mail.ru)



**03–07 ИЮНЯ 2024, г. МАХАЧКАЛА,  
Республика Дагестан,  
отель «МОНТО»**

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

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

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

**09–13 СЕНТЯБРЯ 2024, г. ВЛАДИВОСТОК**

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

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

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

**+7 3452 520-958**

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

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**

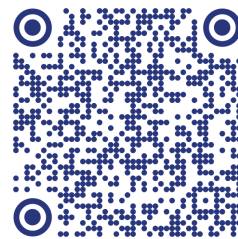


**TMS**  
Г Р У П П

## МЕТАЛЛОПЛАСТМАССОВЫЕ ТРУБЫ И ПАТРУБКИ

ТУ 24.20.13-026-67740692-2018

ТУ 24.20.13-115-78682242-2022



Металлопластмассовые трубы и патрубки диаметром до 325 мм с максимальной толщиной стенки 22 мм представляют собой стальную трубу, патрубок с наружным полиэтиленовым (для подземной прокладки) или лакокрасочным покрытием (для наземной прокладки), футерованные внутри полиэтиленовой трубой (оболочкой) и закрепленные наконечниками из:

- конструкционной углеродистой стали (МПТ);
- коррозионно-стойкой стали (МПТК).

### МПТ, МПТК могут быть выполнены в двух исполнениях:

- нормальное — температура эксплуатации до +40 °С;
- теплостойкое — температура эксплуатации выше +60 °С, но не более +80 °С.

### Преимущества



Срок эксплуатации трубы увеличивается в несколько раз. Срок службы не менее 30 лет



Повышенная надежность трубопровода, сооруженного из металлопластмассовых труб, позволяет значительно уменьшить аварийность



Пропускная способность трубопроводов с годами эксплуатации не изменяется



Трубы защищены от коррозионного воздействия атмосферы на стадиях транспортировки, хранения и монтажа без каких-либо дополнительных мероприятий

### Продукция поставляется в комплекте с деталями трубопроводов:

- отводы гнутые от 5 до 120° с кратностью 1° диаметром до 159 мм;
- отводы с приварными патрубками диаметром от 168 до 325 мм;
- переходы и тройники от 89 до 325 мм;
- S и Г-образные отводы до 159 мм.

### Надежность обеспечивается:

- соблюдением режима сварки в полевых условиях;
- авторским и инженерным сопровождением первых 3,0–5,0 км трубопровода с обучением строительной бригады;
- дополнительным визуальным контролем процесса сварки по изменению цвета термоиндикаторного материала, наносимого на длину неизолированного участка по желанию Заказчика.

# Геохимические особенности углеводородных скоплений северных регионов Западной Сибири

Пуанова С.А.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Россия, Москва  
punanova@mail.ru

## Аннотация

Статья посвящена изучению корреляционной связи комплекса микроэлементов, идентифицированных в нефтях крупных месторождений Ханты-Мансийской автономной области Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, с составом земной коры разного уровня: верхней, нижней и средней. На основе результатов исследования выявлены дополнительные возможные показатели прогноза источников нефти и газа в глубинных горизонтах осадочного чехла, что может способствовать увеличению прогнозных ресурсов.

## Материалы и методы

Проведено количественное сравнение вклада разных компонент земной коры: нижней, средней и верхней, а также биоты в микроэлементную составляющую нефтей на основе корреляционного анализа. Для подобного проекта автор использовал аналитические материалы многих исследователей, полученные методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной

плазмой (ICP-MS) (Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий и др., Ю.Н. Федоров, К.С. Иванов, Ю.В. Ерохин, А.В. Маслов, Ю.Л. Ронкин и др.).

## Ключевые слова

крупные месторождения, микроэлементный состав нефтей, коэффициенты корреляции, континентальная кора, биота, Западная Сибирь

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

## Для цитирования

Пуанова С.А. Геохимические особенности углеводородных скоплений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 15–18. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-15-18

Поступила в редакцию: 15.04.2024.

## Geochemical features of hydrocarbon accumulations in the northern region of Western Siberia

Punanova S.A.

Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS), Russia, Moscow  
punanova@mail.ru

## Abstract

The article is devoted to the study of the correlation between a complex of Trace Elements (TEs) identified in oils of large fields of the Khanty-Mansi Autonomous Region (KMAO) of the West Siberian oil and gas basin (OGB), with the composition of the earth's crust at different levels - upper, lower and middle. Based on the results of the study, additional possible indicators for predicting sources of oil and gas in the deep horizons of the sedimentary cover were identified, which could help increase the predicted resources.

## Materials and methods

A quantitative comparison of the contributions of different components of the earth's crust - lower, middle and upper, as well as biota to the trace elements of oils was carried out based on correlation analysis. For a similar project, the author used analytical materials from many researchers obtained by inductively coupled plasma mass spectrometry

(ICP-MS) (R.P. Gottikh, B.I. Pisotsky et al., Yu.N. Fedorov, K.S. Ivanov, Yu.V. Erokhin, A.V. Maslov, Yu.L. Ronkin, etc.).

## Keywords

large deposits, trace element composition of oils, correlation coefficients, continental crust, biota, Western Siberia

## For citation

Punanova S.A. Geochemical features of hydrocarbon accumulations in the northern region of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 15–18. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-15-18

Received: 15.04.2024

## Введение

Продолжены исследования по изучению корреляционных связей содержания микроэлементов (МЭ) в нефтях различных регионов с составом биоты и составом земной коры разного уровня [1, 2]. Представлены результаты анализа коэффициентов корреляции микроэлементного состава нефтяных проб месторождений двух регионов Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО): по Шаимскому нефтегазоносному району (НГР) и Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) (аналитический материал [3–5]). Проанализирована база аналитических данных по содержанию 60 МЭ в 40 пробах нефтей. Глубины и возраст продуктивных комплексов, из которых были отобраны пробы нефтей, существенно различаются [6, 7]. Залежи нефти и газа в Шаимском НГР приурочены к трем продуктивным комплексам: келловей-верхнеюрскому (вогулкинской толще), среднеюрскому (тюменской свите) и доюрскому (трещиноватом породе фундамента и коре выветривания). Среднеобская нефтегазоносная область (Сургутский и Нижнеуртовский НГР) характеризуется гигантскими и уникальными по запасам углеводородов (УВ) мегарезервуарами в нижнемеловых неокосских отложениях (валанжин, готтерив, баррем). Глубины отобранных проб нефтей изменяются от 1500 м практически до трех километров [3, 4].

## Обсуждение результатов

Результаты статистического исследования представлены на рисунке 1, где показано

изменение коэффициентов корреляции в нефтях Шаимского НГР (Шаим, 5 проб) и Среднеобской НГО (Ср. Обск., 4 пробы: 3 пробы Сургутский свод (Сург.) и одна проба Нижнеуртовский (Н.Варт.) свод) с дифференциацией по возрасту и глубине отложений отбора пробы (в интервалах от коры выветривания до нижнемеловых нефтегазоносных комплексов).

Полученные результаты демонстрируют, с одной стороны, высокие связи большого комплекса МЭ в нефтях с составом коры разного уровня, с другой стороны, различный характер этих связей относительно нефтей двух изученных регионов. Можно отметить, что МЭ состав нефтей Шаимского НГР характеризуется более высокими коэффициентами корреляции с составом нижней коры, по сравнению с составом верхней, большим диапазоном их различия. МЭ состав нефтей верхнеюрских залежей теснее связан с составом морской биоты ( $r = 0,74$ ), чем с составом наземной биоты ( $r = 0,69$ ), в связи с сапропелевым типом исходного органического вещества (ОВ). МЭ состав нефтей Среднеобской НГО, как правило, имеет более низкие корреляционные зависимости с составом земной коры, но более высокие с составом наземной биоты, вероятно, из-за смешанного сапропелево-гумусового типа ОВ ( $r = 0,81$ ), при том что связь с верхней корой чаще становится выше относительно связи с составами нижней коры, либо диапазон их разницы невелик. Тому факту, что МЭ состав нефтей Среднеобской НГО, особенно из верхних нижнемеловых отложений, имеет большую

близость к составу верхней коры, соответствует и зафиксированный в работе [8] европейский минимум в распределении лантаноидов в нефтях Повховского и Ватьеганского месторождений из пластов БВ8 и БВ6, тогда как в нефтях Шаимского НГР отмечен, как правило, европейский максимум, что соответствует влиянию глубинных гидротермальных растворов.

Зависимость между составами нефтей и коры с учетом возраста отложений проявляется не столь четко, однако в каждом регионе можно проследить некоторую тенденцию увеличения связи корреляционных показателей вниз по разрезу от меловых и юрских отложений до коры выветривания по палеозою и с возрастанием глубины отбора пробы. Подобная зависимость была описана нами ранее при изучении нефтей Ромашкинского месторождения [2].

Абсолютные концентрации суммы «биогеогенных» МЭ в нефтях Шаимского НГР и редкоземельных элементов (РЗЭ) (по аналитическим данным [4, 5]) в возрастном диапазоне нефтепродуктивных комплексов от мела до коры выветривания свидетельствуют о большей массе биогеогенных элементов по сравнению с глубинными и о некоррелируемости их содержания (рис. 2).

Эти результаты подтверждают независимое поступление МЭ в нефть из различных источников, т.е. полигенный характер, свидетельствуют о возможно глубинных факторах, о проникновении и влиянии гидротермальных глубинных растворов, поставляющих дополнительные МЭ в состав нафтидов. Именно

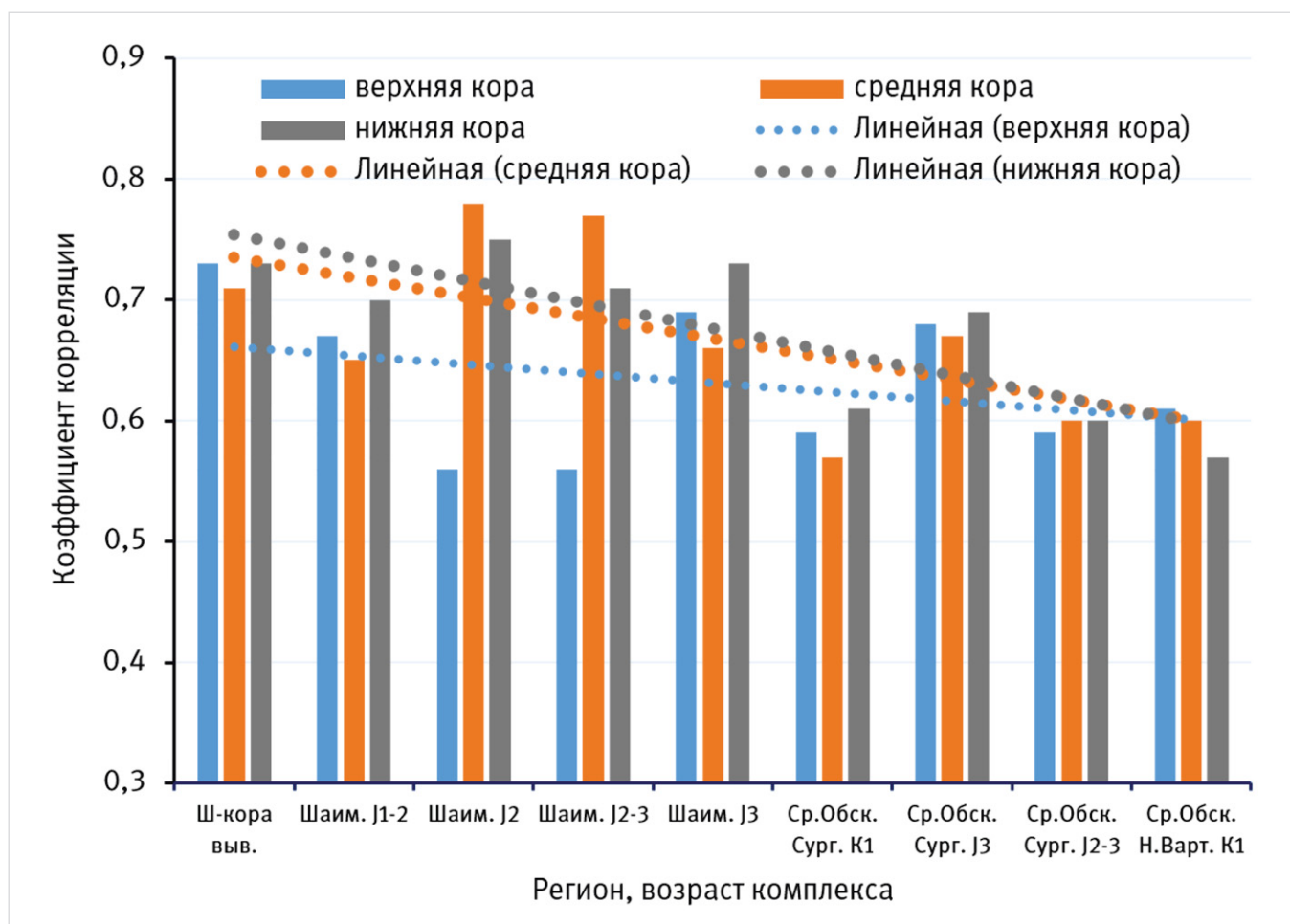


Рис. 1. Изменение корреляционных зависимостей между МЭ составами нефтей ХМАО и континентальной коры  
Fig. 1. Changes in the correlation dependencies between the TE compositions of oils in the KMAO and the continental crust



высокие связи МЭ состава нефтей с составом земной коры, особенно с составом нижней, увеличивающиеся в регионе с более активным тектоническим режимом и более интенсивно прогревом, возрастающие в более глубоких горизонтах и в более древних отложениях, могут свидетельствовать о миграции по проницаемым зонам, о дополнительных источниках УВ, возможно, из значительно преобразованных палеозойских отложений, залегающих на фундаменте.

Стоит отметить, что исследованные регионы существенно отличаются тектонической активностью, палеопрогревом недр и временем консолидации фундамента, а следовательно, и процессами онтогенеза УВ скоплений, что отразилось на содержании МЭ и, соответственно, на результатах корреляционных зависимостей. Основываясь на различной интенсивности протекания процессов катагенного преобразования осадочных толщ Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) в зависимости от глубины и возраста консолидации фундамента, изученных А.Э. Конторовичем, А.Н. Фоминым и др. [9, 10], автор прогнозирует глубины протекания процессов генерации УВ в соответствии с палеотемпературным градиентом [11, 12]. Для области распространения добайкалит, к которой относятся Сургутский и Нижневартовский своды Среднеобской НГО и для которой характерен низкий температурный градиент и медленное нарастание катагенеза органического вещества с глубиной, нижние границы генерации нефти составляют 4 200 м, а легкой нефти и конденсатов — 5 200 м. Для области распространения герцинит и каледонит, широко развитых на территории региона, глубины генерации нефти — 3 650 м,

а конденсатов — 4 400 м. В областях расположения триасовых рифтов, крупных гранитных массивов или флюидопроводящих разломов в фундаменте, например, Шаимского свода, где нарастание катагенеза с глубиной происходит наиболее интенсивно, глубины вероятностного обнаружения УВ скоплений значительно меньше: для нефти 3200 м, а для газоконденсатов — 4 050 м. Возможно, с различным возрастом консолидации фундамента и, следовательно, с различной интенсивностью прогрева толщ в бассейне связано участие собственно палеозойских отложений в процессах нефтегазообразования.

#### Итоги

Проведено исследование корреляционных зависимостей МЭ составов различных геологических сред и нефтей крупных месторождений ХМАО. Выполнен подсчет коэффициентов корреляции для выявления влияния экзогенного и эндогенного факторов на процесс нефтеобразования, что позволяет оценивать вклады нижней, средней и глубокой коры на элементный состав нефти и наличие в связи с этим дополнительных источников УВ из глубинных зон осадочного чехла.

#### Выводы

Полигенный источник МЭ в нефтях, а также высокие связи МЭ состава нефтей с составом земной коры, особенно с составом нижней, увеличивающиеся в регионе с более активным тектоническим режимом и более интенсивно прогревом, возрастающие в более глубоких горизонтах и в более древних (Шаимский НГР относительно Среднеобской НГО), могут свидетельствовать о миграции по проницаемым зонам, о дополнительных

источниках УВ за счет гидротермальных воздействий, возможно, из палеозойских отложений, залегающих на фундаменте и имеющих с ним непосредственную связь. Полученные выводы являются дополнительным аргументом к широкому разворачиванию научно-исследовательских работ на юрские и глубокие доюрские горизонты Западно-Сибирского НГБ — нижний этаж нефтегазоносности.

#### Литература

1. Родкин М.В., Пуанова С.А. Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов // Геология нефти и газа. 2022. № 4. С. 99–107.
2. Пуанова С.А., Родкин М.В. Геохимическая характеристика состава нефтей Ханты-Мансийского региона и её связь с нефтегазоносностью // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Ханты-Мансийск: АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана», 2023. С. 127–133.
3. Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) // Доклады Академии наук. 2007. Т. 414. № 3. С. 385–388.
4. Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н., Алексеев В.П. Неорганические микроэлементы в сырых нефтях и их тяжелых фракциях Даниловского и Кечимовского нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области // ЕЖЕГОДНИК-2012. Тр. ИГГ УрО РАН. 2013. Вып. 160. С. 280–287.

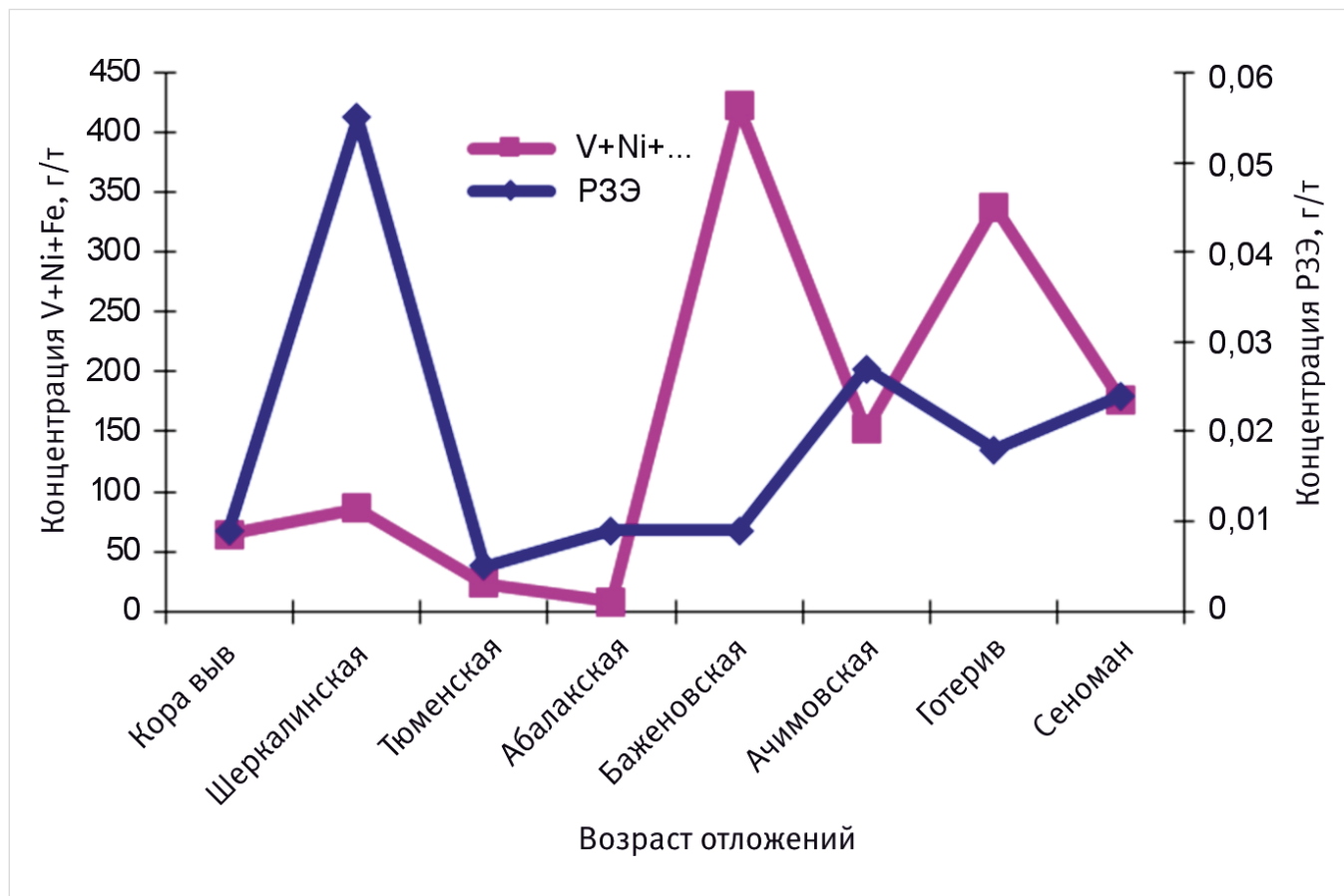


Рис. 2. Соотношение содержаний суммы V, Ni и Fe и P3E в нефтях Шаимского района  
Fig. 2. The ratio of the contents of the sum of V, Ni and Fe and REE in oils of the Shaim region

5. Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Kudryavtsev D.A. Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin. *Energies*, 2022, Vol. 15, issue 1, 18 p. (In Eng).
6. Пуанова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // *Экспозиция Нефть Газ*. 2022. № 4. С. 15–19.
7. Пуанова С.А., Добрынина С.А., Самойлова А.В. Типизация скоплений углеводородов по величине геологических запасов в юрских нефтегазоносных комплексах севера Западной Сибири // *Экспозиция Нефть Газ*. 2023. № 7. С. 14–20.
8. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // *Доклады Академии наук*. 2008. Т. 42. № 1. С. 88–92.
9. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.
10. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // *Горные ведомости*. 2011. № 9. С. 11–15.
11. Пуанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // *Георесурсы*. 2018. Т. 20. № 2. С. 67–80.
12. Дмитриевский А.А., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этап нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbruchen (Germany): Lambert Academic Publishing, 2012. 135 с.

## ENGLISH

### Results

A study was carried out of the correlation dependences of the TE compositions of the various geological environments and oils from large fields of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. The correlation coefficients were calculated to identify the influence of exogenous and endogenous factors on the process of oil formation, which makes it possible to evaluate the contributions of the lower, middle and deep crust to the elemental composition of oil and the presence, in connection with this, of additional sources of hydrocarbons from the deep zones of the sedimentary cover.

### Conclusions

Polygenic source of TE in oils, as well as high correlations of TE composition of oils with the composition of the earth's crust, especially with the composition of the lower crust, increasing in the region with a more active tectonic regime and more intense heating, increasing in deeper horizons and in more ancient ones (Shaim oil and gas reserve relative to the Middle Ob NGOs), may indicate migration through permeable zones, additional sources of hydrocarbons due to hydrothermal effects, possibly from deeply heated Paleozoic sediments lying on the foundation and having a direct connection with them. The findings are an additional argument for the widespread deployment of research work on the Jurassic and deep pre-Jurassic horizons of the West Siberian oil and gas basin - the lower level of oil and gas potential.

### References

1. Rodkin M.V., Puananova S.A. Trace element composition of natural objects: correlation dependences. *Oil and gas geology*, 2022, issue 4, P. 99–107. (In Russ).
2. Puananova S.A., Rodkin M.V. Geochemical characteristics of the composition of oils in the Khanty-Mansiysk region and its connection with oil and gas potential. Ways to realize the oil and gas potential of Western Siberia. Khanty-Mansiysk: V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil, 2023, P. 127–133. (In Russ).
3. Fedorov Yu.N., Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Ronkin Yu.L. Inorganic geochemistry of oil in Western Siberia (first results of studying by ICP-MS method). *Reports of the Academy of Sciences*, 2007, Vol. 414, issue 3, P. 385–388. (In Russ).
4. Ronkin Yu.L., Fedorov Yu.N., Alekseev V.P. Inorganic microelements in crude oils and their heavy fractions of the Danilovskoye and Kechimovskoye oil and gas fields of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of the Tyumen Region. *YEARBOOK-2012*. Tr. IGG Ural Branch RAS, 2013, issue. 160. P. 280–287. (In Russ).
5. Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Kudryavtsev D.A. Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin. *Energies*, 2022, Vol. 15, issue 1, 18 p. (In Eng).
6. Puananova S.A., Samoilova A.V. Hydrocarbon megareservoirs of apt-senomanian deposits of the northern regions of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 4, P. 15–19. (In Russ).
7. Puananova S.A., Dobryнина S.A., Samoilova A.V. Typification of hydrocarbon accumulations according to the size of geological reserves in the Jurassic oil and gas complexes of the north of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 7, P. 14–20. (In Russ).
8. Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Z. Geochemical properties of oils in different regions and potential source metals contained in oil. *Reports of the Academy of Sciences*, 2008, Vol. 42, issue 1, P. 88–92. (In Russ).
9. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter in Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia. *Lithological and geochemical basis for forecasting oil and gas content*. SPb.: VNIIGRI, 2008, P. 68–77. (In Russ).
10. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and prospects for oil and gas content of Triassic sedimentary deposits of the West Siberian megabasin. *Mining Vedomosti*, 2011, issue 9, P. 11–15. (In Russ).
11. Puananova S.A., Shuster V.L. A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesources*, 2018, Vol. 20, issue 2, P. 67–80. (In Russ).
12. Dmitrievskiy A.A., Shuster V.L., Puananova S.A. The pre-Jurassic complex of Western Siberia is a new level of oil and gas potential. *Problems of search, exploration and development of hydrocarbon deposits*. Saarbruchen (Germany): Lambert Academic Publishing, 2012, 135 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Пуанова Светлана Александровна**, доктор геол.-мин наук, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
**Для контактов:** [puanova@mail.ru](mailto:puananova@mail.ru)

**Puananova Svetlana Aleksandrovna**, doctor of geology and mineralogy, chief researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia  
**Corresponding author:** [puanova@mail.ru](mailto:puananova@mail.ru)



## Трубы и детали трубопроводов с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием с системой защиты сварного соединения концевых участков (МПК)

Защитная втулка из коррозионно-стойкой стали (равнопроходная), устанавливаемая в заводских условиях в зоне неизолированного участка трубы (детали)



Трубы



Детали трубопровода



Секции труб

### Назначение

Втулка (МПК), предназначена для защиты от коррозии внутренней поверхности сварного соединения и околошовной зоны трубопроводов.

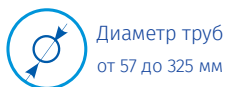
### Область применения

Для строительства, реконструкции и ремонта промышленных и технологических нефтепроводов, газопроводов и водоводов.

### Преимущества

- Не требует применения мастик в полевых условиях, что исключает нарушение монтажа и дисциплины;
- Сохраняет внутреннее сечение трубопровода, что позволяет эффективно проводить беспрепятственную очистку и диагностику;
- Обеспечивает герметичность за счет усилия натяга в цеховых условиях с обеспечением операционного контроля качества;
- Снижает энергозатраты и аварийность (порывы) трубопровода, за счет уменьшения сопротивления потоку жидкости и исключения кавитации при эксплуатации.

### Технические характеристики



Диаметр труб  
от 57 до 325 мм



Рабочее  
давление  
30 МПа



Температура  
эксплуатации  
до +150 °С

### Причины, чтобы выбрать нашу продукцию

- Мы подберем тип внутренней антикоррозионной защиты трубопроводов в зависимости от условий эксплуатации.
- Исследование структуры сварного соединения труб и втулок показало отсутствие коррозионных повреждений в процессе эксплуатации.



### Гарантии изготовителя

Срок службы труб с внутренним лакокрасочным покрытием и дополнительной металлизацией концов труб (деталей) — не менее 15 лет.

# Обоснование нефтенасыщенного объема залежи при подсчете запасов в коллекторах с низкими ФЕС

Галимов А.А.<sup>1</sup>, Котенёв Ю.А.<sup>2</sup>, Волошина А.А.<sup>2</sup>, Токарева А.В.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия;

<sup>2</sup>Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия  
kaegkeg@mail.ru

## Аннотация

В данной работе приведены результаты исследований по обоснованию нефтенасыщенного объема залежи, представленной низкопроницаемыми коллекторами, нефтенасыщенного пласта ЮС2 тюменской свиты на примере месторождения в пределах Салымского района Среднеобской нефтегазоносной области. Одним из основных параметров, характеризующих площадь и объем залежи, является подсчетный уровень. Подсчетный уровень — это контакт, разделяющий водонасыщенный разрез от продуктивного, который характеризует весь нефтенасыщенный объем порового пространства породы.

В залежах с низкопроницаемыми коллекторами часто проблематично достоверно определить нефтенасыщенный объем пород, ввиду наличия в таких объектах при испытании и эксплуатации только нефтеводонасыщенных притоков как в сводовой, так и в присклоновой части залежи, без однофазного притока пластовой воды. В связи с этим для выполнения подсчета запасов в таких объектах принимается условный подсчетный уровень (УПУ) по наиболее низкой установленной отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора либо по подошве интервала перфорации. При этом объем порового пространства ниже принимаемого контакта в подсчет запасов не включается даже при условии отсутствия однофазного притока пластовой воды.

В ходе анализа — геологического-геофизического, петрофизического и данных эксплуатации — были получены результаты, показывающие, что залежи, сложенные низкопроницаемыми коллекторами, представляют собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода без водонефтяного контакта.

## Материалы и методы

Данные о геологическом строении пласта, включая модель осадконакопления, внутрислоевую корреляцию и распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Данные об эксплуатации добывающих скважин. Детализация геологического строения, определение характерных особенностей разреза пласта.

## Ключевые слова

подсчет запасов, тюменская свита, ачимовская толща, низкопроницаемые коллекторы, подсчетный уровень, УПУ, геофизические исследования скважин, водонефтяной контакт

Авторы выражают благодарность к.г.-м.н. Александру Владимировичу Соколову за оказанную помощь и ценные советы при написании настоящей статьи.

## Для цитирования

Галимов А.А., Котенёв Ю.А., Волошина А.А., Токарева А.В. Обоснование нефтенасыщенного объема залежи при подсчете запасов в коллекторах с низкими ФЕС // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 20–25. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-20-25

Поступила в редакцию: 02.05.2024

## Justification of the oil-saturated volume of the deposit when calculating reserves in reservoirs with low FCP

Galimov A.A.<sup>1</sup>, Kotenev Yu.A.<sup>2</sup>, Voloshina A.A.<sup>2</sup>, Tokareva A.V.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Ufa University of Science and Technology», Ufa, Russia;

<sup>2</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Ufa state petroleum technological university», Ufa, Russia  
kaegkeg@mail.ru

## Abstract

This paper presents the results of research on the substantiation of the oil-saturated volume of the deposit, represented by low-permeability reservoirs, of the oil-saturated reservoir of the US2 Tyumen formation, using the example of a field within the Salymsky district of the Sredneobskaya oil and gas region. One of the main parameters characterizing the area and volume of the deposit is the calculation level. The reference level is the contact separating the water-saturated section from the productive one, which characterizes the entire oil-saturated volume of the pore space of the rock.

In deposits with low-permeability reservoirs, it is often problematic to reliably determine the oil-saturated volume of rocks, due to the presence of only oil-saturated tributaries in such facilities during testing and operation, both in the arch and in the slope part of the deposit, without a single-phase inflow of reservoir water. In this regard, to perform the calculation of reserves in such facilities, a conditional calculation level (CCL) is taken according to the lowest established mark of the sole of the oil-saturated reservoir, or according to the sole of the perforation interval. At the same time, the volume of the pore space below the received contact is not included in the calculation of reserves, even if there is no single-phase inflow of reservoir water.

During the analysis of geological, geophysical, petrophysical and operational data, results were obtained showing that deposits composed of low-permeability reservoirs represent a mixed hydrodynamic oil-water system, without oil-water contact.

## Materials and methods

Data on the geological structure of the formation, including the sedimentation model, intra-stratum correlation and distribution of filtration and reservoir properties by area and section. Data on the operation of producing wells. Detailing the geological structure, determining the characteristic features of the formation section.

## For citation

Galimov A.A., Kotenev Yu.A., Voloshina A.A., Tokareva A.V. Justification of the oil-saturated volume of the deposit when calculating reserves in reservoirs with low FCP. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 20–25. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-20-25

Received: 02.05.2024

## Keywords

reserves calculation, tyumen formation, achimov formation, low-permeability reservoirs, counting level, CCL, geophysical studies of wells, oil and water contact

## Введение

Залежи с низкопроницаемыми породами-коллекторами на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) в основном представлены в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты. Изучение данных отложений ведется с момента открытия первых месторождений на территории Широкого Приобья в 1962 году [1–2].

На сегодняшний день, при текущих технологических и экономических условиях, ввиду сложной внутренней расчлененной и изменчивой структуры, влияющей на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), добыча углеводородного сырья (УВС) из низкопроницаемых коллекторов часто является экономически нерентабельной. Показатель экономической нерентабельности объединяет различные геолого-технические параметры, такие как высоковязкие или высокосернистые нефти,

остаточные обводненные запасы, залежи, удаленные от существующих центров нефтегазодобычи, и залежи с низкопроницаемыми породами-коллекторами, в группу трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

Впервые наиболее полная классификация ТРИЗ была предложена в 1994 году Н.Н. Лисовским и Э.М. Халимовым. Для сложнопостроенных низкопроницаемых пород-коллекторов она основывалась на граничных значениях основных геологических и технологических параметров [3].

Ввиду высокой выработанности вышезалегающих отложений, в целях необходимости восполнения ресурсной базы и поддержания добычи на целевом уровне, отложения тюменской свиты и ачимовской толщи активно вводятся в разработку. Однако, в силу геологических особенностей в целом, рассматриваемые продуктивные пласты

практически по всем геолого-геофизическим характеристикам имеют ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства по сравнению с вышезалегающими прибрежно-морскими отложениями:

- продуктивные пласты залегают на глубине ~2 700–4 000 м и приурочены к фациально изменчивым глубоководным конусам выноса, прибрежно-морским и континентальным отложениям, что вносит дополнительную неопределенность в распространение коллектора и повышает затраты на бурение, тем самым снижая рентабельность;
- большинство залежей УВС приурочены к структурным ловушкам, а остальные к неструктурным, в том числе комбинированным;
- породы-коллекторы характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, высокой расчлененностью по разрезу и изменчивостью по латерали, что не позволяет достоверно определить водонефтяной контакт (ВНК) в данных отложениях, ввиду наличия только смешанных нефтеводонасыщенных притоков в различных соотношениях.

В сочетании вышеперечисленные факторы в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты значительно осложняют добычу и не позволяют поддерживать ее в длительной перспективе.

Для выполнения подсчета запасов используют два основных подсчетных уровня: водонефтяной или газовой, определяемые по результатам фактических притоков нефти/газа и воды, и условный подсчетный уровень, принимаемый по подошве последнего продуктивного прослоя, определяемого по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) или по подошве перфорации. Залежи однородных по составу и строению пластов, в отличие от залежей неоднородных пластов, в своем разрезе характеризуются следующими подзонами [4]:

- зона предельного нефтенасыщения, характеризующаяся максимальными значениями коэффициента нефтенасыщенности и безводными притоками нефти при испытании;
- переходная зона, зона двухфазного течения, при испытании которой получают приток нефти с водой в различных пропорциях;
- зона остаточной нефтенасыщенности, где происходит снижение коэффициента нефтенасыщенности до величины остаточной, где нефть находится в неподвижном состоянии, при испытании которой получают приток пластовой воды.

Залежи, в которых процесс гравитационного распределения нефти и воды еще не завершен, характеризуются наличием

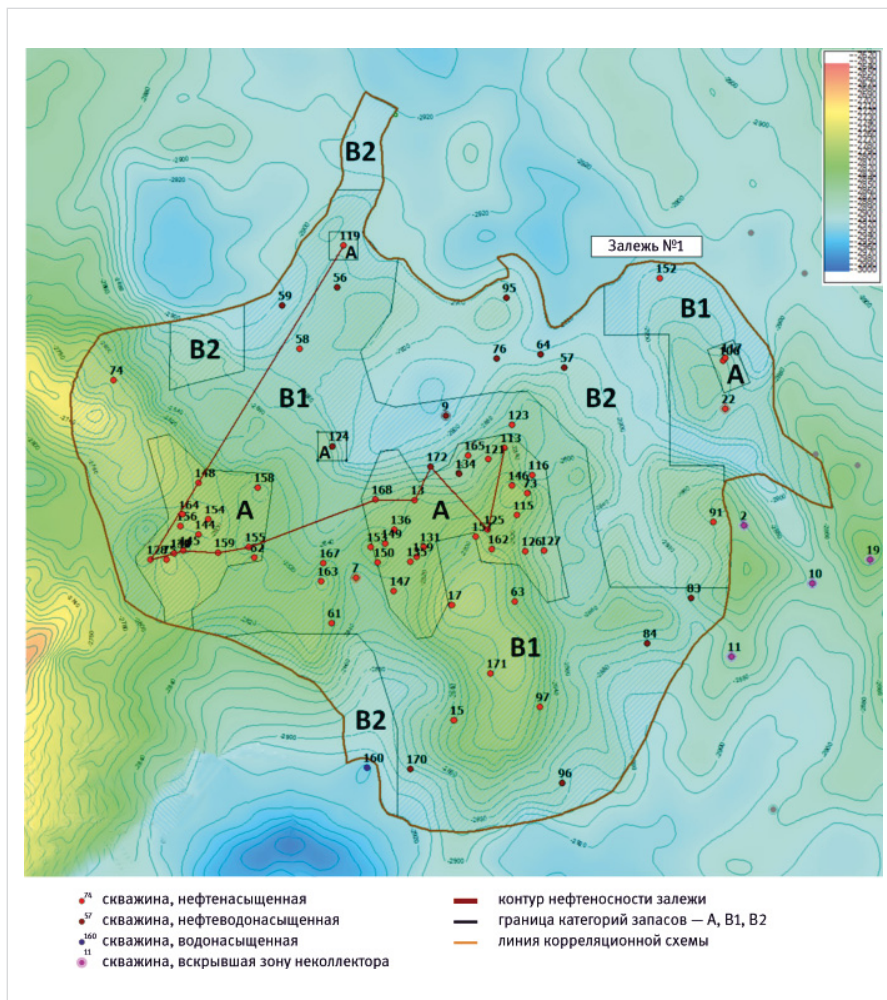


Рис. 1. Карта кровли коллектора пласта ЮС2  
Fig. 1. Map of the roof of the reservoir of the US2 formation

дополнительной недонасыщенной зоны, между предельно нефтенасыщенной и переходной зоной. При испытании этой зоны получают однофазные притоки нефти, при нарушении технологий испытаний — притоки нефти с водой. Это показывает, что и в залежах однородных пластов, в которых процесс гравитационного распределения нефти и воды еще не завершен, есть смешанные

нефтеводонасыщенные зоны, но отличные от переходной зоны соотношением нефти и воды. Однако в таких объектах всегда есть уровень, ниже которого залежь водонасыщенная [5].

По опыту выполнения авторами работ по подсчету запасов, в залежах с низкопроницаемыми породами-коллекторами часто подсчетный уровень принимается как

условный: по подошве нефтенасыщенного коллектора либо по подошве интервала перфорации, где были получены притоки УВС [8]. В таких залежах, вследствие отсутствия ниже принимаемого уровня достоверно водонасыщенных прослоев по РИГИС, ввиду сложно-построенных и расчлененных коллекторов, а главное отсутствия интервалов перфорации с притоком чистой пластовой воды, принимается условный подсчетный уровень: объем коллектора, ниже которого не относится к продуктивному и не включается в подсчет запасов. При этом в таких объектах были получены только нефтеводонасыщенные притоки как по результатам испытаний, так и по данным эксплуатации на различных гипсометрических отметках в сводовой и в при-склоновой части. Такая смешанная нефтеводонасыщенная система в залежах однородных пластов, но представленная для всего резервуара, а не только ее части.

Согласно Государственному балансу полезных ископаемых Российской Федерации, на долю низкопроницаемых коллекторов приходится 26 % от всех запасов. На территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры в отложениях тюменской свиты за период 2015–2022 гг. увеличение добычи составило +13 млн т (+56,2 %) с 23 до 36 млн т. За аналогичный период увеличение добычи в ачимовской толще составило +4 млн т (12,1 %) с 33 до 37 млн т [6, 7].

Все вышесказанное показывает необходимость дальнейшего изучения залежей с низкопроницаемыми коллекторами для построения достоверных геологических моделей и подсчета запасов в данных отложениях.

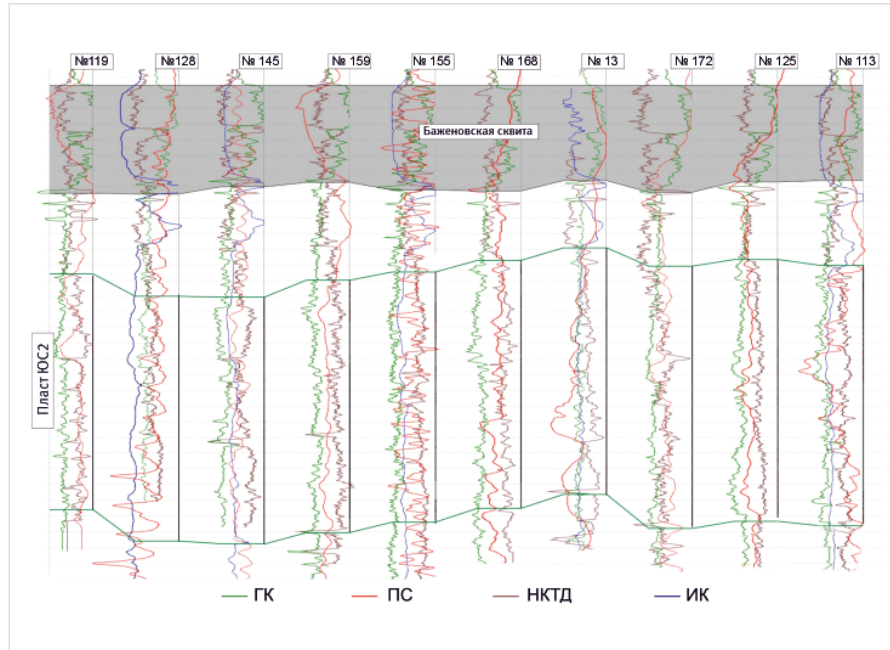


Рис. 2. Корреляционная схема пласта ЮС2 с выравниванием на кровлю баженовской свиты  
Fig. 2. Correlation diagram of the US2 formation, with alignment to the roof of the Bazhenov formation

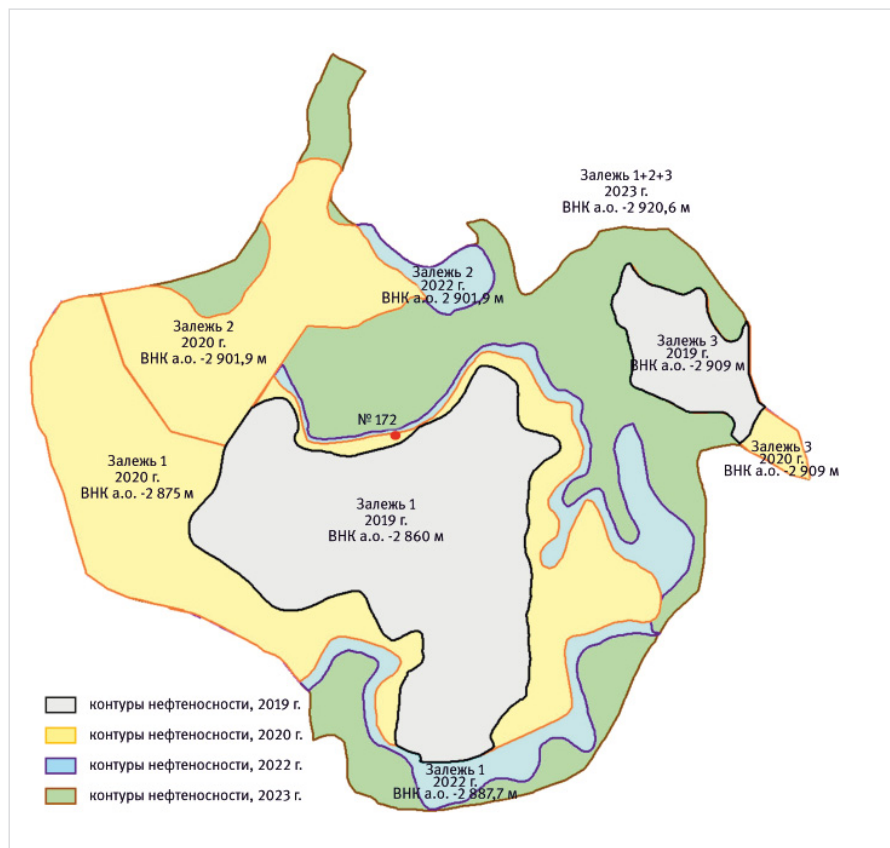


Рис. 3. Схема эволюции залежи №1 в период 2019–2023 гг.  
Fig. 3. The scheme of the evolution of deposit №1 in the period 2019–2023

### Объект исследований

Рассматриваемая залежь №1 пласта ЮС2 тюменской свиты малышевского горизонта приурочена к нефтяному месторождению в пределах Салымского района Среднеобской нефтегазоносной области (рис. 1).

Пласт представлен отложениями континентального типа, аллювиальным комплексом фаций. Коллекторы пласта характеризуются низкими ФЕС, высокой степенью неоднородности, изменчивостью по площади и разрезу (рис. 2).

Согласно определению показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, изучаемая залежь представлена низкопроницаемыми коллекторами менее 2 мД. Объект ЮС2 введен в промышленную разработку в 2020 году.

На момент открытия залежь №1 имела совершенно иную конфигурацию, она включала отдельные самостоятельные залежи со своими подсчетными уровнями (рис. 3). По мере появления и учета новой геолого-геофизической информации, геологическая модель уточнялась. Ключевым здесь является то, что абсолютная отметка подсчетного уровня — с каждым новым проектом, главным образом ввиду новых данных, полученных в результате перфорации и эксплуатации, — принималась ниже ранее представленной.

Таким образом, в 2019 году подсчетный уровень принимался на абсолютной отметке (а. о.) -2 860,0 м, тогда как в 2023 году все залежи были объединены в единую залежь №1 с УПУ по подошве нефтенасыщенного прослоя скважины №172 а. о. -2 920,6 м, что ниже на 60,6 м относительно 2019 года (рис. 3). Данное обстоятельство показывает, что ранее только часть продуктивного разреза

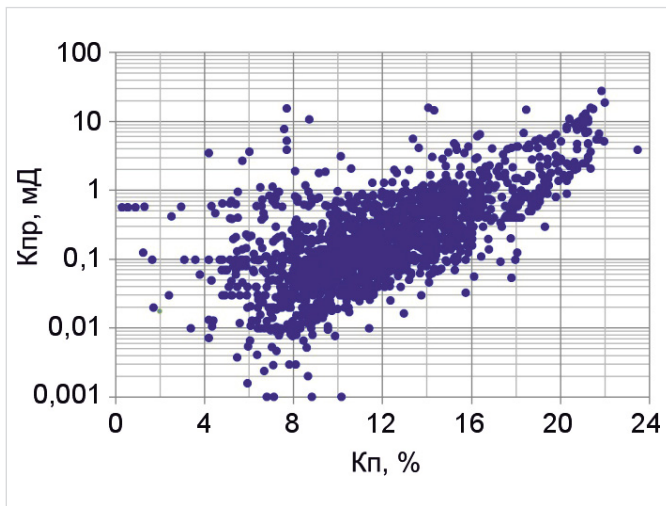


Рис. 4. Кросс-плот сопоставления петрофизических параметров  $K_p/K_{pr}$  пласта ЮС2  
 Fig. 4. Cross-plot comparison of petrophysical parameters of  $K_p/K_{pr}$  of the US2 formation

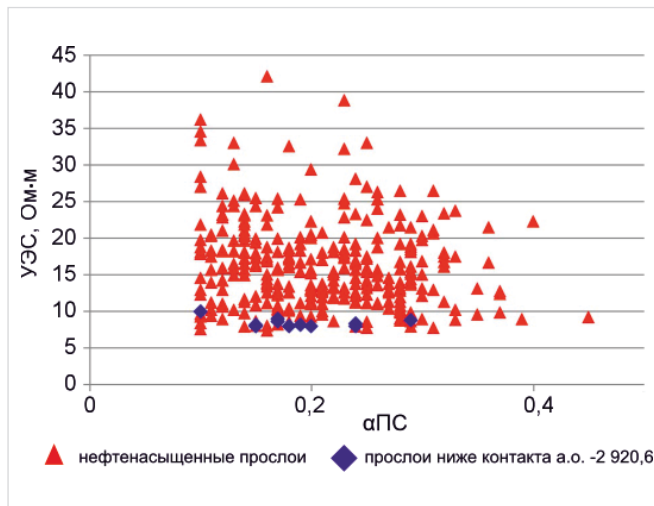


Рис. 5. Сопоставление геофизических параметров  $\rho$  и  $I_\gamma$  по прослоям залежи № 1 пласта ЮС2  
 Fig. 5. Comparison of the geophysical parameters  $\rho$  and  $I_\gamma$  by the interlayers of reservoir № 1 of the US2 formation

от достоверно нефтенасыщенного учитывалась при подсчете запасов УВС.

**Анализ удельных электрических сопротивлений (УЭС) прослоев и их проницаемости в зависимости от высоты**

Как было отмечено ранее, авторы в своих работах неоднократно сталкивались с таким «феноменом», как отсутствие водонефтяного контакта в низкопроницаемых породах-коллекторах. Данную особенность можно объяснить тем, что залежи с низкопроницаемыми породами-коллекторами представляют собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода, ввиду низких фильтрационно-емкостных свойств, высокой степени расчлененности по разрезу и изменчивости по латерали.

Для обоснования отсутствия водонефтяного контакта в исследуемой залежи с низкопроницаемыми коллекторами пласта ЮС2 были рассмотрены основные петрофизические характеристики и зависимости.

Петрофизические зависимости построены на основе собственных керновых

исследований. На рисунке 4 представлена петрофизическая зависимость проницаемости от пористости  $K_{pr} = f(K_p)$ . Как видно из зависимости, проницаемость по керну низкая, в основном менее 2 мД.

Далее была получена зависимость  $\rho = f(I_\gamma)$  по прослоям залежи № 1. Как видно из зависимости, прослой ниже контакта а. о. -2 920,6 м находятся в той же области, как и доказанные данными эксплуатации нефтенасыщенные прослои, что позволяет предположить продуктивность данного интервала (рис. 5).

Для сравнительного анализа были получены зависимости удельных электрических сопротивлений прослоев и их проницаемости в зависимости от высоты для залежи пласта АС7 и залежи № 1 пласта ЮС2 изучаемого месторождения.

Залежь пласта АС7 представлена фациями дельтовой системы (фронт дельты), которые характеризуются улучшенными ФЕС коллекторов. ВНК по залежи принят на а. о. -1 978,0 м, граничные значения УЭС составляют 6,8–7,6 Ом·м, средняя проницаемость по залежи составляет 195,0 мД. Также

отметим, что песчаные прослои слагают мощные монолитные коллекторы (4–15 м), что в первую очередь положительно отражается на проницаемости и соответственно отражается на скорости выравнивания гидродинамической системы нефть-вода, вследствие чего мы наблюдаем практически горизонтальный контакт по разрезу.

В зависимости УЭС прослоев и их проницаемости от высоты, использовались все скважины в пределах залежи пласта АС7 (рис. 6). Так, на уровне а. о. -1 978,0 м наблюдается резкое увеличение УЭС вверх по разрезу, характеризующее водонефтяной контакт залежи, тогда как проницаемость от высоты не зависит.

Аналогичные зависимости были получены для залежи № 1 пласта ЮС2 (рис. 7). Средняя проницаемость по залежи составляет 0,9 мД. Как видно, зависимости проницаемости от высоты, как и для залежи пласта АС7, нет. Также нет зависимости УЭС прослоев от высоты на уровне а. о. -2 920,6 м, тогда как по залежи пласта АС7 есть корреляция, характеризующая водонефтяной контакт.



Рис. 6. Зависимость УЭС прослоев и их проницаемости от высоты (залежь пласта АС7)  
 Fig. 6. Dependence of UES of interlayers and their permeability on height (AS7 reservoir)

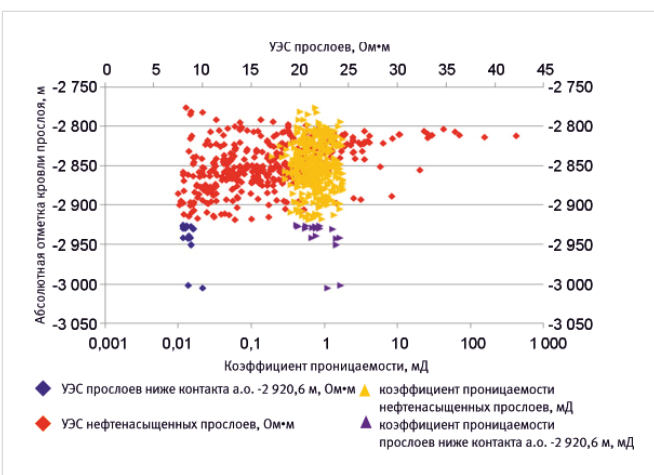


Рис. 7. Зависимость УЭС прослоев и их проницаемости от высоты (залежь № 1 пласта ЮС2)  
 Fig. 7. Dependence of the UES of the interlayers and their permeability on height (reservoir №. 1 of the US2 formation)

Прослои ниже контакта а. о. -2 920,6 м характеризуются аналогичными УЭС, как и доказанные данными эксплуатации нефтенасыщенные прослои. Это показывает продуктивность интервала ниже а. о. -2 920,6 м и необходимость включения данного порового объема в подсчет запасов.

Таким образом, на примере залежей пласта АС7 и ЮС2 представлена зависимость между УЭС прослоев и их проницаемости с учетом высоты, показывающая, что залежи с улучшенными ФЕС (АС7) характеризуются корреляцией УЭС от высоты вследствие гравитационного разделения нефть-вода, тогда как залежи с низкопроницаемыми коллекторами (ЮС2) представляют собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода без водонефтяного контакта.

### Анализ данных разработки

Согласно анализу графика ввода в эксплуатацию вертикально направленных и боковых стволов по объекту ЮС2, с 2019 по 2023 год планомерно увеличивается количество пробуренных скважин с двух до 38 соответственно. Аналогично увеличивается и объем добычи по пласту ЮС2 с 0,4 до 6,3 % в суммарной добыче по месторождению. Это показывает необходимость дальнейшего изучения залежей с низкопроницаемыми коллекторами, ввиду увеличения ввода таких объектов в промышленную эксплуатацию.

На рисунке 8 представлены скважины и среднемесячные результаты эксплуатации за первые три месяца, вскрывшие различные гипсометрические отметки. Согласно полученным данным, средняя обводненность

за первые три месяца работы всех скважин составляет 31 % и продолжает держаться на этом уровне с небольшим увеличением.

Зачкачка по пласту не осуществляется. Из чего можно сделать вывод, что залежь изначально представляет собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода без водонефтяного контакта, что говорит о необходимости учета при подсчете запасов УВС всего объема порового пространства залежи.

Исходя из представленных результатов, условный подсчетный уровень для рассматриваемой залежи нужно принять по подошве прослоя скважины № 172 (рис. 8) на отметке а. о. -2 944,8 м, что позволяет скорректировать УПУ а. о. -2 920,6 м на 24,2 м. Это позволит увеличить начальные геологические и извлекаемые запасы на 1 626 тыс. т и 462 тыс. т соответственно (+3 %).

### Итоги

Актуализирована геологическая модель залежи пласта ЮС2 по результатам комплексного геолого-геофизического и промыслового анализа. Установлено, что залежь с низкопроницаемыми коллекторами представляет собой смешанную нефтеводонасыщенную систему без водонефтяного контакта, при испытании и эксплуатации которой могут быть получены только смешанные притоки. Это показывает, что весь поровый объем породы должен учитываться как продуктивный и включаться в подсчет запасов.

### Выводы

Низкопроницаемые коллекторы представляют собой комплекс отложений с низкими

фильтрационно-емкостными свойствами, высокой расчлененностью по разрезу и изменчивостью по латерали. Данные факторы вносят существенную неопределенность при выполнении подсчета запасов в таких отложениях.

По результатам исследований для рассматриваемой залежи пласта ЮС2 с низкопроницаемыми коллекторами установлено:

- отсутствие зависимости удельных электрических сопротивлений прослоев и их проницаемости в зависимости от высоты;
- значения зависимости  $\rho n = f(\Delta l)$  прослоев ниже УПУ а. о. -2 920,6 м расположены в той же области, как и продуктивные прослои, доказанные данными эксплуатации;
- наличие нефтеводонасыщенных притоков на различных гипсометрических отметках как в сводовой, так и в присклонной части, средней обводненностью по залежи 31 %;
- залежь представляет собой смешанную гидродинамическую систему нефть-вода, без наличия водонефтяного контакта, аналогом которой можно считать переходную зону в залежах однородных пластов, но представленная для всего резервуара, а не только ее части.

### Литература

1. Нежданов А.А. Туренков Н.А., Огибенин В.В., Горбунов С.А., Косарев И.В. Концепция поисково-разведочных работ в Западной Сибири // Газовая промышленность. 2006. № 4. С. 26–28.

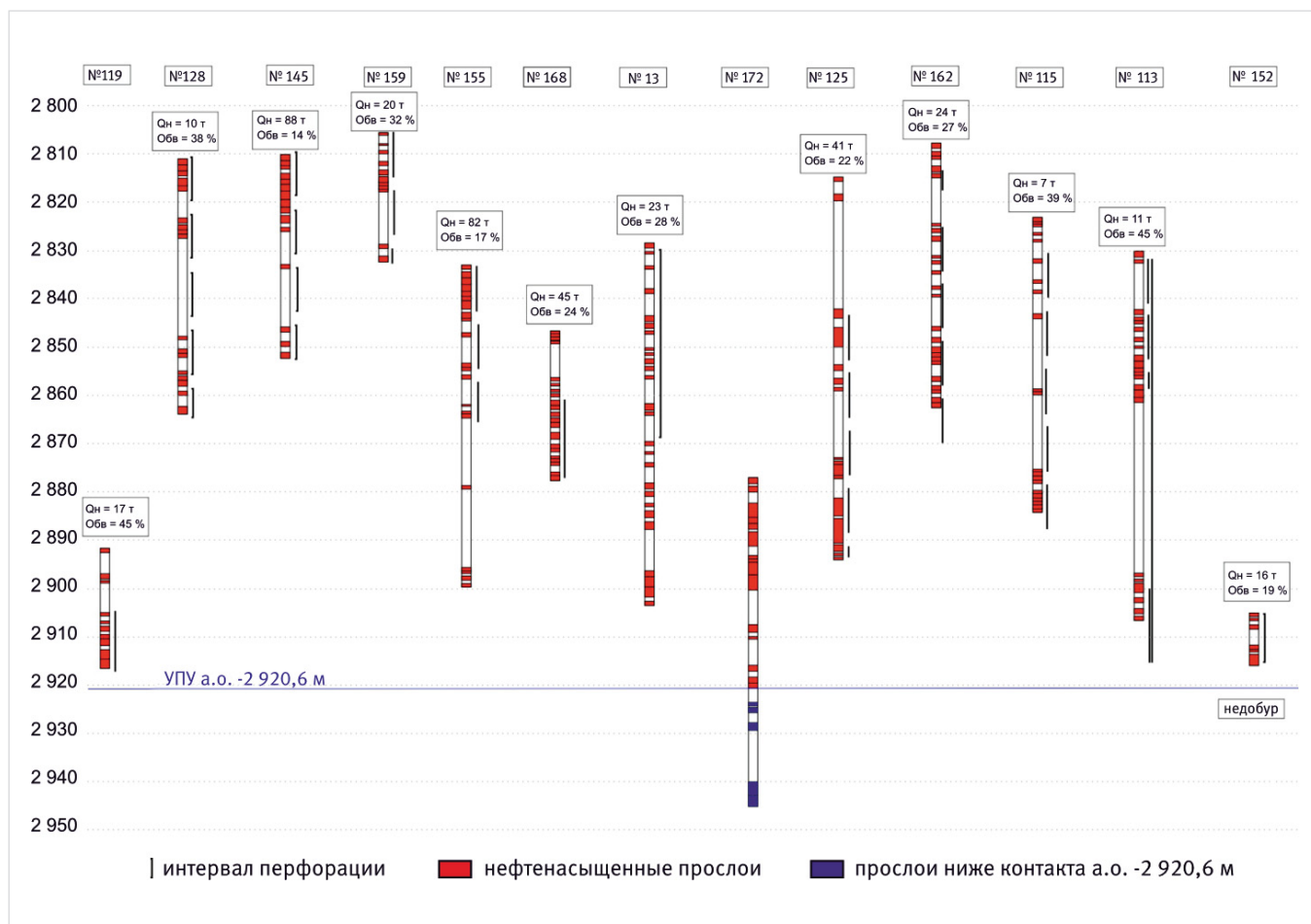


Рис. 8. Запускные параметры за первые три месяца эксплуатации (залежь № 1 пласта ЮС2)  
Fig. 8. Starting parameters for the first three months of operation (reservoir № 1 of the US2 formation)



2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Комгорт М.В. Поисково-разведочные работы в северных районах Западной Сибири в исторической ретроспективе и на современном этапе // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 6. С. 15–28.
3. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. 2009. № 6. С. 33–34.
4. Петерилье В.И., Белов Ю.Я., Веселов М.Ф. и др. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления: совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений. Труды ВНИГНИ. М.: Недра, 1982. № 242. С. 63–71.
5. Городилов В.А., Мухаметзянов Р.Н., Храмов Г.А. и др. Особенности геологического строения и разработки недонасыщенных нефтью залежей Ноябрьского района Западной Сибири. М.: ВНИИОЭНГ, 1993. 72 с.
6. Соколов А.В., Шубина А.В. Обеспеченность добычи извлекаемыми запасами нефти — о достоверности расчетов // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 3. С. 10–16.
7. Соколов А.В., Шубина А.В. Анализ обеспеченности запасами нефти текущей добычи для различных стратиграфических комплексов Западной Сибири // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 1. С. 45–50.
8. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Махныткин Е.М. и др. Выработка запасов нефти из различных фациальных зон пласта // Нефть. Газ. Новации. 2023. № 2. С. 41–46.

## ENGLISH

### Results

The geological model of the US2 formation deposit has been updated, based on the results of a comprehensive geological, geophysical and field analysis. It has been established that a deposit with low-permeability reservoirs is a mixed oil-saturated system without oil-water contact, during testing and operation of which only mixed tributaries were obtained. This shows that the entire pore volume of the rock should be considered as productive and included in the calculation of reserves.

### Conclusions

Low-permeability reservoirs are a complex of sediments with low filtration and capacitance properties, high dissection along the section and lateral variability. These factors introduce significant uncertainty when calculating reserves in such deposits.

According to the results of the research for the considered reservoir of the US2 formation with low-permeability reservoirs, it was established:

- the absence of dependence of the specific electrical resistances of the interlayers and their permeability depending on the height;
- the values of the dependence  $\rho n = f(\Delta I_y)$  of the interlayers below the CCL a. o. – 2 920,6 m, are located in the same area as the productive interlayers proved by the operation data;
- the presence of oil-saturated tributaries at various hypsometric marks both in the arch and in the slope part, with an average water content of 31 % deposits;
- the deposit is a mixed hydrodynamic oil-water system, without the presence of oil-water contact, an analogue of which can be considered a transition zone in deposits of homogeneous formations, but represented for the entire reservoir and not only its part.

### References

1. Neжданов А.А., Туренков Н.А., Огибенин В.В., Горбунов С.А., Косарев И.В. The concept of exploration in Western Siberia. Gas industry, 2006, issue 4, P. 26–28. (In Russ).
2. Borođkin V.N., Kurchikov A.R., Komgort M.V. Historical retrospective and contemporary stage of exploration in the northern regions of the Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2014, issue 6, P. 15–28. (In Russ).
3. Lisovsky N.N., Khalimov E.M. On the classification of hard-to-recover reserves. Bulletin of the Central Committee of the Russian Federation, 2009, issue 6, P. 33–34. (In Russ).
4. Petersile V.I., Belov Yu.Ya., Veselov M.F. et al. On the issue of estimating the parameters of the transition zone using capillary pressure curves: improving the methods of exploration of oil and gas fields. Tr. VNIIGNI. Moscow: Nedra, 1982, issue 242, P. 63–71. (In Russ.)
5. Gorodilov V.A., Mukhametzyanov R.N., Khranov G.A. et al. Features of the geological structure and development of undersaturated oil deposits in the Noyabrsky district of Western Siberia. Moscow: VNIIOENG, 1993, 72 p. (In Russ).
6. Sokolov A.V., Shubina A.V. Reserves-to-production ratio – on the reliability of estimates. Georesources, 2022, Vol. 24, issue 3, P. 10–16. (In Russ).
7. Sokolov A.V., Shubina A.V. Analysis of the reserves-to-production ratio for various stratigraphic complexes of Western Siberia. Georesources, 2023, Vol. 25, issue 1, P. 45–50. (In Russ).
8. Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Makhnytkin E.M. et al. Production of oil reserves from reservoirs with various facies zones. Neft. Gas. Novacii, 2023, issue 2, P. 41–46. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Галимов Айдар Айратович**, аспирант 3 курса, Институт природы и человека, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Для контактов: [kaegkeg@mail.ru](mailto:kaegkeg@mail.ru)

**Котенев Юрий Алексеевич**, д.т.н., профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

**Волошина Анастасия Александровна**, к.г.-м.н., ассистент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

**Токарева Анна Владиславовна**, ассистент, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

**Galimov Aidar Airatovich**, 3rd year postgraduate student, Institute of Nature and Man, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Corresponding author: [kaegkeg@mail.ru](mailto:kaegkeg@mail.ru)

**Kotenev Yuri Alekseevich**, doctor of technical sciences, professor, head of the Geology and exploration of oil and gas fields department, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

**Voloshina Anastasia Alexandrovna**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, assistant professor, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

**Tokareva Anna Vladislavovna**, assistant, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

# Разработка отечественных роторно-управляемых систем

Петров М.В., Капитонов В.А., Ефимов А.В.

ООО «СамараНИПнефть», Самара, Россия. ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия  
petrovmv@samnipi.rosneft.ru

## Аннотация

Усложнение структуры извлекаемых запасов, проблемы с поверхностным обустройством, повышение эффективности системы разработки, включая применение многостадийных ГПП, и другие современные вызовы делают строительство скважин с большим отходом от вертикали безальтернативным. В связи с этим реализация требуемой траектории скважин возможна только с применением роторно-управляемых систем (Rotary Steerable System). В статье рассмотрены виды РУС и дается краткое описание принципа их работы. Приводится обоснование необходимости технологической независимости отечественного топливно-энергетического комплекса в части высокотехнологичного бурения. Выполнен обзор состояния отечественного производства РУС. Так как весь мир претерпевает четвертую индустриальную революцию, то для конкурентоспособности наша страна не должна отставать от внедрения информационных технологий во все сферы деятельности, включая активно развивающуюся отрасль производства РУС.

## Материалы и методы

Роторно-управляемые системы (РУС) позволяют управлять траекторией скважины и незаменимы при проводке многоствольных и горизонтальных скважин. Первые РУС начали применять в 90-х годах. В настоящее время в мире выпускаются РУС трех типов. В России в рамках импортозамещения интенсифицированы разработки и производство собственных роторно-управляемых систем.

## Ключевые слова

Rotary Steerable System (RSS), Push the bit, Point the bit, Continuous Proportional Steering, моторизованные роторные управляемые системы, гибридные роторные управляемые системы, РУС 120-GT, РУК-8.75 БС, РУС-ГМ-195, PowerDrive X6, планирование траектории скважины в процессе бурения

## Для цитирования

Петров М.В., Капитонов В.А., Ефимов А.В. Разработка отечественных роторно-управляемых систем // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 26–28.

Строительство технологически сложных скважин с продолжительными горизонтальными окончаниями, особенно скважин с большим отходом от вертикали (БОВ), без применения роторно-управляемых систем (РУС) практически невозможно. На сегодняшний день предел бурения скважин с горизонтальным окончанием с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД) значительно вырос — достигаемые длины горизонтов превышают 2 км. Во многом это удается за счет совершенствования применения внутрискважинных и наружных осцилляторов верхнего силового привода (ВСП), которые улучшают доведение нагрузки на долото. К внутрискважинным осцилляторам также относятся импульсные винтовые забойные двигатели (NOV, Weatherford, ООО «СТД»). Наружная осцилляция — регулярное разнонаправленное вращение — снижает продольное сопротивление движению буровой колонны и позволяет доводить осевую нагрузку до долота при направленном бурении в горизонтальном участке. Осцилляцию верхнего силового привода способны реализовать компании, занимающиеся «автобурением»: ООО «АСБ», ООО «РигИнтел» и другие. Современные БУ и ВСП «Уралмаш» также имеют «заводские» возможности автобурения. Другое направление — это снижение коэффициентов трения в стволе благодаря применению буровых растворов на углеводородной основе (РУО). Также активно проводятся испытания применения механического лубриканта (микросфер) в буровом растворе

и протекторов бурильного инструмента. Но все преимущества технологии РУС заметить так не удастся. Напомним, что основные достоинства РУС перед винтовым забойным двигателем (ВЗД) — это точное исполнение плановой траектории, минимизация извилистости и низкие интенсивности, улучшение очистки ствола скважины и доведения нагрузки на долото за счет постоянного вращения бурильной колонны на высоких оборотах. При этом значительно снижаются риски осложнений в скважине.

Цель работы — анализ текущего состояния разработки и производства российских роторно-управляемых систем.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- выполнить обзор развития технологии;
- проанализировать российские организации, занимающиеся разработкой и производством РУС;
- обозначить пути повышения эффективности технологии за счет автономной оптимизации траектории скважины в процессе ее проводки.

## Обзор исторического развития РУС

Роторные управляемые системы (Rotary Steerable System — RSS) интенсивно развивались в последние десятилетия с момента своего создания. Первым поколением РУС являлись системы, в которых для изменения направления бурения применяли педали или лопатки, вращающиеся вместе с бурильной колонной и выдвигаемые с помощью давления бурового

раствора посредством установки положения клапана (рис. 1).

Отклонение ствола реализуется по принципу «толкать долото» (Push the bit) путем фрезеровки стенки скважины боковым вооружением долота. Такое конструкторское решение пользуется популярностью и в наше время, но в данных системах управление траектория искривления ствола скважины зависит от площади соприкосновения со стенкой скважины, поэтому на качественные показатели работы могут влиять размыты, каверны или высокая абразивность породы стенок скважины. Чтобы снизить влияние таких характеристик ствола скважины, были изобретены принципиально новые системы Point the bit «направлять долото» (рис. 2).

Система Point the bit включает три секции:

- генератор энергии;
- блок сенсоров и контроля;
- блок изменения направления.

В данных системах изменение направления достигается смещением приводного вала относительно компоновки низа бурильной колонны (КНБК) либо изменением кривизны этого вала посредством эксцентричных механизмов. С развитием технологий и ужесточением требований к проводке скважин с БОВ существующие РУС при бурении интервала стабилизации — длинной горизонтальной секции — перестали отвечать некоторым требованиям проводки таких скважин. Несмотря на то, что роторные управляемые системы Push the bit и Point the bit взаимно исключают собственные недостатки путем выбора наиболее приемлемого типа, данные виды

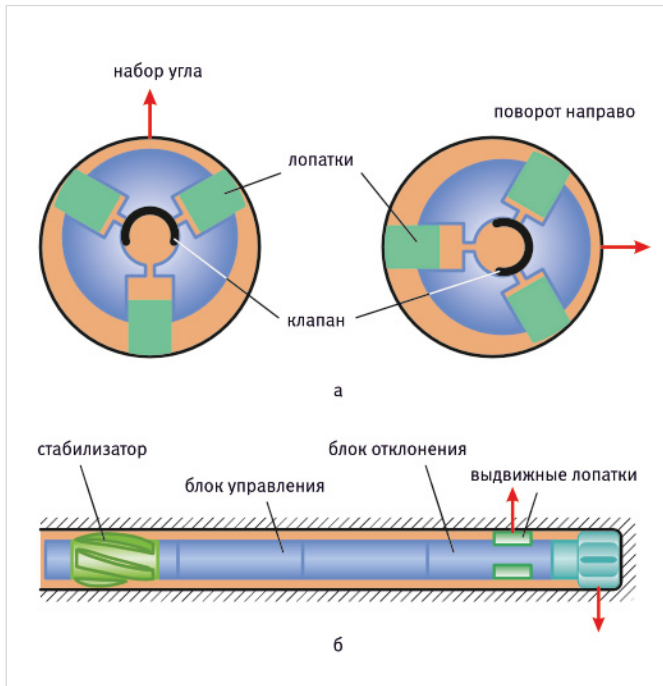


Рис. 1. Принцип работы системы Push the bit (толкать долото) [1]: а — отклоняющий элемент; б — компоновка

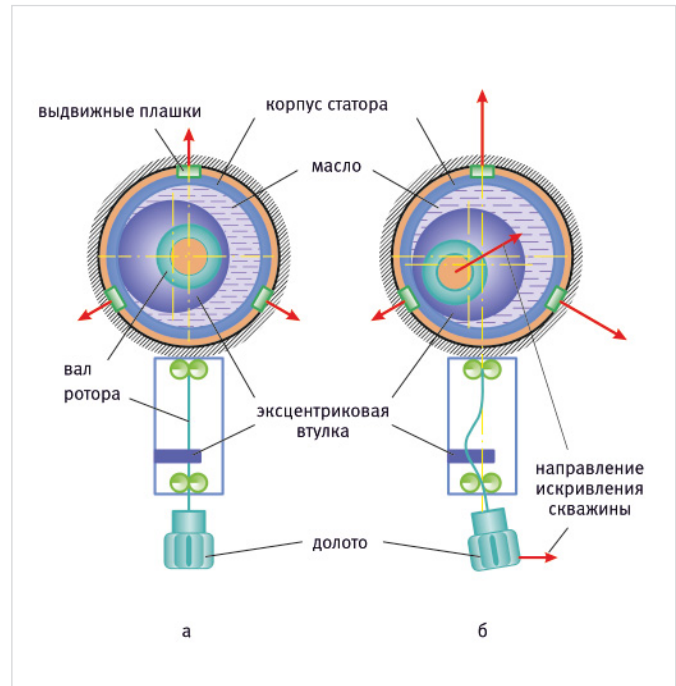


Рис. 2. Принцип работы системы Point the bit (направлять долото) [1]: а — прямое направление бурения; б — изменение направления бурения

РУС не обеспечивают качественную извилистость ствола скважины в интервалах поддержания угла. Также интенсивности искривления, развиваемые ими, не всегда давали необходимый результат. Для решения данной задачи был разработан новый гибридный тип роторных управляемых систем — Continuous Proportional Steering. Данный вид РУС обеспечивает непрерывное поддержание угла в интервалах стабилизации, в отличие от предыдущих систем, в которых отклоняющее звено работает лишь в случаях корректировки угла, при этом данная корректировка происходит регулярно вследствие потери угла из-за гравитационной силы, что не позволяет обеспечивать требуемую извилистость ствола скважины.

Таким образом, существует 3 концепции роторных управляемых систем:

1. Push the bit (отклонение долота);
2. Point the bit (направление долота);
3. Continuous Proportional Steering (непрерывное пропорциональное управление).

Технология РУС привнесла новое качество в процесс направленного бурения, но сузила возможности оптимизации процесса разрушения горных пород, так как частота вращения долота управлялась только «ротором». Одним из недостатков технологии РУС по сравнению с ГЗД является возможное снижение скорости проходки. РУС не преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в механическую, он лишь направляет долото по заданной траектории. Бурение происходит в обычном роторном режиме. Поэтому эволюция РУС привела к появлению моторизованных роторных управляемых систем. Технология предусматривает установку высокомоментного ВЗД над РУС для увеличения скорости вращения долота при сохранении точного контроля направления РУС.

Дополнительный момент, плюс вращение буровой колонны позволяет увеличивать нагрузку на долото, что приводит к увеличенной скорости проходки и экономически эффективному бурению. На буровых станках,

не имеющих достаточной мощности для вращения колонны буровых труб на высоких оборотах, при бурении обычных наклонно направленных скважин эта система увеличивает рабочий диапазон таких станков, позволяя применять технологию роторных управляемых систем для лучшей управляемости и эффективности бурения. Все внешние элементы системы движутся со скоростью вращения буровой колонны.

Преимущества моторизованной РУС:

- увеличение скорости проходки;
- уменьшение износа обсадной колонны и стальных буровых труб (СБТ);
- использование БУ с ограниченными оборотами стола ротора/ВСП. Пониженная нагрузка на ВСП.

Одним из разработчиков моторизованных РУС является компания «Шлюмберже»

(Schlumberger), которая имеет систему РУС PowerDrive Vortex. При этом использование в компоновке гидравлического забойного двигателя совместимо с большинством имеющихся на рынке РУС.

Роторные управляемые системы имеют ключевой недостаток, связанный с малой интенсивностью набора угла. В случаях, когда необходима большая интенсивность набора угла, применяют гибридные роторные управляемые системы. Самую известную такую систему производит компания «Шлюмберже» — PowerDrive Archer [2, 3]. Гибридная РУС позволяет проводить траектории, ранее выполнимые только с ВЗД.

Конструкция PowerDrive Archer (рис. 3) включает в себя четыре поршня, которые посредством подачи бурового раствора (как в Push the bit) нажимают на цилиндрический

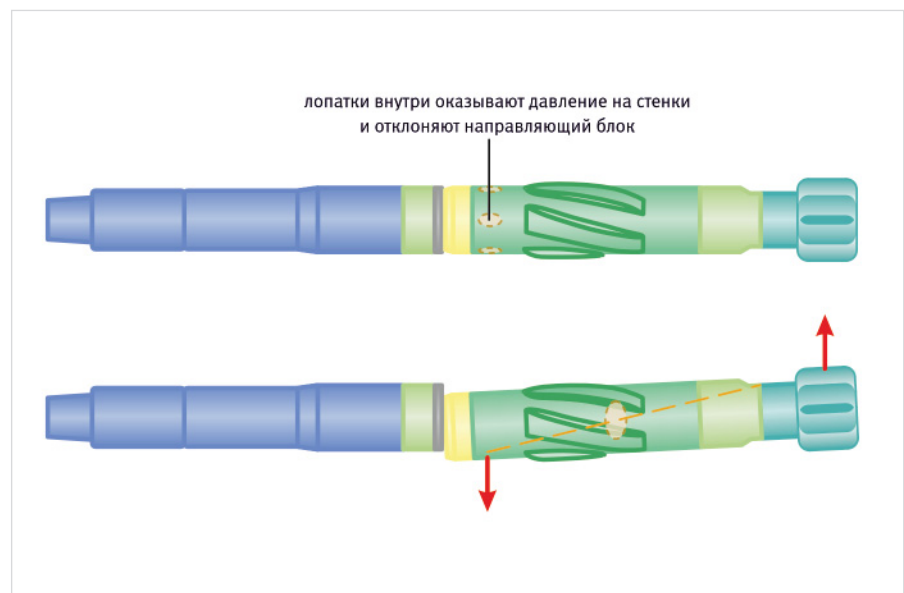


Рис. 3. Принцип работы системы PowerDrive Archer (Schlumberger) [4]

поворотный хомут, который посредством универсального шарнира ориентирует долото в желаемом направлении (как в Point the bit). Лопасти стабилизатора, передавая усилие на стенку скважины, позволяют системе работать в режиме отклонения долота и мгновенно выйти на режим набора угла. Интенсивность набора может достигать 18°/30 м.

### Состояние отечественного производства РУС

Последние несколько лет развернулась масштабная программа по импортозамещению. Большая четверка крупных иностранных нефтесервисных компаний объявила о приостановке работы в РФ. Одним из востребованных направлений импортозамещения в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) и в высокотехнологичном бурении стали именно РУС. По данным аналитической компании «Яков и партнеры», по состоянию на март 2023 г. российская нефтегазовая отрасль практически полностью зависела от импорта РУС [5].

Перед производителями была поставлена задача поднять на новый уровень отечественную промышленность, в том числе благодаря инвестициям в разработку технологий, необходимых для ТЭК. Основную сложность в производстве на сегодняшний день составляют электронные компоненты РУС и наземного оборудования для управления ими, которые преимущественно завозятся из Китая.

В 2023 такие компании, как концерн «Электроприбор», ООО НПП «Буринтех», компания «Геофит» и ООО «Герс Инжиниринг» выполнили стадии концептуальной проработки и проектирования, провели испытания прототипов первых отечественных РУС и приступили к их серийному производству.

Также известно, что «Тюменская буровая компания», «Пермская компания нефтяного машиностроения», ГК «Интегра», «Башнефтегеофизика», «Лидеринтех», «Нефтегазгеофизика» разрабатывают свои варианты РУС и находятся на стадии стендовых и скважинных испытаний.

Компания «Герс» успешно провела испытания своих РУС 120-GT типа Push the bit для бурения горизонтальных участков на месторождениях «Роснефти» и «Газпром нефти».

Прибор РУК-8.75 БС производства концерна «Электроприбор» по способу управления долотом относится к типу Push the bit:

- направление долота регулируется путем нажатия на стенку скважины выдвижными башмаками. Имеется 3 выдвижных башмака;
- работа прибора осуществляется на четырех режимах. Типоразмер долот — 220,7 мм. Источником питания служат литиевые батареи;
- наиболее близкие аналоги — AutoTrak (BakerHughes), RSS Scout (SmartDrilling).

Компания ООО НПП «Буринтех» в рамках реализации отраслевой стратегии альтернативного замещения, в части высокотехнологичных сервисов при бурении, создала первую отечественную роторно-управляемую систему, основанную на гидромеханическом принципе и совместимую с любой стандартной телеметрической системой — РУС-ГМ. Применена концепция отклонения долота от оси забоя скважины Push the bit. Энергия бурового раствора, передаваемая с устья на забой скважины, преобразуется в электрическую при помощи турбогенератора. При этом основная часть вырабатываемой электрической энергии затрачивается на питание электродвигателей насосов, создающих

давление в приводных поршнях отклоняющих плашек РУС (аналог Auto Trak от Baker Hughes). В данном исполнении усилие прижатия отклоняющих плашек полностью зависит от перепада гидродинамического давления на уровне инструмента.

С 2016 г. ООО НПП «Буринтех» и ПАО «Газпром нефть» [6] в рамках реализации совместных мероприятий по импортозамещению проводили опытно-промышленные испытания отечественной роторно-управляемой системы гидромеханического типа РУС-ГМ-195 на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос». Специально для них были изготовлены опытные образцы роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195 третьего поколения для бурения наклоннонаправленных и горизонтальных скважин диаметром 220,7 мм. Также компания «Буринтех» активно разрабатывает и уже применяет роторно-управляемую систему в габарите 124 мм, которая будет востребована при бурении протяженных горизонтальных участков.

Инженерно-производственный центр «Геофит» г. Томск, входящий в технологическую компанию «Шлюмберге» с 2002 года, с 2019 года локализовал производство РУС PowerDrive X6 типа Push the bit двух типоразмеров для диаметров бурения 215,9–222,25 мм и 146–155,6 мм. Данные модели РУС на протяжении многих лет успешно зарекомендовали себя в мировой практике бурения в различных геологических условиях.

### Перспективные пути развития

Роторные управляемые системы работают путем создания на долото бокового усилия либо изменения его положения. В процессе строительства скважины геологическое строение залежи и насыщающих флюидов непрерывно уточняется в процессе бурения. Разрабатываемые отечественные РУС в настоящее время могут только автоматически изменять зенитный и азимутальный углы или производить их стабилизацию. Существенного повышения эффективности можно добиться путем подключения искусственного интеллекта к решению задач оперативного планирования траектории в процессе бурения на основании фактического геологического разреза. Наиболее интересным является автоматизация обхода зон обводнения и зон, не содержащих нефть или газ. Конечно, для этого требуется полная автоматизация работы забойной компоновки или всей буровой, что с современным уровнем развития информационных технологий является только делом времени.

### Итоги

Рассмотрены принципы работы РУС, выпускаемых в мире. Приведен обзор состояния отечественных разработок РУС. Сделаны выводы о готовности замещения РУС иностранного производства. Предложены пути перспективного развития данной технологии.

### Выводы

- В настоящее время выделяются три концепции роторных управляемых систем: отклонение долота (Push the bit), направление долота (Point the bit) и непрерывное пропорциональное управление (Continuous Proportional Steering). Совмещение РУС с гидравлическим забойным двигателем дает моторизованные роторные управляемые системы. Для повышения интенсивности набора угла

применяют гибридные роторные управляемые системы.

- Среди отечественных компаний, занимающихся разработкой РУС, на стадию серийного производства вышли концерн «Электроприбор», ООО НПП «Буринтех», компания «Геофит» и ООО «Герс Инжиниринг». Стендовыми и скважинными испытаниями занимаются «Тюменская буровая компания», «Пермская компания нефтяного машиностроения», ГК «Интегра», «Башнефтегеофизика», «Лидеринтех», «Нефтегазгеофизика».
- С точки зрения авторов, наиболее перспективным является развитие интеллектуальной составляющей роторно-управляемых систем, что позволит учитывать оперативно поступающую информацию о проходимом разрезе и повысить качество скважины в эксплуатации.

### Литература

1. Нескоромных В.В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. 322 с.
2. PowerDrive Archer. URL: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/drilling/bottomhole-assemblies/directional-drilling/powerdrive-archer-high-build-rate-rotary-steerable-system> (дата обращения 06.05.2024).
3. Edwin Felczak, Neil Godvin, Richard Hawkins. Best of both worlds – a hybrid rotary steerable system. Oilfield Review, 2011/2012, Vol. 23, issue 4. (In Eng).
4. Надеждин М., Коберг У. Гибридная роторная управляемая система наклонно-направленного бурения для скважин с высокой запланированной интенсивностью набора кривизны ствола: новый подход к бурению скважин через насосно-компрессорную колонну на месторождении Гуллфакс, Северное море // Российская конференция и выставка нефтегазовых технологий SPE. Москва, Россия, октябрь 2016 г. SPE-181943-MS.
5. Стрельцов А., Масаков Г. Перспективы развития нефтесервисной отрасли в России до 2030 г. // Яков и Партнёры: URL: <https://yakov.partners/publications/russian-oilfield-service-industry/> (дата обращения 06.05.2024).
6. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторно-управляемых систем российского производства // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2016. № 2. С. 43–47.

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Петров Михаил Викторович**, главный эксперт отдела сервисных технологий в бурении, ООО «СамараНИПИнефть», старший преподаватель, ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия

**Капитонов Владимир Алексеевич**, к.т.н., главный специалист отдела инжиниринга буровых растворов, ООО «СамараНИПИнефть», доцент, ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия

**Ефимов Андрей Вадимович**, начальник отдела сервисных технологий в бурении, ООО «СамараНИПИнефть», магистр, ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», Самара, Россия



**РентТулз**

динамично развивающаяся компания  
передовое оборудование  
профессиональный персонал

# ОСНОВНОЕ ПРАВИЛО КОМПАНИИ – ГИБКИЙ ПОДХОД КО ВСЕМ ЗАПРОСАМ ЗАКАЗЧИКА

**ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОСТАВКА**  
 ИЗДЕЛИЙ ИЗ НЕМАГНИТНОЙ СТАЛИ

## **АРЕНДА**

НУБТ, КЛС, ПЕРЕВОДНИКИ, UBHO, FLOW SUB

## **УСЛУГИ**

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

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



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

# Обоснование оптимального количества и размера проходного сечения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей

Росляков К.С., Абдуллин А.А., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р.  
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье представлен подход по подбору оптимального типоразмера и количества автономных устройств контроля притока (АУКП) для разработки нефтегазовых залежей с применением многовариантного гидродинамического моделирования.

По результатам многовариантного моделирования было отмечено, что оптимальный вариант заканчивания скважины с АУКП по критерию накопленной добычи нефти и накопленного чистого дисконтированного дохода (NPV) меняется в зависимости от забойного давления, и наоборот, от выбранного забойного давления зависит оптимальное количество АУКП.

Преимуществом предлагаемого подхода является то, что при подборе компоновки заканчивания скважин моделируются различные варианты заканчивания с АУКП, учитывается объем добываемой продукции и его зависимость от величины забойного давления, в совокупности с учетом экономической составляющей определяется наилучший вариант заканчивания с точки зрения экономической эффективности.

Для проведения расчетов использован программный комплекс, позволяющий проводить сегментацию и расчет показателей работы скважин с устройствами контроля притока (разработан в ООО «РН-БашНИПнефть»).

## Материалы и методы

Материалы: характеристики устройств контроля притока, секторная гидродинамическая модель.

Методы: анализ результатов многовариантного гидродинамического моделирования.

## Ключевые слова

устройство контроля притока, секторная гидродинамическая модель, многосегментная скважина, нефтегазовое месторождение

## Для цитирования

Росляков К.С., Абдуллин А.А., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р. Обоснование оптимального количества и размера проходного сечения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 30–34.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-30-34

Поступила в редакцию: 03.05.2024

## OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Justification of the selection of the optimal size of inflow control devices for the development of oil and gas reservoirs

Roslyakov K.S., Abdullin A.A., Muslimov B.S., Islamov R.R.  
“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The article presents an approach for selecting the optimal type and number of autonomous inflow control devices (AICD) for the development of oil and gas deposits using multivariate hydrodynamic modeling.

According to the results of multivariate modeling, it was noted that the optimal option for completing a well with an AICD according to the criterion of accumulated production and accumulated discounted net income (NPV) varies depending on the bottom-hole pressure, and vice versa, the optimal amount of AICD depends on the selected bottom-hole pressure.

The advantage of the proposed approach is that when selecting the layout of wells, various options for completion with AICD are modeled, the volume of produced products and its dependence on the downhole pressure are taken into account, together with the economic component, the best completion option is determined from the point of view of economic efficiency.

For calculations, a software package was used that allows segmentation and calculation of wells with inflow control devices (developed at “RN-BashNIPneft” LLC).

## Materials and methods

Materials: characteristics of inflow control devices, sector hydrodynamic model.

Methods: analysis of the results of multivariate hydrodynamic modeling.

## Keywords

inflow control device, sector hydrodynamic model, multi-segment well, oil and gas field

## For citation

Roslyakov K.S., Abdullin A.A., Muslimov B.S., Islamov R.R. Justification of the selection of the optimal size of inflow control devices for the development of oil and gas reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 30–34. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-30-34

Received: 03.05.2024

## Результаты и обсуждение

Использование горизонтальных скважин (ГС) при разработке нефтегазовых залежей позволяет уменьшить риски прорыва нежелательной фазы (воды и газа), однако полностью проблему не решает [1]. С применением ГС можно достичь более высоких показателей добычи жидкости по сравнению с вертикальной скважиной, но из-за неоднородности профиля проницаемости по стволу скважины возможна неравномерная выработка запасов нефти и в конечном итоге преждевременный прорыв воды или газа.

Устройства контроля притока (УКП), выравнивающие профиль притока в пласте и предупреждающие преждевременный прорыв нежелательной фазы к забою добывающих скважин, нашли широкое применение как в России, так и в других нефтедобывающих регионах [2].

При стандартном горизонтальном заканчивании скважин (спуск хвостовика-фильтра в продуктивный интервал без разделения скважины на сегменты с помощью пакеров) давление в заколонном пространстве скважины выравнивается за счет перетоков. При таком варианте заканчивания, если происходит прорыв газа или воды в одной части скважины, он распространяется по всей ее длине. Для исключения подобных рисков выполняется сегментирование скважины: горизонтальный ствол разобцается на сегменты с помощью заколонных пакеров, которые устанавливают в интервалах неколлектора. Такой подход позволяет избежать потери всего ствола скважины: при прорыве УКП ограничивают приток к данному сегменту, а установленные пакеры предупреждают дальнейшее

распространение газа или воды в другие сегменты по заколонному пространству.

Принцип работы УКП основан на зависимости перепада давления от расхода проходящего через него флюида. УКП создает дополнительный перепад давления, который зависит от объема поступающей жидкости, тем самым достигается выравнивание профиля притока вдоль ствола скважины [3]. Из этого следует, что чем меньше устройств в сегменте, тем больше падение дебита жидкости в данном сегменте относительно варианта без УКП. С увеличением количества устройств наблюдается рост дебита жидкости и нежелательной фазы. В связи с этим возникает задача подбора оптимального количества устройств на сегмент, чтобы избежать не только раннего прорыва воды или газа, но и значительного падения дебита скважины из-за штуцирования. При этом в каждый сегмент рекомендуется устанавливать как минимум два устройства с целью избежания потерь сегмента в случае выхода из строя одного из них.

УКП подразделяются на пассивные и автономные [3]. Пассивные УКП создают дополнительное сопротивление притоку в местах установки вне зависимости от вязкости флюида, их гидравлическая характеристика не меняется при прорыве воды или газа.

Автономные устройства контроля притока (АУКП), в отличие от пассивных, позволяют ограничивать приток в тех сегментах скважины, в которых произошел прорыв газа или воды, за счет изменения своих характеристик. При прохождении того или иного флюида в АУКП возникает перепад давления, который, в свою очередь, зависит от вязкости

проходящего флюида. Практический опыт применения АУКП показал, что они эффективно справляются с задачей по борьбе с прорывами воды и газа. Устройства этого типа впервые стали применяться на нефтегазовом месторождении Тролль в Норвегии [4], а на территории России в периметре компании ПАО «НК «Роснефть» АУКП применяют на таких месторождениях, как Северо-Комсомольское, Ванкорское, Среднеботуобинское [5], Тагульское и других [6].

В данной работе рассматривается АУКП типа «левитирующий диск». Принцип его работы основан на законе Бернулли, согласно которому сумма статического и динамического давлений, а также потери давления на трение по направлению течения постоянны. Само устройство состоит из корпуса с входным отверстием и диска, который в зависимости от проходящего флюида создает дополнительный перепад давления. В зависимости от диаметра входного отверстия для одного и того же расхода флюида могут создаваться разные перепады давления [5].

В связи с этим при подборе оптимальной компоновки скважины возникает задача, которая состоит из сегментирования ствола горизонтальных скважин, выбора количества устройств на сегмент и размера проходного сечения. В обычной практике дизайн скважины с АУКП создают при помощи аналитической модели и производят расчеты на запускные показатели скважины, не учитывая динамику добычи нефти, что не позволяет в полной мере рассчитать экономические показатели скважины, такие как NPV и индекс рентабельности (PI). Применение данных показателей позволяет определить наиболее оптимальный вариант разработки с точки зрения экономики.

В работе рассматриваются результаты многовариантного моделирования с различным типоразмером и количеством устройств при разных забойных давлениях на примере нефтегазовой залежи. Полученные профили добычи были использованы для технико-экономической оценки различных вариантов заканчиваний, что позволило определить наилучший вариант с точки зрения NPV.

Для расчетов выбрана секторная модель нефтегазовой залежи с горизонтальной скважиной. В качестве исходного объекта для проведения расчетов используется модель пласта, имеющая значительные неоднородности по абсолютной проницаемости. С целью проведения многовариантного гидродинамического моделирования выбрана скважина, длина горизонтального ствола которой равна 1 000 м. Профиль проницаемости по горизонтальному стволу скважины, используемый для расчетов, был выгружен из гидродинамической модели (рис. 1). Пакеры на рисунке 1 размещены напротив неколлектора.

Скважина разделена на 5 сегментов, в каждом из которых может быть установлено не менее 1 устройства контроля притока.

Для проведения анализа выбранного количества АУКП на скважину было выполнено статическое моделирование заканчивания в программном комплексе «РН-КИН. EXPRESS» компании «Роснефть». Начальное пластовое давление составляет 13,5 МПа, принятое для расчета забойное давление — 12,5 МПа. В таблице 1 представлен пример расчета дизайна заканчивания скважины с АУКП для 5 и 10 % условия штуцирования запускного дебита нефти.

Табл. 1. Анализ заканчивания скважины  
Tab. 1. Well completion analysis

Сегмент	Без АУКП		Дизайн с АУКП для 5 % потерь			Дизайн с АУКП для 10 % потерь		
	Количество устройств, шт.	Дебит нефти, т/сут	Количество устройств	Дебит нефти, т/сут	Потери Qн, % отн. варианта без АУКП	Количество устройств, шт.	Дебит нефти, т/сут	Потери Qн, % отн. базового варианта
1	0	12,7	6	12,2	4	4	11,5	10
2	0	7,1	4	6,9	3	3	6,7	5
3	0	7,0	3	6,7	5	3	6,7	5
4	0	5,5	3	5,3	3	2	5,1	7
5	0	7,9	4	7,7	3	3	7,4	6
ИТОГО	0	40,2	20	38,7	4	15	37,4	7

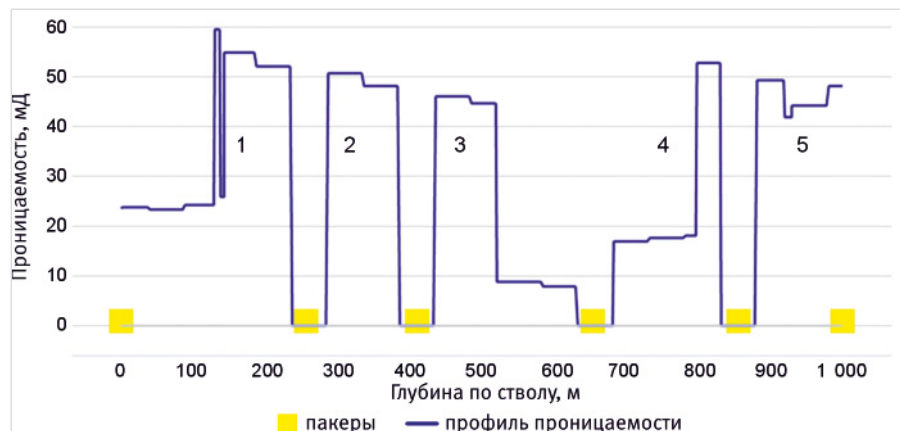


Рис. 1. Профиль проницаемости по стволу скважины  
Fig. 1. Borehole permeability profile

В статическом симуляторе подобрано количество устройств для рассматриваемой скважины исходя из необходимого штуцирования запускового дебита нефти. Из таблицы 2 видно, что с уменьшением количества устройств в секциях растут потери в запусковом дебите нефти, так, при переходе с 20 до 15 АУКП потери в дебите нефти увеличиваются с 4 до 7 %.

В таблице 2 приведены результаты статического моделирования прорыва газа. При прорыве газа в варианте с 20 АУКП газовый фактор (ГФ) уменьшился на 87 % по сравнению с вариантом без АУКП. В вариантах с АУКП наблюдается меньший дебит нефти по сравнению с вариантом без АУКП за счет штуцирования сегментов, в которых происходит прорыв газа.

На рисунках 2 и 3 представлены гидравлические характеристики устройств, применяемых в расчетах, с проходными сечениями 2,5 и 5 мм. При одном и том же расходе устройство с меньшим проходным диаметром канала создает больший перепад давления, как видно из рисунков 3 и 4.

По данным стендовых испытаний было установлено, что для низких вязкостей АУКП небольших типоразмеров (2,5 и 3 мм) демонстрируют более стабильную зависимость перепада давления, создаваемого на устройстве, от расхода по сравнению с 5 мм АУКП.

Дебит нефти на устройстве 5 мм нефти ввиду большей пропускной способности при том же перепаде давления, чем на устройстве с меньшим диаметром, однако и расход нежелательной фазы, соответственно, больше. Следовательно, для выбора оптимального устройства необходимо оценить экономический эффект от применяемых АУКП.

Были произведены многовариантные расчеты с применением секторной гидродинамической модели пласта. Путем варьирования типоразмеров устройств (2,5 и 5 мм), их количества (от 5 до 25 шт.) по всей длине скважины, забойного давления (от 13,0 до 10,5 МПа) рассмотрены различные варианты заканчивания скважины. Технико-экономическая оценка позволила выбрать оптимальное количество устройств, типоразмер и режим работы скважины.

В таблице 3 приведена накопленная добыча нефти для различных вариантов расчета, в таблице 4 — накопленный ГФ, то есть отношение накопленной добычи газа к накопленной добыче нефти. Прогнозный расчет производился на десять лет для оценки экономического эффекта. При расчете NPV учитывались средняя стоимость АУКП, принятая равной 300 тыс. руб./ед., затраты на бурение и обустройство кустовой площадки, а также на добычу попутного газа и утилизацию подтоварной воды.

На рисунках 4 и 5 показаны зависимости накопленной добычи нефти от количества устройств и забойного давления для устройств 2,5 и 5 мм соответственно.

Из рисунков 4 и 5 следует, что оптимальный вариант по накопленной добыче нефти меняется в зависимости от забойного давления; исходя из этого, можно сделать вывод, что для каждого забойного давления будет свое оптимальное количество АУКП.

На рисунках 6 и 7 представлены графики зависимости накопленной добычи нефти с учетом варианта без АУКП. По мере снижения забойного давления до 11,5 МПа наблюдается рост накопленной добычи в вариантах с АУКП, как видно из рисунков, для разного количества АУКП характерно свое забойное давление, которое обеспечивает максимальную накопленную добычу нефти.

Далее производился расчет относительных NPV для этих же вариантов, где за 100 % принимался максимальный вариант по показателю NPV. Результаты представлены в таблице 5. На рисунках 8 и 9 показаны графики зависимости относительного NPV от количества устройств и забойного давления для устройств 2,5 и 5 мм соответственно.

Вариант с АУКП 2,5 мм в количестве 5 штук и забойным давлением 11,5 МПа характеризуется максимальным NPV.

По результатам проведенного расчета наблюдается оптимальное количество АУКП, которое позволяет достичь максимальную накопленную добычу нефти и максимальный NPV при забойном давлении,

Табл. 2. Моделирование прорыва газа  
Tab. 2. Modeling gas breakthrough

Вариант	Qн, т/сут	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м³/сут	ГФ, м³/т	Обв., %
Без АУКП	34,0	40,7	117,0	3 441	0
20 АУКП	30,4	36,4	14,0	461	0
15 АУКП	29,3	35,1	10,3	352	0

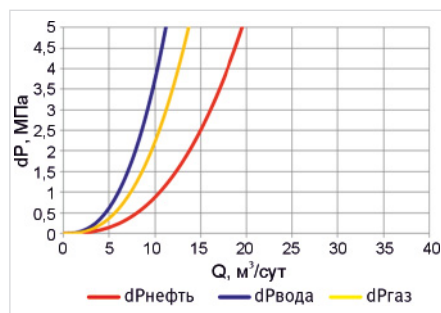


Рис. 2. Гидравлическая характеристика АУКП 2,5 мм  
Fig. 2. Hydraulic characteristics of the AICD 2,5 mm

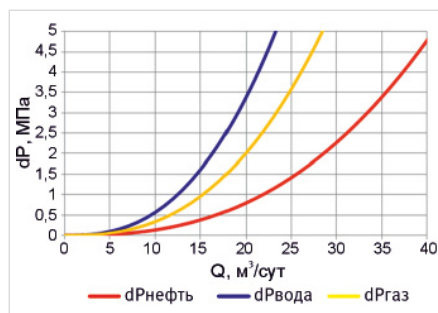


Рис. 3. Гидравлическая характеристика АУКП 5 мм  
Fig. 3. Hydraulic characteristics of the AICD 5 mm

Табл. 3. Накопленная добыча нефти, тыс. т  
Tab. 3. Accumulated oil production, k. t.

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		13,6	13,4	14,1	14,5	20,3	20,3
2,5 мм	5	21,2	23,0	24,8	24,7	22,9	17,6
	10	17,3	18,3	19,9	24,1	22,2	17,7
	15	15,9	16,6	17,7	23,6	21,7	17,4
	20	15,3	15,8	16,7	17,8	21,3	17,2
	25	15,3	15,4	16,1	16,9	21,1	17,1
5 мм	5	17,2	18,0	19,5	24,1	22,1	17,6
	10	15,4	15,9	16,5	17,6	21,3	17,1
	15	14,6	15,3	15,3	16,2	20,9	16,9
	20	14,3	14,6	15,2	15,6	20,7	16,9
	25	14,6	14,2	14,5	15,5	20,5	16,8

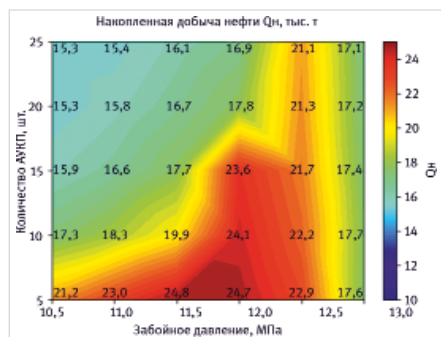


Рис. 4. Накопленная добыча нефти АУКП 2,5 мм, тыс. т  
Fig. 4. Accumulated oil production AICD 2,5 mm, k. t.

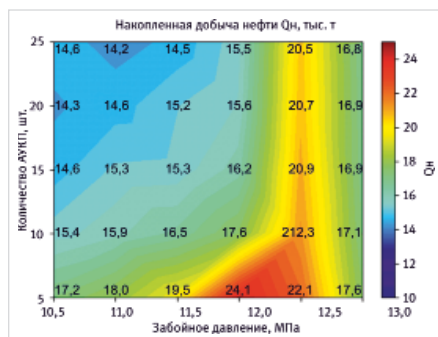


Рис. 5. Накопленная добыча нефти АУКП 5 мм, тыс. т  
Fig. 5. Accumulated oil production AICD 5 mm, k. t.



равном 11,5 МПа. Авторы отмечают, что количество АУКП, позволяющее достичь максимальную накопленную добычу нефти, может не совпадать с количеством АУКП, позволяющим достичь максимальный NPV.

Было замечено, что в зависимости от количества АУКП меняется оптимальное забойное давление по критерию накопленной добычи нефти и NPV, и наоборот, от выбранного забойного давления зависит оптимальное количество АУКП. Многовариантное моделирование позволяет определить оптимальный вариант заканчивания скважины с АУКП для достижения максимального NPV.

### Итоги

Предложена методика по подбору оптимального типа и количества автономных устройств контроля притока для разработки нефтегазовых залежей, основанная на многовариантном гидродинамическом моделировании. Данный подход по сравнению с аналитическим расчетом позволяет оценить эффективность подобранного заканчивания в динамике, вследствие чего можно рассчитать экономические показатели для различных вариантов заканчивания и выбрать наилучший.

### Выводы

Алгоритм, предложенный в статье, может быть использован для подбора оптимального размера устройств контроля притока для разработки нефтегазовых залежей.

Вариант с АУКП 2,5 мм в количестве 5 штук и забойным давлением 11,5 МПа является рекомендуемым, так как характеризуется максимальным NPV, разница в накопленной добыче нефти по сравнению с вариантом без АУКП при том же забойном давлении составила 10,7 тыс. т.

Максимальная накопленная добыча нефти и NPV достигаются при одном и том же количестве АУКП при забойном давлении, равном 11,5 МПа.

В статическом симуляторе, исходя из условия штуцирования не более 5 % запускного дебита нефти, на скважину было подобрано 20 АУКП с проходным диаметром канала 2,5 мм. По результатам многовариантного гидродинамического моделирования вариант с 20 АУКП имеет меньшую накопленную добычу нефти на 8,1 тыс. т по сравнению с рекомендуемым вариантом при забойном давлении, равном 11,5 МПа.

Разница в количестве устройств между рекомендуемым вариантом заканчивания, полученным по результатам расчета экономики, и вариантом с 20 АУКП составила 15 АУКП.

Подбор оптимального количества АУКП при формировании дизайна заканчивания скважины должен основываться не только на обеспечении минимальных потерь в запускном дебите нефти, но и в расчете накопленной добычи с последующим проведением экономической оценки.

### Литература

1. Казымов Ш.П., Фариз А. Опыт и перспективы применения скважинных фильтров с устройствами регулирования притока // SOCAR Proceedings. 2015. № 2. С. 32–40.
2. Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5.

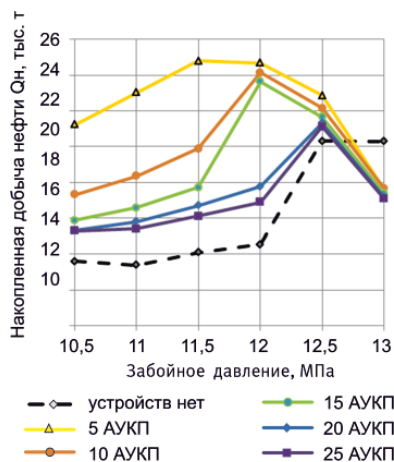


Рис. 6. Накопленная добыча нефти АУКП 2,5 мм, тыс. т  
Fig. 6. Accumulated oil production AICD 2,5 mm, k. t.

Табл. 4. Газовый фактор, м<sup>3</sup>/м  
Tab. 4. Gas oil ratio, m<sup>3</sup>/t

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		909	817	860	799	740	740
2,5 мм	5	932	984	971	779	495	122
	10	860	897	936	1 057	643	162
	15	816	839	876	1 149	683	176
	20	814	824	859	876	702	184
	25	863	829	853	849	713	188
5 мм	5	858	880	922	1 070	649	164
	10	836	844	845	877	705	185
	15	812	866	813	828	723	191
	20	837	838	865	822	735	194
	25	923	832	813	842	742	195

Табл. 5. Относительный NPV АУКП 2,5 и 5 мм, %  
Tab. 5. Relative NPV AICD 2,5 and 5 mm, %

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		24	22	27	31	72	72
2,5 мм	5	87	96	100	96	85	44
	10	55	64	76	93	80	47
	15	39	47	58	89	77	46
	20	32	38	49	59	74	44
	25	32	33	42	51	72	43
5 мм	5	54	62	74	93	81	48
	10	34	40	48	59	75	45
	15	28	33	36	46	72	44
	20	26	28	34	42	71	43
	25	28	25	26	39	69	42

3. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 20–23.

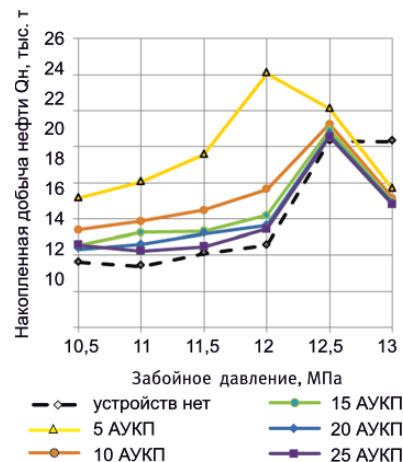


Рис. 7. Накопленная добыча нефти АУКП 5 мм, тыс. т  
Fig. 7. Accumulated oil production AICD 5 mm, k. t.

Табл. 5. Относительный NPV АУКП 2,5 и 5 мм, %  
Tab. 5. Relative NPV AICD 2,5 and 5 mm, %

Табл. 5. Относительный NPV АУКП 2,5 и 5 мм, %  
Tab. 5. Relative NPV AICD 2,5 and 5 mm, %

Тип устройств	Количество устройств	Забойное давление, МПа					
		10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0
Устройств нет		24	22	27	31	72	72
2,5 мм	5	87	96	100	96	85	44
	10	55	64	76	93	80	47
	15	39	47	58	89	77	46
	20	32	38	49	59	74	44
	25	32	33	42	51	72	43
5 мм	5	54	62	74	93	81	48
	10	34	40	48	59	75	45
	15	28	33	36	46	72	44
	20	26	28	34	42	71	43
	25	28	25	26	39	69	42

4. Кудряшов С., Будлов С., Лейдло Д., Волл Б., Кемпф К., Зайкин И. Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи на месторождениях Восточной и Западной Сибири в результате применения технологии выравнивания

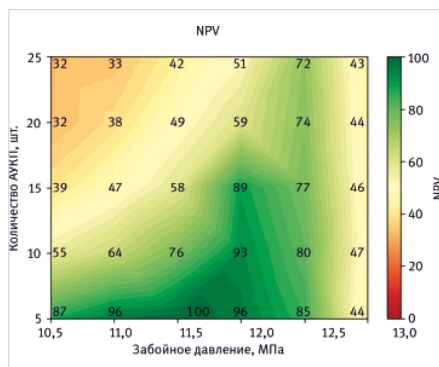


Рис. 8. Относительный NPV АИКД 2,5 мм, %  
Fig. 8. Relative NPV AICD 2,5 mm, %

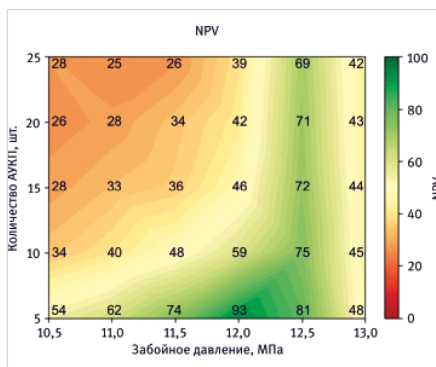


Рис. 9. Относительный NPV АИКД 5 мм, %  
Fig. 9. Relative NPV AICD 5 mm, %

профиля притока // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. 2008. Москва. SPE-115486-MS.

5. Зюев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
6. Ашин М.С., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш., Трифонов А.И., Исбир Ф.А. К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 30–34.

## ENGLISH

### Results

A technique for selecting the optimal type and number of autonomous inflow control devices for the development of oil and gas deposits based on multivariate hydrodynamic modeling is proposed. This approach, in comparison with analytical calculation, allows us to evaluate the effectiveness of the selected completion in dynamics, as a result of which it is possible to calculate economic indicators for various completion options and choose the best one.

### Conclusions

The algorithm proposed in the article can be used to select the optimal size of inflow control devices for the development of oil and gas deposits. Option with a 2,5 mm AICD in the amount of 5 pcs. and the downhole pressure of 12,0 MPa is characterized by a maximum NPV, the difference in accumulated oil production compared to the actual completion design is 10,7 thousand tons.

### References

1. Kazymov Sh.P., Fariz A. Experience and prospects on application of well screen with inflow control device. SOCAR Proceedings, 2015, issue 2, P. 32–40. (In Russ).
2. Muslimov B.Sh., Ashin M.S. Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 36–41. (In Russ).
3. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of inflow control devices in the vankor field. Oil industry, 2009, issue 11, P. 20–23. (In Russ).
4. Kudryashov S., Budlov S., Laidlaw D., Zaikin I., Voll B., Kempf K. Well productivity and oil recovery enhancement in East and West Siberian fields as a result of inflow control technology and application. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2008, Moscow, Russia. SPE-115486-MS. (In Russ).
5. Ziuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Y. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
6. Ashin M.S., Trifonov A.I., Muslimov B.Sh., Nigmatullin F.N., Isbir F.A. Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 30–34. (In Russ).

The maximum accumulated oil production and NPV are achieved with the same amount of AICD at a bottom-hole pressure of 11,5 MPa.

In the tactical simulator, based on the condition of studying no more than 5 % of the starting oil flow rate, 20 AICD with a channel diameter of 2,5 mm were selected for the well. According to the results of multivariate hydrodynamic modeling, the variant with 20 AICD has a lower accumulated oil production by 8,1 thousand tons compared to the recommended option at a bottom-hole pressure of 11,5 MPa.

The difference in the number of devices between the recommended completion option, obtained based on the results of the calculation of the economy, and the option with 20 AICD, was 15 AICD.

The selection of the optimal amount of AICD in the formation of the well completion design should be based not only on ensuring minimal losses in the start-up flow rate of oil, but also in calculating accumulated production with subsequent economic assessment.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Росляков Кирилл Сергеевич**, специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
Для контактов: [roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru](mailto:roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru)

**Roslyakov Kirill Sergeevich**, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
Corresponding author: [roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru](mailto:roslyakovks3@bnipi.rosneft.ru)

**Абдуллин Артур Айварович**, техник, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Abdullin Artur Aivarovich**, technician, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

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

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

**Исламов Ринат Робертович**, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Islamov Rinat Robertovich**, ph.d. of physico-mathematical sciences, head department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

# КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН



- комплексный ремонт
- восстановление и техническое обслуживание



[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»



# Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

Егоров С.Н.<sup>1</sup>, Шмуратко К.В.<sup>1</sup>, Калошин Д.А.<sup>1</sup>, Сизов Л.А.<sup>2</sup>, Салахов Р.В.<sup>2</sup>, Ардалин А.А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия, <sup>2</sup>ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия, <sup>3</sup>ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия  
modullen-pr@mail.ru

## Аннотация

В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости, производства ООО «НПФ «Модуль».

## Ключевые слова

поинтервальная обработка призабойной зоны нескольких пластов, опытно-промышленные испытания, двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем, поглощение

## Для цитирования

Егоров С.Н., Шмуратко К.В., Калошин Д.А., Сизов Л.А., Салахов Р.В., Ардалин А.А. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 36–37.

## Кратко о проблеме

Как пример рассмотрим процесс проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта в качестве одного из основных способов увеличения продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

Существуют различные виды кислотных обработок призабойной зоны пласта:

- кислотные ванны,
- простая кислотная обработка,
- кислотная обработка под давлением,
- ступенчатая, или поинтервальная, кислотная обработка.

Если кислотную ванну можно провести на обычном «пере», то для проведения других видов обработки призабойной зоны пласта необходимо различное пакерное оборудование.

Для проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта на скважинах с одним пластом обычно используется стандартная компоновка с одним пакером, который устанавливается выше обрабатываемого интервала для отсекаания эксплуатационной колонны. В данном случае особых проблем при проведении работ не наблюдается. Сложнее обстоит ситуация, когда в скважине эксплуатируется два и более пластов.

В скважинах, где эксплуатируется два и более пласта, при проведении поинтервальной кислотной обработки каждого интервала в отдельности в основном применяется двухпакерная компоновка с перфорированным патрубком, расположенным между пакерами. После спуска двухпакерной компоновки до заданной глубины кислотный состав через насосно-компрессорную трубу доводится до перфорированного патрубка, далее производится посадка нижнего, а затем верхнего пакера, и кислота закачивается в пласт.

В скважинах, где пласты имеют существенно отличающиеся свойства (различная проницаемость и пластовое давление), приемистость может колебаться от 10 м<sup>3</sup>/сут при давлении 100 атм в одном интервале и до 720 м<sup>3</sup>/сут при давлении 0 атм в другом. Осевыми перемещениями подвески насосно-компрессорных труб необходимо произвести посадку нижнего пакера, и разгрузкой веса колонны насосно-компрессорных труб — посадку верхнего пакера. Для этого требуется точный расчет доведения химического состава в нужный интервал и определенное время для активации пакера. В результате зачастую химический состав опускается ниже двухпакерной компоновки и поглощается нижележащими интервалами перфорации с низкими пластовыми давлениями и высокой приемистостью. В последующем, после посадки двухпакерной компоновки, в планируемый интервал закачивается не весь расчетный объем химического состава или вместо запланированного химического состава закачивается технологическая жидкость — и операция по обработке призабойной зоны пласта становится неэффективной. Поэтому для эффективного проведения данной технологической операции по целевому объекту при вышеописанных условиях необходимо

проведение дополнительных работ по временной изоляции нижележащего поглощающего интервала. Для этого производится установка извлекаемой/разбуриваемой пакер-пробки с последующей отсыпкой песком. После проведения обработки призабойной зоны пласта целевого объекта производятся работы по вымыву песка с дальнейшим извлечением или разбуриванием пакер-пробки. Проведение описанных работ существенно увеличивает длительность и стоимость капитального ремонта скважин.

## Принцип действия

При проведении поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов работы необходимо производить от нижнего интервала к верхнему. Двухпакерная компоновка спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, так чтобы обрабатываемый интервал находился между верхним и нижним пакером. При достижении проектной глубины производится подъем компоновки на 20–50 см (в зависимости от глубины спуска и кривизны скважины) с последующим опусканием и разгрузкой инструмента. При этом происходит переход якоря механического из транспортного положения в рабочее, а также посадка нижнего

Табл. 1. Основные технические характеристики двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем

Условный диаметр ЭК, мм	Наибольший наружный диаметр компоновки, мм	Наименьший внутренний диаметр компоновки, мм	Максимальный перепад давления, Мпа	Максимальная температура рабочей среды, °С
146	118–122	60	35,0	100
168	138–142			
178	152			

и верхнего пакеров. После этого производится подъем инструмента на 1–2 м для снятия нагрузки с уплотнительных манжет верхнего упорного пакера. При этом нижний пакер находится в рабочем положении и его резиновые манжеты сжаты, подъем колонны насосно-компрессорных труб до 3 м компенсирует удлинитель телескопический (рис. 1). Затем производится доведение кислотного состава до перфорированного патрубка с циркулирующей технологической жидкости по затрубному пространству и дальнейшая разгрузка инструмента для установки верхнего упорного пакера — компоновка готова к проведению обработки призабойной зоны пласта (рис. 2). По завершении работ компоновку извлекают путем натяжения колонны НКТ, якорный механизм входит в транспортное положение.

Преимущества двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем:

- отличительная особенность данной компоновки в том, что нижний пакер оснащен специальным фиксатором, который после посадки в эксплуатационной колонне и снятия нагрузки с верхнего пакера сохраняет осевое сжатие и герметичность уплотнительных манжет;
- фиксатор нижнего пакера многократного действия, что позволяет проводить поинтервальную обработку призабойной зоны пласта;
- в сравнении с проведением обработки призабойной зоны пласта на обычных пакерах (без фиксатора), применение данной компоновки позволяет исключить поглощение кислотного состава другими пластами с высокой приемистостью.

#### Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем в промысловых условиях

В 2021–2022 гг. на месторождениях АО «Оренбургнефть» специалисты отдела под ТКРС под руководством Сергея Николаевича Егорова, Константина Викторовича Шмуратко, Дмитрия Анатольевича Калошина, совместно с представителями завода ООО «НПФ «Модуль» Леонидом Александровичем Сизовым, Русланом Виноризовичем Салаховым, а также представителем ООО «СамараНИПИнефть» Алексеем Анатольевичем Ардалиным, разработали и провели опытно-промышленные испытания двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта. Применение данной компоновки позволяет избежать поглощения химического состава



Рис. 1. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для доведения кислотного состава в призабойную зону пласта при посаженном нижнем пакере

нижележащими пластами. Работы были проведены на трех скважинах АО «Оренбургнефть» с успешностью 100 %. В результате были подтверждены технические характеристики и преимущества компоновки.

#### Итоги

С 2022 г. по настоящее время на месторождениях АО «Оренбургнефть» с применением данной компоновки выполнено 19 операций с успешностью 100 %. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем зарекомендовала себя как надежное оборудование, которое позволяет повысить эффективность проведения поинтервальной



Рис. 2. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для закачки кислотного состава в пласт при посаженном нижнем и верхнем пакерах

обработки призабойной зоны пласта, снизить продолжительность и стоимость капитального ремонта скважин в целом.

#### Выводы

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта производства ООО «НПФ «Модуль» имеет большую значимость для производственной деятельности нефтедобывающих компаний и может рассматриваться как потенциальный проект для успешного внедрения. На текущий момент данное оборудование аналогов в РФ не имеет.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Егоров Сергей Николаевич**, начальник отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия  
Для контактов: [snegorov2@orn.rosneft.ru](mailto:snegorov2@orn.rosneft.ru)

**Шмуратко Константин Викторович**, руководитель сектора по технологиям отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия  
Для контактов: [kvshmuratko@orn.rosneft.ru](mailto:kvshmuratko@orn.rosneft.ru)

**Калошин Дмитрий Анатольевич**, менеджер сектора по технологиям, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия  
Для контактов: [dakaloshin@orn.rosneft.ru](mailto:dakaloshin@orn.rosneft.ru)

**Сизов Леонид Александрович**, заместитель директора по новым технологиям, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия  
Для контактов: [leonid\\_28@list.ru](mailto:leonid_28@list.ru)

**Салахов Руслан Виноризович**, заместитель директора по развитию, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия  
Для контактов: [modullen-pr@mail.ru](mailto:modullen-pr@mail.ru)

**Ардалин Алексей Анатольевич**, главный специалист отдела внедрения новых технологий, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия  
Для контактов: [ardalinaa@samnipi.rosneft.ru](mailto:ardalinaa@samnipi.rosneft.ru)

# Внедрение энергоэффективных технологий при добыче нефти и оборудования для повышения эффективности эксплуатации скважин в дивизионе «Система-Сервис»

С целью оптимизации технологических процессов, сохранения конкурентоспособности и экономии средств Заказчика, дивизион «Система-Сервис» ведет постоянную работу по разработке и внедрению энергоэффективных технологий при добыче нефти и оборудования для повышения эффективности эксплуатации скважин. Согласно ГОСТ Р 56624-2020 на скважинные установки устанавливаются четыре индикатора энергетической эффективности (ИЭЭФ). Оборудование с более высоким ИЭЭФ имеет конкурентные преимущества (снижение затрат на электроэнергию) и позволяет Заказчику снизить стоимость владения установкой.

В дивизионе освоено производство погружных вентильных электродвигателей в габаритах 81 и 117 мм для комплектации УЭЦН с самым высоким ИЭЭФ — е3. Погружные вентильные электродвигатели обладают такой же мощностью, как асинхронные двигатели, но с меньшими массогабаритными показателями и более высокими значениями КПД — 90 % в 81 габарите и 93 % в 117 габарите. Применение ВЭД дает возможность снизить энергопотребление до 30 %. На данное изделие имеется патент на полезную модель. Для обеспечения стабильной работы,

управления и защиты погружными асинхронными и вентильными электродвигателями разработаны универсальные станции управления с выходным током 250, 400 и 630 А с собственной разработкой программного обеспечения. При работе с погружным вентильным электродвигателем станция управления следит за положением ротора, подавая напряжение определенной полярности на соответствующую пару обмоток таким образом, чтобы возбуждаемое в статоре магнитное поле увлекало за собой ротор, заставляя его вращаться. Частота вращения ротора регулируется величиной коммутируемого к обмоткам ротора постоянного напряжения. При этом частота коммутаций подстраивается под изменение частоты вращения ротора.

Вентильными электродвигателями габарита 81 мм комплектуют УЭЦН 2А и 3 габарита.

Данные установки применяют на скважинах:

- с техническими ограничениями (пластыри, смещение колонны НКТ), в горизонтальных скважинах с углом отклонения от вертикали 90°;
- с интенсивностью набора кривизны 4° на 10 м при спуске и 15° на 10 м в зоне подвески;
- в боковых стволах для эффективной добычи нефти и в составе байпасных систем Y-tool и компоновок ОРЭ;
- с малым диаметром эксплуатационной колонны 88 мм.

Для эксплуатации осложненного фонда скважин предлагаются электровинтовые насосы с погружным низкооборотным

электродвигателем Система-Сервис (ЭДСС) собственного производства (рис. 1).

Электродвигатель ЭДСС относится к индукторным электродвигателям с переменным магнитным сопротивлением. В данном электродвигателе отсутствуют в пакете ротора медные стержни (как в асинхронном ЭД) и постоянные магниты (как в вентильном ЭД). Частота вращения ЭДСС позволяет применять стандартный штанговый винтовой насос (ШВН). Для стыковки ШВН с погружным приводом используется адаптер. Электродвигатели ЭДСС производства ГК «Система-Сервис» эксплуатируются в ПАО «Татнефть», ННК и НК Республики Казахстан. Средняя наработка 973 дня. Максимальная наработка 2 377 суток. МРП увеличилось на 9 % (в сравнении с 2022 годом). На данное изделие имеется патент на полезную модель.

При замене УШГН (УШВН) на УЭВН с ЭДСС снижение энергопотребления составило 20 %.

Если сравнить существующие установки для добычи нефти, то, приняв во внимание такие преимущества, как отсутствие отказов, связанных с применением штанг, возможность точного регулирования отбора жидкости в широком диапазоне, добыча нефти с осложняющими эксплуатацию факторами и многие другие преимущества, можно с уверенностью сказать, что УЭВН с ЭДСС является наиболее эффективной установкой (табл. 1).

В таблице 2 представлены преимущества ЭДСС по сравнению с вентильным электродвигателем: точность регулирования, простая конструкция ротора, низкое колебание



Рис. 1. ЭДСС для осложненного фонда скважин

Табл. 1. Преимущества УЭВН с ЭДСС

Особенности эксплуатации	УШГН	УЭЦН	УШВН	УЭВН с ЭДСС
Добыча высоковязкой нефти	–	–	+	+
Добыча жидкости с высоким содержанием газа без дополнительного оборудования	–	–	+	+
Добыча жидкости с высоким содержанием механических примесей	–	–	+	+
Отсутствие в конструкции штанг и связанных с ними потерь	–	+	–	+
Добыча жидкости в горизонтальных скважинах	–	+	–	+
Возможность углубления подвески	–	+	–	+
Широкий диапазон регулирования отбора жидкости	–	–	+	+
Подача жидкости независимо от перепадов давления	+	–	+	+
Экологичность	–	+	–	+

Табл. 2. Преимущества ЭДСС по сравнению с вентильным электродвигателем

Параметр	ЭДСС	Вентильный электродвигатель	Вывод
Точность регулирования	0,6 об/мин	+/- 50 об/мин	Более высокая точность регулирования позволяет поддерживать заданный динамический уровень без срыва подачи с возможностью обеспечения более высокой депрессии на пласт
Станция управления	Стандартная СУ для асинхронных ПЭД	Специальная СУ	При использовании стандартной СУ нет необходимости расширять номенклатуру СУ в обменном фонде
Конструкция	Простая, без применения постоянных магнитов	Конструкция пакета ротора с применением постоянных магнитов	Простая конструкция ЭДСС обеспечивает более высокую ремонтпригодность двигателя
Колебания динамического уровня в зависимости от точности регулирования (при эксплуатации винтового насоса с производительностью 7 м <sup>3</sup> /сут, Dэ/к = 146 мм, Днкт = 73 мм)	4,5 м	+/- 380 м	Колебания динамического уровня, которые возникают при эксплуатации УЭВН с вертикальным двигателем (в т. ч. при ПИД-регулировании) могут привести к срыву подачи при максимально высокой депрессии на пласт

динамического уровня и исключение срыва подачи при максимально высокой депрессии на пласт.

Внедрение электродвигателей ЭДСС производства ГК «Система-Сервис» началось в 2015 году в Татнефти, в малых нефтяных компаниях и в нефтяных компаниях Республики Казахстан.

Результаты внедрения УЭВН с ЭДСС:

- увеличение дебита (по ряду скважин дебит вырос до 13 м<sup>3</sup>/сут);
- увеличение наработки на отказ (средняя ННО увеличилась с 318 до 973 суток, по 7 скважинам средняя ННО увеличилась с 117 до 1 278 суток);
- снижение удельного энергопотребления (20 %, по ряду скважин в 2–3 раза);
- эффективная эксплуатация скважин

с углом наклона ствола от вертикали 90–93°;

- с содержанием механических примесей до 15 г/литр.

С целью эксплуатации скважин с повышенным содержанием механических примесей предлагаются электроцентробежные насосы (далее ЭЦН) «пакетной» сборки в габарите 5 и 5А, которые позволяют эксплуатировать скважины с содержанием механических примесей до 1 000 мг/л или увеличить наработку на отказ на фонде скважин УЭЦН в 2 раза.

С целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта «Система-Сервис» предлагает горизонтальные насосные установки (ГНУ) производительностью

до 3 000 м<sup>3</sup>/сут (рис. 2). Данные установки комплектуются регулируемым приводом от 40 до 70 Гц. Основным достоинством применения ГНУ с частотным регулированием является получение широкого диапазона необходимых напорно-расходных характеристик в наивысшей точке КПД путем изменения частоты вращения, что способствует снижению потребления электроэнергии по сравнению с работой агрегата с отклонением от номинала в правой или левой рабочих зонах. Уменьшается износ шайб насосной секции из-за трения, за счет работы колес в промежуточном положении между аппаратами, что способствует эксплуатации насоса в оптимальном режиме и увеличению наработки оборудования. Установки могут поставляться в составе блочной кустовой насосной станции (БКНС) под ключ.

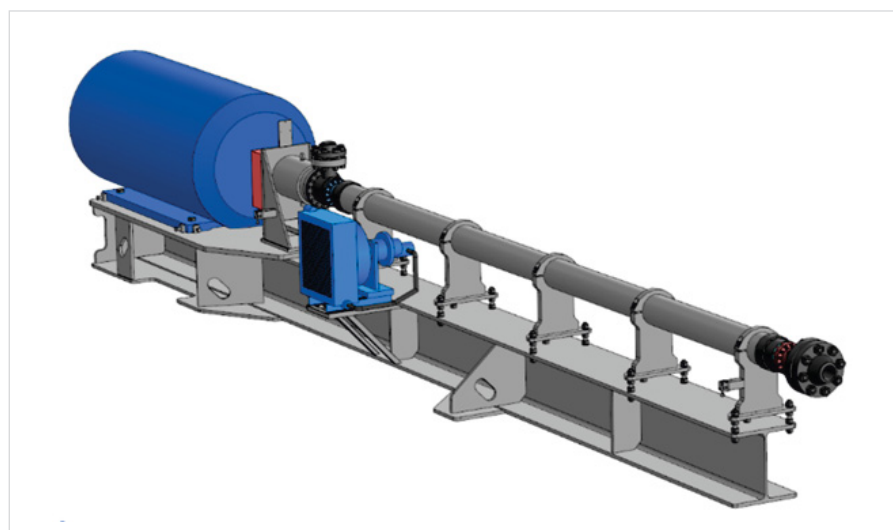


Рис. 2. Горизонтальная насосная установка

#### Заключение

Дивизион «Система-Сервис» продолжает вести в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ политику по улучшению качественных свойств изготавливаемого оборудования — повышение КПД и эксплуатационной надежности, целью которых является снижение электропотребления на 20–30 % по сравнению с серийно выпускаемыми аналогами отечественного и зарубежного производства и повышение наработки при эксплуатации.



Россия, РТ, г. Альметьевск  
ул. Базовая, 2  
+7 (8553) 38-94-00, 31-84-94  
info@sistemaservis.ru  
system.tagras.ru

# ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

- Производитель узлов технологических трубопроводов и соединительных деталей трубопровода

## 02 СВАРКА, СБОРКА УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- **СТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ**
  - Качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие;
- **НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ**
  - Спецдетали любой сложности по чертежам Заказчика, как плоские - так и пространственные (трехмерные);
  - Входной контроль материалов межоперационный и приемо-сдаточный;
- **ТЗ ЗАКАЗЧИКА**
  - Проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля.

**КАЧЕСТВО НАШЕЙ ПРОДУКЦИИ СООТВЕТСТВУЕТ ГОСТ И ТУ И ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ СЕРТИФИКАТАМИ КАЧЕСТВА**

## 01 ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ

○ ТРУБЫ	○ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ	○ СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ
<b>ВНУТРЕННЕЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ</b>	На основе эпоксидных порошковых материалов.	
<b>НАРУЖНОЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ</b>	На основе эпоксидных порошковых материалов.	
<b>НАРУЖНОЕ ДВУХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ</b>	Весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с термопластичным адгезивом.	
<b>НАРУЖНОЕ ТРЁХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ</b>	Весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с эпоксидно-порошковым праймером, с термопластичным адгезивом.	

## ДОСТАВЛЯЕМ ПРОДУКЦИЮ ПО ВСЕЙ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И СТРАН СНГ

Отсканируйте QR-код чтобы оставить заявку на сайте [living-snab.ru](http://living-snab.ru)



🏠 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Объездной тракт, 9

☎ +7 (800) 500-82-13  
+7 (8553) 38-09-06

✉ [livingsnab@bk.ru](mailto:livingsnab@bk.ru)



# Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта

Самойлов А.С.<sup>1</sup>, Вотчель В.А.<sup>1</sup>, Егорова А.П.<sup>2</sup>, Мокина Д.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Базовая кафедра ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ВИШ ЕГ, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия;

<sup>2</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

a\_samoylov@vniigaz.gazprom.ru

## Аннотация

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются важным инструментом определения фильтрационно-емкостных свойств пласта, для газовых и газоконденсатных залежей являются одним из инструментов достоверного определения коэффициента продуктивности скважины в динамике эксплуатации и влияния на него техногенных трещин многостадийного гидроразрыва пласта как инструмента интенсификации притока и повышения углеводородоотдачи пласта. В этой связи вопрос достоверной оценки всех работающих параметров сложнопостроенной скважины с позиции объема вкладываемых в нее ресурсов является особенно актуальным в настоящее время — повсеместного применения высокоточных цифровых решений. Помимо принятия оперативных решений по управлению работой скважины, стратегической целью ГДИС в системе промыслово-геофизического контроля является получение информации, позволяющей в совокупности с другими геолого-промысловыми данными сформировать достоверные представления о системе «продуктивный пласт — трещина ГРП — скважина» и обеспечить детализацию цифровых моделей месторождения для мониторинга разработки месторождений и уточнения стратегии освоения.

В статье на примере одной из горизонтальных газоконденсатных скважин месторождения Восточной Сибири представлен пример междисциплинарного взаимодействия специалистов по гидравлическому разрыву пласта, геомеханическому моделированию, интерпретации промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований жидкостей и материалов для гидроразрыва пласта, а также специалистов по разработке месторождений для достоверного определения геометрических и проводящих характеристик техногенных трещин и их вклад в продуктивность скважины.

## Материалы и методы

- При написании статьи использовались данные промыслово-геофизических исследований, инженерные отчеты по ГРП, результаты интерпретации шумометрии и термометрии, а также анализ лабораторных исследований по жидкостям и материалам для ГРП на горизонтальной скважине месторождения Восточной Сибири.
- Интерпретации газодинамических исследований скважин с МГРП одного из газоконденсатных месторождений путем обобщения и анализа результатов проектирования дизайнов гидроразрыва

пласта, лабораторных исследований жидкостей гидроразрыва пласта и пропантов, геомеханического моделирования и учета результатов определения профиля притока.

## Ключевые слова

гидродинамические исследования скважин, проводимость, техногенная трещина, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта

## Для цитирования

Самойлов А.С., Вотчель В.А., Егорова А.П., Мокина Д.С. Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 41–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-41-48

Поступила в редакцию: 16.05.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

## Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs

Samoylov A.S.<sup>1</sup>, Votchel V.A.<sup>1</sup>, Egorova A.P.<sup>2</sup>, Mokina D.S.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Basic department of "Gazprom VNIIGAZ" LLC, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <sup>2</sup>"Gazprom VNIIGAZ" LLC, Tyumen, Russia

a\_samoylov@vniigaz.gazprom.ru

## Abstract

Well tests are an important tool for determining the reservoir properties, but for gas and gas condensate reservoirs they are one of the tools for reliable determination of the well productivity factor in the dynamics of operation and the influence of technogenic fractures of multistage hydraulic fracturing on it, both as a tool for flow stimulation and increasing hydrocarbon yield of the reservoir. In this regard, the issue of reliable assessment of all operating parameters of the well from the position of the amount of resources invested in it is particularly relevant nowadays – the widespread use of high-precision digital solutions. In addition to making operational decisions on well operation management, the strategic goal of well testing in the system of field geophysical control is to obtain information that allows, in conjunction with other geological and field

data, to form reliable views of the system “productive formation - fracture – well”, and to provide detailed digital models of the field for monitoring field development and refining the development strategy.

The article presents an example of multidisciplinary interaction between specialists in hydraulic fracturing, geomechanical modeling, interpretation of field-geophysical and wells testing, laboratory studies of hydraulic fracturing fluids and materials, as well as specialists in field development for reliable determination of geometric and conductive characteristics of technogenic fractures and their contribution, using the example of one of the horizontal gas-condensate wells in an East Siberian field.

#### Materials and methods

- The article was written using data of field geophysical studies, engineering reports on hydraulic fracturing, results of interpretation of noise and thermometry, as well as analysis of laboratory studies on fluids and materials for hydraulic fracturing at a horizontal well in the East Siberian field.
- Interpretations of gas-dynamic studies of wells with fracturing of one of the gas condensate fields, by summarizing and analyzing the

results of fracturing designs, laboratory studies of fracturing fluids and proppants, geomechanical modeling and taking into account the results of determining the flow profile.

#### Keywords

hydrodynamic studies of wells, conductivity, technogenic fracture, horizontal well, multistage hydraulic fracturing

#### For citation

Samoylov A.S., Votchel V.A., Egorova A.P., Mokina D.S. Approaches to integrating interpretation of hydrodynamic studies with well-geophysical and laboratory studies for horizontal wells with multistage hydraulic fracturing of reservoirs. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 41–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-41-48

Received: 16.05.2024

#### Введение

Исследования, по достоверной оценке, увеличения продуктивности газоконденсатных скважин за счет применения гидроразрыва пласта (ГРП) с использованием ГДИС, а также промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и телеметрии известны на примере таких сложных объектов, как ачимовские отложения Уренгойского НГКМ [1–3 и др.]. Тем не менее специфика скважин со сложной проходкой в разрезе высокорасчлененных коллекторов, которые существенно отличаются по напряжено-деформированному состоянию, требует отдельного внимания к оценке эффективности за счет каждой техногенной трещины после проведения гидроразрыва пласта. Решения данной задачи известны по опубликованным исследованиям авторов из разных российских компаний [4, 5].

Отдельное внимание заслуживают работы, расширяющие инструментарий и методики количественной интерпретации термометрии и спектральной шумометрии. Труды по данной тематике [6, 7], рассматривающие комбинацию методов проведения и интерпретации комплексных промысловых исследований скважин, также были использованы в работе для повышения точности результатов.

#### Подходы к комплексированию исследований

Предлагаемые авторами подходы к комплексированию исследований предусматривают широкое применение при интерпретации ГДИС результатов проектирования дизайнов гидроразрыва пласта в профильном симуляторе и фактически полученные

параметры в результате выполнения работ и калибровки, но при этом дополнительно учитываемые параметры принимаются по лабораторным исследованиям жидкостей разрыва, пропантов, керна, выполненным для целей проектирования гидроразрыва пласта, геомеханическому моделированию и учету результатов определения профиля притока по ПГИ с расширением на калибруемые количественные значения термометрии через оценку спектральной шумометрии на точках.

Особое внимание в процессе интерпретации данных необходимо уделять анализу неработающих или слабоработающих муфт/интервалов ГРП. К таким зачастую относятся интервалы, на которых получена преждевременная остановка закачки («СТОП») в процессе ГРП либо преждевременный выход на «продавку» из-за рисков получения

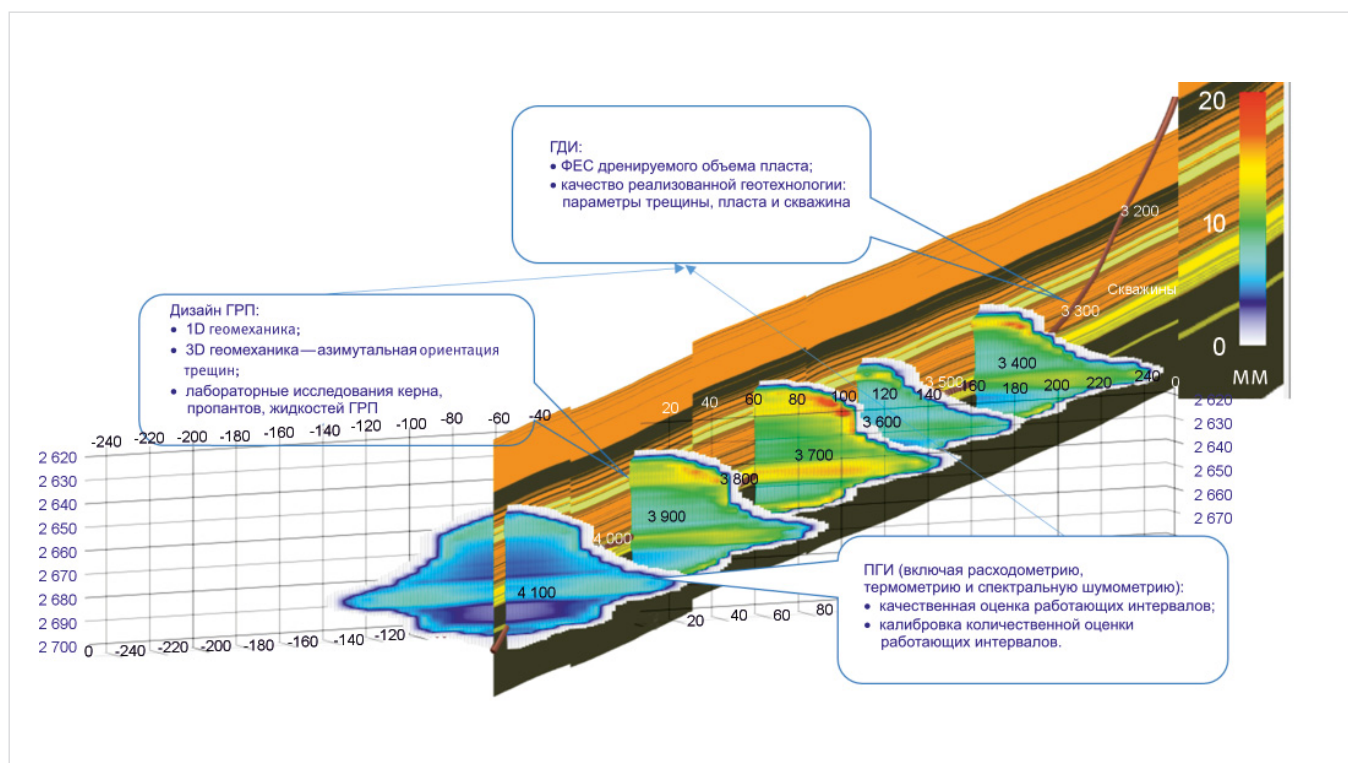


Рис. 1. Параметры, определяемые по ГДИС, и параметры, которые необходимо учитывать для достоверной интерпретации  
Fig. 1. Parameters determined by well testing and parameters that must be taken into account for reliable interpretation

«СТОП» и, как следствие, недостаточная геометрия и проводимость трещины (рис. 1).

Последовательность уточняемых параметров при интерпретации результатов ГДИС на скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) с учетом дополнительных инструментов приведена на рисунке 2.

Технологический «СТОП» — преждевременная остановка закачки пропанта, как следствие, геометрия не соответствует запланированным параметрам и не достигается оптимальная упаковка трещины, так как не закачивается весь объем пропанта. По результатам ПГИ определяется и работающая длина горизонтального ствола скважины, которая численно равна расстоянию между первой и последней работающими муфтами скважины.

### Важность комплексирования с ПГИ

Рассматриваемые подходы применяются при интерпретации скважин одного из газоконденсатных месторождений. Основные технологические решения предусматривают горизонтальное вскрытие продуктивного пласта с избирательным заканчиванием типа горизонтальные скважины (ГС) с МГРП либо многозабойные скважины (МЗС) в зависимости от условий по фильтрационно-емкостным свойствам пласта (ФЕС) и наличию пластовой подошвенной воды.

В настоящей статье рассматриваются только ГС с МГРП. На рассматриваемых скважинах используется достаточно представительный набор исследований при ПГИ, который включает: гамма-каротаж (ГК), локатор муфт (ЛМ), термометрию (ТМ), манометрию (МН),



Рис. 4. Этапы уточнения параметров при интерпретации ГДИ

Fig. 4. Stages of clarifying parameters when interpreting hydrodynamic testing

влагометрию (ВЛГ), резистивиметрию (РЕЗ), механическую расходомерию (РГД), термоанемометр (СТИ), шумометр (ШМ).

В результате анализа интерпретации по скважинам установлено, что заключение о профиле притока скважины в основном формируется по расходомерии, что, несомненно, на сегодняшний день является одним из представительных измерений, однако по термометрии и спектральной шумометрии зачастую диагностируются противоположные замеры по ряду муфт (портов ГРП).

В результате изучения опыта [6] и последующей переинтерпретации термометрии и спектральной шумометрии установлено, что по ряду муфт притока можно считать установленными, а результаты интерпретации с большим количеством трещин дают лучшую сходимость кривой восстановления давления.

Как следствие отмечаем, что роль количественной интерпретации результатов термометрии в современном комплексе ПГИ очень важна. В сложных условиях проведения исследований (расслоенный поток, нестабильный приток низкой интенсивности) этот метод сейчас несет основную информационную нагрузку количественной оценки параметров профиля притока и приемистости. Алгоритм расчета по термограмме величины нормированного коэффициента теплоотдачи в интервалах вне работающих пластов и оценки доли пластов в притоке представлен на рисунке 3. Подтверждение результатов термометрии дополнительно калибруется с результатами спектральной шумометрии.

Помимо использования данных, получаемых с ПГИ, необходимо учитывать данные изучения геомеханического состояния,

ГДИ на нестационарных режимах	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия)	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия, термометрия, спектральная шумометрия)	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия, термометрия, спектральная шумометрия) + лабораторные исследования	ГДИ на нестационарных режимах + ПГИ (расходомерия, термометрия, спектральная шумометрия) + лабораторные исследования + 1D/3D GMM
<p>Ответы на вопросы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Работа каждой техногенной трещины;</li> <li>2. Интенсивность работы техногенной трещины;</li> <li>3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин;</li> <li>4. Пространственное развитие техногенных трещин</li> </ol>	<p>Ответы на вопросы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Работа каждой техногенной трещины;</li> <li>2. Интенсивность работы техногенной трещины;</li> <li>3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин;</li> <li>4. Пространственное развитие техногенных трещин</li> </ol>	<p>Ответы на вопросы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Работа каждой техногенной трещины;</li> <li>2. Интенсивность работы техногенной трещины;</li> <li>3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин;</li> <li>4. Пространственное развитие техногенных трещин</li> </ol>	<p>Ответы на вопросы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Работа каждой техногенной трещины;</li> <li>2. Интенсивность работы техногенной трещины;</li> <li>3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин;</li> <li>4. Пространственное развитие техногенных трещин</li> </ol>	<p>Ответы на вопросы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Работа каждой техногенной трещины;</li> <li>2. Интенсивность работы техногенной трещины;</li> <li>3. Гидравлически эффективные параметры техногенных трещин;</li> <li>4. Пространственное развитие техногенных трещин</li> </ol>

Рис. 2. Последовательность уточняемых параметров при интерпретации результатов ГДИ

Fig. 2. The sequence of specified parameters when interpreting hydrodynamic testing results

1. Выбор работающих портов	2. Выбор интервалов для анализа	3. Расчет нормированного коэффициента теплоотдачи	4. Расчет профиля притока
По аномалиям расходомерии (РГД), термометрии термокондуктивной расходомерии (СТИ) уточняются работающие порты ГРП	На фоновой кривой и на кривой в процессе работы выбираются интервалы одинаковой толщины выше интервалов работающих портов ГРП	По показаниям фоновой кривой и на кривой в процессе работы рассчитывается площадь, и разница температуры на кривой в процессе работы и рассчитывается их отношение	Пропорционально изменению нормированного коэффициента теплоотдачи определяется скорость потока в стволе и доля притока из каждого порта ГРП

Рис. 3. Алгоритм количественного профиля притока по термометрии

Fig. 3. Algorithm for quantitative inflow profile based on thermometry

Табл. 1. Матрица уточняемых и калибрующих параметров для интерпретации ГДИ ГС с МГРП

Tab. 1. Matrix of refined and calibrating parameters for interpretation of well testing of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing

№	Параметры, диагностируемые по ГДИ	ГИС		ПГИ			Дизайн ГРП				Лабораторные исследования		
		Кпр	Нэф	Расходомерия	Термометрия	Спектральная шумомерия	1D ГММ	3D ГММ	Мини-ГРП	ОГРП	Петрофизика	Остаточная проводимость пропанта	Остаточная проницаемость керна
Параметры пласта													
1	Коэффициент проницаемости, k	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Скин-фактор, S	-	-	-	-	-	-	-	у	-	-	-	-
3	Длина работающей части горизонтального ствола скважины, Lg	у	-	у	и	и	-	-	-	-	и	-	и
4	Анизотропия, Kz/Kr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	и	-	-
Параметры трещины													
5	Количество трещин, Nfracks	-	-	у	и	и	-	-	у	и	-	-	-
6	Полудлина трещины, L(xf)	-	-	-	-	-	у	-	у	и	-	-	-
7	Высота трещины, Hf	-	-	-	-	-	у	-	у	у	-	-	-
8	Проницаемость пропантной пачки	-	-	-	-	-	-	-	у	у	-	-	-
9	Безразмерная проводимость трещины, Fcd	у	-	-	-	-	-	-	у	у	-	и	и
10	Угол отклонения трещины от направления ствола скважины, β	-	-	-	-	-	-	и	-	-	-	-	-
11	Количество сегментов трещины, Nseg	-	-	у	у	у	-	-	у	у	-	-	-
Расчетные параметры													
12	Гидропроводность	у	у	-	-	-	-	-	-	-	и	-	и
13	Пьезопроводность	у	у	-	-	-	-	-	-	-	и	-	и
14	Время влияния контура питания	-	-	-	-	-	-	у	у	у	-	-	-
15	Радиус исследования	-	-	-	-	-	-	у	-	-	-	-	-
16	Депрессия на пласт	-	-	-	-	-	-	у	-	-	-	-	-
17	Продуктивность скважины	-	-	у	и	и	-	-	-	-	-	-	-
18	Продуктивность каждой муфты ГРП	-	-	у	и	и	-	-	-	-	-	-	-

И — исходные данные без уточнения в ходе интерпретации; У — уточняемые параметры

в частности по вопросам ориентации максимального стресса и влияния контраста вертикальных напряжений на гидравлически эффективную высоту техногенной трещины. Следует особенно отметить, что параметр проводимости трещины помимо напряжений должен быть откалиброван на результаты лабораторных исследований по определению остаточной проводимости пропантной пачки.

В результате выполнения работ по данному подходу была разработана матрица уточняемых и калибрующих параметров для интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин (ГДИ ГС) с МГРП (табл. 1).

Основным инструментом для оценки является интерпретация кривых восстановления давления методов производной Бурде. Подходы к комплексированию интерпретации гидродинамических исследований с промыслово-геофизическими и лабораторными для горизонтальных скважин с МГРП предусматривают последовательность, включающую в себя несколько этапов, смысл которых

Табл. 2. Сравнение разных подходов к интерпретации ГДИ горизонтальных скважин с МГРП

Tab. 2. Comparison of different approaches to interpretation of hydraulic testing of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing

Номер варианта	Описание	Этап подхода
1	Без учета: геомеханического моделирования, дизайнов ГРП, лабораторных исследований термометрии, шумомерии. Эффективная толщина по ГИС	-
2	Без учета: геомеханического моделирования, дизайнов ГРП, лабораторных исследований термометрии, шумомерии. Общая толщина по ГИС	-
3	Учитываются только дизайны ГРП 50 %. Без учета: геомеханического моделирования, лабораторных исследований термометрии, шумомерии. Проницаемость принимается по ГИС либо близкой	-
4	Учитываются дизайны ГРП, лабораторные исследования, геомеханическое моделирование, термометрии, шумомерии	1
5	Уточнение производной через полудлину трещины L(xf), проводимость Fcd	2
6	Уточнение производной через высоту трещины Hf	3

заключается в пошаговом уточнении параметров трещин ГРП (рис. 4).

Каждый последующий этап интерпретации отличается от предыдущего параметрами, принимаемыми в расчет.

1. В первую очередь для калибровки модельных данных на фактические данные, полученные после проведения ГРП, в расчете в виде констант задаются осредненные параметры трещины, а именно полудлина, высота и безразмерная проводимость трещины. Используемые параметры задаются согласно инженерным отчетам, кроме высоты

Табл. 4. Основные параметры горизонтальных скважин

Tab. 4. Basic parameters of horizontal wells

№	Параметр	Значение
1	Длина горизонтального ствола, м	1 063
2	Профиль	горизонтальный
3	Диаметр хвостовика, мм	114
4	Количество трещин ГРП, ед.	5
5	Средняя полудлина трещин (по дизайну ГРП), м	81
6	Средняя проводимость трещин (по дизайну ГРП), мДм	961

Табл. 3. Сравнительная таблица вариантов интерпретаций от варьируемых параметров

Tab. 3. Comparative table of interpretation options based on varied parameters

№	Параметр	1 Вариант. Без ГРП, Н*эффГИС	2 Вариант. Без ГРП, Н*общ ГИС	3 Вариант. ГРП 50%кГИС	4 Вариант. ГРПmax, ФЕС оценка	5 Вариант. Уточнение L(xf), Fcd	6 Вариант. Уточнение Hf
Параметры пласта							
1	Коэффициент проницаемости, k	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	const	const
2	Скин-фактор, S	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
3	Длина работающей части горизонтального ствола скважины, Lg	f(x)	f(x)	f(x)	const	const	const
4	Анизотропия, Kz/Kr	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	÷	÷
5	Расстояние от ствола скважины до подошвы пласта, Zw	f(x)	f(x)	f(x)	const	const	const
Параметры трещины							
6	Количество трещин, Nfracks	const	const	const	const	const	const
7	Полудлина трещины, L(Xf)	f(x)	f(x)	f(x)	const	÷	const
8	Высота трещины, Hf	f(x)	f(x)	f(x)	const	const	f(x)
9	Проводимость трещины, Fc	f(x)	f(x)	f(x)	const	÷	const
10	Безразмерная проводимость трещины, Fcd	f(x)	f(x)	f(x)	const	÷	÷
11	Угол отклонения трещины от направления ствола скважины, β	const	const	const	const	const	const
12	Количество сегментов трещины, Nseg	const	const	const	const	const	const
Параметры скважины							
13	Коэффициент ствола скважины, C1	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
14	Коэффициент ствола скважины, C2	–	–	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
15	Время изменения C1 на C2, T12	–	–	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
Расчетные параметры							
16	Скин-фактор геометрический	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
17	Скин-фактор анизотропии	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
18	Общий скин-фактор	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
19	Скин-фактор	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
20	Гидропроводность	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
21	Пьезопроводность	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
22	Время влияния контура питания	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
23	Радиус исследования	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
24	Прирост коэффициента продуктивности за счет трещин ГРП	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)	f(x)
25	Процент отклонения	–	–	–	%	%	%

÷ — Знак диапазона; const — значение константы; f(x) — определяемый параметр

трещины. Она задается равной эффективной толщине пласта, подразумевая, что трещина ГРП по вертикали вскрыла все пропластки коллектора. На данном этапе при расчете варьируется проницаемость пласта.

2. Следующий этап заключается в уточнении полудлины и безразмерной проводимости трещины, то есть значения этих параметров могут изменяться в ходе расчета.

Неизменной величиной при расчете остается высота трещины. Стоит отметить, что перед началом проведения расчета необходимо оценить корректность положения линии проницаемости. Если ее значение нефизично относительно фактических данных, то положение линии необходимо скорректировать, а полученное значение сделать константой для второго этапа и последующих расчетов.

3. В последнем этапе уточняется и высота трещины, то есть при расчете варьируются и полудлина, и безразмерная проводимость, и высота трещины. Третий — итоговый этап интерпретации ГДИС, учитывающий фактически скважинные данные и обеспечивающий максимальное схождение модельных параметров с фактическими.

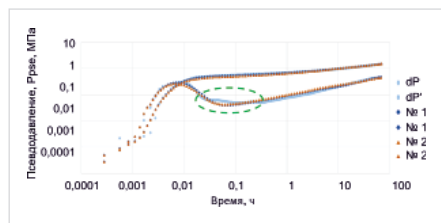


Рис. 5. Интерпретация вариантов № 1–2  
Fig. 5. Interpretation of options № 1–2

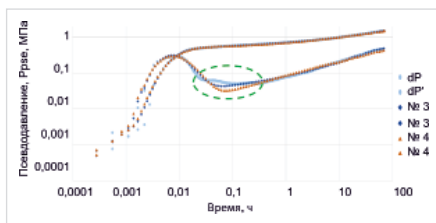


Рис. 6. Интерпретация вариантов № 3–4  
Fig. 6. Interpretation of options № 3–4

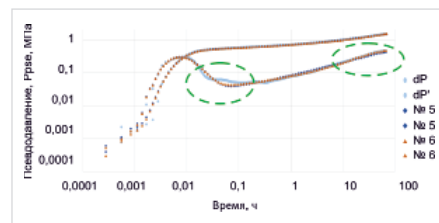


Рис. 7. Интерпретация вариантов № 5–6  
Fig. 7. Interpretation of options № 5–6

Табл. 5. Сводная таблица по вариантам интерпретации ГДИС  
Tab. 5. Summary table of well test interpretation options

№	Параметр	1. Без ГРП, Н'эфф ГИС	2. Без ГРП, Н'общ ГИС	3. ГРП 50% кГИС	4. ГРПmax, ФЕС оценка	5. Уточнение L(xf), Fcd	6. Уточнение Нf
Параметры пласта							
1	Коэффициент проницаемости, k	1,06	0,8705	0,8	0,87	0,87	0,87
2	Скин-фактор, S	0,06863	0,09154	0,09052	0,1142	0,1041	0,1007
3	Длина работающей части горизонтального ствола скважины, Lg	492,58	610,35	647	643	643	643
4	Анизотропия, Kz/Kr	0,0015	0,00137854	0,001	0,0023	0,0035	0,0036
5	Расстояние от ствола скважины до подошвы пласта, Zw	4,0501	5,3123	13,011	13,926	13,926	13,926
Параметры трещины							
6	Количество трещин, Nfracks	5	3	5	5	5	5
7	Полудлина трещины, L(Xf)	74,922	67,6	95,783	66,6	71,808	71,808
8	Высота трещины, Нf	9,2823	25,15	12,542	17,82	17,82	14,837
9	Проводимость трещины, Fc	839,45	810,9	608,79	1225,3	1041,505	1041,505
10	Безразмерная проводимость трещины, Fcd	10,557	13,78	7,94483	21,06	16,7	16,7
11	Угол отклонения трещины от направления ствола скважины, β	61,2	64	20	20	20	20
12	Количество сегментов трещины, Nseg	12	12	12	12	12	12
Параметры скважины и пласта							
13	Коэффициент ствола скважины, C1	0,2133	3,093	3,675	3,606	5,124	7,521
14	Коэффициент ствола скважины, C2	0,09647	0,02203	0,04435	0,06365	0,05443	0,05173
15	Время изменения C1 на C2, T12	0,000325521	0,00061174	0,0002205	0,000177704	0,000192815	0,000197243
16	Скин-фактор геометрический	-7,035	-7,328	-7,36	-7,502	-7,522	-7,483
17	Скин-фактор анизотропии	0,486	0,2501	0,3013	0,1458	0,1174	0,1944
18	Общий скин-фактор	-6,966	-7,237	-7,269	-7,388	-7,418	-7,382
19	Скин-фактор	0,06863	0,09154	0,09052	0,1142	0,1041	0,1007
20	Гидропроводность	83,9173	91,188	59,3782	68,8427	64,8427	64,8427
21	Пьезопроводность	105,018	85,6737	93,9936	102,644	102,644	102,644
22	Время влияния контура питания	21,1552	414,91	94,5461	86,5785	86,5785	86,5785
23	Радиус исследования	113,4	127,87	85,976	89,845	89,845	89,845
24	Прирост коэффициента продуктивности за счет трещин ГРП	1,6	1,3	3,1	2,6	3,1	3,2
Отклонения модельной кривой от фактических замеров		5,8	6,3	3,4	5,5	3,7	2,4

Рассмотрим данные этапы с существующими подходами к интерпретации, не учитываемыми по различным причинам те либо иные результаты исследований, в конечном итоге определяющие ключевые параметры ФЕС и техногенных трещин (табл. 2).

Более детальная информация о варьируемых параметрах и постоянных по каждому из вариантов представлена в таблице 3, соответствующая одной из форм результатов интерпретации кривой восстановления давления (КВД).

За критерии достоверности интерпретации приняты такие параметры, как хорошее совпадение измеренной и теоретической КВД и ее логарифмической производной на всех участках времен при условии учета истории работы скважины, а также непротиворечивость полученных значений ФЕС с известными геологическими данными и данными геофизических исследований.

### Результаты

Рассмотрим результаты определения ФЕС дренируемой зоны и технико-технологические параметры горизонтальной скважины на примере одной из скважин месторождения Восточной Сибири со следующими параметрами (табл. 4).

### Вариант № 1–2

Первые два варианта обозначаются «без точного учета параметров ГПП», так как в данных интерпретациях не проводился учет по дизайнам гидроразрыва пласта, а также учет ПГИ по термометрии и шумометрии. На эффективную и общую толщину значения полудлины, высоты и безразмерной проводимости были заданы как расчетные.

На рисунке 5 представлен график логарифмической производной КВД и расчетные значения по вариантам 1 и 2. Как видно на участках интервала, после притока и выхода на радиальное течение отмечается несовпадение, также по варианту 2 можно отметить несоответствие конечного участка (выделено зеленым).

Исходя из сводных данных интерпретации в таблице 5, можно увидеть, что первые 2 варианта, интерпретирующие значения по скважине, не учитывали параметр длины работающей части горизонтального ствола скважины. Также можно увидеть, что угол отклонения трещины завышен. Данные факторы влияют на проводимость трещины, тем самым делая ее значение недостоверным.

### Вариант № 3

В варианте под номером 3 проводится неполный учет параметров трещины. К примеру, при задаваемом параметре безразмерной проводимости в 10, проводимость трещины может получиться в 17,000 мДарси\*м. Данное значение не является правильным, в связи с этим в предложенных вариантах определяется диапазон проводимости в пределах 50 % от полученного по дизайнам ГПП и лабораторным исследованиям.

На рисунке 6 видно, что совпадение с фактической кривой достаточно высокое, однако на участках интервала после притока и выхода на радиальное течение (выделено зеленым) имеет недостаточное совпадение.

По результатам сопоставления сводных параметров (табл. 5) и как было отмечено, итерация под номером 3 выполнялась уже с неполным учетом параметров ГПП и ПГИ, поскольку количество трещин принято только

по расходомерии, можно увидеть, что учитывается длина горизонтального ствола, высота трещины и количество сегментов трещины. Но данная интерпретация не учитывает угол отклонения — результаты геомеханического моделирования, не уточняет полудлину трещины и проницаемость.

### Вариант № 4

В четвертом варианте параметры техногенных трещин устанавливаются константой. Полудлина и безразмерная проводимость принимаются из инженерных отчетов средним значением по всем стадиям. Высота трещины устанавливается равной эффективной толщине. В данной вариации модель адаптируется на фактические параметры и вследствие этого уточняется проницаемость пласта.

Расчетные значения приведены на рисунке 4 совместно с вариантом 3 для оценки совпадения с фактической и отличием по вариантам. Как можно отметить, сходимость третьего варианта по всей кривой выше, чем четвертого. Однако при сопоставлении сводных параметров (табл. 5) следует отметить незначительное превышение полудлины в варианте 3 над значениями, полученными при калибровке трещин в профильном симуляторе.

### Вариант № 5

В следующем 5 варианте уточняется полудлина и безразмерная проводимость трещины. При этом при получении данных значений, не вошедших в диапазон  $\pm 15\%$ , от значений, полученных при дизайне ГПП, продолжаем итерации до того момента, пока значения не установятся в данном ограничении.

Расчетные значения по варианту 5 представлены на рисунке 7, следует отметить достаточно высокое соответствие с фактической производной (выделено зеленым), однако конечный участок имеет отклонения.

### Вариант № 6

Далее, в варианте 6, при сгенерированной и установленной проницаемости, полудлины и безразмерной проводимости, мы уточняем гидравлически эффективную (работающую) высоту трещины.

Как видно из рисунка 7, при сопоставлении с вариантом 5 установлено большее совпадение с фактической как на участке интервала после притока и выхода на радиальное течение, так и в конечном участке.

В итоге мы получаем 6 проинтерпретированных вариантов и переходим к подсчету процента отклонения. Чем меньше будет данный процент, тем больше сходимость получится на выходе (табл. 5).

Как уже было отмечено, за критерий оценки принимается общепринятое «хорошее» совпадение измеренной и теоретической КВД и ее логарифмической производной на всех участках времен при условии учета истории работы скважины, однако в нашем варианте выполнена не качественная оценка по визуальному совпадению, а количественная путем итеративного определения зависимости для каждого из участков производной фактических значений давления с последующей аналогичной оценкой модельной и определением отклонения между ними. Также известны более простые способы по оценке через соответствие конечного участка и соответственно точки, поскольку зачастую для поиска пластового давления

через аппроксимацию это является действительно важным фактором оценки, но в случае с оценкой гидравлически эффективных параметров трещин необходимо совпадение по всей длине кривых как фактора соответствия принимаемой модели фильтрации реальным пластовым процессам.

### Итоги

Предложенный подход к комплексированию результатов различных исследований при интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта продемонстрировал меньшее среднеквадратичное отклонение модельной производной давления от фактической и, соответственно, диагностируемых параметров техногенных трещин, образованных при гидравлическом разрыве пласта.

### Выводы

Представленный подход к интерпретации обеспечил лучшую сходимость модельной производной давления от фактической, среднеквадратичное отклонение для данной скважины составило 2,4 %.

Однако, как известно, нет одинаковых скважин, особенно для интерпретации гидродинамических исследований. Но по данному подходу аналогичные результаты получены по более чем 50 горизонтальным скважинам с МГРП, на основе многочисленных итераций по каждой скважине и полученных данных был предложен настоящий подход к интерпретации КВД с учетом результатов интерпретации промыслово-геофизических, лабораторных исследований и геомеханического моделирования, включая трещины ГПП. Интерпретация по предложенному подходу позволяет:

- оценивать свойства пласта;
- определять как средневзвешенные, так и адресные параметры трещин ГПП;
- достоверно определять прирост продуктивности скважины от сформированных техногенных трещин разрыва пласта;
- оптимизировать решения по ГПП с учетом зон различных фильтрационно-емкостных свойств.

Следующим этапом повышения точности интерпретации является адресная оценка влияния на прирост продуктивности и динамику накопленной добычи каждой техногенной трещины, в настоящее время данные решения выполняются с применением численных инструментов моделирования.

### Литература

1. Тюрин В.П., Нестеренко А.Н., Жариков М.Г., Завьялов Н.А. Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов // Экспозиция нефть газ. 2015. № 4. С. 50–54.
2. Корякин А.Ю., Жариков М.Г., Осипович О.В. и др. Использование забойных датчиков при мониторинге разработки ачимовских газоконденсатных залежей // Наука и техника в газовой промышленности. 2017. № 1. С. 10–16.
3. Тюрин В.П., Грачев С.И., Самойлов А.С. и др. Повышение достоверности интерпретации гидродинамических исследований скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского месторождения // Газовая

- промышленность. 2019. № 1. С. 24–30.
4. Патент RU 2 734 202 C1. Способ исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в низкопроницаемых коллекторах. Давлетбаев А.Я., Нуриев А.Х., Махота Н.А., Иващенко Д.С., Асалхузина Г.Ф., Синицкий А.И., Зарафутдинов И.А., Сарапулова В.В., Уразов Р.Р., Мухамедшин Р.К. Патентообладатели: Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть». 2020. 8 с.
  5. Морозовский Н.А., Кричевский В.М., Гуляев Д.Н., Биккулов М.М. Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий // Инженерная практика. 2012. № 8. С. 6–12.
  6. Буянов А.В., Деметьева М.А., Ипатов А.И. и др. Концепция интерпретационного подхода к нестационарной термометрии добывающих газонефтяных и газовых скважин со сложным заканчиванием // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 2. С. 6–13.
  7. Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н. Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 151–162.

## ENGLISH

### Results

The proposed approach to complexing the results of various studies when interpreting well tests of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing demonstrated a smaller mean square deviation of the model pressure derivative from the actual one and, accordingly, of the diagnosed parameters of technogenic fractures formed by hydraulic fracturing.

### Conclusions

The presented approach to interpretation in this case provided a “good” convergence in quantitative terms amounting to 2,4%. However, as is known, there are no identical wells, especially for the interpretation of hydrodynamic studies. But using this approach, similar results were obtained for more than 50 horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing; based on numerous iterations for each well and the data obtained, a real approach to the interpretation of pressure build-up

was proposed, taking into account the results of interpretation of field geophysical, laboratory studies and geomechanical modeling, including hydraulic fractures.

Interpretation using the proposed approach allows:

- evaluate formation properties;
- determine both weighted average and targeted parameters of hydraulic fractures;
- reliably determine the increase in well productivity from formed man-made fractures;
- optimize hydraulic fracturing solutions taking into account zones of different filtration and reservoir properties.

The next step in improving the accuracy of interpretation is a targeted assessment of the impact on productivity growth and the dynamics of cumulative production of each man-made fracture; currently, these decisions are made using numerical modeling tools.

### References

1. Tyurin V.P., Nesterenko A.N., Zavalov N.A., Zharikov M.G. Optimization of the gas-dynamic well tests for the low-permeable and over-pressured reservoirs without loss of the informative value. Exposition Oil Gas, 2015, issue 4, P. 50–54. (In Russ).
2. Koryakin A.Yu., Zharikov M.G., Osipovich O.V. et al. The use of downhole sensors in monitoring the development of Achimov gas condensate deposits. Science and technology in the gas industry, 2016, issue 1, P. 10–16. (In Russ).
3. Tyurin V.P., Grachev S.I., Samoylov A.S. et al. Improvement of accuracy of the interpretation of the hydro-dynamic well surveys penetrating Achimov deposits of the Urengoykoe field. Gas Industry, 2019, issue 1, P. 24–30. (In Russ).
4. Invention RU 2 734 202 C1. Method of analysing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeability headers. Davletbaev A.Y., Nuriev A.K., Makhota N.A., Ivashchenko D.S., Asalkhuzina G.F., Sinitskiy A.I., Zarafutdinov I.A., Sarapulova V.V., Urazov R.R., Mukhamedshin R.K. Proprietor: “NK “Rosneft” PJSC, 2020, 8 p. (In Russ).
5. Morozovsky N.A., Krichevsky V.M., Gulyaev D.N. Approaches to quantitative interpretation of well distribution during long-term monitoring of development in conditions of low information content of traditional technologies. Engineering Practice, 2012, issue 8, P. 6–13. (In Russ).
6. Buyanov A.V., Dementeva M.A., Ipatov A.I. et al. Concept of temperature transient analysis interpretation in gas and gas condensate producers with complex completion. Scientific journal of the Russian gas society, 2022, issue 2, P. 6–13. (In Russ).
7. Kremenetskiy M.I., Krichevskiy V.M., Soloveva V.V., Nikonorova A.N. The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. Georesources, 2023, Vol. 25, issue 3, P. 151–162. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Самойлов Александр Сергеевич**, к.т.н., заведующий базовой кафедрой, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ВИШ EG, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Для контактов: [a\\_samoylov@gwise.vniigaz.gazprom.ru](mailto:a_samoylov@gwise.vniigaz.gazprom.ru)

**Вотчель Виталий Андреевич**, доцент, базовая кафедра ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ВИШ EG, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

**Егорова Анжелика Павловна**, техник отдела геомеханического моделирования Центра технико-технологических решений по освоению новых месторождений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

**Мокина Дарья Сергеевна**, инженер отдела геомеханического моделирования Центра технико-технологических решений по освоению новых месторождений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

**Samoylov Alexander Sergeevich**, ph.d. of engineering sciences, head of the basic department of “Gazprom VNIIGAZ” LLC, HES EG, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Tyumen Industrial University”, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [a\\_samoylov@gwise.vniigaz.gazprom.ru](mailto:a_samoylov@gwise.vniigaz.gazprom.ru)

**Votchel Vitaly Andreevich**, associate professor, Basic department of “Gazprom VNIIGAZ” LLC, HES EG, Federal state budgetary educational institution of higher education “Tyumen Industrial University”, Tyumen, Russia

**Egorova Anzhelika Pavlovna**, technician of the geomechanical modeling department of the center for technical and technological solutions for the development of new deposits, “Gazprom VNIIGAZ LLC” LLC, Tyumen, Russia

**Mokina Darya Sergeevna**, engineer of the geomechanical modeling department of the center for technical and technological solutions for the development of new deposits, “Gazprom VNIIGAZ LLC” LLC, Tyumen, 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)

# Подбор оптимальной композиции ингибитора коррозии на основе имидазолина с кетоном или кетоксимом в кислотной среде

Карачевский Д.Ю.<sup>1,2</sup>, Мустафин А.Г.<sup>2</sup>, Валекжанин И.В.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; <sup>2</sup>Уфимский Институт химии Российской академии наук, Уфа, Россия  
dy\_karachevskii@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В работе представлены результаты исследований по подбору оптимальной композиции ингибитора коррозии на основе имидазолина с кетоном или кетоксимом для кислотной среды. Проведены исследования по влиянию температуры на качество ингибирования. Изучены характеристики ингибирования при различном времени экспозиции (до 720 часов). Установлено влияние режима течения жидкости на качество ингибирования кетонами или кетоксимами. Показано, что для любого из случаев смена режима с ламинарного до турбулентного снижает степень защиты от 1,5 до 2,2 раза.

## Материалы и методы

ГОСТ 9.506-87, октанон-3, октанон-3-оксим, соляная кислота, металлическая пластинка марки Сталь 3.

## Ключевые слова

кетон, кетоксим, ингибитор, коррозия, соляная кислота

## Для цитирования

Карачевский Д.Ю., Мустафин А.Г., Валекжанин И.В. Подбор оптимальной композиции ингибитора коррозии на основе имидазолина с кетоном или кетоксимом в кислотной среде // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 3. С. 50–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-50-55

Поступила в редакцию: 26.04.2024

CHEMISTRY

UDC 544.723, 544.7 | Original Paper

## Selection of the optimal composition of an imidazoline-based corrosion inhibitor with ketone or ketoxime in an acidic environment

Karachevsky D.Yu.<sup>1,2</sup>, Mustafin A.G.<sup>2</sup>, Valekzhanin I.V.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPineft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; <sup>2</sup>Ufa Institute of chemistry, Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia  
DY\_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The paper presents the results of research on the selection of the optimal composition of an imidazoline-based corrosion inhibitor with ketone or ketoxime for an acidic environment. Studies have been conducted on the effect of temperature on the quality of inhibition. The characteristics of inhibition at different exposure times (up to 720 hours) have been studied. The effect of the fluid flow regime on the quality of inhibition by ketones or ketoximes has been established. It is shown that for any of the cases, changing the mode from laminar to turbulent reduces the degree of protection from 1,5 to 2,2 times.

## Materials and methods

GOST 9.506-87, octanone-3, octanone-3-oxime, hydrochloric acid, Steel 3 metal plate.

## Keywords

ketone, ketoxime, inhibitor, corrosion, hydrochloric acid

## For citation

Karachevsky D.Yu., Mustafin A.G., Valekzhanin I.V. Selection of the optimal composition of an imidazoline-based corrosion inhibitor with ketone or ketoxime in an acidic environment. Exposition Oil Gas, 2024, issue 3, P. 50–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-3-50-55

Received: 26.04.2024

## Введение

Интенсификация добычи нефти является актуальной задачей для нефтяной отрасли. Один из наиболее часто применяемых методов воздействия на призабойную зону пласта с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора — кислотная обработка скважин [1–3]. При этом возникает проблема повышенного коррозионного износа скважинного оборудования,

для этого необходимо использовать добавки: поверхностно-активные вещества, ингибиторы коррозии и т.д. Наиболее эффективным методом является использование ингибиторов коррозии различного состава [3–6].

В современных условиях развитие технологий приготвления или синтеза новых активных основ для ингибирующих композиций сопряжено с рядом трудностей. При этом постоянный рост требований к качеству,

а также рост количества отказов по причине коррозионного разрушения приводят к необходимости использовать существующую материально-техническую базу [7–10].

Для решения данной проблемы предложено использование новых активных основ, к которым относятся кетоны и их производные — кетоксими. Применение данных соединений имеет важное значение, так как в последние годы наблюдается рост

производства и потребления кетонов, в связи с этим на предприятиях достаточно часто образуются излишки продуктов, которым не всегда могут найти применение. В то же время кетоксимы также имеют широкое распространение в различных областях мало- и крупнотоннажной химии, что говорит о потенциале для использования в качестве новых активных основ ингибирующих композиций.

В дополнение к этому важно отметить, что отличительной чертой органических ингибиторов коррозии (ИК) является наличие в структуре атомов кислорода, азота и серы [2]. Принято считать, что органические соединения оказывают ингибирующее действие за счет адсорбции на поверхности через атомы N, S и O, а также атомы с тройной или сопряженной двойной связью или ароматическим кольцом в их молекулярной структуре. Важным достоинством кетоксимов является наличие в структуре функциональной группы C=N-OH с электроотрицательными атомами N, O и двойной связью одновременно, которые имеют хорошую растворимость в воде, нетоксичны и биоразлагаемы [8]. Эти факторы важны в контексте текущего приоритета производства экологически чистых ингибиторов. Необходимо отметить, что информация о способности оксимных соединений к ингибированию в сильно коррозионно-агрессивных средах не изучена.

#### Материалы и методы

В качестве образца предложен имидазолиновый ингибитор коррозии, состав которого представлен в таблице 1. Имидазолиновый ингибитор коррозии был выбран, исходя из масштабы применения данного типа ингибитора в промышленности.

Для изучения были выбраны два соединения (рис. 1): а — октанон-3 и б — октанон-3-оксим. Выбор данных соединений основан на широте применения в полимерной промышленности, в качестве сырья для производства чернил, полимеров, а также в качестве антиоксидантов для процесса полимеризации. Также важным фактором является, что данный тип соединений ранее не рассматривался в качестве ингибирующих добавок или ингибиторов коррозии.

Для изучения ингибирующих свойств кетонов и кетоксимов использовался промышленный кислотный состав, представляющий собой товарную марку соляной кислоты марки А с содержанием HCl 27 %. Исследования проводились на стали Ст3 с составом, масс. %: Fe — 98,36; С — 0,2; Mn — 0,5; Si — 0,15; P — 0,04; S — 0,05; Cr — 0,3; Ni — 0,2; Cu — 0,2.

Определение скорости коррозии осуществлялось при помощи гравиметрического и электрохимического метода (метода линейной поляризации), согласно ГОСТ 9.506-87.

#### Изучение ингибирующих свойств кетонов и кетоксимов

Каждая из исследованных композиций была приготовлена на основе состава базового ИК (табл. 1). Предварительно был определен состав и массовые доли компонентов композиции; для того, чтобы установить влияние технологии приготовления композиции, дополнительно проводились испытания на сходимость результатов промышленно и лабораторно изготовленного образца. По их итогам было определено, что результаты приготовленной в лаборатории и промышленной композиции сходимы, разница в результатах составляет менее 5 %. Базовая дозировка, используемая в дальнейших испытаниях, составляет 100 мг/л.

#### Влияние температуры на ингибирующие свойства кетоксимов

Важным технологическим параметром является температура, так как на территории РФ существуют объекты добычи нефти, которые эксплуатируются в широком интервале температур. Также температура является важным кинетическим фактором, влияющим на скорость коррозии металла и на адсорбцию ингибитора на поверхности образца. Чтобы изучить влияние температуры на ингибирующие свойства кетоксимов, эксперименты проводились в интервале температур 0–80 °C с шагом 20 °C.

На рисунке 2 показано влияние температуры на степень защиты металлической поверхности, концентрация композиции — 100 мг/л, время экспозиции — 24 ч.

На рисунке 2а можно заметить, что характер ингибирования металла кетоном при

Табл. 1. Состав базового ИК  
Tab. 1. Composition of the basic IR

Состав	Массовая доля, % масс.
N-((2-Олеил-2-имидазолин-1-ил)этил) полиэтиленполиамин	15
Вода	35
Соляная кислота	5
Уротропин	45

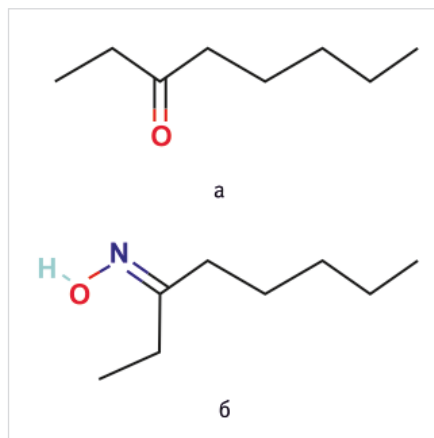


Рис. 1. Соединения для исследования: а — октанон-3, б — октанон-3-оксим  
Fig. 1. Compounds for research: a — octanone-3, б — octanone-3-oxim

изменении температуры схож с характером графика базового ингибитора. Показано, что увеличение температуры негативно влияет на процесс ингибирования. Предположительно, это связано с преобладающим процессом десорбции ингибитора с поверхности металла над адсорбцией на ней.

По полученным результатам для ингибирующей композиции, содержащей кетоксим (рис. 2б), можно заметить, что характер ингибирования значительно отличается

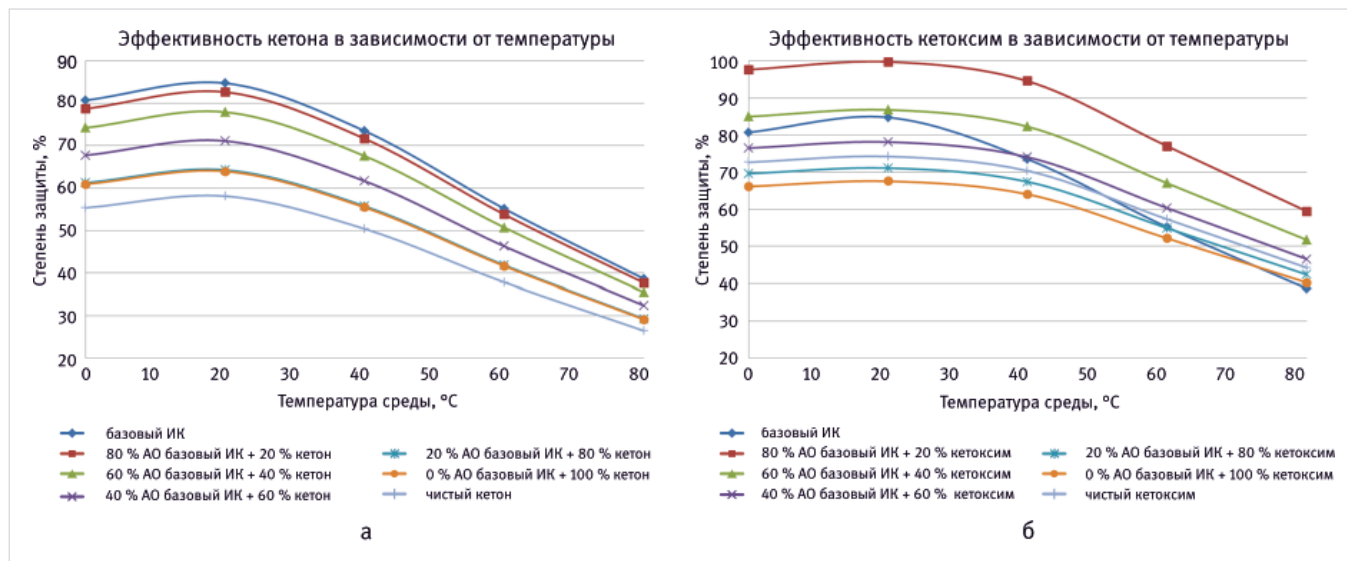


Рис. 2. Влияние температуры на ингибирующие свойства композиции ингибитора коррозии и кетона/кетоксима (дозировка — 100 мг/л, время экспозиции — 24 ч): а — с добавлением кетона, б — с добавлением кетоксима

Fig. 2. The effect of temperature on the inhibitory properties of the composition of the corrosion inhibitor and ketone/ketoxime (dosage — 100 mg/l, exposure time — 24 hours): а — with the addition of ketone, б — with the addition of ketoxime

от графика базового ИК и данный эффект характерен для всех дозировок кетоксимов. В результате сформировали три возможных механизма взаимодействия.

1. Наличие в структуре дополнительного атома азота приводит к уменьшению влияния температуры на процесс десорбции композиции с поверхности.
2. Дополнительный фактор, улучшающий процесс ингибирования, — это хорошая реакционная способность кетоксимов. Кислая среда выступает в качестве катализатора для проведения бекмановской перегруппировки.
3. Также возможен процесс гидролиза кетоксимов до соответствующих кетонов, в моменте прорыва адсорбированной пленки на данные участки могут адсорбироваться находящиеся в среде кетоны и тем самым улучшать процесс ингибирования. Данное предположение относится также и к тиамидам, ингибирующие свойства которых изучены во многих работах [11–12].

### Влияние времени экспозиции на степень защиты

В нефтегазовой отрасли распространены несколько вариантов дозирования ингибиторов коррозии:

- периодическое дозирование, период между обработками может составлять от нескольких дней до нескольких недель;
- постоянное дозирование реагента.

Каждый из представленных методов обладает своими достоинствами и недостатками. Наиболее распространенным является метод периодического дозирования, так как требует меньших затрат и сокращает количество используемого реагента [13]. Важным пунктом для изучения является оценка влияния времени экспозиции на эффективность ингибирования. На рисунке 3 показано влияние времени экспозиции на степень защиты металлической поверхности, концентрация — 100 мг/л, температура среды — 20 °С.

На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что процесс ингибирования кетонами соответствует механизму ингибирования базового ИК. Любое замещение

приводит скорее к снижению эффективности ингибирования, но при этом до 20 % замещения степень защиты близка к показателям базового ИК. Максимальный эффект ингибирования достигается при 24 часах экспозиции.

Аналогичный эффект получается при добавлении кетоксимов. При этом дальнейшее увеличение времени экспозиции незначительно снижает степень защиты, что говорит о возможных конкурирующих процессах адсорбции и десорбции. Данный эффект зависит скорее от увеличения количества атомов азота в композиции, что усиливает связь с поверхностью металла. Для более детального изучения эффекта требуется изучение термодинамических параметров взаимодействия.

С практической точки зрения применение кетоксимов позволит значительно сократить количество закупаемого ингибитора коррозии, так как увеличится межоперационный период между обработками [13–16].

### Влияние режима течения жидкости на степень защиты

Важным с технологической точки зрения параметром является изучение режима течения жидкости. С постоянным увеличением количества перекачиваемой жидкости меняется режим течения, количество осложнений в процессе транспортировки.

С учетом вышесказанного для исследований выбраны три режима движения по Рейнольдсу:

- ламинарный;
- переходный;
- турбулентный.

Результаты приведены на рисунках 4 и 5.

Как можно заметить, изменение режима течения жидкости приводит к тому, что степень защиты значительно снижается. При этом при переходе из ламинарного в турбулентный режим эффективность снижается более чем в 2 раза. Разница между ламинарным и переходным режимами течения также значительна и показывает снижение эффективности примерно в 1,5–1,7 раза. Данное явление возможно из-за срыва адсорбированной пленки.

Показано, что для кетоксимов влияние динамических условий на скорость коррозии не столь значительно, как для кетонов. Данное явление можно объяснить более плотной адсорбированной пленкой, которая имеет меньшую склонность к отрыву. При этом характер снижения эффективности в зависимости от изменения режима течения жидкости менее критичный. При изменении режима течения с ламинарного до переходного степень защиты снижается в 1,1–1,3 раза, с ламинарного до турбулентного степень защиты снижается в диапазоне от 1,5 до 1,6 раза.

### Итоги

Были исследованы кетоны и кетоксимы как соединения, обладающие ингибирующими свойствами. Установлено, что кетоксимы могут использоваться в качестве индивидуального ингибирующего соединения, в отличие от кетонов, ингибирующие свойства которых значительно хуже, чем у аналогичных кетоксимов.

### Выводы

В результате проведенной работы были установлены следующие закономерности.

- Исследованные кетоксимы и кетоны имеют перспективу в качестве ингибиторов коррозии или добавок к ингибиторам коррозии в кислых средах.
- В ходе работы установлено, что кетоксимы могут модифицировать процесс ингибирования, что связано с увеличением количества атомов азота в ингибирующей композиции. Кетоны при этом данной способностью не обладают, а работают по механизму, схожему с работой базового ингибитора коррозии.
- Изучено влияние температуры на ингибирующие свойства композиций. Для диапазона температур от 0 до 80 °С степень защиты для всех исследуемых кетоксимов является удовлетворительной. Последующее увеличение температуры незначительно увеличивает скорость коррозии. Данный факт объясняется хорошими показателями адсорбции соединений. В отличие от кетоксимов, для кетонов

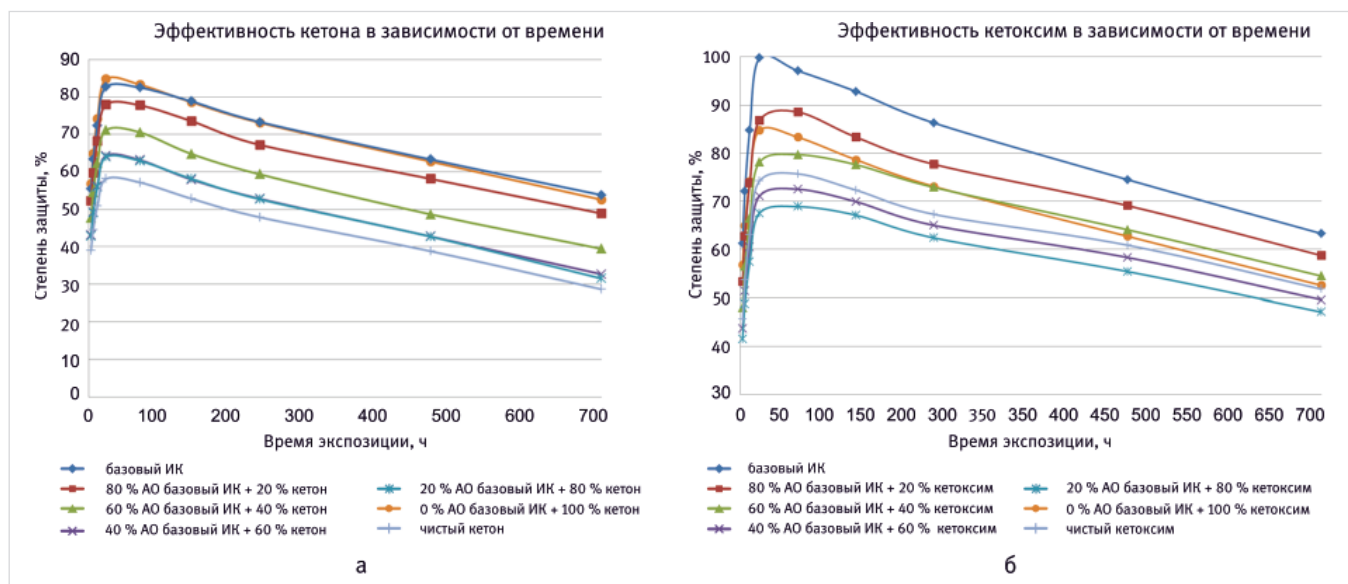


Рис. 3. Влияние времени экспозиции на ингибирующие свойства композиции, содержащей кетоны и кетоксимы (дозировка — 100 мг/л, температура среды — 20 °С): а — с добавлением кетона, б — с добавлением кетоксима

Fig. 3. Effect of exposure time on the inhibitory properties of a composition containing ketones and ketoximes (dosage — 100 mg/l, medium temperature — 20 °C): а — with ketone addition, б — with ketoxime addition

увеличение температуры среды значительно влияет на качество ингибирования, при этом характер ингибирования похож на механизм базового ИК.

- В процессе увеличения времени экспозиции значительно ухудшаются

ингибирующие свойства кетонов, так как они образуют недостаточно прочную пленку на поверхности металла и обладают более слабой адгезией к поверхности. Данные факторы не позволяют защищать поверхность на более длительный срок,

в отличие от кетоксимов, которые имеют более понятный и прогнозируемый график падения эффективности во всем промежутке экспозиции, и, соответственно, обладают лучшими ингибирующими свойствами. Добавка кетона и кетоксима

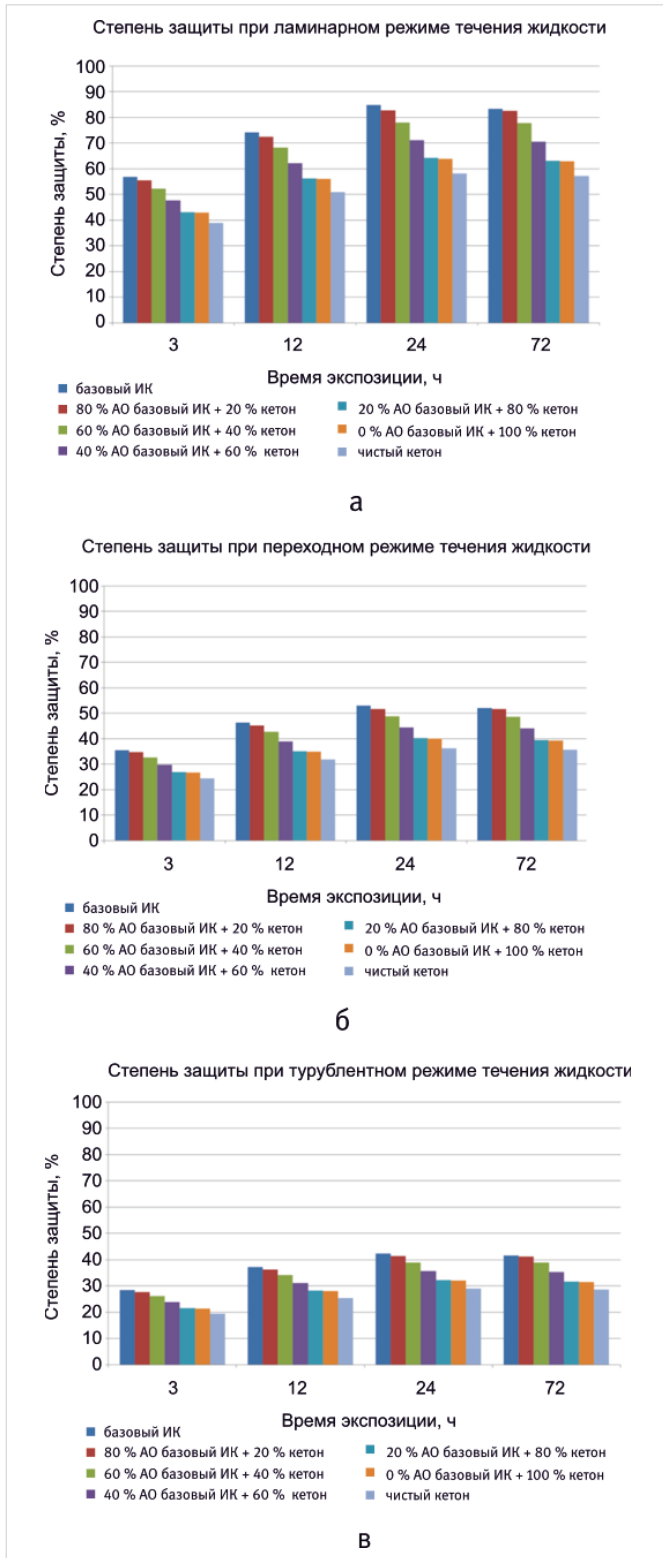


Рис. 4. Влияние режима течения жидкости на ингибирующие свойства композиции, содержащей кетоны (дозировка – 100 мг/л, температура среды – 20 °С, время экспозиции – 24 часа): а – при ламинарном режиме, б – при переходном режиме, в – при турбулентном режиме

Fig. 4. Effect of the liquid flow regime on the inhibitory properties of a composition containing ketones (dosage – 100 mg/l, medium temperature – 20 °C, exposure time – 24 hours): а – in laminar mode, б – in transient mode, в – in turbulent mode

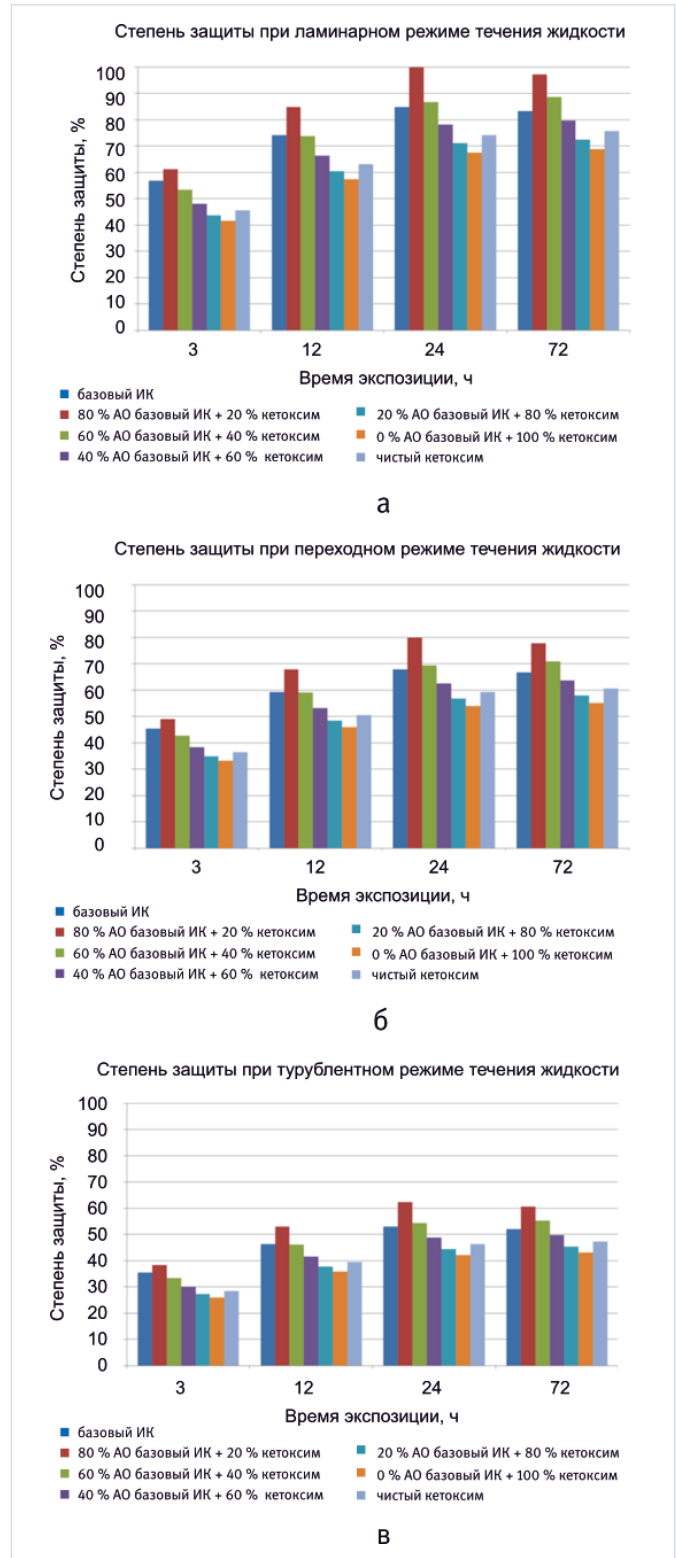


Рис. 5. Влияние режима течения жидкости на ингибирующие свойства композиции, содержащей кетоксима (дозировка – 100 мг/л, температура среды – 20 °С, время экспозиции – 24 часа): а – при ламинарном режиме, б – при переходном режиме, в – при турбулентном режиме

Fig. 5. Effect of the liquid flow regime on the inhibitory properties of a composition containing ketoximes (dosage – 100 mg/l, medium temperature – 20 °C, exposure time – 24 hours): а – in laminar mode, б – in transient mode, в – in turbulent mode

к имидазолиновому ИК не приводит к сильным отличиям временной зависимости эффективности ингибирования. Эффективность ингибирования увеличивается первые 20 часов, проходит через максимум и затем снижается.

- Изучено влияние режима движения жидкости на эффективность ингибиторной защиты. Для кетонов изменение режима течения влияет более значительно, степень защиты снижается в 2–2,2 раза при сравнении турбулентного и ламинарного режимов. В отличие от кетонов для кетоксимов степень защиты снижается в промежутке от 1,5–1,6 раза для турбулентного и ламинарного режимов.

#### Литература

1. Решетников С.М. Ингибиторы кислотной коррозии металлов. Ленинград: Химия, 1966. 156 с.
2. Глушенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. Т. 4. 703 с.
3. Авдеев Я.Г., Киреева О.А., Кашковский Р.В. Ингибиторная защита сталей в растворах кислот // Коррозия: материалы, защита. 2017. № 2. С. 24–32.
4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000. 413 с.
5. Ахмерова Э.Э., Шафикова Е.А., Апкаримова Г.И. и др. Подбор эффективного кислотного состава для обработки карбонатного коллектора. Башкирский химический журнал. 2018. Т. 25. № 3. С. 86–92.

6. Ryl J., Wysocka J., Cieřlik M., Gerengi H., Ossowski T., Krakowiak S., Niedziatkowski P. Understanding the origin of high corrosion inhibition efficiency of bee products towards aluminum alloys in alkaline environments. *Electrochimica acta*, 2019, Vol. 304, P. 263–274. (In Eng).
7. Avdeev Ya.G., Kuznetsov Yu.I. Inhibitory protection of steels from high-temperature corrosion in acid solutions. A review. Part 1. *International journal of corrosion and scale inhibition*, 2020, Vol. 9, issue 2, P. 394–426. (In Eng).
8. Велиев М.Г., Шатинова М.И., Гейдарова Г.Д., Алиева Ф.М. Аминосодержащие ацетилены — ингибиторы кислотной коррозии стали // Коррозия: материалы, защита. 2016. № 5. С. 22–26.
9. Яркеева Н.Р., Насыров Э.А., Газизова Э.Р. К вопросу о микробиологической коррозии на месторождениях Западной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 3. С. 89–94.
10. Авдеев Я.Г., Тюрина М.В., Кузнецов Ю.И. Об ингибировании коррозии низкоуглеродистой стали в фосфорнокислых средах производным триазола // Вестник Тамбовского университета. Серия: Естественные и технические науки. 2013. Т. 18. № 5. С. 2258–2261.
11. Авдеев Я.Г., Белинский П.А., Кузнецов Ю.И. Применение хлоридов трибензилэтаноламмония и бензилтриэтаноламмония для защиты стали от коррозии в растворе серной кислоты // Коррозия: материалы, защита.

2006. № 4. С. 35–40.

12. Решетников С.М. Ингибиторы кислотной коррозии металлов. Ленинград: Химия, 1986. 144 с.
13. Грег С., Синг К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. М.: Мир, 1984. 306 с.
14. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Локальная CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. Уфа: РН-БашНИПнефть, 2022. 296 с.
15. Карачевский Д.Ю. Синтез новых ингибиторов коррозии металлов на основе ароматических аминов и пиперилена // Практические аспекты нефтепромысловой химии. 2022. С. 152–155.
16. Ткачева В.Э., Маркин А.Н., Пресняков А.Ю., Волошин А.И., Дресвянников А.Ф. Локальная углекислотная коррозия углеродистых и низколегированных сталей в нефтепромысловых системах // Вестник Технологического университета. 2020. Т. 23. № 12. С. 65–75.
17. Шарафутдинов В.М., Даминов Р.Р., Минабаев А.С., Ким А.Ю., Карачевский Д.Ю. Современные технологии: достижения и инновации-2021 // Сборник материалов III Всероссийской научно-практической конференции. 2021. С. 114–115.
18. Карачевский Д.Ю., Мустафин А.Г., Валежанин И.В. Изучение ингибирующих свойств кетоксимов в сероводородсодержащих средах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. № 2. С. 86–98.

## ENGLISH

### Results

As a result, ketones and ketoximes were studied as compounds with inhibitory properties. It has been established that ketoximes can be used as an individual inhibitory compound, unlike ketones, whose inhibitory properties are significantly worse than those of similar ketoximes.

### Conclusions

As a result of the work carried out, the following patterns were established:

- The studied ketoximes and ketones have prospects as corrosion inhibitors or additives to corrosion inhibitors in acidic environments.
- In the course of the work, it was found that ketoximes can modify the inhibition process, which is associated with an increase in the number of nitrogen atoms in the inhibitory composition. Ketones do not have this ability, but work by a mechanism similar to that of a basic corrosion inhibitor.
- The effect of temperature on the inhibitory properties of compositions has been studied. For the temperature range from 0 to 80 °C, the degree of protection for all ketoximes studied

is satisfactory. The subsequent increase in temperature slightly increases the rate of corrosion. This fact is explained by good indicators of adsorption of compounds. Unlike ketoximes, for ketones, an increase in the temperature of the medium significantly affects the quality of inhibition, while the nature of inhibition is similar to the mechanism of the basic IR.

- In the process of increasing the exposure time, the inhibitory properties of ketones deteriorate significantly, since they form an insufficiently strong film on the metal surface and have weaker adhesion to the surface. These factors do not allow the surface to be protected for a longer period, unlike ketoximes, which have a more understandable and predictable schedule for the decrease in effectiveness over the entire exposure period, and accordingly have better inhibitory properties. In principle, the addition of ketone and ketoxime to imidazoline IR does not lead to strong differences in the time dependence of the inhibition efficiency. The effectiveness of inhibition increases for the first 20 hours, passes through the maximum and then decreases.

### References

1. Reshetnikov S.M. Inhibitors of acid corrosion of metals. Leningrad: Khimiya, 1966. 156 p. (In Russ).
2. Glushchenko V.N., Silin M.A. Oilfield chemistry. Acid treatment of wells. Moscow: Intercontact Science, 2010, Vol. 4, 703 p. (In Russ).
3. Avdeev Ya.G., Kireeva O.A., Kashkovsky R.V. Inhibitor protection of steels in acid solutions. *Korroziya: materialy, zashchita*, 2017, issue 2, P. 24–32. (In Russ).
4. Ibragimov L.H., Mishchenko I.T., Cheloyants D.K. Intensification of oil production. Moscow: Nauka, 2000,

- 413 p. (In Russ).
5. Akhmerova E.E., Shafikova E.A., Aпкаримова Г.И. et al. Selection of effective acid compound for carbonate collector treatment. *Bashkir chemical journal*, 2018, Vol. 25, issue 3, P. 86–92. (In Russ).
6. Ryl J., Wysocka J., Cieřlik M., Gerengi H., Ossowski T., Krakowiak S., Niedziatkowski P. Understanding the origin of high corrosion inhibition efficiency of bee products towards aluminum alloys in alkaline environments. *Electrochimica acta*, 2019, Vol. 304, P. 263–274. (In Eng).
7. Avdeev Ya.G., Kuznetsov Yu.I. Inhibitory protection of steels from high-temperature

- corrosion in acid solutions. A review. Part 1. *International journal of corrosion and scale inhibition*, 2020, Vol. 9, issue 2, P. 394–426. (In Eng).
8. Veliev M.G., Shatirova M.I., Geidarova G.D., Aliyeva F.M. Amino-containing acetylenes – acid corrosion inhibitors of steel. *Korroziya: materialy, zashchita*, 2016, issue 5, P. 22–26. (In Russ).
9. Yarkeeva N.R., Nasyrov E.A., Gazizova E.R. About microbiological corrosion at oil fields in Western Siberia. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2019, issue 3, P. 89–94. (In Russ).
10. Avdeev Ya.G., Tyurina M.V., Kuznetsov Yu.I.

- Inhibition of corrosion of mild steel in solutions of citric acid by triazole derivative. Tambov University Reports. Series: Natural and technical sciences, 2013, Vol. 18, issue 5, P. 2258–2261. (In Russ).
11. Avdeev Ya.G., Belinsky P.A., Kuznetsov Yu.I. Application of chlorides of tribenzylethanolammonium and benzyltriethanolammomum for protecting the steel against corrosion in solution of sulfuric acid. Korroziya: materialy, zashchita, 2006, issue 4, P. 35–40. (In Russ).
12. Reshetnikov S.M. Inhibitors of acid corrosion of metals. Leningrad: Chemistry, 1986, 144 p. (In Russ).
13. Greg S., Sing K. Adsorption, surface area and porosity. Moscow: Mir, 1984, 306 p. (In Russ).
14. Tkacheva V.E., Markin A.N. Local CO<sub>2</sub> corrosion of oilfield equipment. Ufa: RN-BashNIPIneft, 2022, 298 p. (In Russ).
15. Karachevsky D.Y. Synthesis of new metal corrosion inhibitors based on aromatic amines and piperylene. Practical aspects of oilfield chemistry, 2022, P. 152–155. (In Russ).
16. Tkacheva V.E., Markin A.N., Presnyakov A.Yu., Voloshin A.I., Dresvyannikov A.F. Localized carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) corrosion of the carbon and low-alloyed steels in oilfield systems. Bulletin of the Technological University, 2020, Vol. 23, issue 12, P. 65–75. (In Russ).
17. Sharafutdinov V.M., Daminev R.R., Minibaev A.S., Kim A.Yu., Karachevsky D.Yu. Modern technologies: achievements and innovations-2021 Collection of materials of the III All-Russian scientific and practical conference, 2021, P. 114–115. (In Russ).
18. Karachevsky D.Yu., Mustafin A.G., Valekzhanin I.V. Studying the inhibitory properties of ketoximes in hydrogen sulfide-containing media. Problems of collection, preparation and transport of oil and petroleum products, 2024, issue 2, P. 86–98. (In Russ).

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

**Карачевский Даниил Юрьевич**, специалист отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; аспирант, Уфимский Институт химии Российской академии наук, Уфа, Россия  
Для контактов: [dy\\_karachevskii@bnipi.rosneft.ru](mailto:dy_karachevskii@bnipi.rosneft.ru)

**Мустафин Ахат Газизьянович**, д.х.н., профессор, главный научный сотрудник, Уфимский Институт химии Российской академии наук, Уфа, Россия

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

**Karachevsky Daniil Yuryevich**, specialist of the department of complications Management, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; postgraduate, Ufa Institute of Chemistry, Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia  
Corresponding author: [dy\\_karachevskii@bnipi.rosneft.ru](mailto:dy_karachevskii@bnipi.rosneft.ru)

**Mustafin Akhat Gazizyanovich**, doctor of chemical sciences, professor, chief scientific officer, Ufa Institute of chemistry, Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia

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

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)



## Международная выставка «TatOilExpo»

в рамках Татарстанского  
нефтегазохимического форума

**26-28**  
**АВГУСТА**

**2024**  
**КАЗАНЬ**

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

По вопросам участия просим обращаться  
в адрес организатора АНО «Казань Экспо»  
по телефону: +7 (843) 222-03-22  
e-mail: [exponeft@kazanexpo.ru](mailto:exponeft@kazanexpo.ru)







ПРОМЫШЛЕННО  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ



# Промышленность. Технологии. Решения.

## TNF — промышленный форум для нефтегазовой индустрии

Фиксируем  
отраслевые вызовы  
и стратегии ответа  
промышленности на них



Демонстрируем  
новые технологии, практики,  
промышленные решения  
для нефтегаза



Формируем  
модель взаимодействия  
промышленности и ТЭК  
в среднесрочной перспективе



16-19 сентября 2024  
Тюмень, Технопарк

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



# КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

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

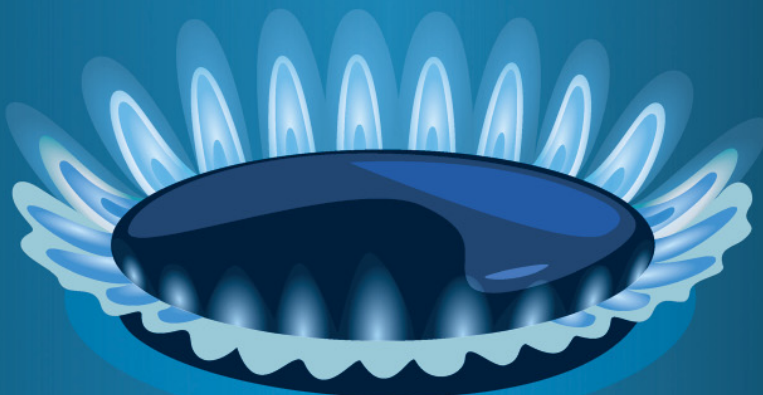
24-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЕГАЗ-2025**



[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

**14–17 апреля 2025**

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+

Реклама



# Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ - 2024

РЕКЛАМА 18+

8-11 октября



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
ЭКСПОФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



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



# TMK UP Molot

НАДЕЖНОСТЬ И СИЛА  
В КАЖДОМ УДАРЕ!

Безмуфтовое равнопроходное  
соединение для спуска с забивкой.

Поставляется с подъемным  
патрубком и добойником.



[TMK-GROUP.RU](http://TMK-GROUP.RU)

твой друг **БИПРОН**



ИННОВАЦИОННЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ  
ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ