

# №6 (59) ОКТЯБРЬ 2017 НЕФТЬ ГАЗ 95,99 ОКТЯБРЬ 2017 НЕФТЬ 2

# **ГАЗПРОМ**

Пустотное пространство опок сенонский отложений

Гидрохимический контроль ачимовских отложений

# ЛУКОЙЛ

Изменение направления трещин ГРП

# ТАТНЕФТЬ

Концептуальная модель бобриковского горизонта

# **НОРТГАЗ**

Оптимизация управления газовым промыслом



Научно-технический журнал Входим в перечень ВАК

Издаемся с 2006 года

Подписывайтесь на нас в социальных сетях: 🖪 facebook.com/runeft 🎯 instagram.com/runeft

ОТ ТРОПИКОВ ДО ЗАПОЛЯРЬЯ



КАЧЕСТВО НАДЕЖНОСТЬ БЕЗОПАСНОСТЬ

### КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

#### Блок газового оборудования для оптимального сжигания газообразного топлива в тепловых машинах

В состав блока входят:

1. Фильтр тонкой очистки газа ФН1-6ET с электронным индикатором загрязненности фильтроэлемента

Обеспечивает тонкую очистку поступающего газа от механических примесей. В состав фильтра входит индикатор, показывающий информацию о степени загрязненности фильтроэлемента и имеющий обратную связь с системой управления. Наличие обратной связи позволяет автоматически вносить корректировку величины давления подаваемого газа.

2. Регулятор-стабилизатор давления РС 1-6-180-520

Обеспечивает снижение и поддержание выходного давления газа заданной величины независимо от изменения входного давления и расхода.

3. Клапан электромагнитный нормально-закрытый газовый **ВН1Н-4П** с датчиком дистанционного контроля положения

Обеспечивает надежное прекращение подачи газа при возникновении нештатных ситуаций.

4. Регулятор нулевого давления РС 1-0,5-Н

Предназначен для пропорционального регулирования величины расхода газа в зависимости от величины разрежения в контрольной точке трубопровода, создаваемого газовым двигателем при различных нагрузках.

5. Смеситель газов СГ 2-М

Обеспечивает смешивание газа и воздуха для достижения оптимального процесса сгорания в газовом двигателе. Смешение газа и воздуха в смесителе происходит на основе сопла Вентури. Уникальная внутренняя поверхность сопла смесителя и возможность изменения сечения входных отверстий подачи газа в смеситель позволяет получить оптимальную газовоздушную смесь для наиболее эффективной работы газового двигателя.

6,7. Датчики-реле давления газа ДРД-12Б и ДРД-1000А

Установлены на входе и выходе регулятора для контроля за величиной давления.

Все составляющие блока производятся СП "ТермоБрест" серийно





## СОДЕРЖАНИЕ РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

#### Геология

- 11 Р.С. Хисамов, А.Ф. Сафаров, А.М. Калимуллин. Применение литологофациального анализа при построении геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения
- 17 Т.Р. Султаншина. Влияние блоковой тектоники на условия залегания продуктивного горизонта БС<sub>10</sub><sup>2+3</sup> Тевлинско-Русскинского месторождения
- **23** А.А. Дорошенко, Я.О. Карымова. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири
- 28 А.Ю. Корякин, М.Г. Жариков, Г.С. Ли, М.А. Катаева. Оперативный гидрохимический контроль за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

#### Бурение

**32** Ю.В. Лисин, А.Н. Сапсай, З.З. Шарафутдинов. Эффективность применения расширителей при строительстве подводных переходов методом наклонно направленного бурения

#### Спецтехника

**39** Экономичные и эффективные каротажные подъемники производства ОАО «ТЗГОИА»



#### **ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

#### Газовая промышленность

**40** Э.Р. Вильданов, К.С. Сорокин, И.В. Селезнев, Б.В. Хачатурян. Оптимизация оперативного управления газовым промыслом

#### Добыча

- **47** Ф.С. Салимов. Вовлечение в разработку слабодренируемых, трудноизвлекаемых запасов нефти путём изменения направления трещин ГРП
- 52 А.Н. Блябляс. Повышение эффективности химических методов при удалении АСПО в нефтепромысловых трубопроводных системах (на примере Киенгопского месторождения)

#### Оборудование

**58** Двигатель инноваций — «Русэлпром»



**60** НПП «Поток»: современные вентиляционные системы под ключ



## ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (59) октябрь 2017

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6 +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

#### АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:

Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212 +7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA, +1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany, +49 (1577) 958-68-49 САЙТ: www.runeft.ru УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ: ООО «Экспозиция Нефть Газ»

#### ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: +7 (843) 231-05-46 № заказа 10-17/01-1

**ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:** 09.10.2017 **ТИРАЖ:** 10 000 экз.

**ТИРАЖ:** 10 000 экз. **ЦЕНА:** свободная

подписной индекс: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

**ENERPROJECT group** 

# DHEPTA3

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

## Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения





СЕПАРАЦИЯ



ОСУШКА



СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

#### **ТРАНСПОРТИРОВКА**

#### Диагностика

**63** М.А. Абессоло, П.С. Кунина, А.А. Паранук, А.В. Бунякин, Д.А. Иноземцев. Расчет диагностического параметра вибраций для оценки технического состояния подшипников скольжения ГТУ

#### Компрессоры

- 67 ГЕА: Становимся ближе к клиенту
- **69** Ю.Л. Кузнецов, А.В. Бураков, А.С. Перминов, С.Н. Серебренников. Мембранные технологии в установках получения азота из воздуха
- **73** А.К. Акулов. Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

#### Сервис

**76** Р.Р. Мухаметшин. Уникальные сервисные решения для трубопроводного транспорта

#### Хранение

78 Новая жизнь для старых резервуаров



#### ПЕРЕРАБОТКА

#### Оборудование

**80** А.А. Львов, Н.И. Никуличев. «ЧИСТОЕ НЕБО» ООО НПП «Факельные системы»

#### КИПиА

#### Измерительные приборы

81 М.В. Богуш, О.В. Зацерклянный, О.В. Шатуновский. Приборы для измерения и регулирования параметров технологических процессов

#### Энергетика

**82** Р.А. Афлетонов. ООО «Таграс-ЭнергоСервис»: 10 лет плодотворного труда!

#### ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

#### Экология

**84** А.А. Андреев. ООО «СЭП»: Инновационные технологии и поставки оборудования нового поколения

#### МЕРОПРИЯТИЯ 86

#### директор:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

#### ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Исаева A.A. / isaeva@runeft.ru

#### выпускающий редактор:

Николайзина А.И. / general@runeft.ru

#### дизайн и верстка:

Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru Маркин Д.В. / dima@expoz.ru Выходцева Н.Ю. / nadya@runeft.ru

#### РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

Баширов М.М. / marat@runeft.ru Никифоров С.А. / serg@runeft.ru Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru

#### подписка:

Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

#### РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru Завидей В.И. / zavidey@vei.ru Мануков В.С. / vsmanukov@gmail.com Гогоненков Г.Н. / gogonenkov@vnigni.ru Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru Кемалов P.A. / kemalov@mail.ru Бектенов H.A. / bekten\_1954@mail.ru Муртазина Т.М. / murtazina\_taslia@mail.ru Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru Песин M.B. / M.Pesin@mail.ru Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru Котельникова E.H. / elena@ek7740.spb.edu Ишматов 3.Ш. / ishmatov@mail.ru Индрупский И.М. / i-ind@ipng.ru Алтунина Л.К. / alk@ipc.tsc.ru Ахапкин М.Ю.





#### ISSUE

6 (59) october 2017

#### **GENERAL OFFICE:**

N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia 3/14 Mira avenue, Suite 145 +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

#### **REPRESENTATIVE OFFICES:**

Moscow, Russia 38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212 +7 (499) 350-13-85

#### Miami, FL, USA,

801 Three islands blvd., Suite 217, Hallandale Beach, 33009 +1 (954) 646-19-08

#### Hilden, Germany

+49 (1577) 958-68-49

#### URL:

www.runeft.ru

#### **FOUNDER AND PUBLISHER:**

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

#### **DIRECTOR:**

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

#### **EDITOR IN CHIEF:**

Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

#### **EDITOR**

Anastasia Nikolayzina / general@runeft.ru

#### **DESIGNER:**

Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru Dmitriy Markin / dima@expoz.ru Nadezhda Vykhodtseva / nadya@runeft.ru

#### MANAGERS:

Marat Bashirov / marat@runeft.ru Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru Stas Kornilov / stas@runeft.ru Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

#### SUBSCRIPTION:

Julia Novikova / office@runeft.ru

#### **EDITIORIAL BOARD:**

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru Victor Zavidey / zavidey@vei.ru Victor Manukov / vsmanukov@gmail.com Georgiy Gogonenkov / gogonenkov@vnigni.ru Alim Kemalov / kemalov@mail.ru Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru Nesipkhan Bektenov / bekten\_1954@mail.ru Taslia Murtazina / murtazina\_taslia@mail.ru Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru Il'ya Indrupskiy / i-ind@ipng.ru Lubov K. Altunina / alk@ipc.tsc.ru Mikhail Akhapkin

#### PRINTED

Logos typography Kazan +7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE: 09.10.2017

CIRCULATION: 10 000 copies

#### **EXPLORATION AND DEVELOPMENT**

Geology1
Rais S. Khisamov, Albert F. Safarov, Almaz M. Kalimullin. Use of lithofacies analysis in geomodeling of Bobrikovskian formation in Sirenevskoye oilfield
Tatiana R. Sultanshina. Impact of block tectonics on mode of BS <sub>10</sub> <sup>2+3</sup> reservoir occurrence in Tevlinsko-Russkinskoye oilfield
Alexander A. Doroshenko, Yana O. Karymova. Properties of voids in the Senonian gaize of the northern part of West Siberia2
Drilling
Yuri V. Lisin, Aleksey N. Sapsay, Zarif Z. Sharafutdinov. Efficiency of reamers in the course of underwater passage construction by directional drilling3:
PRODUCTION
Gas industry40
Eldar R. Vildanov, Konstantin S. Sorokin, Igor V. Seleznev, Benik V. Khachaturyan.  Gas field operational management optimization
Oil production4
Farid S. Salimov. Development of poorly swept and hard-to-recover oil reserves by changing fracture orientation
Alexander N. Blyablyas. Enhanced treatment and removal of paraffin wax and asphaltene deposits from oilfield pipelines (through the example of Kiengopskoye field)5
INSTRUMENTATION AND CONTROL
Diagnostics
Marten A. Abessolo, Polina S. Kunina, Arambiy A. Paranuk, Alexey V. Bunyakin, Dmitry A. Inozemtsev. Calculation of vibrations diagnostic parameter to assess technical status of sleeve bearings of the gas turbine plant
Activities



для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Оборудование для охлаждения и компримирирования газов в технологических процессах; подготовка природного газа до требуемой точки росы; предварительная сепарация; извлечение СУГ и конденсата; компримирование азота и водорода; утилизация газов выветривания; охлаждение химических реакций; фракционирование бензинов; разделение воздуха, осушка;
- Оборудование для хранения сжиженных углеводородных газов; компримирование отпарного газа; перевалка нефти и нефтепродуктов; охлаждение газов.
- Решения «под ключ»: проектирование, изготовление, поставка, шеф-монтаж, пусконаладка;
- Сервисное обслуживание 24 часа/7 дней в неделю;
- Склад запасных частей в Москве и области;
- Мировой опыт концерна;
- Производство в России.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6a. T: (495) 787-20-20, ф: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com







Общий центр обслуживания ТМС-БизнесСервис



# ПЕРСОНАЛЬНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БИЗНЕСА

- Работа с персоналом/Кадровое делопроизводство;
- Бухгалтерский учет и отчетность;
- Call-центр;
- Оказание услуг по расчету выполненных работ в системе 1С (ЕРЦ):
- Разработка и внедрение IT-решений;
- Сопровождение на тендерах и конкурсных площадках;
- Охрана труда и промышленная безопасность;
- Управление проектами;
- Нормирование труда и заработной платы.

# Найми профессионалов

**ГЕОЛОГИЯ**УДК 551.262

# Применение литолого-фациального анализа при построении геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения

#### Р.С. Хисамов

главный геолог – заместитель генерального директора¹ khisamov@tatneft.ru

#### А.Ф. Сафаров

зав. сектором геологического моделирования подсчета запасов нефти<sup>2</sup> safarov@tatnipi.ru

#### А.М. Калимуллин

инженер<sup>2</sup> kalimullinAM@tatnipi.ru

 $^1$ ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия  $^2$ ТатНИПИнефть, Бугульма, Россия

На территории Республики Татарстан в настоящий момент большинство нефтяных месторождений находятся на последней стадии разработки. В активе каждого НГДУ имеются объекты, которые считаются нерентабельными из-за сложного геологического строения и незначительных запасов залежей. Решение проблемы подготовки запасов и вовлечение этих запасов в разработку актуальная задача для геологов. В данной статье рассматривается применение концептуальной геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения при подсчете запасов и при дальнейшем расчете гидродинамической модели. Основой для воссоздания условий осадконакопления отложения послужил литолого-фациальный анализ.

#### Материалы и методы

Интерпретация данных геофизических исследований скважин, база данных по разработке, язык программирования Pascal.

#### Ключевые слова

структурно-фациальный анализ, электрофациальный анализ, геологическая модель, седиментологическая модель, подсчет запасов, терригенный коллектор, фации, обстановка осадконакопления

Литолого-фациальный анализ отложений широко применяется в нефтегазовой геологии, как в начале изучения территории, так и на этапе промышленного освоения залежей и всего месторождения. Генетический подход, включающий восстановление древних обстановок осадконакопления, необходим для выявления характера взаимосвязи отдельных частей геосистемы между собой [1]. Появляется возможность формализовать свойства геологического пространства и выявить последовательность изменений геологических тел.

В данной работе предлагается концептуальная модель формирования бобриковского горизонта на территории одного из месторождений западного склона ЮТС. В настоящее время существуют различные точки зрения относительно условий образований бобриковских отложений. Одни придерживаются аллювиальной и аллювиально-дельтовой модели их образования [2], другие считают, что их формирование происходило в морских условиях среды [3].

Реконструкция фациальных условий осадконакоплений проводилась по электрометрическим моделям фаций В.С. Муромцева [4]. Разработанная система диагностических признаков дает возможность устанавливать фациальную природу осадка не только в результате изучения горных пород, но и по их электрометрическим характеристикам. Для каждой фации отложений характерна особая, только ей свойственная форма аномалий кривой потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) электрометрическая модель фаций. Форма кривой ПС содержит важную информацию по целому ряду признаков, позволяющих оценивать строение и толщину изучаемых отложений [4]. Изучение составляющих элементов кривой ПС (кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалий и т.д.) позволяет определить характер процесса накопления осадка.

В связи с этим, В.С. Муромцевым разработана седиментологическая модель фаций, основанная принципе, что отложения каждой фации формировались в условиях меняющихся палеогидродинамических режимов. Данное утверждение дает возможность для каждой фаций определить свою собственную седиментологическую модель, отражающую свойственную только данной фации последовательную смену палеогидродинамических уровней во времени.

Первым опорным пластом являются морские глины, которые характеризуются минимальным отклонением ПС. Линию минимального отклонения принимают за «нулевую», или «линию глин». Вторым опорным пластом служат песчаники, без содержания в них глинистых частиц. Они отражаются на кривой ПС максимальными отклонениями. Линия, которая проведена по максимальному отклонению кривой ПС, называется «линия песков». Расстояние между «линией песков» и «линией глин» принимают равным единице (рис. 1).

При характеристике различных типов аномалий и сопоставлении их друг с другом существует единый порядок описания (сверху вниз по мере углубления скважины). В.С. Муромцевым разработана специальная терминология, позволяющая сравнивать между собой отдельные части аномалий, используя электрометрические характеристики и, в частности, значения ПС. В соответствии с определенными палеогидродинамическими режимами седиментации, можно построить электрометрическую модель фаций.

В ходе работы по методике В.С. Муромцева построены электрофации по 35 скважинам бобриковского горизонта рассматриваемого месторождения. Кровля и подошва кривой ПС отсекались по всему распространению рассматриваемого пласта. После выделений электрофаций кривые ПС были расположены на карте кровли коллектора бобриковского горизонта (рис. 2). Применяя электрометрические модели и проанализировав формы и составляющие элементы аномалии ПС, выделены 8 зон обстановок осадконакопления. Как показано на рис. 3, цвета сопоставляются

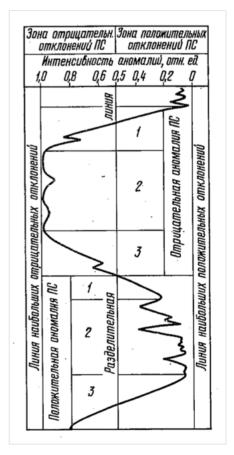
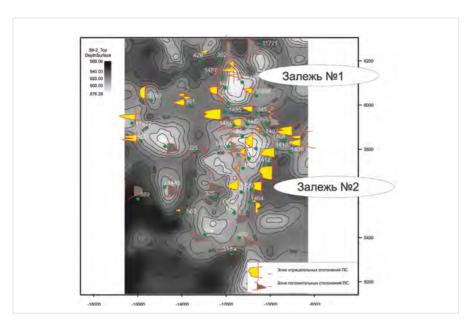


Рис. 1— Части кривой: 1— верхняя, 2— средняя, 3— нижняя (по В.С. Муромцеву)

Fig. 1 — Curve sections: 1– upper, 2 – middle, 3 – lower (as per V. Muromtsev)



Puc. 2— Пространственное размещение электрофаций на карте кровли коллектора бобриковского горизонта

Fig. 2 — Spatial disposition of electrofacies on the map of the top of reservoir in Bobrikovskian formation

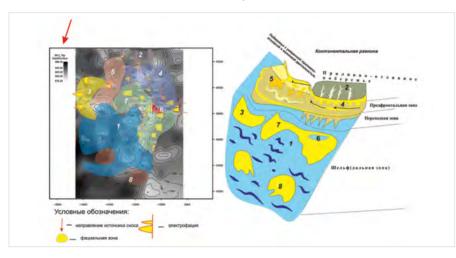


Рис. 3— Пространственное распределение зон осадконакоплений 1— забаровые лагуны и вдольбереговые промоины, 2— внутренняя, глинистая часть поймы, 3— устьевый бар, 4— вдольбереговой бар (регрессивного типа), 5— головные части разрывных течений, 6— временно заливаемый участок барьерного острова, 7— барьерные острова, 8— штормовые песчаники

Fig. 3 — Spatial distribution of sedimentation areas 1 – behind-barrier lagoons and coastal washouts, 2 – inner argillaceous floodland, 3 – mouth bar, 4 – coastal bar (of regressive type), 5 – head currents, 6 – temporary flooded section of the barrier island, 7 – barrier islands, 8 – storm-surge sand

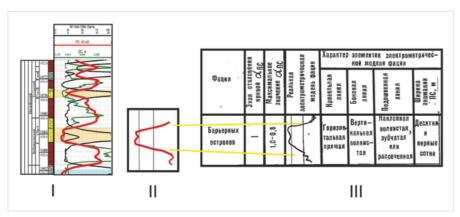


Рис. 4— Пример сопоставления кривой ПС скважины с одной из электрометрических моделей (фация барьерного острова) по В.С. Муромцеву Fig. 4— Correlation between self-potential well curve and one of electrometric models (facies of the barrier island) as per V. Muromtsev

с условиями формирования продуктивных толщ на территории морского бассейна.

Для наглядной демонстрации сопоставлений электрометрических моделей с данными промысловой геофизики рассматриваемого месторождения приведен пример каротажного материала одной скважины рассматриваемого месторождения (рис. 4).

Седиментологическая модель фации барьерного острова характеризуется постепенным нарастанием активности среды седиментации, а затем ее стабилизацией после выхода бара на поверхность моря и превращения его в острова [4]. Электрометрическая модель барьерного острова представляет собой сложную аномалию, состоящую из двух геометрических фигур: двух треугольников и расположенного над ним четырехугольника (І этап). Аномалия находится в зоне отрицательных отклонений ПС. Кровельная линия горизонтальная, наклонная; боковая вертикальная ровная и волнистая. Данное сходство всех отличительных характеристик кривой ПС с электрометрической моделью Муромцева позволяет отнести разрез скважины к прибрежно-морской фации, а именно к фации барьерного острова.

Обобщение материалов керна в комплексе с детальным изучением каротажных диаграмм позволило выявить, что формирование группы пластов бобриковского горизонта происходило в прибрежной части морского бассейна.

Согласно проведенному анализу, формирование песчаных осадков в бобриковское время на исследуемом месторождении осуществлялось путем сноса обломочных частиц, поступающих с сущи, вдоль береговых линий и привноса их волнами с более глубоких участков морского дна. Снос материала происходил с северо-восточной части от рассматриваемого месторождения. Наибольшее накопление песчаного материалана территории рассматриваемого месторождения в бобриковское время, как это показано на рис. 4, происходило в устьях рек (устьевые бары), вдоль морских берегов в районе выхода волн на мелководье, в зоне их разрушения (вдольбереговые валы, бары) и в зоне выхода волн на берег (пляж).

Отложения характеризуются сложным неоднородным строением, как по площади, так и по разрезу. Продуктивные толщи развиты в северо-восточной и в юго-восточной части месторождения, в виде отдельных песчано-алевролитовых тел, имеющих меридиональное простирание. Литологически породы представлены неравномерным переслаиванием среднезернистых песчаников и известковистых алевролитов.

При изучении распространения различных фаций и прогноза развития песчаных тел на территории месторождения более надежные результаты по седиментации осадков получены при совместном использовании каротажа (данные по ПС скважин) с данными сейсморазведки соседнего месторождения. Недостаточная освещенность керном и отсутствие сейсморазведки 3D на рассматриваемом месторождении не позволяют сделать достоверные выводы о характере осадконакоплении бобриковских отложений, поэтому для уточнения анализа в данной работе использована информация с соседнего месторождения. В отложениях бобриковского

горизонта продуктивными являются пласты  $\mathsf{C}_\mathsf{бp}$  и  $\mathsf{C}_\mathsf{бp\text{-}\mathsf{вpe}\mathsf{s}\mathsf{s}}$ . В пределах месторождения отмечаются зоны литолого-фациального замещения продуктивного пласта на глинистые уплотненные разности алевролитов. Пласт  $\mathsf{C}_{\mathsf{6p\text{-}Bpe3}}$  ограничен по площади и отмечается во врезовых частях разреза. Толщина бобриковских отложений изменяется от 3 до 69 м. Увеличение терригенных отложений происходит за счет «эрозионного» вреза, литологически представленного переслаиванием глинистых и алевролитово-песчаных пород. с известковистым цементом и изредка с включением углистых сланцев. При анализе карты изопахит, построенной по данным сейсморазведки, выявлено, что на территории месторождения прослеживается русло реки фуркирующего типа, характеризующиеся низкой гидродинамикой вод. Песчаный материал с континентальной аккумулятивной равнины соседнего месторождения поступал в дельту реки, расположенной в северо-западной части от рассматриваемого месторождения (рис. 5).

По данным промысловой геофизики, фациальная характеристика отложений дельтового протока относится к деструктивной эстуариевой дельте, контролируемой приливами и гидродинамикой речной системы. Данный анализ вновь подтверждает, что образование песчано-алевролитовых тел бобриковского горизонта происходило в мелководно-морских условиях под действием течений и волнений.

С целью выявления особенностей формирования бобриковских отложений, на территории месторождения использовано макроописание керна с четырёх скважин (рис. 6).Стоит заметить, что макроописание керна присутствует только в северной части рассматриваемого месторождения. По данным исследований выявлено, что описание

пород соответствует зонам осадконакоплений. Скважина №1485 вскрыла отложения барьерного острова. Для данной фации характерен небольшой размер зерен в кровельной части, а также свойственно наличие углистого материла [5]. Три скважины, которые находятся в северо-западной части месторождения, вскрыли отложения устьевого бара. Фация устьевых баров образуется при впадении речных вод в морской бассейн. При выходе из устья поток пресной воды, растекаясь по поверхности соленой морской волы. имеющей большую плотность, теряет скорость и влекомый им терригенный материал задерживается в прибрежной части моря. В условиях «смешивания» пресной воды с морской накапливались пески серого цвета, характеризующиеся значительной примесью углистого вещества. Угли и углистые сланцы являются привнесенным материалом. Серый цвет пород указывает на условие формирования отложений в гумидном климате [7].

Для оценки связанности коллекторов бобриковского горизонта по площади, с целью обоснования ГТМ и дальнейшего бурения, рассмотрена динамика разработки и коллекторские свойства Синеревского месторождения (рис. 7).

Известный факт, что высокие значения коэффициентов открытой пористости приурочены к фациям барьерного острова, так как данные отложения состоят из хорошо сортированного песка и в песчаном теле практически полностью отсутствует глинистый и алевритовый материал, что обуславливает низкую степень сцементированности пород. Фация вдольберегового бара характеризуется меньшими значениями пористости по сравнению с фацией барьерного острова, так как отложения прибрежного бара состоят в основном из тонкозернистого состава песчаных пород, содержание которых в разрезе вала составляет

60-80%, характеризующиеся пологим наклоном косых слойков, падающих в сторону берега [4]. В целом по залежам изучаемого месторождения коллекторские свойства горных пород в нефтяной части различны. Зоны с низким значением коэффициента пористости (19%) в нефтяной части приурочены к фации вдольберегового бара регрессивного типа (залежь №1). Высокое значение коэффициента пористости (24%) связано с фацией барьерного острова (залежь №2). Следовательно, данная неоднородность связана с фациальной особенностью пород-коллекторов каждой из рассматриваемых залежей. На рис. 7 представлена карта остаточных (подвижных) запасов нефти, на которой хорошо прослеживается неравномерность отборов по площади. Зона максимальных отборов распространена на залежи №2, в силу того, что данная залежь распространена в фации барьерного острова. Благоприятные условия формирования барьерного острова на территории рассматриваемого месторождения, вследствие хорошо отсортированного материала и высокого значения ФЕС, указывает на высокие темпы отбора залежи №2.

Следовательно, рекомендуется проводить ГТМ и разбуривание новых скважин в центральной части барьерного острова, характеризующихся высокопористым и высокопроницаемым песчаником-коллектором.

#### Экономический расчет

На основании полученных данных были проанализированы 3 варианта разработки месторождения.

Первый вариант рассматривает базовый вариант разработки месторождения на 10 лет, без внедрения методов повышения нефтеотдачи пласта и бурения. Действующий фонд скважин составляют: 9 добывающих и 5 нагнетательных скважин. Для данного

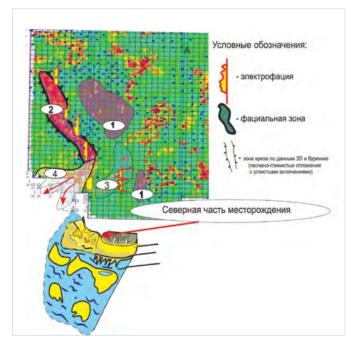


Рис. 5 — Карта фаций на территории соседнего месторождения; 1— внутренняя, глинистая часть поймы, 2 — русло реки фуркирующего типа, 3— внешняя (песчаная) часть речной поймы, 4 — русло реки меандрирующего типа, переходящее в дельту

Fig. 5 — Map of facies on the adjacent field; 1– inner argillaceous floodland, 2 – braided channel, 3– outer (sandy) floodland, 4 – meandering channel forming a delta

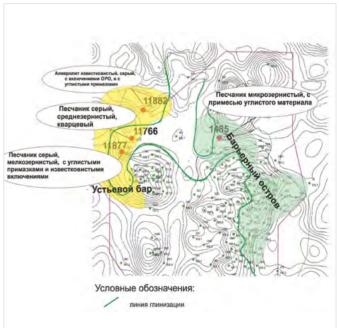


Рис. 6— Совмещение зон осадконакопления бобриковского времени с макроописанием керна

Fig. 6 — Correlation between sedimentation zones of Bobrikovskian age and core macro-description

Основные технико-экономические показатели	Значения
Добыча нефти, тыс. т	110
Выручка от реализации, млн р.	1551
Капитальные вложения, млн р.	0
Эксплуатационные затраты, млн р.	1043
Чистый дисконтированный доход, млн р.	291
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,37

Таб. 1 — Основные ТЭ показатели, вариант №1 Tab. 1 — Main technical and economic indicator, variant №1

#### Базовая модель

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Действующий фонд		
			доб.	нагн.	
2017	14	24	9	5	
2018	13,2	25	9	5	
2019	12,4	26	9	5	
2020	11,6	27	9	5	
2021	10,8	28	9	5	
2022	10	29	9	5	
2023	9,2	30	9	5	
2024	8,4	31	9	5	
2025	7,6	32	9	5	
2026	6,8	33	9	5	
2027	6	34	9	5	

Таб. 2 — Базовая модель разработки, вариант №1 Tab. 2 — Basic model of development, variant №1

Основные технико-экономические показатели	Значения
Добыча нефти, тыс. т	203
Выручка от реализации, млн р.	2855
Капитальные вложения, млн р.	41
Эксплуатационные затраты, млн р.	1784
Чистый дисконтированный доход, млн р.	549
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,4
Индекс доходности инвестиций, доли ед.	16,72
Срок окупаемости, лет	в течение 1 года

Таб. 3 — Основные ТЭ показатели, вариант №2 Таb. 3 — Main technical and economic indicator, variant №2

# 

Puc. 7 — Карта остаточных (подвижных) запасов нефти с пространственным распределением песчаных тел на территории месторождения

Fig. 7 — Map of remaining (recoverable) oil reserves with spatial disposition of sandbodies in the field

Основные технико-экономические показатели	Значения
Добыча нефти, тыс. т	189
Выручка от реализации, млн р.	2665
Капитальные вложения, млн р.	0
Эксплуатационные затраты, млн р.	1640
Чистый дисконтированный доход, млн р.	531
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,44
Срок окупаемости, лет	в течение 1 года

Таб. 5 — Основные ТЭ показатели, вариант№ 3 Tab. 5 — Main technical and economic indicator, variant № 3

Проведение ОПЗ на 30 скважин

#### Бурение 2 скважин МД + 2 ОПЗ

7, 1						
Годы	Добыча неф- ти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Дейсте фонд	Годы		
			доб.	нагн.		
2017	14	24	9	5	2017	
2018	22	30	11	5	2018	
2019	21,3	31	11	5	2019	
2020	20,6	32	11	5	2020	
2021	19,9	33	11	5	2021	
2022	19,2	34	11	5	2022	
2023	18,5	35	11	5	2023	
2024	17,8	36	11	5	2024	
2025	17,1	37	11	5	2025	
2026	16,4	38	11	5	2026	
2027	15,7	39	11	5	2027	

Таб. 4 — Бурение 2 скважин МД+ 2 ОПЗ Tab. 4 — Drilling 2 wells MD + 2 IPF

#### ды Добыча нефти, Действую-ОΠ3, Добыча жидтыс. т кости, тыс. т щий фонд скв.-опер. доб. нагн. 17 14 24 9 5 18,5 26 9 5 18 17,8 27 5 19 20 17,2 28 9 5 5 21 16,5 29 9 22 17 30 9 5 6 23 31 5 16 24 16,5 32 9 5 9 25 15,3 33 5 26 15,9 34 9 5 6 14,5 35

Таб. 6 — Проведение ОПЗ на 30 скважинах Tab. 6 — Carrying out an OPF at 30 wells

варианта разработки месторождения характерна падающая добыча по нефти и по жидкости (таб. 1 и 2).

Второй вариант предусматривает бурение двух скважин малого диаметра с проведением двух ОПЗ. Действующий фонд на момент ввода новых скважин: 11 добывающих и 5 нагнетательных скважин (таб. 3 и 4).

Третий вариант предусматривает проведение ОПЗ пласта на 6 скважинах с перерывом в 2 года. Итого, в течение 10 лет планируется провести стимуляцию на 30 скважинах действующего фонда, без осуществления бурения.

Из предложенных вариантов разработки месторождения, самым экономически выгодным является 3 вариант. А именно, проведение ОПЗ пласта на шести скважинах с перерывом в 2 года (таб. 5 и 6).

#### Итоги

Таким образом, проведенное на рассматриваемой площади локальное исследование по электрометрическим данным с

использованием данных кернового материала отложений бобриковского горизонта и динамики разработки, позволили выделить и закартировать песчаные тела (зоны фаций), а также рассмотреть особенности изменения литологического состава, мощностей и коллекторских свойств слагающих их пород. Кроме того, анализ разработки месторождения с использованием электрометрических моделей В.С. Муромцева позволили выявить благоприятные зоны для вовлечения их в разработку.

#### Выводь

Данная методика оперативного локального прогнозирования может быть использована на группе месторождений РТ для выявления литологических и структурно-литологических ловушек нефти. Методика позволяет решать вопрос о более эффективном размещении скважин на стадии ГРР, что способствует сокращению затрат на бурение или на применение иных методов исследования для поисков месторождений нефти и газа.

#### Список литературы

- 1. Биншток М.М. Геологическое строение неокома Среднего Приобья в связи с поисками литологических залежей нефти. Автореф. дис. канд. г.-м. наук. Тюмень: ТИИ, 1978.
- 2. Аллювиально-дельтовые системы палеозоя Нижнего Поволжья. Под ред. В. А. Бабадаглы. Саратов: Саратовский ун-т, 1982. 156 с.
- 3. Алиев М.М., Яриков Г.М., Хачатрян Р.О. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра, 1975. 262 с.
- 4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с
- 5. Ежова А.В. Практическая литология: учебное пособие. Томск: ТПУ, 2002. 231 с.
- 6. Сунгатуллина Г.М. Практические занятия по исторической геологии. Казань: Казанский государственный университет, 2004. 72 с.

ENGLISH GEOLOGY

## Use of lithofacies analysis in geomodeling of Bobrikovskian formation in Sirenevskoye oilfield

UDC 551.262

#### **Authors:**

Rais S. Khisamov — chief geologist — deputy general director<sup>1</sup>; <a href="mailto:khisamov@tatneft.ru">khisamov@tatneft.ru</a>
Albert F. Safarov — sector leader of the geological modeling of estimation of the oil and gas<sup>2</sup>; <a href="mailto:safarov@tatnipi.ru">safarov@tatnipi.ru</a>
Almaz M. Kalimullin — engineer<sup>2</sup>; <a href="mailto:kalimullinAM@tatnipi.ru">kalimullinAM@tatnipi.ru</a>

#### **Abstract**

Most oilfields in the Republic of Tatarstan are currently nearly depleted. Assets of each oil and gas production facility include wells which are considered noncommercial due to complex geology and low reserves. Preparation of reserves and their development is a current challenge for geologists. This paper addresses application of conceptual geologic model of Bobrikovskian formation in Sirenevskoye oilfield to estimate reserves and further evaluate hydrodynamic model. Recreation of depositional environment has been achieved through lithofacies analysis.

#### Materials and methods

Well log interpretation, development database, Pascal programming language.

#### Results

Thus, the survey of the given area, based on electrometric data, Bobrikovskian formation core analysis data and field development performance has made it possible to define and map sandbodies (facies zones) and study the pattern of lithological changes as well as thickness and properties of reservoir rocks. Furthermore, analysis of the field development through electrometric models suggested by V. Muromtsev has enabled to reveal favorable areas, which may contribute to production.

#### Conclusions

Such technique of prompt local forecasting may be applied to a cluster of fields in the Republic of Tatarstan to determine lithological and deformational oil traps. This approach provides for more efficient well spacing at the exploration stage, which helps to reduce drilling costs or other expenses associated with application of different survey methods for petroleum exploration.

#### Keywords

structural facies analysis, electric facies analysis, geologic model, reserves estimation, terrigenous formation, facies, sedimentary environment

#### References

- 1. Binshtok M.M. Geologicheskoe stroenie neokoma Srednego Priob'ya v svyazi s poiskami litologicheskikh zalezhey nefti [Geological structure of the Neocomian of the Middle Ob region in connection with the search for lithological oil reservoir]. Abstract of candidate of geological and mineralogical sciences. Tyumen: TII. 1978.
- 2. Allyuvial'no-del'tovye sistemy paleozoya Nizhnego Povolzh'ya

- [Alluvial-delta systems of the Paleozoic of the Lower Volga region]. Ed. by V.A. Babadagly. Saratov: Saratov University, 1982, 260 p.
- 3. Aliev M.M., Yarikov G.M., Khachatryan R.O. Kamennougol'nye otlozheniya Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii [Carboniferous deposits of the Volga-Ural oil and gas province]. Moscow: Nedra, 1975, 262 p.
- 4. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya* geologiya peschanykh
- tel-litologicheskikh lovushek nefti i gaza [Electrometric geology of sand bodies -lithological traps of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1984, 147p.
- 5. Ezhova A.V. Prakticheskaya litologiya: uchebnoe posobie [Practical lithology]. Textbook. Tomsk: *TPU*, 2002, 231 p.
- 6. Sungatullina G.M. Prakticheskie zanyatiya po istoricheskoy geologii [Practical classes of historical geology]. Kazan: Kazan State University, 2004, 72 p.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>Tatneft PAO, Almetyevsk, Russian Federation

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup>Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft), Bugulma, Russian Federation



# Современная инженерная компания

- Манометры, вакуумметры, мановакуумметры
- Напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры
- Электроконтактные манометры ЭКМ
- Термометры биметаллические показывающие (ТБП) и гильзы
- Разделители
- Краны и клапаны запорные
- Отводы, демпферы и вспомогательная арматура

1993

год основания компании

150

патентов на производимую продукцию

20

представительств в России и Казахстане

#### Наши преимущества:

- Отечественная производственная компания Понимаем требования, предъявляемые к технике в России
- Лучшее соотношение цена/качество
   За счет постоянной работы по оптимизации затрат
- Высокий технический уровень специалистов Решаем задачи любой сложности, квалифицированный подбор оборудования
- Большой склад
  Более 1800 наименований продукции на складе, готовых к оперативной отгрузке
- Высокая надежность и качество приборов При производстве используются только качественные комплектующие от надежных и проверенных поставщиков
- Поставки по всей России
  И в другие страны Таможенного Союза
- Высокая маневренность производства А также оперативное выставление счетов на оплату
- Собственная метрологическая лаборатория, Имеющая аккредитацию Федерального агентства по регулированию и метрологии
- Уникальные технические решения
- НПО «ЮМАС» имеет рейтинг надежности 100% По данным независимых источников



**ГЕОЛОГИЯ** УДК 553.98.01

# Влияние блоковой тектоники на условия залегания продуктивного горизонта БС<sub>10</sub><sup>2+3</sup> Тевлинско-Русскинского месторождения

#### Т.Р. Султаншина

руководитель сектора по геологии Sultanshina.tatyana@yandex.ru

000 «ИПНЭ», Москва, Россия

В статье представлены результаты изучения геологического строения продуктивного горизонта  $\mathsf{EC}_{10}^{2+3}$  с учетом выполненной типизации разрезов скважин на основе детальной корреляции по изменению толщин одноименных пластов и их количества. На основе анализа данных гидродинамических исследований скважин удалось подтвердить наличие разрывных нарушений, проанализировать их влияние на гидродинамическую сообщаемость пластов горизонта  $\mathsf{BC}_{10}^{2+3}$ , а также выявить потенциальные застойные зоны для дальнейшего их уточнения, освоения и достижения тем самым более высоких коэффициентов извлечения нефти. Установлено, что зональность распределения фаций связана с тектоническими нарушениями субмеридиональной направленности.

#### Материалы и методы

Исходными данными для работы послужили материалы ГИС более чем 2500 скважин Тевлинско-Русскинского месторождения, данные описания керна, сейсмических и гидродинамических исследований, фондовые материалы по геофизическим, литологическим, обзорным и многим другим работам.

Методология изучения геологического строения нижнемеловых отложений основана на автоматизированной корреляции разрезов скважин с помощью программы «Autocorr» с использованием апробированных методических приемов комплексирования скважинных данных с результатами сейсморазведки, исследованиями керна и геологопромысловыми данными.

#### Ключевые слова

корреляция разрезов скважин, типизация разреза, блоковое строение, тектонические нарушения, гидродинамические исследования, сейсмические исследования, литолого-фациальный анализ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является основным источником добычи углеводородного сырья в стране. Начальные суммарные ресурсы (НСР) территории (около 60% ресурсов России) и состояние использования открытых запасов нефти свидетельствуют о том, что Западная Сибирь обладает огромным потенциалом для поддержания стабильной добычи нефти.

Неокомский нефтегазоносный комплекс нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) является наиболее перспективным объектом добычи нефти в России и характеризуется наиболее сложным геологическим строением.

В настоящее время поддержание стабильной добычи нефти может достигаться, с одной стороны, за счет ввода в эксплуатацию новых, более мелких, месторождений в сложнопостроенных коллекторах и, с другой стороны, повышения эффективности разработки крупных месторождений, большая часть которых пребывает в поздней ее стадии. Как в первом, так и особенно во втором случае необходимо построение достоверных геологических моделей, учитывающих условия залегания продуктивных пластов и изменчивость их фильтрационноемкостных свойств по площади и разрезу.

Как правило, крупные сложнопостроенные объекты, примером которого является Тевлинско-Русскинское месторождение, разрабатываются плотной сеткой эксплуатационных скважин, поэтому анализ результатов детальной корреляции приобретает первоочередную роль при изучении

особенностей условий залегания продуктивных пластов с целью выявления различного рода геологических осложнений, влияющих на достижение максимально высоких коэффициентов извлечения нефти. Примерами таких осложнений могут являться малоамплитудные разрывные нарушения, не трассируемые данными сейсморазведки и способные формировать застойные зоны.

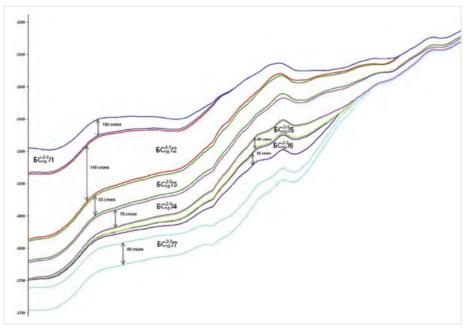
Тевлинско-Русскинское месторождение нефти расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение является одним из крупнейших объектов добычи УВ в Западной Сибири.

Месторождение в геологическом отношении относится к сложным и находится в поздней стадии разработки.

В тектоническом плане месторождение приурочено к восточной части Когалымской вершины на северо-востоке Сургутского свода.

Залежи нефти связаны с пластами горизонтов  $\mathsf{EC}_{10}\mathsf{-}\mathsf{EC}_{12}$ , а также с ачимовской толщей  $(\mathsf{EC}_{16}^{-2}, \mathsf{EC}_{16}^{-3}, \mathsf{EC}_{17}, \mathsf{EC}_{18-19}, \mathsf{EC}_{21}, \mathsf{EC}_{22})$ . Наиболее крупными по размерам и запасам нефти являются залежи, приуроченные к верхней части разреза сортымской свиты в составе горизонта  $\mathsf{EC}_{10}^{-2+3}$ .

в составе горизонта  $\mathsf{FC}_{10}^{2+3}$ . Пласты горизонта  $\mathsf{FC}_{10}^{2+3}$  имеют сложное геологическое строение и характеризуются высокой неоднородностью в разрезе и невыдержанностью по площади. ФЕС коллекторов также резко изменчивы по разрезу и площади. Проницаемость изменяется от 0,051 мкм² до 0,166 мкм², пористость в пределах 19–23 %.



Puc. 1 — Стратиграфические поверхности горизонта  $\mathsf{EC}_{10}^{2+3}$  структурного каркаса 3D [1] Fig. 1 — Stratigraphic surfaces of  $\mathsf{BS}_{30}^{2+3}$  reservoir in 3D structural framework [1]

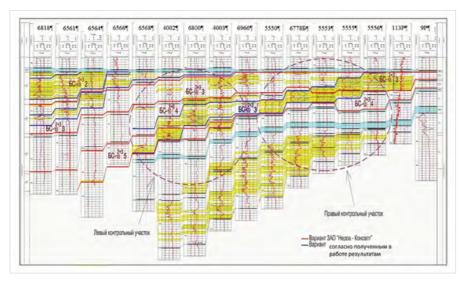


Рис. 2— Схема корреляции А.Б. Сметанина и др. [1] с прослеженными нами границами Fig. 2— Correlation pattern by A.Smetanin [1] with traced boundaries

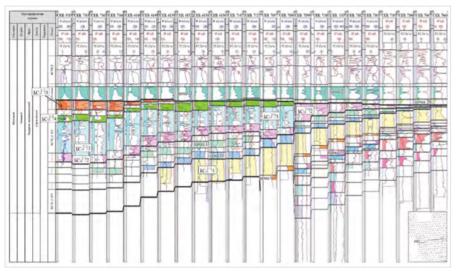


Рис.3 — Схема детальной корреляции по линии скважин №8183, 7163, 7165, 7166, 6148, 6149, 6150, 6152, 6154, 6156, 7147, 7121, 7097, 7098, 7099У, 7100, 111Р, 7102, 7103, 7105, 7106, 7667, 7668 Fig. 3 — Detailed correlation along the line of wells No 8183, 7163, 7165, 7166, 6148, 6149, 6150, 6152, 6154, 6156, 7147, 7121, 7097, 7098, 7099У, 7100, 111Р, 7102, 7103, 7105, 7106, 7667, 7668

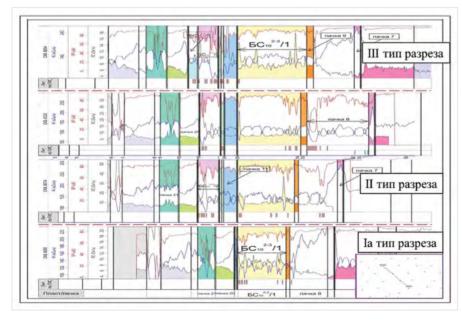


Рис. 4 — Блоковое строение пластов БС $_{10}^{2+3}$ /1, БС $_{10}^{2+3}$ /2 и БС $_{10}^{2+3}$ /3 по линии скважин №8054, 6532, 8074, 8092

Fig. 4 — Block structure of  $BS_{10}^{2+3}/1$ ,  $BS_{10}^{2+3}/2$  and  $BS_{10}^{2+3}/3$  strata along the line of wells No 8054, 6532, 8074, 8092

В связи с резкой изменчивостью ФЕС дебиты скважин изменяются в широких диапазонах: от нескольких до 200 тонн в сутки и выше.

А.Б Сметанин и другие [1] в своих исследованиях по изучению геологического строения горизонта  $\mathrm{EC}_{10}^{2+3}$  на основе детальной корреляции выделили и проследили 7 пластов  $\mathrm{EC}_{10}^{2+3}/1-\mathrm{EC}_{10}^{2+3}/7$ , каждый из которых обладал общими признаками клиноциклита и отличался по характеру развития песчаных образований (рис. 1).

По материалам ГИС, испытаний и эксплуатации авторами установлено, что поверхность ВНК имеет сложное строение и в целом характеризуется наклоном в южном направлении с отметки 2426 м до 2460 м при значительной высоте залежи, которая достигает 150 м. Выделенные в составе горизонта пласты имеют гидродинамическую связанность, на что указывает единый ВНК [1].

В результате анализа схемы корреляции на рис. 2 ряд границ, разделяющих пласты горизонта, прослежены неоднозначно и вызывают сомнения. Если в соседней скважине №5556 отбивки пластов проведены в соответствии со скважиной №113Р, то в следующей скважине №5555 низы пласта  $\mathsf{БC}_{10}^{2+3}/3$  оказались в пределах нижнего пласта  $\mathsf{BC}_{10}^{2+3}/4$ . В следующей скважине №5555 уже две трети пласта БС<sub>10</sub><sup>2+3</sup>/3 оказались в пределах четвертого пласта, а в соседней скважине №6778Б уже весь пласт  $\mathsf{EC}_{10}^{2+3}/3$ , продуктивная часть которого выделена далее в скважине №113Р в интервале 2424-2435,6 м, оказался в пределах пласта  $EC_{10}^{2+3}/4$ (рис. 2). Этот пример не является единственным даже на рассматриваемой схеме. Так, следуя дальше от скважины к скважине, нетрудно заметить, что пласт  $\mathsf{BC}_{10}^{2:3}/3$ , постепенно превращенный в пласт  $\mathsf{BC}_{10}^{2+3}/4$ , также постепенно в скважине №4002 частично, а в скважине №6568 полностью становится пластом  $БC_{10}^{2+3}/5$ . Границы, прослеженные авторами таким образом, требовали проверки и корректировки, так же, как и полученное на основе этой корреляции в целом представление о строении горизонта БС<sub>10</sub>2+3 (рис. 2).

Для выявления влияния разломно-блоковой тектоники на условия залегания пластов в работе использованы методы, которые были применены при изучении особенностей залегания верхнеюрских пластов Грибного месторождения, где предполагалось наклонное положение ВНК с перепадом отметок более 40 м, которое вызывало сомнения у многих геологов и требовало тщательного изучения [2]. В результате была создана объективная геологическая модель залежи васюганского пласта ЮС1а со ступенчатым характером изменения отметок ВНК на Грибном месторождении, обусловленным влиянием блоковой тектоники.

Поскольку разрез скважин в пределах горизонта  $\mathsf{EC}_{10}^{2+3}$  Тевлинско-Русскинского месторождения так же, как и на Грибном месторождении, сильно изменчив по площади, изучение геологического строения горизонта  $\mathsf{EC}_{10}^{2-3}$  выполнялось по аналогичной схеме.

Для этого в программном комплексе Autocorr был создан проект, в котором использовались данные по более чем 2500 скважинам.

На основе детальной корреляции разрезов скважин установлено, что в верхней части разреза после формирования пачек чеускинских глин, являющихся покрышками для горизонта  $\mathsf{EC}_{10}^{2+3}$ , существенных изменений в толщинах не наблюдается (рис. 3) [3].

В результате детальной корреляции выполнена типизация разрезов скважин в пределах нижнемеловых отложений. По изменению общих толщин горизонта, а также набору пластов и пачек, в его составе было выделено 5 типов разреза, каждый из которых подразделяется на подтипы.

Для каждого типа разреза определены зоны их распространения, диапазоны изменений ФЕС пород, общих толщин горизонта, толщин коллекторов, коэффициенты песчанистости и расчлененности, а также приуроченность каждого типа разреза к определенным типам фаций.

Установлено, что различные типы разреза обусловлены влиянием блоковой тектоники. Так как расстояния между соседними скважинами не превышают 500 м, такие изменения в толщинах вряд ли можно назвать плавными и связывать с выклиниванием пластов (рис. 4).

Тектонические нарушения субмеридиональной направленности обусловили ступенчатое изменение отметок водонефтяного контакта при переходе к смежным блокам.

На сейсмических временных разрезах визуально прослеживаются разрывные нарушения, которые зарождаются в доюрское время и протягиваются вплоть до неокомских отложений (рис. 5) [3].

Малоамплитудные разрывные нарушения, которые не фиксируются по сейсмическим исследованиям из-за ограниченной разрешающей способности около 20 м для глубин 2000 м, можно выявить в результате детальной корреляции.

Наличие разломов позволяет рассматривать их в качестве тектонических экранов, поскольку в результате трения поверхностей в приразломной зоне образуется «глинка» милонит, которая может служить тем самым экраном. Ланная глина прошла сталию метаморфизации под влиянием высоких температур от трения соседних блоков. Учитывая чрезвычайную длительность и медлительность процесса формирования скопления нефти в ловушках с очень незначительными углами наклона и отсутствием перепада давления в разных частях залежи, даже незначительного препятствия вполне достаточно, чтобы экранировать латеральную миграцию нефти.

Выявленная сеть тектонических нарушений подтверждается также и на картах общих толщин и толщин коллекторов пластов горизонта [3].

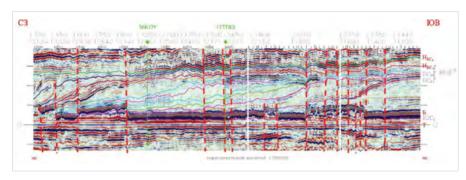


Рис. 5 — Разрывные нарушения, выделенные нами визуально на временном сейсмическом разрезе по линии скважин №№291, 300, 304

Fig. 5 — Faults visually identified in the time section along the line of wells No 291, 300, 304

Наименование фации	Вид кривой апс	anc	Толщина коллекторов, м	Песчанис- тость, д.ед.	Расчленен- ность, ед.	Пористость, д.ед.	Проницае- мость, 10 мкм
Фация нижнего пляжа	S. A.	0,6-0,8	3,8-41,6 19	0,5-0,65	2-30	0,173-0,229	2,6-330,5 90
Фация верхнего пляжа	<	0,7-0,9	24,2-46,8 34	0,6-0,75 0,64	2-35 19	0,174-0,22	2,8-162,2 50
Фация переходной зоны пляжа	Managaran	0,2-0,4	0-1	0-0,05	0-1	0,02-0,17	0,02-490
Фация предфронтальной зоны пляжа	3	0,4-0,7	1,4-37,8 10,5	0,3-0,55	7	0 <u>,171-0,2</u> 1 0,20	3-289,8 45
Фация лагун	my John	0,1-0,4	0,8-16,6 6,5	0,2-0,4	1-14	0, <u>195-0,213</u> 0,203	8-157,9 40

Рис. 6 — Электрометрические модели фаций горизонта БС102+3 Fig. 6 — Electrometric models of facies in  $BS_{vo}^{2+3}$  reservoir

В своих работах, связанных с оценкой проницаемости разрывных нарушений, А.А. Шпиндлер и другие авторы проанализировали и подобрали оптимальные методики, которые позволяют количественно охарактеризовывать проницаемость разрывных нарушений [4]. Такой подход может проверяться трассерными исследованиями, подтверждающими или отрицающими влияние разломов.

Данное направление является достаточно важным и при хорошей проработке методик для определенных типов месторождений может быть использовано как основание для применения трассерных исследований, как фактического подтверждения проницаемости разлома.

В результате анализа разнообразных источников литературы, как зарубежных, так и отечественных, авторами было выбрано 4 методики оценки проницаемости разрывных нарушений, такие как: SGR (shale gouge ratio), ESGR (effective shale gouge ratio), CSP (clay smear potential) и смешанный метод, который позволяет включать в расчет различные комбинации предыдущих. В основе каждой методики лежит тот факт, что существует некая зависимость между проницаемостью разрывного нарушения и количеством так называемой «глинки трения» на плоскости сместителя, которая присутствует в зоне разлома.

В качестве основных практических выводов, полученных при изучении сейсмических данных, геологической модели и анализе чувствительности на конечный результат, авторами [4] было установлено:

- разломы не проницаемы при смещении более чем на 6 м;
- разломы полупроницаемы при смещении от 2 до 6 м;
- разломы полностью проницаемы при смешении менее 2 м.

Чем больше амплитуда разлома, тем сильнее сила трения между соприкасающимися поверхностями, больше толщина слоя «глинки» милонита, прочнее экран и менее проницаем разлом.

Ряд исследователей: К.Г. Скачек, И.В. Суполкина, И.А. Пантелейко [5], — выделили группы фациальных обстановок, отражающих комплексы переходных и морских режимов осалкообразования морского побережья.

При совмещении со схемой расположения скважин Тевлинско-Русскинского месторождения, выделенные авторами фациальные зоны оказались в пределах северной его части. Чтобы проанализировать условия осадконакопления в центральной и южной частях месторождения, были выделены электрофации по В.С. Муромцеву (рис. 6), с учетом результатов комплексных исследований северной части Сургутского свода (рис. 7).

В результате литолого-фациального анализа установлено, что зональность распределения фаций связана с тектоническими нарушениями, получившими свое развитие еще в доюрское время. Это влияние особенно заметно в северной и центральной частях месторождения.

При проведении гидродинамического прослушивания между скважиной №7732 (куст 1Т) и возмущающей нагнетательной скважиной №6890 (куст 122 Тевлинско-Русскинского месторождения) не зарегистрировано пригодного для интерпретации отклика на протяжении исследования (рис. 8). Зафиксировано, что гидродинамическая связь отсутствует.

На основе данных гидродинамических исследований скважин подтвердилось наличие некого экрана между скважинами, отнесенными на основе детальной корреляции к разным блокам.

Зоны, примыкающие к разломам, могут являться застойными, тупиковыми и слабовырабатываемыми, поэтому такие участки требуют особого анализа и детальнейшего изучения. В связи с этим, одной из наиболее актуальных задач, нацеленных на повышение эффективности разработки нефтяных месторождений, является проблема ввода в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, связанных с этими зонами, с применением более эффективных технологий направленного воздействия в сочетании с реализованными системами заводнения.

В.Е. Андреев, Д.Ю. Чудинова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов, Е.Р. Ефимов большое внимание в своих работах уделили геологическим условиям эффективного применения ГРП неокомских отложений [6]. В частности, авторы изучали влияние геологических и технологических параметров на эффективность ГРП в условиях анализируемого продуктивного горизонта  $\mathrm{БC_{10}}^{2.3}$  Тевлинско-Русскинского месторождения.

На основе значений этих параметров в пределах нефтеносности горизонта  $\mathsf{БC}_{10}^{2\cdot3}$  авторами выделены участки с определенными геолого-промысловыми параметрами [6] (рис. 9). Субмеридиональное простирание

этих участков хорошо согласуется с направленностью разрывных нарушений, установленных в рамках настоящего исследования (рис. 9).

Стоит отметить, что результаты независимых работ, посвящённых изучению особенностей разработки залежи горизонта  $\mathsf{БC}_{10}^{2\cdot3}$  Тевлинско-Русскинского месторождения, указывают на наличие некоторых зон с различными геолого-промысловыми характеристиками, которые контролируются сетью разрывных нарушений, установленной на основе комплексного анализа результатов детальной корреляции, сейсмических гидродинамических и литологических исследований.

#### Итоги

На основе выполненной типизации научно обоснована принципиально новая блоковая модель залежи горизонта  $\mathsf{BC}_{10}^{\ \ 2+3}$  со ступенчатым характером изменения водонефтяного контакта Тевлинско-Русскинского месторождения. Тектонические блоки, ограниченные разрывными нарушениями, характеризуются определенным типом разреза. На исследуемом объекте установлена связь изменения толщин пластов горизонта БС102+3 с малоамплитудными разрывными нарушениями, не трассируемыми данными сейсморазведки и обусловившими ступенчатое изменение положения водонефтяного контакта. В статье показана возможность формирования застойных зон, связанных с малоамплитудными тектоническими нарушениями, в процессе разработки

залежи. Установлено влияние блоковой тектоники на литофациальную зональность, степень гидродинамической сообщаемости пластов горизонта  $\mathsf{БC}_{10}^{2+3}$  в смежных блоках, а также на направленность речной сети на поверхности.

#### Выволы

Результаты, полученные на основе детальной корреляции разрезов скважин Тевлинско-Русскинского месторождения в комплексе с результатами сейсморазведки, исследованиями керна и геолого-промысловыми данными внедрены в практическую деятельность ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и могут быть использованы в дальнейшем при подсчете запасов УВ и уточнении проектных решений при разработке залежей в нижнемеловых отложениях Тевлинско-Русскинского месторождения.

#### Список литературы

- 1. Сметанин А.Б., Румак Н.П. и др. Уточнение геологической модели, пересчет запасов и ТЭО КИН Тевлинско-Русскинского месторождения. Отчет. Тюмень: Лукойл-Западная Сибирь, 2007.
- Гутман И.С., Султаншина Т.Р., Халяпин С.В. Особенности строения залежей нефти в горизонте ЮС₁ Грибного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. №5. С. 60–64.
- 3. Гутман И.С., Султаншина Т.Р., Саакян М.И., Арефьев С.В. и др.



Рис. 7— Связь фациальных зон [5] с блоковой тектоникой в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения

Fig. 7 — Relation between facies zones [5] and block tectonics within Tevlinsko-Russkinskoye oilfield

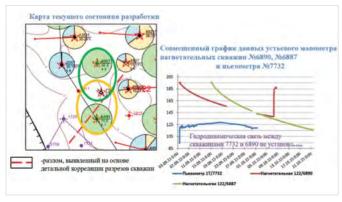


Рис. 8 — Результаты гидродинамических прослушиваний по горизонту  $\mathsf{БC}_{10}^{2+3}$ 

Fig. 8 — Results of well interference tests across  $BS_{10}^{2+3}$  reservoir

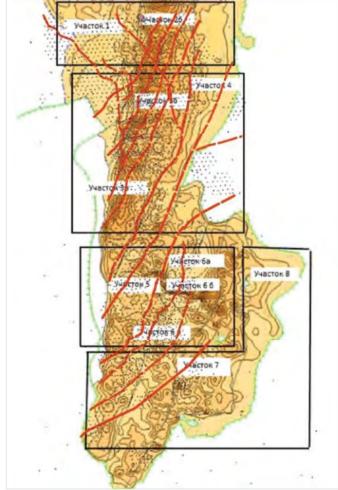


Рис. 9 — Сопоставление расположения геолого-промысловых участков и тектонических нарушений, выявленных на основе детальной корреляции разрезов скважин [6]

Fig. 9 — Correlation between areas with certain field geological parameters and faults, revealed through detailed well log correlation [6]

- Особенности условий залегания пластов и их коллекторов продуктивного горизонта  $\mathrm{BC_{10}}^{2+3}$  Тевлинско-Русскинского месторождения // Недропользование XXI век. 2016. №5. С. 50–71.
- 4. Шпиндлер А.А., Парначев С.В. Оценка проницаемости разрывных нарушений одного из месторождений Томской области. Сборник тезисов к конференции Проблемы геологии и
- освоения недр. Томск, 2013. 852 с.
- Скачек К.Г., Суполкина И.В., Пантелейко И.А. Особенности фациального строения неокомских отложений (на примере группы пластов БС10 2 северной части Сургутского свода) // Георесурсы. 2011. №3 (39). С. 27–31.
- 6. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В., Ефимов Е.Р. Геологические
- условия эффективного применения ГРП неокомских отложений // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсах.
- 7. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Староверов В.М., Кузнецова Г.П. и др. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. Под редакцией Гутмана И.С. М.: Недра, 2013. 112 с.

ENGLISH GEOLOGY

## Impact of block tectonics on mode of $BS_{10}^{2+3}$ reservoir occurrence in Tevlinsko-Russkinskoye oilfield

UDC 553.98.01

#### Author

Tatiana R. Sultanshina — head of the geology sector; Sultanshina.tatyana@yandex.ru

"IPNE", Moscow, Russian Federation

#### **Abstract**

The paper presents the findings of a research study of  ${\rm BS_{10}}^{2+3}$  reservoir geology, including classification of well logs based on thorough correlation between thickness of strata and their quantities.

Hydrodynamic study has allowed us to confirm the occurrence of faults, review their impact on connectivity across BS<sub>10</sub><sup>2+3</sup> reservoir and reveal potentially bypassed areas for further research, completion and enhancement of oil recovery factor. It has been found that distribution of facies is related to NS tectonic deformation.

#### Materials and methods

Basic values for the research have been derived from logging data of 2500+ wells of Tevlinsko-Russkinskoye oilfield, as well as core data, seismic and hydrodynamic data, and archive records on geophysics, lithology, survey and other studies. Research methodology, used

to study geology of Early Cretaceous deposits, is based on automatic correlation of well logs with Autocorr software and proven technique of integration of logging, seismic, core and geological field data.

#### Results

The devised classification has provided for scientific justification of radically new block structure model of BS $_{10}^{2+3}$  reservoir with a stepwise pattern of change of oil-water contact (OWC) in Tevlinsko-Russkinskoye oilfield. Fault blocks are characterized by well logs of a certain type. The field study has revealed that there is a link between changes of bed thickness in BS $_{10}^{2+3}$  reservoir and minor faults, which are not traced by seismic data and which determined stepwise pattern of OWC change. The paper suggests there may be areas of oil, bypassed during reservoir development, resulting from minor tectonic faults. It has also

been explored how lateral tectonics impact lithofacies zoning, degree of hydrodynamic connectivity of adjacent blocks across  ${\rm BS_{10}}^{2+3}$  reservoir and orientation of river network on the surface.

#### **Conclusions**

Data acquired from detailed correlation of well logs of Tevlinsko-Russkinskoye oilfield along with seismic, coring and geological field data have been implemented and practiced at OOO LUKOIL-West Siberia. They may be further used to estimate hydrocarbon reserves and review design solutions in the course of development of Early Cretaceous deposits in Tevlinsko-Russkinskoye oilfield.

#### Keywords

well log correlation, classification of logs, block structure, tectonic faults, hydrodynamic study, seismic survey, lithofacies analysis

#### References

- Smetanin A.B., Rumak N.P. and oth.
   Utochnenie geologicheskoy modeli,
   pereschet zapasov i TEO KIN Tevlinsko Russkinskogo mestorozhdeniya
   [Refinement of the geological model,
   reestimation of reserves and TEO KIN of
   Tevlinsko-Russkinskoye field], Tyumen:
   Lukoyl-Zapadnaya Sibir', 2007.
- Gutman I.S., Sultanshina T.R., Halyapin S.V. Osobennosti stroenija zalezhej nefti v gorizonte JuS, Gribnogo mestorozhdenija [Structural features of oil deposit in the horizon YuS, of Gribnoye field]. Oil industry, 2014, issue 5, pp. 60–64.
- 3. Gutman I.S., Sultanshina T.R., Saakian M.I., Arefiev S.V., Garifullin I.I.

  Osobennosti uslovij zaleganija plastov i ih kollektorov produktivnogo gorizonta BS<sub>10</sub><sup>2+3</sup> Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdenija [Features of the

- conditions of occurrence of layers and their collectors' productive horizon BS<sub>10</sub><sup>2+3</sup> Tevlinsko-Russkinskoye field]. *Nedropolzovanie XXI century*, 2016, issue 5, pp. 50–71.
- 4. Spindler A.A., Parnachev S.V. Otcenka pronicaemosti razryvnyh narushenij odnogo iz mestorozhdenij Tomskoj oblasti [Estimation of permeability of disruptive disturbances of one of the Tomsk region deposits]. Book of Abstracts for the Conference Problems of Geology and Development of Subsurface Resources. Tomsk, 2013, 852 p.
- Skachek K.G., Supolkina I.V.,
   Panteleyko I.A. Osobennosti facial'nogo
   stroenija neokomskih otlozhenij (na
   primere gruppy plastov BS10 2 severnoj
   chasti Surgutskogo svoda) [Special
   features of the facies distribution of
   neocomian sediments exemplified by

- the BS10 2 zones (northern part of the Surgut arch)]. *Georesursy*, 2011, issue 3 (39), pp. 27–31.
- Andreev V.E., Chudinova D.Y., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Efimov E.R. Geologicheskie uslovija effektivnogo primenenija GRP neokomskih otlozhenij [Geological conditions of hydrofrac effective applying in Neocomian formation]. Geology. Departaments news of earth and natural resources sciences. Ufa: Gilem, 2015, issue 21, pp. 63-69.
- 7. Gutman I.S., Balaban I.Y.,
  Staroverov V.M., Kuznetsova G.P.,
  Saakian M.I., Potemkin G.N,
  Rudnev S.A. and oth. *Metodicheskie*rekomendacii k korreljacii
  razrezov skvazhin [Methodical
  recommendations for well log
  correlation]. Eb. by M Gutman I.S.
  Moscow: *Nedra*, 2013, 112 p.

#### МУЛЬТИФАЗНЫЕ ВЛАГОМЕРЫ КВАЛИТЕТ

+7 495 252 01 33

info@qualitetsystem.ru www.qualitetsystem.ru

#### ПРИМЕНЕНИЕ

- Непрерывный контроль обводненности скважин
- Как средство модернизации АГЗУ
- Как компонент в составе комплексных систем измерения
- Общий контроль работы скважины и сигнализация на пульт диспетчера в случае отклонений от заданных параметров
- Контроль эффективности работы «периодических» скважин
- Контроль эффективности работы мероприятий по увеличению нефтеодтачи пласта

Многофазный	Да
Измерения в реальном времени	Да
Удаленный доступ к данным	Да
Диапазон доли газа	0% - 90%
Диапазон обводненности	0% - 100%
Погрешность измерения обводнен	ности (абсолютная)
Доля GVF от 0 до 20%	1%
Доля GVF от 20 до 60%	2,5%
Доля GVF от 60 до 90%	5%
Протоколы передачи данных	Ethernet, RS485, Modbus,
Максимальное рабочее давление	10 МПа
Максимальная плотность воды	1 300 кг/м³
Количество каналов измерений	от 1 до 8
Способ соединения	Фланцевый
Тип взрывозащиты	Exd
Тип потока	Ламинарный, турбулентный
Напряжение	24B / 220B
Установка	Вертикальная
Температура окружающей среды	-50 +65
Диаметр трубопровода (мм)	50 - 200

#### **ДОСТОИНСТВА**

- Достоверная информация об обводненности скважин без влияния человеческого фактора
- Измерения без предварительной сепарации фаз, в реальном времени, доставка данных в АСУ ТП
- Информация о наличии или отсутствии газа в трубе
- Определение GVF
- Сканирование полного сечения трубы
- Простота установки и высокая точность измерений







Разработано и произведено в Российской Федерации

# Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири

#### А.А. Дорошенко

д. г.-м.н., начальник отдела подсчета запасов a.doroshenko@ggr.gazprom.ru

#### Я.О. Карымова

геолог отдела подсчета запасов ya.karymova@ggr.gazprom.ru

ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

В работе впервые приводится характеристика пустотного пространства пород-коллекторов сенона Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири по результатам исследования керна методами оптической микроскопии, рентгеновской микротомографии, ртутной порометрии и с использованием объемно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости образцов. Показано, что трещинная ёмкость составляет тридцатую часть общей пористости, а фильтрационные каналы имеют наноразмерность, которая зависит от того, какая фаза кремнезёма преобладает в породе.

#### Материалы и методы

Для решения существующей проблемы были применены и проанализированы результаты следующих методов исследования керна: рентгеноструктурный анализ (РСА), описание шлифов, микротомография керна, ртутная порометрия.

#### Ключевые слова

опоки, нижнеберезовская подсвита, поровое пространство, кремнезем, шлифы, цифровой керн, фильтрационные каналы матрицы, трещино-поровый коллектор Породы-коллекторы сенона Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири приурочены к отложениям нижнеберёзовской подсвиты и представлены опоками тонкозернистыми в различной степени глинистыми, которые сложены светло-серым, кремово-серым кремнистым веществом, с намывами и микролинзами буровато-серого глинистого материала, единичными интракластами аргиллита углистого, с примесью терригенных обломочных зерен, углефицированной растительной органики, пирита, глауконита, реликтами радиолярий, ихтеодетрита. Структура алевропелитовая, пелитовая. Текстура прерывистая пологоволнистая с элементами микролинзовидной, биотурбирована.

Результаты изучения минерального состава методами рентгеноструктурного анализа (РСА) и химических свойств пород нижнеберёзовской подсвиты позволяют выделить в её составе, как минимум, три пласта —  ${\rm HB_0}$ ,  ${\rm HB_1}$  и  ${\rm HB_2}$  (рис. 1, таб. 1).

Минеральный состав пород пласта  ${\rm H}{\rm H}_{\rm O}$  характеризуется пониженным содержанием ОКТ-фазы кремнезёма (опал+кристобалит+тридимит), содержание которой здесь изменяется в интервале от 0,0 до 0,9 %, среднее значение — 0,1%. Содержание кварца варьирует от 43,2 до 63,6 %, составляя, в среднем, 56,6%. Глинистые минералы представлены преимущественно монтмориллонитом (от 21,8 до 39,8 %, в среднем — 29,3%). Содержание слюд варьирует от 1,5 до 11,8 %, составляя в среднем 5,7% (рис. 1а, таб. 1).

Минеральный состав пласта НБ, отличается от минерального состава остальных пластов повышенными значениями ОКТ-фазы, содержание которой составляет в среднем 21,7%, изменяясь от 0 до 35,8 %. Преобладающие значения содержания этой фазы кремнезёма (в пределах от 25 до 35 %) равномерно распределены по глубине в интервале от 980 до 997 м, а при переходе к вышележащему (НБ) и нижележащему (НБ) пластам доля ОКТ-фазы резко снижается, вплоть до нуля. Эти переходные зоны составляют не более пяти метров по разрезу. Содержание кварца в породах пласта НБ, изменяется от 36,5 до 58,4 % при среднем значении 44,6%. Суммарное содержание различных фаз кремнезёма в этом пласте составляет в среднем 65,3%. Из других минералов в наибольшей степени представлены глинистые минералы, среди которых так же, как и в пласте НБ преобладает монтмориллонит, доля которого варьирует в пределах от 12,7 до 41,8 % при среднем значении 21,9%. Таким образом, появление в породах ОКТ-фазы приводит к снижению содержания в породах, в первую очередь, кварца. Содержание слюды также уменьшается, но незначительно, изменяясь в интервале от 2,0 до 14,8 % и составляя в среднем 5,4% (рис. 1а, таб. 1).

Породы пласта НБ<sub>1</sub>, характеризующиеся повышенным содержанием ОКТ-фазы, имеют пониженную, по сравнению с породами других пластов, минералогическую плотность

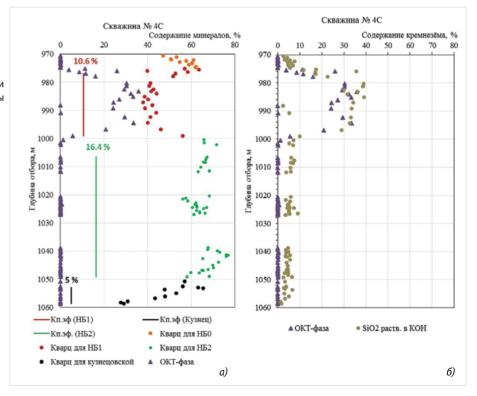
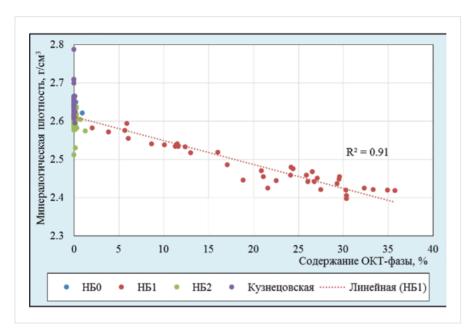


Рис. 1— Изменчивость минерального состава опок нижнеберёзовской подсвиты по разрезу: а) данные РСА. б) данные анализа растворимости породы в присутствии шелочей

Fig. 1 — Variability of mineral composition of gaizes in the lower Berezovskaya subformation through the section: a) XRD data, b) test results for alkali solubility of rock

Минералы, доля		НБ <sub>о</sub>			НБ <sub>1</sub>			HБ <sub>2</sub>		
	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее	
Кварц	43,2	63,6	56,6	36,5	58,4	44,6	55,7	81,6	66,0	
ОКТ-фаза	0,0	0,9	0,1	0,0	35,8	21,7	0,0	1,3	0,1	
Монтмориллонит	21,8	39,8	29,3	12,7	41,8	21,9	13,2	37,3	25,5	
Слюда	1,5	11,8	5,7	2,0	14,8	5,4	1,4	55,5	4,3	

Таб. 1 — Характеристика минерального состава пород скважины №4C Tab. 1 — Rock composition properties, well 4C



Puc. 2— Зависимость между минералогической плотностью и содержанием ОКТ-фазы Fig. 2— Matrix density vs OCT content

№ обр.	Глубина	Средняя поверх-	Раск	Ёмкость		
	отбора, м	отбора, м ностная плотность трещин по 6 граням кубика, см/см²	min	max	среднее	трещин, %
1	941,1	0,57	3	200	90	6,30
2	944,2	0,08	1	100	440	0,18
3	946,6	0,11	1	300	130	0,15
4	951,1		Трещин	ы не обн	аружены	
5	951,1	0,08	3	200	90	0,23
6	957,2	0,42	2	100	510	0,82
7	962,7	0,29	10	200	90	3,30
8	963,9	0,31	1	500	160	1,94
9	973,6	0,63	50	1800	840	0,75
10	982,1	0,11	5	1100	430	0,26
11	992,3	0,11	100	1500	770	0,14
12	995,0	0,11	10	200	90	1,30
13	996,1	0,09	3	200	90	1,00
14	1004,6	0,03	5	800	300	0,10
15	1008,3		Трещин	ы не обн	аружены	
16	1009,1		Трещин	ы не обн	аружены	
17	1010,7		Трещин	ы не обн	аружены	
18	1013,9	0,15	2	300	150	1,00
19	1016,6	0,21	100	2000	900	0,23
20	1017,8	0,16	20	1000	300	0,53

Таб. 2 — Характеристика емкости микротрещин опок Tab. 2 — Fracture porosity of gaizes

(от 2,398 до 2,658 г/см³, составляя в среднем 2,495 г/см³). Это наглядно иллюстрируется обратной корреляционной зависимостью между плотностью и содержанием ОКТ-фазы, характеризующейся высоким коэффициентом детерминации 0,91 (рис. 2).

Породы пласта НБ, (интервал глубин от 999,5 до 1049,1 м) представлены преимущественно кварцем и глинистыми минералами (рис. 1а, таб. 1). Содержание кварца здесь варьирует от 55,7 до 81,6 %, составляя в среднем 66,0%. Глинистые минералы представлены преимущественно монтмориллонитом и составляют от 13,2 до 37,3 %, в среднем -25,5%. Содержание слюд варьирует от 1,4 до 7,3 %, составляя в среднем 3,8%. Минералы ОКТ-фазы в данном интервале практически отсутствуют, их содержание заключено в интервале от 0.0 до 1,3 %, среднее значение — 0,1% (рис. 1а, таб. 1). Плотность пород пласта НБ, варьирует от 2,51 до 2,65 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 2,61 г/см<sup>3</sup> (рис. 2).

Резюмируя сказанное о минералогии нижнеберёзовских отложений, необходимо отметить следующее.

Во-первых, основным породообразующим минералом является тонкозернистый кварц. Именно тонкозернистый, поскольку по данным оптической микроскопии доля терригенных примесей в породе, представленных зёрнами кварца и отдельными зернами полевых шпатов, не превышает 10%, т.е. далеко не 70%, как это следует из данных РСА (рис. 1а, таб. 1). Во-вторых, существенной особенностью рассматриваемых опок является то, что растворимость их в присутствии щелочей резко меняется при переходе от пласта НБ, к пластам НБ, и НБ, (рис. 16). Видно, что в пластах НБ, и в НБ, доля растворимого кремнезёма не выше 9% в то время, как в пласте НБ, она достигает 40%, что соизмеримо с долей ОКТ-фазы кремнезёма в этом пласте. В-третьих, по всему разрезу нижнеберёзовской подсвиты встречаются следы цеолитов в объёме первых процентов.

Переходя к характеристике пустотного пространства, отметим, что характерной особенностью фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых коллекторов является низкая проницаемость (менее  $0,1 \cdot 10^3$  мкм²) и высокая общая пористость (до 40%) (рис. 3). При этом общая пористость пласта  $H\textsubsceps$  на рофективная пористость, наоборот, для пласта  $H\textsubsceps$  ниже, чем для пласта  $H\textsubsceps$  (рис. 1а).

Такое соотношение пористости и проницаемости пород связано с тем, что поровые каналы рассматриваемых глинистых опок носят, в основном, субкапиллярный характер. Наиболее крупные поры с размерами не более 200 мкм, видимые при оптической микроскопии шлифов (голубой цвет на рис. 4), образуются в результате выщелачивания раковин радиолярий (рис. 4а) и в местах скопления терригенных обломочных зёрен (рис. 46). Кроме того, видимые под микроскопом, но более тонкие пустоты, можно наблюдать в местах развития открытых микротрещин (рис. 5).

Как показали результаты изучения трещинной емкости по кубикам размером 5x5 см, раскрытость их в среднем равна 336 мкм (таб. 2).

Как видно из таб. 2, ёмкость микротрещин опок изменяется от 0 до 6,3%, составляя в среднем 1,14%.

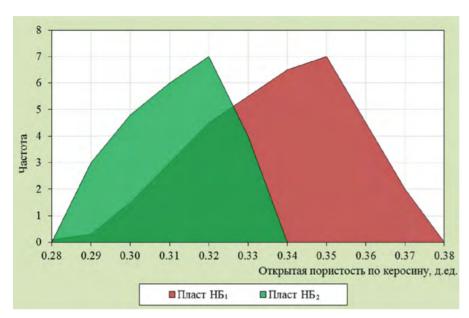
Следует отметить, далеко не на всех шлифах удаётся увидеть поры такого размера. Так, при

исследовании структуры порового пространства в прокрашенных петрографических шлифах путем имидж-анализа цифрового изображения SIAMS 700 часто получается результат «пор нет».

Другими словами, высокая пористость рассматриваемых пород связана не с порами субмиллиметровой размерности, а с более тонкими порами. Действительно, изучение структуры порового пространства рассматриваемых глинистых опок методами рентгеновской микротомографии с помощью микротомографа

«SkyScan 1172» позволяет выявить и оценить объём пор размерами от 3 мкм и больше.

На рис. 6 приведены характерные кривые распределения по размерам пор и фильтрационных каналов, связывающих их в образцах размером 3 мм по диаметру и по высоте. Общим для этих распределений является тот факт, что, начиная с 12 мкм, число пор начинает резко нарастать в сторону более мелких пор, и их количество исчисляется тысячами, тогда как более крупные поры (судя по врезкам на рис. 6) исчисляются единицами, реже — десятками.



Puc. 3 — Открытая пористость по керосину Fig. 3 — Open porosity as tested with kerosene

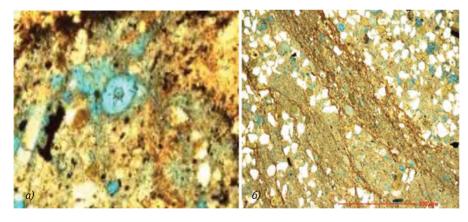
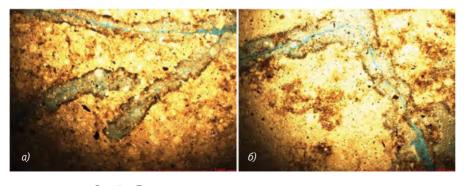


Рис. 4 — Поры капиллярной размерности: а) результат выщелачивания раковин радиолярий, б) результат неплотной упаковки терригенного материала

Fig. 4 — Capillary pores: a) as a result of radiolarian shell dealkalization, b) as a result of loose packing of terrigenous rock



Puc. 5 — Пустоты, связанные с открытыми трещинами Fig. 5 — Voids connected with open fissures

Другим общим моментом для этих распределений является то, что количество связных каналов начинает резко нарастать не с 12, а с 6 мкм и их существенно меньше, чем пор соответствующего размера. Кроме отмеченной общности в приведённых распределениях, имеются и различия их для разных пластов. Так, на рис. ба видно, что на образце с распределением, характерным для пластов НБ, и НБ,, количество пор размером 4 мкм достигает 4000, количество каналов соответствующего размера на порядок меньше (их около 400), для пласта же НБ. эти величины не столь разнятся (3500 и 2000, соответственно). Отмеченное различие может быть и случайным из-за малых размеров образцов и подлежит проверке путём увеличения количества изучаемых образцов. Тем более, что есть основания полагать, что фильтрующие каналы в породах пласта НБ, имеют существенно меньший размер, чем в пласте НБ<sub>2</sub>. На этот факт указывают результаты исследования керна методом ртутной порометрии.

А именно, из рис. 7, на котором приведены распределения гидравлических радиусов поровых каналов для образцов изучаемых опок. видно, что основная масса фильтрационных каналов пласта НБ, (рис. 7а) имеет размеры (радиусы) на порядок меньше, чем в пласте НБ, (рис. 76). Отметим, что эти преобладающие радиусы имеют размеры не микрометров, а нанометров. В частности, для пласта НБ₁ наиболее часто встречающийся радиус равен 10 нм в то время как для пласта НБ, он составляет 100 нм. В связи с этим, вопрос о микронном размере фильтрационных каналов по данным рентгеновской микротомографии остаётся открытым. Так, судя по врезкам на рис. 7, их доля несоизмеримо меньше, чем доля каналов нанометрового размера.

Интересно отметить, что гидравлические радиусы фильтрационных каналов в плотной карбонатной породе на порядок выше, чем в глинистых опоках. На рис. 7 в приведены данные по образцу, взятому из глинистой кузнецовской свиты, подстилающей отложения изучаемой нижнеберёзовской подсвиты. Здесь фильтрационные радиусы могут иметь не только нанометровую размерность, но и достигают первые микрометры. Другими словами, фильтрационные возможности матрицы опок ниже, чем у плотных карбонатных пород.

Сравнительный анализ данных рентгеновской микротомографии и ртутной порометрии показывает, что структура порового пространства матрицы опок в диапазоне от 3 мкм до 10 нм ещё не изучена, в связи с этим, не ясна и его роль в фильтрации флюидов. Решение этой задачи можно получить путём совмещения методов микротомографии и растровой электронной микроскопии (технологии «Цифровой керн»). И это важно, поскольку результаты изучения структурно-геометрических характеристик пор изучаемых пород с использованием объемно-статического вакуумного анализатора удельной поверхности и пористости ASAP-2020M указывают на различия структуры порового пространства в пластах НБ, и НБ, на уровне пор нанометрового размера. На рис. 8, где приведены диаграммы изменчивости содержания микропор (диаметр менее 2 нм) и мезопор (диаметр от 2 до 50 нм), видно, что в пласте НБ, объём пор с диаметром от 2 до 50 нм (мезапоры) существенно больше, чем в пласте НБ,, где их объём практически такой же, как и в подстилающей изучаемые опоки кузнецовской свите.

#### Итоги

В составе глинистых опок выделяются отдельные пласты, резко различающиеся по содержанию различных фаз кремнезёма — кварца и ОКТ-фазы. Пласт  ${\rm H}{\rm B}_1$  содержит в среднем 22% ОКТ-фазы и 44% кварца, против 0,1 и 66 % — для  ${\rm H}{\rm B}_2$ .

Основной объём пустотного пространства коллекторов, представленных глинистыми опоками севера Западной Сибири, связан с порами, а ёмкость микротрещин носит подчинённый характер, составляя одну тридцатую часть от общей пористости, т.е. коллектор относится к трещинно-поровому типу.

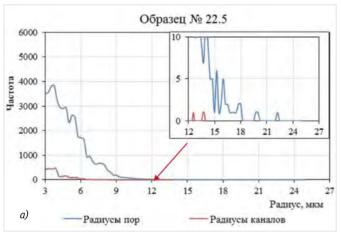
Размеры фильтрационных каналов матрицы опок с повышенным содержанием ОКТ-фазы на порядок ниже, чем для опок, в которых кремнезём представлен, в основном, тонкозернистым кварцем. Преобладающие размеры диаметров составляют 10 и 100 нм для пластов НБ, и НБ,, соответственно.

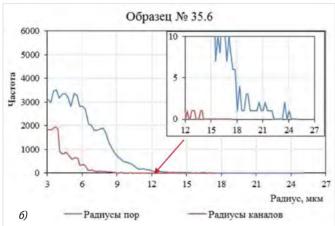
Объемы ультрамикрокапиллярных пор с диаметром менее 2 нм в опоках пластов  ${\rm H}{\rm B}_{_1}$  и  ${\rm H}{\rm B}_{_2}$  не различаются, следовательно, их сорбционные свойства примерно одинаковы, при этом, одинаково низкие.

Дальнейшее уточнение структуры порового пространства матрицы опок с использованием технологий «Цифровой керн» позволит уточнить природу различий структуры порового пространства пластов, различающихся по содержанию ОКТ-фазы кремнезёма, что важно для решения вопросов по добыче газа из таких коллекторов.

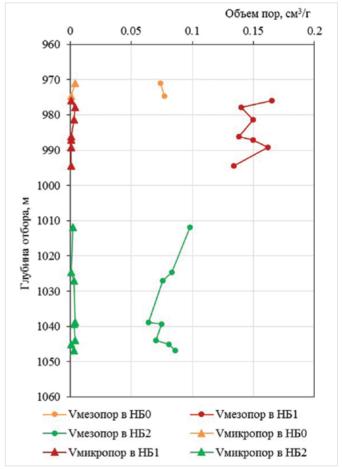
#### Выволы

Использование высокоразрешающей растровой микроскопии позволит уточнить и структуру порового пространства на уровне субкапиллярных пор с диаметрами менее 200 нм, что необходимо для оценки потенциальных адсорбционных свойств. Известно, что наиболее эффективный размер микропор для адсорбции и «удерживания» адсорбированного метана составляет около 0,8 нм, а из рис. 8 следует, что по объему микропор с диаметром менее 2 нм пласты НБ, и НБ, не различаются, следовательно, их сорбционные свойства примерно одинаковые и, при этом, одинаково низкие. Из чего следует важный для добычи газа вывод о том, что газ в опоках удерживается только капиллярными, а не химическими силами.





Puc. 6 — Распределение по размерам пор и связывающих их каналов: a) пласты  ${\rm HF}_{_{0}}$  и  ${\rm HF}_{_{2}}$ ; б) пласт  ${\rm HF}_{_{1}}$  Fig. 6 — Distribution by pore and channel sizes: a)  ${\rm NB}_{_{0}}$  and  ${\rm NB}_{_{2}}$  formations; b)  ${\rm NB}_{_{1}}$  formation



Puc. 8 — Изменчивость объёмов субкапиллярных пор (мезапор и ультрамикропор) опок нижнеберёзовской подсвиты
Fig. 8 — Variability of void volume in subcapillary pores (mesopores and micropores) of gaizes in the lower Berezovskaya subformation

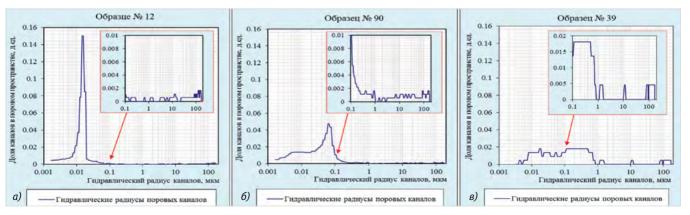


Рис. 7 — Результаты ртутной порометрии по керну скважины № 4C: a) пласт НБ $_{i}$ ; б) пласт НБ $_{i}$ ; в) карбонатная порода Fig. 7 — Mercury porosimetry of the core from well 4C: a) NB $_{i}$  formation; б) NB $_{i}$  formation; в) carbonate rock

ENGLISH GEOLOGY

## Properties of voids in the Senonian gaize of the northern part of West Siberia

UDC 551+622.691

#### **Authors:**

**Alexander A. Doroshenko** — Sc.D., head of inventory counting; <u>a.doroshenko@ggr.gazprom.ru</u> **Yana O.Karymova** — geologist of the inventory calculation department; <u>ya.karymova@ggr.gazprom.ru</u>

ITC Gazprom Geologorazvedka, Tyumen, Russian Federation

#### **Abstract**

This paper gives the very first description of the reservoir void spaces of the Senonian epoch, belonging to the area of Nadym, Pur and Tazovskiy in West Siberia. The research is based on the core analysis accomplished with such techniques as light microscopy, X-ray microtomography, and mercury porosimetry. The study has also employed the data received with volumetric and static analyzer of specific surface area and porosity of the samples. It has been found that fracture capacity amounts to 1/30 of total porosity, and flow channels are sized to a nanoscale, which depends on the form of silica prevailing in the formation.

#### Materials and methods

The following core analysis techniques have been applied and reviewed in order to solve the current problem: X-ray diffraction (XRD), thin section description, core microtomography, mercury porosimetry.

#### Results

Composition of argillous gaize reveals several

sections, which are distinctly different in the amount of various silica forms – quartz and OCT (opal, cristobalite, and tridymite). On the average, NB<sub>1</sub> layer contains 22% of OCT and 44% of quartz, whereas NB<sub>2</sub> shows 0.1% and 66% respectively. Major volume of reservoir void space is represented by West Siberan argillous gaize and connected to pores, while microfissure capacity is of minor nature, accounting for 1/30 of total porosity. This means that the reservoir belongs to porous fractured type of formation.

Flow matrix channels of high OCT gaizes are significantly smaller than those in which silica is mostly represented by fine -grained quartz. Prevailing diameters are 10 and 100 nm for NB<sub>1</sub> and NB<sub>2</sub> respectively. Capacities of ultra-microcapillary pores, which are found in NB<sub>1</sub> and NB<sub>2</sub> gaizes and are less than 2 nm in diameter, do not differ. Thus, their sorption properties are nearly the same and yet equally poor. Further study of the void space of the gaize matrix with core flow digital services will enable to define the nature of difference of pore volume structure, as applicable to formations

with different OCT-content, which is essential for issues related to gas production from such reservoirs.

#### **Conclusions**

Use of high-resolution scanning microscopy will also allow further research of void space structure at the level of subcapillary pores of less than 200 nm in diameter, which is required for evaluation of adsorption potential. As is known, the most effective micropore size to adsorb and hold occluded methane is about 0.8 nm. As Figure 8 suggests, NB<sub>1</sub> and NB<sub>2</sub> formations are alike in the volume of voids of less than 2 nm in diameter. Thus, their sorption properties are nearly the same and yet equally poor. It therefore appears that gas in the gaizes is held by merely capillary force and not by chemical bond which is an important conclusion in the context of gas production.

#### Kevwords

gaize, lower Berezovskaya subformation, void space, silica, thin sections, digital core flow, flow matrix, porous fractured reservoir



**ГЕОЛОГИЯ**УДК 550.4.02

# Оперативный гидрохимический контроль за разработкой залежей ачимовских отложений Уренгойского НГКМ

#### А.Ю. Корякин

генеральный директор referent@gd-urengoy.gazprom.ru

#### М.Г. Жариков

к.т.н., заместитель генерального директора — главный геолог m.g.zharikov@gd-urengoy.gazprom.ru

#### Г.С. Ли

к.т.н., заместитель начальника инженернотехнического центра по геологии и разработке месторождений

g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru

#### М.А. Катаева

начальник лаборатории инженернотехнического центра по геологии и разработке месторождений

m.a.kataeva@gd-urengoy.gazprom.ru

ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Представлены результаты комплексных исследований по определению и уточнению коррелятивных гидрохимических компонентов и диагностических критериев пластовых вод ачимовских объектов эксплуатации Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

#### Ключевые слова

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, ачимовские отложения, гидрохимический анализ и контроль, гидрохимические показатели и критерии

С начала разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) в ООО «Газпром добыча Уренгой» проводятся систематические работы определения химического состава вод по всем гидрогеологическим комплексам. УНГКМ приурочено к северу центральной части Западно-Сибирского мегабассейна. В целом, рассматриваемый мегабассейн характеризуется двумя гидрогеологическими этажами, разделенными толщей глин турон-датского возраста. В составе нижнего этажа, включающего основные нефтегазоносные комплексы, выделяется три гидрогеологических комплекса: апт-альб-сеноманский, неокомский и юр-

Вследствие подвижности и геохимической активности вода реагирует непосредственно на техногенез пластовых нефтегазоконденсатных систем, поэтому служит индикатором продвижения в залежи пластовых флюидов. В частности, обводнения продуктивных горизонтов [2].

Ключевыми задачами комплекса исследований объектов УНГКМ является получение представительной геолого-промысловой информации о состоянии его разработки, осуществление оперативного мониторинга параметров залежей пластов и прискважинной зоны.

Ачимовские отложения УНГКМ характеризуются чрезвычайно сложным геологическим строением: значительной литологической неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, различием в фазовом состоянии углеводородов, блоковостью структур. Значимыми являются и гидрогеологические факторы обводнения — аномально высокое пластовое давление, огромные размеры водонапорной системы, повышенный гидродинамический градиент между ниже- и вышележащими отложениями [3].

Строение ачимовской толщи крайне неоднородное, в ее составе выделяются несколько песчаных тел, имеющих линзовидный характер залегания. К ним приурочены газоконденсатные и нефтяные залежи в продуктивных пластах  $A \mathbf{q}_1^2 \div A \mathbf{q}_6^2$ .

Полученная гидрохимическая информация по ачимовским объектам позволила установить гидрохимический контроль (ГХК) за данными участками недр. Лабораторные работы проводятся при этом с применением современной техники, позволяющей анализировать широкий спектр макро- и микрокомпонентов: системы капиллярного электрофореза «Капель-105М» (катионный состав), ионных хроматографов «Меtrohm» (анионный состав и кремний), рентгенофлуоресцентый спектрометр «Спектроскан МАКС-GV» (железо общее).

Первоначальный комплексный анализ гидрохимического фона ачимовских отложений был проведен ИПНиГ РАН в 2013 г. на основе базы данных Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой». В процессе разработки этих отложений сведения о составе пластовых вод перманентно дополняются и уточняются [4].

В настоящее время ГХК проводится по эксплуатационным скважинам двух ачимовских участков: 1А (пласты  $A4_{3.4}$ ) и 2А (пласты  $A4_{3.4}$ + $A4_5^{2.3}$ ,  $A4_5^{2.3}$ ). Пробы воды, доставляемые для анализа, на данном этапе разработки представлены преимущественно конденсационным типом. Воды залежей пластов  $A4_{3.4}$  характеризуются наибольшим распространением и повышенной продуктивностью, в отличие от пластов  $A4_5^{2.3}$ , поэтому объемы гидрохимической информации для установления фоновых значений существенно отличаются.

Ранее полученные результаты анализа гидрохимических данных по сеноманскому и неокомскому водоносным комплексам показали, что информативность и величины интервальных значений показателей зависят от глубины залегания пластов. Общей особенностью распределения по разрезу солености подземных вод УНГКМ является вертикальная геохимическая зональность. Гидрохимическая инверсия, установленная в верхнемеловом разрезе, в целом сохраняется и в ачимовских отложениях, характер её при этом усложняется [5, 6].

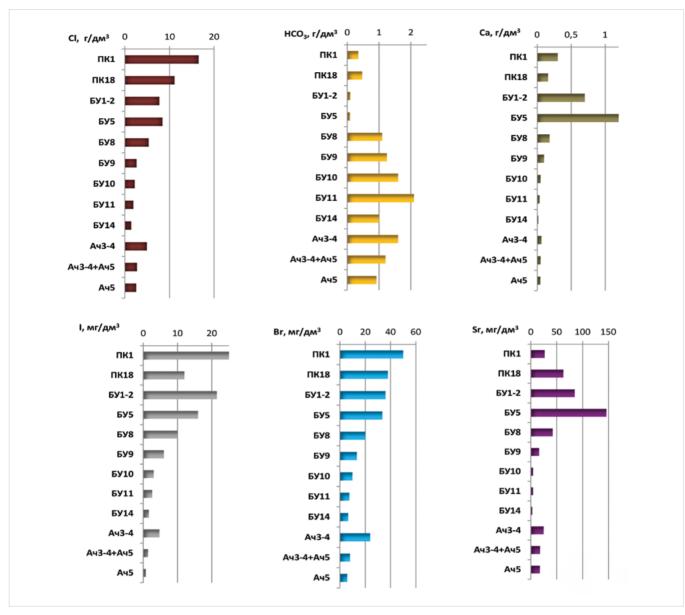
По результатам гидрохимического анализа (ГХА) получены усредненные параметры попутных вод ачимовских участков (таб. 1)

С целью обоснования наиболее информативных критериев гидрохимического мониторинга обводнения эксплуатационных объектов был проведен анализ закономерностей изменения концентраций различных ионов в попутных водах по разрезу месторождения (рис. 1).

В зависимости от глубины изменяются минерализация вод и количество компонентов. При этом изменение их компонентного состава сопровождается сменой типа — с хлоридно-натриевого на гидрокарбонатно-натриевый. Количественное содержание компонентов пластовых вод по ачимовским залежам близко к пластам тангаловской и сортымской свит ( $\mathsf{EY}_8$ ,  $\mathsf{EY}_9$ ,  $\mathsf{EY}_{10}$ ,  $\mathsf{EY}_{11}$ ).

Опыт проведения ГХК на УНГКМ свидетельствует о целесообразности использования гидрохимических критериев для идентификации генезиса жидкостей, поступающих в скважины.

На основе полученных количественных характеристик выполнены расчеты соотношений между коррелятивными ионами,



 ${\it Puc.}\,1-{\it Codepжahus}$  компонентов пластовых вод в зависимости от продуктивного пласта

ксплу	атационный участок	юнный участок 1А			
валежи пластов		<b>А</b> ч <sub>3-4</sub>	A4 <sub>3-4</sub> +A4 <sub>5</sub> <sup>2-3</sup>	Ач <sub>5</sub> <sup>2-3</sup>	
	pH	6,95	6,80	6,59	
	Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,005	1,003	1,001	
	Минерализация, г/дм³	10,36	6,32	5,78	
тры	Хлорид-ион, мг/дм³	4950	2730	2500	
аме	Гидрокарбонат-ион, мг/дм³	1600	1232	920	
пар	Карбонат-ион, мг/дм³	-	-	-	
жие	Сульфат-ион, мг/дм³	7,8	45,0	59,4	
иче	Бромид-ион, мг/дм³	23,9	8,1	5,8	
ХИМ	Йодид-ион, мг/дм³	4,66	1,43	0,71	
Аро	Кальций, мг/дм³	61,5	50,5	45,1	
еги	Магний, мг/дм³	12,5	12,5	11,2	
HHP	Сумма калия и натрия, мг/дм <sup>3</sup>	3680	2145	1880	
Усредненные гидрохимические параметры	Аммоний, мг/дм³	26,3	29,9	17,1	
	Барий, мг/дм³	48,5	25,1	24,0	
	Стронций, мг/дм³	24,8	17,8	17,4	
	Борат ион, мг/дм³	11,8	7,7	3,2	
	Кремний, мг/дм³	8,5	4,9	5,3	

Таб. 1 — Усредненные гидрохимические параметры попутных вод ачимовских продуктивных горизонтов по участкам 1А и 2А УНГКМ

Эксплуатационный участок		1A	2A		
Зал	ежи пластов	<b>А</b> ч <sub>3-4</sub>	A4 <sub>3-4</sub> +A4 <sub>5</sub> <sup>2-3</sup>	A4 <sub>5</sub> <sup>2-3</sup>	
	rNa/rCl	1,10	1,11	1,02	
	Cl/Br	284	299	284	
	(rSO <sub>4</sub> / rCl)•100	0,2	1,7	1,9	
_	(rCa/rNa)·100	2,6	-	3,7	
ериі	(rCl+rSO <sub>4</sub> )/(rHCO <sub>3</sub> +rCO <sub>3</sub> )	8,0	4,0	9,0	
Критерии	rCa+rMg	4,8	5	3,9	
¥	(rHCO3+rCO3)/(rCa+rMg)	4,7	3,5	3,4	
	(rSr/rCl)•100	0,4	0,2	0,3	
	(rCa/rCl)•100	2,6	3,9	4,0	
	[(rHCO <sub>3</sub> +rCO3)/rCl]•100	14	27	16	

Таб. 2— Усредненные количественные значения диагностических критериев для распознавания пластовых вод ачимовских отложений УНГКМ

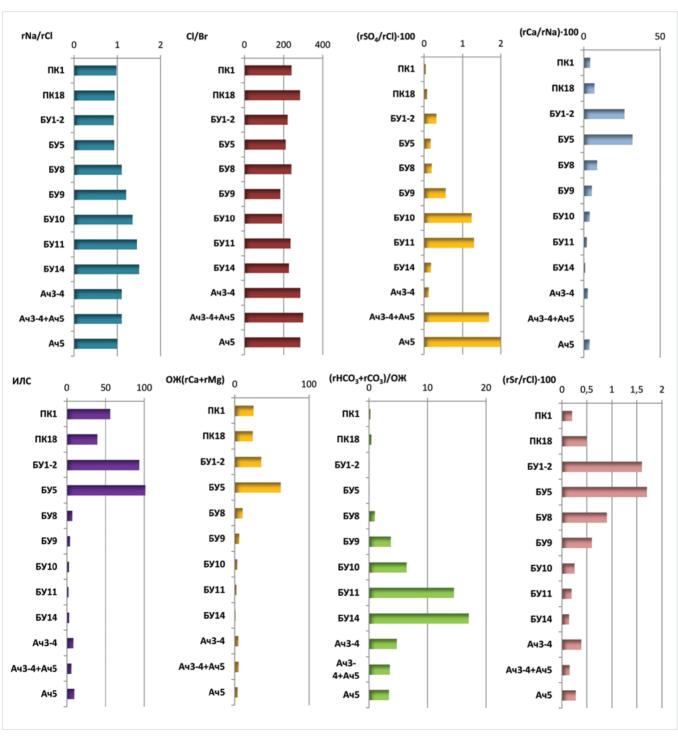


Рис. 2 — Количественные значения диагностических критериев пластовых вод в зависимости от залежей продуктивных пластов УНГКМ

построены зависимости, отражающие изменения состава вод по пластам (рис. 2). В результате проведенного анализа выбраны наиболее информативные критерии, представленные в таб. 2.

Для диагностики генетической принадлежности вод УНГКМ наиболее информативными гидрохимическими показателями являются следующие:

- натрий-хлорный коэффициент rNa/ rCl - показатель метаморфизации пластовых вод, характеризующий тип вод по классификации В.А. Сулина. В катионном составе вол УНГКМ повсеместно преобладает ион натрия. В случае, если rNa/rCl < 1 — воды хлоридно-натриевого типа, характерного для пластов сеноманского и неокомского горизонтов; при rNa/rCl > 1 — воды гидрокарбонатно-натриевые (пласты БУ, БУ, Ач, Ач, Ач.<sup>2-3</sup>). По данному коэффициенту пластовые воды (гидрокарбонатно-натриевого типа) достаточно четко отличаются от других типов вод (хлоридно-кальшиевых, сульфатно-натриевых, хлоридно-магниевых и растворов смешения):
- хлор-бромный коэффициент Cl⁻/Br показатель растворения хлоридных солей, рассчитывается по отношению хлора к брому в массовых концентрациях ( $M\Gamma/дM^3$ ): при Cl <sup>-</sup>/Br <sup>-</sup> < 300 воды являются пластовыми, происхождение их связано с древними бассейнами осадконакопления, зонами застойного водообмена. Если Cl -/Br - > 300, то существует вероятность дополнительного поступления хлора в пластовые воды за счет инфильтрации из внешних источников (например, технических растворов). По результатам исследований хлор-бромный коэффициент в пластовых водах ачимовских отложений находится в пределах 280-300, что характерно для всего УНГКМ;
- сульфат-хлорный коэффициент  $(rSO_{h}^{2-}/rCl^{-} \cdot 100)$  характеризует насыщенность вод сульфатами, следовательно, в восстановительной обстановке, присущей пластовым водам нефтегазовых месторождений, этот коэффициент имеет более низкие значения по сравнению с инфильтрационными водами, обогащенными кислородсодержащими ионами. Повышение этого показателя может свидетельствовать о внедрении вод из внешних источников. По результатам исследований rSO<sub>4</sub>2-/rCl- • 100 < 0,2 по 1 эксплуатационному участку (значение коэффициента по пласту Ач<sub>3-4</sub> близко по значению пластам ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>5</sub>); 1,7 ≤ rSO<sub>2</sub>-/rCl- • 100 ≤ 2 – 2 эксплуатационный участок (пласты Aч<sub>3.4</sub>+Aч<sub>5</sub><sup>2-3</sup>, Aч<sub>5</sub><sup>2-3</sup>). Значение сульфат-хлорного коэффициента на втором участке значительно выше, чем по вышележашим пластам и достигает максимума в пласте A4<sub>5</sub><sup>2-3</sup>;
- индекс Ларсона Скольда (ИЛС), представляет собой отношение суммы молярных

концентраций ионов хлора и сульфат-иона к сумме молярных концентраций гидрокарбонат- и карбонат-ионов:  $(rCl^-+rSO_{,2}^{-2})/$  $(rHCO_3^- + rCO_3^{2-})$ . ИЛС — критерий, характеризующий коррозионную способность воды по отношению к низкоуглеродистой стали. Его повышенные значения свидетельствуют о коррозийной активности вод в обстановке, связанной с техногенезом. Так, по пластам  $БУ_{8}$ ,  $БУ_{9}$ ,  $БУ_{10-11}$ ,  $БУ_{14}^{-1}$ , наблюдается постепенное уменьшение критерия ИЛС с 9 до 2, обусловленное увеличением содержания гидрокарбонат иона вниз по разрезу (756-1805 мг/лм<sup>3</sup>). В пластовых волах эксплуатационных скважин ачимовских отложений критерий ИЛС находится в диапазоне 8-9. за исключением скважин пластов Ач, "+Ач, 2-3 (4), который в дальнейшем будет скорректирован по мере получения репрезентативной выборки статистических данных:

- кальций-магниевый коэффициент (rCa+rMg) представляет собой сумму молярных концентраций кальция и магния и обуславливает общую жесткость пластовой воды. Данный коэффициент возрастает вниз по разрезу, достигая максимума в пласте БУ (с 25 до 62), снижаясь в дальнейшем до 0,9 к БУ  $_{14}^{1}$ . Значение этого коэффициента в залежах пластов от  $A4_{3-4}$  до  $A4_{5}^{2-3}$  изменяется от 4,8 до 4.0:
- отношение суммы молярных концентраций гидрокарбонатинов к общей жесткости (rHCO $_3^-$  + rCO $_3^{2-}$ / rCa+rMg) возрастает от ПК $_1$  к БУ $_{14}^{-1}$ , достигая максимального значения 17, обусловленное увеличением содержания гидрокарбонат-иона и уменьшением содержания кальция и магния, т.е. общей жесткости. В пластах Ач $_{3-4}$  и Ач $_5^{2-3}$  происходит изменение коэффициента от 4,7 до 3,4. Значение этого коэффициента по ачимовским отложениям близко к пластам БУ $_9$  3,7;
- стронций-хлорный коэффициент (rSr/rCl 100) показателен для УНГКМ, так как стронций и хлорид-ион являются коррелятивными компонентами, содержание которых индивидуально для каждого пласта. Данный коэффициент возрастает от  $\Pi K_1$  до  $\mathrm{БУ}_5$ , где достигает максимального значения, далее вниз по разрезу уменьшается до  $\mathrm{БУ}_{14}^{1}$ . При переходе на ачимовские пласты коэффициент увеличивается: значение по  $\mathrm{A4}_{34}$  (0,4) близко  $\mathrm{\Pi K}_{18}$  (0,5), а по пластам  $\mathrm{A4}_{5}^{2:3}$ (0,3) соответствует  $\mathrm{БУ}_{10}$  (0,25).

Объем информации по ГХК ачимовских отложений УНГКМ на данный момент разработки ограничен, поэтому диагностические критерии по некоторым пластам даны в первой редакции. В дальнейшем, значения информативных гидрохимических параметров для определения генезиса вод, поступающих в скважины, будут уточняться.

#### Итоги

Комплексный анализ корреляционных связей между концентрациями рассматриваемых компонентов позволяет уточнить и детализировать особенности их геохимии в пластовых водах нефтегазоконденсатных месторождений.

#### Выводы

Полученная в результате ГХК информация о количественном содержании компонентов в попутных водах и значениях

диагностических критериев для залежей ачимовской толщи УНГКМ позволяет повысить эффективность контроля за разработкой месторождения и использования фонда скважин — посредством более обоснованного подбора скважин-кандидатов под конкретные геолого-технические мероприятия по обеспечению дальнейшей их работоспособности.

#### Список литературы

- 1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- 2. Козлов А.Л., Твердовидов А.С., Чупис Н.Е., Терещенко В.А. Гидрогеологический контроль за разработкой газовых месторождений. Науч.-техн. обзор: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгазпром, 1978. 58 с.
- Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Забоев К.О. Модель формирования и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. №4. ТюмГНГУ, 2009. С. 30-35.
- 4. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ставицкий В.А. и др. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений УНГКМ. Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: СНТ. ООО «Газпром добыча Уренгой». М.: Недра, 2013. С. 171–181.
- 5. Кошелев А.В., Ли Г.С., Катаева М.А. Гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского НГКМ. Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИпрогаз». Тюмень: РИФ «Солярис». 2013. С. 147—159.
- 6. Кошелев А.В., Ли Г.С., Катаева М.А. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского НГКМ. Научно-технический сборник «Вести газовой науки». М.: ВНИИГАЗ, 2014. № 3(19). С. 106—115.



г. Новый Уренгой, ул. Железнодорожная, д. 8 +7 (3494) 94-84-09 +7 (3494) 22-04-49 gdu@gd-urengoy.gazprom.ru www.urengoy-dobycha.gazprom.ru БУРЕНИЕ УДК 622.24

# Эффективность применения расширителей при строительстве подводных переходов методом наклонно направленного бурения

Ю.В. Лисин

д.т.н., генеральный директор<sup>1</sup>

#### А.Н. Сапсай

вице-президент<sup>2</sup>

#### 3.3. Шарафутдинов

д.т.н., главный научный сотрудник центра технологии строительства, обследования зданий и сооружений¹

SharafutdinovZZ@niitnn.transneft.ru

 $^1$ ООО «НИИ Транснефть», Москва, Россия  $^2$ ПАО «Транснефть», Москва, Россия

В работе рассмотрены вопросы выбора типа породоразрушающего инструмента для расширения пилотной скважины подводного перехода применительно к физико-механическим свойствам проходимых грунтов, технологии расширения. Показаны технические проблемы при эксплуатации различных конструкций породоразрушающего инструмента применительно к технологии расширения.

#### Материалы и методы

Сравнительный метод на основе сопоставления результатов строительства переходов методом ННБ с инженерногеологическими условиями их строительства.

#### Ключевые слова

породоразрушающий инструмент, бурение, наклонно направленное бурение, строительство переходов



Puc. 1 — Лопастной расширитель
Fig. 1 — Reamer blade

Конструкция и вооруженность породоразрушающего инструмента являются одним из основных технических факторов. обеспечивающих успешность и скорость строительства скважин. Правильный выбор инструмента для строительства переходов магистральных нефтепроводов метолом наклонно направленного бурения позволяет за счет высокой скорости строительства не только сократить затраты на сооружение переходов, но и в значительной степени обеспечить успешность их строительства. Увеличение времени взаимодействия бурового раствора с грунтом приводит к снижению его прочности и, соответственно, снижает вероятность сохранения устойчивого состояния построенной скважины для перехода трубопровода.

Поэтому совершенствование применяемого породоразрушающего инструмента — одна из первоочередных задач для строительства переходов трубопроводов через различные искусственные и естественные препятствия методом наклонно направленного бурения.

# Породоразрушающий инструмент, применяемый для строительства подводных переходов, и его эффективность

Для строительства пилотной скважины используют как стандартные типы шарошечных долот, так и специальные гидромониторные долота. Внешний вид, конструкции данного вида бурового инструмента и особенности их работы приведены в различных научно-технических источниках [1].

Вопросы применения различных видов и конструкций расширителей в научно-технической литературе почти не описываются. В качестве породоразрушающего инструмента для расширения скважины до требуемого диаметра используют расширители, вооружение которых представляет собой инструмент режуще-скалывающего действия на основе лопастей или штыревого вооружения, а также расширители, оснащенные вооружением шарошечного типа.

К породоразрушающему инструменту режуще-скалывающего типа относят лопастные расширители (рис. 1–3), которые применяются для бурения в породах до 1 категории прочности.

Лопастной расширитель отличается тем, что при бурении образует крупный размер частиц шлама, поэтому данный тип расширителей чрезвычайно требователен к объему промывки ствола скважины и качеству буровых растворов. Подобные расширители допускают содержание шлама в объеме раствора не более 10%. Несоблюдение условий промывки ведет к формированию на них сальников (рис. 2), что

создает технологические осложнения при бурении и увеличивает непроизводительное время бурения. Данный тип инструмента не применим при бурении в твердых глинах, наличии в разрезе скважины гравийно-галечниковых отложений. Успешность применения подобного расширителя в песках определяется структурно-механическими свойствами бурового раствора, т.е. его способностью насыщать и закреплять несцементированные отложения.

Более производительно применение режуще-скалывающего типа бочкообразной формы (рис. 3). Многоступенчатое расширение при их использовании позволяет этим расширителям снизить требования к структурно-механическим свойствам используемых буровых растворов, т.к. конструкция расширителей позволяет им механически распределять и выносить шлам из скважины. Подобное двойное назначение корпуса расширителя позволяет уменьшать динамические колебания инструмента, а дополнительный вынос шлама корпусом расширителя, в свою очередь, снижает расход бурового раствора, т.е. позволяет задавать его расход только лишь из условия работы гидромониторных насадок.

Расширитель бочкообразной формы неэффективен при работе в абразивных породах и гравийно-галечниковых грунтах, т.к. это ведет к износу его корпуса. Для повышения эффективности его работы возможно его дополнительное оснащение шарошечным вооружением. При работе в гравийно-галечниковых грунтах с содержанием песчаного заполнителя менее 40–50 %, он не способен упрочнять ствол скважины даже при значительном повышении структурно-механических свойств бурового раствора. Это обусловлено конструктивными особенностями действия корпуса расширителя на забой скважины.

Породоразрушающий инструмент дробяще-скалывающего действия (тип 2) представляет собой расширители с шарошечным вооружением. Конструкция расширителей в значительной степени различается и зависит от множества факторов: от способа расширения пилотной скважины — одноэтапный или многоэтапный; требуемого диаметра скважины и др. Их внешний вид приведен на рис. 4 и 5. Шарошечные расширители используются для бурения в широком интервале прочности породы. Поэтому механические скорости бурения при их использовании меняются в широком интервале и составляют величину 0.5-4 M/4

Общим для них является оснащение конусными шарошками или лапами шарошечного долота. Количество шарошек



Рис. 2 — Сальник на лопастном расширителе

Fig. 2 — Reamer blade balling



Рис. 3 — Бочкообразный расширитель режуше-скалывающего типа

Fig. 3 — Barrel reamer of cut-and-shear type



Puc. 4— Расширитель с шарошечным вооружением для одноэтапного расширения

Fig. 4 — Roller-cone reamer for single-stage reaming



Puc. 5 — Расширитель с шарошечным вооружением конструкции INROCK

Fig. 5 — Roller-cone INROCK reamer

в расширителях меняется от 5 до 8. К сожалению, их количество не всегда оптимизируется по отношению к разбуриваемой породе, и они не являются сменным элементом в конструкции расширителя. Смена шарошек предусмотрена в расширителях конструкции фирмы INROCK (рис. 6, 7). Большое значение для эффективной работы расширителя имеет и его форма. Расширители типа 2, предназначенные для расширения пилотного ствола, дополнительно подразделяются на расширители для одноэтапного и многоэтапного расширения.

Расширители типа 2, используемые для одноэтапного расширения имеют, как правило, щитовую конструкцию. Их общим недостатком является то, что они обладают малым числом породоразрушающих элементов (шарошек) и оставляют значительные пространства между своими рабочими элементами. Это обуславливает то, что при бурении, например, в твердых глинах, данное пространство забивается глинистым шламом, образуются сальники, препятствующие эффективной работе расширителя. Поэтому подобные расширители требуют применения буровых растворов с высокими структурно-механическими свойствами, т.к. необходимо вынести большой объем шлама, содержание которого не должно превышать 10%, т.е. это требует и повышенного расхода бурового раствора.

При бурении в прочных породах большая площадь забоя также приводит к значительному снижению механической скорости бурения (0,1–0,5 м/ч). Малое количество разрушающих элементов не обеспечивает эффективное разрушение горных пород.

Однако щитовые конструкции расширителя, несмотря на малые величины их механической скорости, позволяют успешно строить скважины и обеспечивать протаскивание трубопровода в несцементированных породах, т.е. в условиях залегания гравийно-галечниковых и щебенистых грунтов. Это обусловлено влиянием тягового давления расширителя на забой, сложенный несцементированными отложениями гравийно-галечниковых и щебенистых грунтов.

# Показатели бурения и реализуемых технологий, применяемые для оценки эффективности строительства скважин

Эффективность процесса бурения при строительстве переходов характеризуется показателями механической скорости бурения, коммерческой скорости бурения, цикловой скорости строительства.

Показатели темпов бурения и строительства скважин оцениваются по механической, рейсовой, технической, коммерческой и цикловой скоростям.

Механическая скорость

$$v_{M} = h/t \tag{1}$$

где h — проходка, м; t — продолжительность механического разрушения горных пород на забое или время проходки интервалов, ч.

Таким образом, — средняя скорость углубления забоя. Она может быть определена по отработке отдельного инетрумента, отдельному интервалу, всей скважине, управлению, стране.

При известных свойствах горных пород (средняя) механическая скорость характеризует эффективность их разрушения, правильность подбора и отработки породоразрушающего инструмента, способа бурения и режимных параметров, величину подведенной на забой мощности и ее использование. Если в одинаковых породах на одной скважине скорость ниже, чем на другой, необходимо менять режимные параметры бурения или реализуемую технологию. Изменение текущей механической скорости связано с изнашиванием породоразрушающего инструмента, чередованием пород по твердости, изменением режимных параметров в процессе отработки инструмента, что свидетельствует о целесообразности его извлечения из скважины.

Техническая скорость (в м/станко-месяц — м/ст-мес, м/ст-сут, м/ст-час) отражает технические и технологические возможности буровых установок, способов, режимов бурения буровой бригады:

$$v_T = L/T_{nn} , \qquad (2)$$

где L — длина ствола скважины, м;  $T_{np}$  — производительное время работы буровой бригады, ст-мес (м/ст-сут, м/ст-час). Оно включает в себя все время механического бурения, спуско-подъемных операций, нормативное время на ремонт, технически необходимые вспомогательные работы, выполняемые буровой бригадой, работы по подготовке к бурению и др.

Наиболее важной характеристикой, отражающей эффективность применяемой буровым подрядчиком технологии бурения, является коммерческая (общая) скорость бурения (в м/ст-мес, м/ст-сут, м/ст-час):

$$\nu_{\kappa} = L/T_{\kappa} , \qquad (3)$$

где  $T_{\kappa}$  — календарное время от начала подготовительных работ к бурению до сдачи к процессу протаскивания трубопровода и включает в себя не только время, затрачиваемое на процесс бурения, но и непроизводительное время, затрачиваемое на предотвращение и ликвидацию технологических осложнений, аварийных инцидентов, ст-мес (м/ст-сут, м/ст-час).

Коммерческая скорость определяет, сколько скважин, тысяч метров пробурено подрядчиком за месяц, квартал, год, сколько бригад необходимо задействовать для выполнения плана, сколько должно быть вспомогательного персонала, насколько эффективны технологические приемы, применяемые для предотвращения и ликвидации технологических осложнений, аварийных ситуаций и др.

Цикловая скорость (в м/ст-мес, м/ст-сут, м/ст-час)

$$v_{u} = L/T_{u} \tag{4}$$

где  $T_{\rm u}$  — календарное время от начала строительно-монтажных работ до полного окончания работ по протаскиванию трубопровода в построенную скважину, демонтажа буровой установки, ст-мес (м/ст-сут, м/ст-час).

Цикловая скорость характеризует использование буровых установок, являющихся основными фондами. Она позволяет

определить, сколько буровых установок необходимо иметь подрядчику для выполнения планового объема бурения. Применение дополнительной буровой установки резко снижает технико-технологические показатели строительства перехода.

Общий уровень организации буровых, строительно-монтажных работ особенно четко проясняется при сравнении цикловой, коммерческой и технической скоростей бурения. Чем лучше организация строительно-монтажных работ, тем ближе  $U_u$  и  $U_\kappa$ ; чем совершеннее технология бурения, меньше аварий и осложнений по вине бригады, инженерно-технического персонала, тем  $\,\upsilon_{\scriptscriptstyle \kappa}\,$  ближе к $\upsilon_{\scriptscriptstyle T}$ .

Так как при строительстве переходов методом наклонно направленного бурения применяются технологии одно- и многоэтапного расширения, то для нивелирования результатов их применения нами введена дополнительная величина, оценивающая эффективность работы бурового подрядчика объемная скорость строительства перехода:

$$v_{o} = V/T_{u}, \qquad (5)$$

где V- объем строящегося перехода, м³.  $T_{\scriptscriptstyle q}-$  календарное время от начала строительно-монтажных работ до полного окончания работ по протаскиванию трубопровода в построенную скважину, демонтажа буровой установки, ст-мес (м/ст-сут, м/ст-час).

#### Эффективность применяемых конструкций расширителей и технологий бурения, реализуемых ими

Анализ результатов строительства показывает, что в строительстве подводных переходов реализуются высокие скорости бурения 20-67 м/ч применительно к различным видам глинистых отложений, а также при прохождении отложений на основе песка (таб. 1).

Однако, сопоставление результатов, приведенных в таб. 1 и на рис. 8, показывает, что в строительстве подводных переходов методом наклонно направленного бурения высока доля непроизводительных затрат времени. Данные потери времени обусловлены различными видами подготовительных работ, борьбой с различными осложнениями в процессе бурения, ремонтом оборудования, а также ликвидацией аварийных инцидентов. Кроме того, резко падают технико-экономические показатели бурения с увеличением прочности разбуриваемых пород, при наличии в составе глинистых отложений различного вида твердых включений (гравий, галечник, щебенистые грунты,

Наиболее высокие технико-экономические показатели бурения в строительстве переходов реализуются при строительстве переходов с конструктивным параметром перехода L\*D менее 500 мм (где L — длина перехода, м; D — диаметр трубопровода, м). В основном это были переходы, которые строились для трубопровода диаметром 530 мм. Рост диаметра трубопровода более 530 мм, прокладываемого в подводном переходе, приводил к значительному росту затрат времени на строительство переходов.

Сопоставление результатов, приведенных в таб. 1 и на рис. 8, позволяет высказать мнение, что применяемые технологии бурения, а также используемый при этом породоразрушающий инструмент не в полной мере соответствуют условиям строительства переходов. Уровень соответствия определяется, в первую очередь, эффективностью работы вооружения на породоразрушающем инструменте в процессе разрушения грунта, реализуемыми нагрузками на инструмент, в процессе бурения, а во вторую очередь, — соответствием бурового раствора грунтовым условиям бурения, т.е. насколько он эффективно удаляется выбуренный грунт с забоя и породоразрушающего инструмента, закрепляет ли неустойчивый грунт.

#### Итоги

Таким образом, при неэффективном процессе разрушения грунта, отсутствии условий для очистки забоя и вооружения от выбуренного грунта, т.е. зашламовании инструмента, постоянном обваливании грунта со свода и стенок скважины увеличивается время, затрачиваемое на прохождение того или иного интервала бурения. В конечном итоге все это говорит о недостаточной эффективности реализуемой технологии бурения, в состав которой входят вопросы работы породоразрушающего инструмента, промывки скважины и управления технологическими параметрами бурового раствора.

#### Выводы

Особенности созданных осложнений и аварийных инцидентов, их сопоставление с величинами достигнутых показателей объёмной скорости выработки грунта (таб. 2) [2], а также величин механической скорости бурения (таб. 1), говорит о следующем:

- 1. Слом бурильного инструмента показывает не только на неудовлетворительную работоспособность бурильных труб, но говорит и о том, что породоразрушающий инструмент при прикладываемых силовых нагрузках не мог эффективно разрушать грунт. Это, в свою очередь, позволяет утверждать как о недостаточной вооружённости по отношению к проходимому грунту, так и о конструктивных недостатках.
- 2. Технологические осложнения и аварийные инциденты, обусловленные обрушением грунта в скважине, указывают не только на недостаточность крепящих свойствах бурового раствора, но и на то, что породоразрушающий инструмент не способен уплотнять с упрочнением несцементированный грунт за счет перераспределения нагрузок со стороны инструмента на забой скважины.

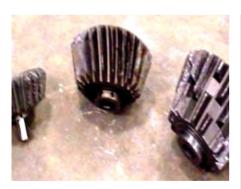
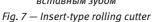


Рис. 6 — Шарошки с фрезерованным зубом *Fig.* 6 — *Tooth-rolling cutter* 



Рис. 7 — Шарошки, оснащенные вставным зубом



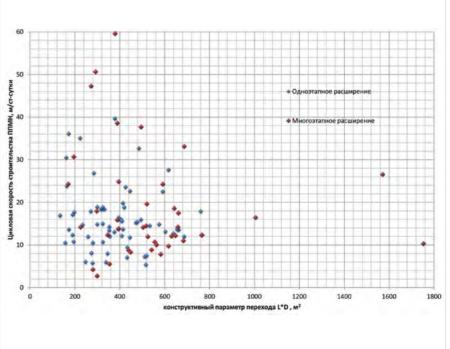


Рис. 8 — Цикловая скорость строительства переходов методом наклонно направленного бурения

Fig. 8 — Total speed of construction of passages by directional drilling

Интервал	Тяговое уси- лие, тс	Нагрузка на вращение, кНм	Механиче- ская ско- рость, м/час	Площадь забоя, м²
	Глина і	полутвердая		
20-90	2	37-60	30	1,13
130-326	1-4	40-75	25	1,13
326-356	1-3	35-45	36	1,13
356-436	1–3	45-65	32	1,13
534-564	1–2	30-35	28	1,13
210-430	12-20	25-30	30	1,13
480-590	12-20	30	43	1,13
210-430	10-34	25–30	21	2,01
480-590	10-14	30	31	2,01
400-390		гопластичная	)1	2,01
700-730	10-20	25-32	35	1,13
700–730	10	25–30	30	2,01
	•	( полутвердый		
0-10	1	50	55	1,13
436-514	1–3	30-63	32	1,13
0-50	12-15	26-30	20	1,13
730–770	16-18	28-30	53	1,13
0-50	10-12	32-33	67	2,01
730-770	10	20-30	39	2,01
-		гугопластичный	ı	
10-20	2	52	38	1,13
514-534	2-3	30-35	26	1,13
J±4 JJ4			20	ر1,1
F// F7/		ягкопластичный	20	1 12
564-574	1	30	38	1,13
	·	пластичная		
90–130	1–3	45–50	29	1,13
	Песок	гравелистый		
70-210	10-14	25-28	38	1,13
590-690	10-14	22-30	40	1,13
70-210	10	24-26	32	2,01
590-690	10-13	21-35	37	2,01
	Песок сре	дней крупности		
50-70	10	28	43	1,13
50-70	10	30	26	2,01
J0 70		ок мелкий	20	2,01
F7/ F0/		42	4.2	1 12
574–594			43	1,13
		пылеватый		
594–603	2	25–35	36	1,13
690–700	10	25	43	1,13
690–700	10	25	43	2,01
		Гипс		
430-480	12-18	30	40	1,13
430-480	10-13	30	30	2,01
		і малопрочные	1	
0-45	20-25		9-18	0,04
45-50	20-25	_	18	0,04
			6	
450-460	20-28	До 25		0,04
35–55	10-15	35–38	2,2	1,44
	Доломиты средне			
50–190	20-30	До 30	5–32	0,04
190–234	15-30	До 35	6-22	0,04
234–263	25-30	До 35	4-5	0,04
263-405	20-30	До 35	4-9	0,04
55–190	8–16	35-40	0,6-2,9	1,44
190-234	10-15	35-40	2,1-2,9	1,44
234–263	8–13	38-42	1,0-1,7	1,44
		ты прочные	-,,,	-,
	доломі	THE TRUCK THE PROPERTY OF THE		

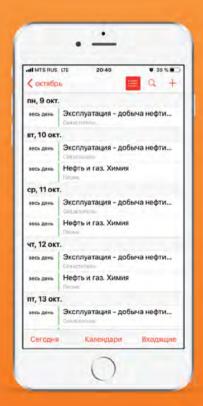
 $\it Ta6.~1-$  Показатели бурения скважины при строительстве переходов методом наклонно направленного бурения

#### Tab. 1- Drilling performance indicators during construction of passages

## Октябрьский выпуск







Категория слож- ности перехода при реализации метода ННБ*	Инженерно-геологические условия строительства**	Скорость выра- ботки грунта, м³/ст.мес (цикл строительства)	Виды осложнений и аварий, зафиксирован- ные при строительстве подводных переходов (время ликвидации аварии)
1	2	3	4
1 (очень легкая)	<ol> <li>Залегание торфа и растительного слоя;</li> <li>Залегание пылеватого и мелкого песка;</li> <li>Залегание супеси текучей, пластичной.</li> </ol>	более 600	
2 (легкая)	<ol> <li>Залегание песка средней крупности, крупного;</li> <li>Залегание супеси твердой;</li> <li>Залегание суглинков, в т.ч. текучих, текучепластичных, мягкопластичных, тугопластичных, полутвердых, твердых.</li> </ol>	400-600	Обрушение ствола скважины (до ≈5 сут.)
3 (средняя)	1. Залегание гравелистого песка; 2. Залегание глины в т.ч. текучей, текучепластичной, мягкопластичной, тугопластичной, полутвердой; 3. Залегание песчаных и глинистых грунтов (глина, суглинок, супесь) с примесью гравия (дресвы), гальки (щебня) не более 25%; 4. Залегание гравийно-галечникового грунта с песчаным заполнителем более 40% или глинистым заполнителем более 30% и мощностью по стволу скважины не более 100 м; 5. Залегание полускальных грунтов, в т.ч. очень низкой прочности, низкой прочности, пониженной прочности (предел прочности на одноосное сжатие от 1 до 5 МПа).	200-400	1. Слом бурильного инструмента (до ≈4 сут.); 2. Обрушение ствола скважины (строительство перехода в новом створе); 3. Прихват расширителя (до ≈13 сут.); 4. Образование сальников.
4 (сложная)	1. Залегание песчаных и глинистых грунтов (глина, суглинок, супесь) с примесью гравия (дресвы), гальки (щебня) не более 50%; 2. Залегание гравийно-галечникового грунта с песчаным заполнителем более 40% или глинистым заполнителем более 30% и мощностью по стволу скважины более 100 м; 3. Включения валунов мелких (с размером частиц не более 400 мм) не более 5% от общей массы грунта; 4. Залегание малопрочных скальных грунтов (предел прочности на одноосное сжатие от 5 до 15 МПа); 5. Разновысотность точек входа и выхода бурового инструмента из скважины более 20 м; 6. Наличие карстовых полостей не более 2 м.	100–200	1. Слом бурильного инструмента (до ≈3 сут.); 2. Прихват расширителя, слом бурильного инструмента (до ≈10 сут.); 3. Слом бурильного инструмента (≈6 сут.).
5 (очень сложная)	1. Залегание гравийно-галечникового грунта с песчаным заполнителем менее 40% или глинистым заполнителем менее 30%; 2. Включения валунов мелких (с размером частиц не более 400 мм) не более 20% от общей массы грунта; 3. Залегание скальных грунтов, средней прочности (предел прочности на одноосное сжатие от 15 до 50 МПа); 4. Чередование грунтов, отличающихся по категории технологической сложности строительства подводного перехода методом ННБ более чем на 2 категории; 5. Наличие карстовых полостей более 2 м.	менее 100	Обрушения ствола скважины, поглощение бурового раствора, разрушение бурильного инструмента (до ≈112 сут.)

<sup>\*</sup> Выбор категории сложности строительства подводного перехода методом ННБ осуществляется по результатам сопоставления инженерно-геологических условий строительства проектируемого подводного перехода и инженерно-геологических условий, относящихся к каждой из категории (колонка 2). Категории распределены в следующей последовательности: очень легкие (1 категория), легкие (2 категория), средние (3 категория), сложные (4 категория), очень сложные (5 категория). Для определения категории сложности строительства подводного перехода достаточно совпадения по 1-му условию. При наличии совпадения условий строительства в разных категориях сложности, выбор осуществляется по наиболее сложной категории. Условия строительства считаются совпавшими при распространении по стволу скважины грунтов, определенных в инженерно-геологических условиях для каждой категории (колонка 2), не менее 15% от общей длины скважины подводного перехода.

Tab. 2 — Категории технологической сложности строительства подводного перехода методом ННБ Tab. 2 — Categories of technological complexity of underwater crossing by the method of NN

3. Из сопоставления результатов, приведенных в таб. 1 и 2, в пользу критики применяемых расширителей действует и такой фактор. Во 2 и 3 группах переходов проходимые грунты близки по литологическому составу, но скорости строительства в их условиях различаются до 2–3 раз. Эта проблема в значительной степени усугубляется с увеличением диаметра строящейся скважины. Поэтому можно констатировать, что в строительстве переходов методом наклонно направленного бурения не решена проблема создания эффективных расширителей с диаметром 1000 мм и более для работы в условиях

залегания пород средней и высокой группы сложности, а также пород малой прочности, но характеризующихся присутствием высокоабразивных включений.

- 4. Наличие породоразрушающего инструмента с высокоэффективным воздействием позволит увеличить технико-экономические показатели строительства переходов и эффективность реализации метода наклонно направленного бурения.
- В связи с этим, считаем необходимым в дальнейшем более детально рассмотреть существующие представления по выбору вооружения и конструкции породоразрушающего инструмента в виде расширителей.

#### Список литературы

- 1. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 509 с.
- 2. Вафин Д.Р., Сапсай А.Н., Шаталов Д.А. Технико-экономические границы применения метода наклонно направленного бурения при строительстве подводных переходов магистральных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. №7(3). С. 66-73.

<sup>\*\*</sup> Классификация грунтов принята по ГОСТ 25100-2011

ENGLISH DRILLING

## Efficiency of reamers in the course of underwater passage construction by directional drilling

UDC 622.24

**Authors:** 

**Yuri V. Lisin** — Sc.D., general director<sup>1</sup> **Aleksey N. Sapsay** — vice president<sup>2</sup>

 $\textbf{Zarif Z. Sharafutdinov} - \text{Sc.D.,} chief researcher of Center for construction methods, inspection of duildings} \\ \frac{1}{2} \frac{1}{2$ 

<sup>1</sup>Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation <sup>2</sup>PJSC Transneft, Moscow, Russian Federation

#### Abstract

This paper addresses the issue of selecting a rock cutting tool to ream a pilot bore of an underwater passage as applicable to soil physics and mechanics and reaming techniques. Engineering challenges arising from the use of various cutting tools for reaming are also highlighted.

#### Materials and methods

Comparative method of correlation of geotechnical construction conditions as applicable to directional drilling.

#### Results

Thus, ineffective soil drilling, poor cleaning of the bottomhole and the drill string, i.e. settling of cuttings in the hole, and well caving in slow down the rate of penetration on certain drilling intervals. Eventually, all this points to the fact that the drilling technique applied is not efficient. This includes issues related to operation of rock cutting tools, hole cleaning and drilling mud parameters.

#### Conclusions

Evaluation of geological and drilling conditions, drilling problems and failures, as well as their correlation with achieved volumetric soil cutting rate (Tab. 2) [2] and rate of penetration (Tab. 1) suggest the following:

 Failure of drilling equipment flags poor performance of drill pipes and shows that the rock cutting tool was unable to efficiently cut the soil under applied load. Further this allows us to speak of drilling equipment being inadequate towards the soil drilled as well as of design flaws.

- 2. Operating problems and failures resulting from wells caving in are not only indicative of poor stabilizing properties of the drilling fluid but they also show that the rock cutting tool is not capable of compacting and stabilizing uncemented rock by transferring loads from the drill string onto the bottomhole.
- 3. Comparison of results, given in Tab. 1 and 2, reveals another factor that supports criticism of applied reamers. Soils found in the  $2^{nd}$  and  $3^{rd}$  groups of passages are lithologically similar. However rates of hole construction in given conditions vary by 2-3 times. This problem gets significantly worse with the enlargement of a drilled wellbore. We may therefore assert that construction of passages through directional drilling is still associated with lack of efficient 1000+ mm reamers to be used in medium and high complexity rocks as well as in soft formations with highly abrasive inclusions.
- 4. A high efficiency rock cutting tool helps to improve performance indicators for passage construction and effectiveness of directional drilling method.

That said, we deem it necessary to further review current views on selection of drilling equipment and design of rock cutting tools in the form of reamers.

#### Keywords

rock cutting tools, drilling, directional drilling, crossing construction

#### References

- 1. Popov A.N., Spivak A.I., Akbulatov T.O. i dr. Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin: Ucheb. dlya vuzov [Drilling technology of oil and gas wells: Textbook]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2003, 509 p.
- 2. Vafin D.R., Sapsay A.N., Shatalov D.A. Tekhniko-ekonomicheskie granitsy primeneniya metoda naklonno-napravlennogo

bureniya pri stroitel'stve podvodnykh perekhodov magistral'nykh truboprovodov [Technical and economic limits to the application of the horizontal direction drilling method in the construction of underwater transitions of main pipelines]. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2017, issue 7 (3), pp. 66–73.





Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:



Агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;



Комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;



Комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;



Технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;



Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудова ние, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

Проверку дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);

Проверку огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;

Ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113

+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82

+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru `
WWW.SAPCON.RU

# Экономичные и эффективные каротажные подъемники производства ОАО «ТЗГОИА»

ОАО «ТЗГОИА» уже более 55 лет снабжает нефтегазовую отрасль современным оборудованием. Сегодня это один из крупнейших в России производителей техники для проведения работ в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах. Завод изготавливает каротажные подъемники (самоходные и несамоходные), лаборатории, станции взрывного пункта и различное геофизическое оборудование. Предприятие активно осваивает и внедряет в производство новые конструкторские разработки. В этом году выпущены новые модели подъемников с улучшенными энергоэффективными характеристиками и расширенным набором применений.

Подъемники с двумя раздельными барабанами на базе двухосных шасси Урал или КАМАЗ предназначены для проведения спускоподъемных операций при решении промысловых задач, в числе которых: свабирование, гидродинамические исследования скважин (КВД, ПП и других), работа в колонне по оценке технического состояния и ФЕС пластов.

Особенность конструкции подъемника заключается в двух раздельных барабанах. Первый рассчитан на кабель диаметром 6,3—12,3 мм и длиной от 2,5 до 5 км, второй — на проволоку длиной до 10 км или кабель диаметром 3,6—5,4 мм и длиной от 3,5 до 7 км. Выполнение канатных работ на проволоке и тросе обеспечено скоростями 30—35 км/час.

Данная модель позволяет сократить затраты на содержание дополнительных технических средств, так как способна заменить два подъемника, оборудованные одним барабаном.

Цена изделия с шасси составляет 3 892 794 руб. (с учетом НДС). При покупке партии автомобилей (более трех штук) на каждую последующую единицу техники действует скидка 1,5%.

#### Линейка подъемников на базе ГАЗ

Новая линейка специальных автомобилей, изготавливаемых как на старом шасси ГАЗ-3308(-9), так и на новом ГАЗон Next, позволяет, в зависимости от задачи, наматывать на барабан кабель диаметром 3,6-5,4 мм или проволоку. Для привода барабана используется гидравлика, при этом крутящий момент на гидронасос передается с КОМ через редуктор. Использование гидравлического привода позволяет без инерции изменять направление вращения барабана, что важно при установке и снятии клапанов и позволяет с особой точностью выполнять внутрискважины сложные ударные канатные работы. Максимальная скорость движения кабеля или проволоки — до 35 км/час.

Для повышения устойчивости подъемника его кузов выполнен с минимальными высотой (1,8 метра) и подъемом над шасси, для этого в кузове сделаны вырезы для арок колес. Снижение центра тяжести позволяет минимизировать вероятность опрокидывания, а уменьшение высоты кузова снижает

ветровое сопротивление, как лобовое, так и боковое.

В результате всех усовершенствований обслуживание подъемника на шасси ГАЗ-3308 обходится дешевле, чем обслуживание аналогичного подъемника, изготовленного на базе шасси КАМАЗ или Урал. Затраты на ремонт и ГСМ снижаются.

Стоимость подъемника на базе ГАЗ-3308 с двигателем Д-245 составляет 2 897 964 руб., а с двигателем ЯМЗ-53442 — 3 272 186 руб. (с учетом НДС). При заказе более двух единиц техники на каждую последующую предоставляется скидка в размере 1%.

Основные комплектующие подъемников такие, как утепленный кузов, редукторы КОМ, редукторы СПА, спускоподъемный агрегат, кабелеукладчики, системы измерения, подвесные системы, изготавливаются заводом самостоятельно, а модельный ряд каротажных подъемников ТЗГОиА насчитывает несколько десятков комплектаций и разработан для освоения месторождений нефти и газа, зачастую находящихся в удаленных регионах и сложных климатических условиях. Наши заказчики, среди которых «Татнефтегеофизика», «ТНГ-Групп», Газпромнефть, «Сургутнефетегаз», «Ноябрьскнефтегеофизика», «Нижневартовскнефтегеофизика», «Коминефтегеофизика», «Якутгазпром», «ГЕОТЕК-Холдинг», отмечают надежность, качество, многофункциональность и удобство эксплуатации поставляемой спецтехники.

Вся выпускаемая ОАО «ТЗГОИА» продукция имеет сертификаты соответствия Техническим Регламентам Таможенного Союза, а на предприятии действует сертифицированная СМК.



ОАО «Туймазинский завод геофизического оборудования и аппаратуры» 452754, Республика Башкортостан,

г. Туймазы, ул. Горького, д. 35. +7 (3532) 39-93-07 / (34782)5-54-00 tzgoa@mail.ru www.tzgoa.ru







## Оптимизация оперативного управления газовым промыслом

#### Э.Р. Вильданов

начальник отдела разработки месторождений E.Vildanov@northgas.ru

#### К.С. Сорокин

главный специалист отдела разработки месторождений<sup>2</sup> Konstantin.Sorokin@novatek.ru

#### И.В. Селезнев

руководитель направления проектов<sup>3</sup> SeleznevIV@sib-soft.ru

#### Б.В. Хачатурян

заместитель генерального директора — главный геолог $^{\scriptscriptstyle 1}$ 

B.Khachaturyan@northgas.ru

¹ЗАО «Нортгаз», Новый Уренгой, Россия ²ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия ³ТЭК ООО «СибирьСофтПроект», Томск, Россия

На текущий момент газовый промысел — это сложная система, включающая в себя различные подсистемы: УКПГ, газосборная сеть, скважины и сами газоносные пласты. Одной из актуальных задач ЗАО «Нортгаз» по оперативному управлению промыслом является расчет планового технологического режима (ТР) работы газоконденсатных скважин (ГКС). Задача расчета планового режима работы скважин, по сути, сводится к подбору таких трубных давлений по скважинам, при которых, с одной стороны, обеспечивается выход на плановые уровни добычи (по всем скважинам в целом), с другой — стабильная работа каждой из скважин. В этой статье авторы предлагают подход к решению данной задачи на основе алгоритма оптимизации Левенберга — Марквардта.

#### Материалы и методы

Алгоритм Левенберга – Марквардта.

#### Ключевые слова

газовый промысел, технологический режим, оптимизация, алгоритм Левенберга – Марквардта, оптимальное управление

Согласно классическим подходам в теории управления, для безопасной и коммерчески выгодной работы предприятия требуется построение общей (интегрированной) модели газового промысла на основе анализа всех имеющихся подсистем (рис. 1).

На этапе построения подобных моделей требуется решить, какого типа модель будет положена в основу дальнейшего управления предприятием. Условно математические модели для описания сложных систем можно разделить на два принципиально разных типа:

- «черный ящик» известны параметры, которые влияют на состояние модели, а также те, по которым мы можем оценить это состояние. Но при этом неизвестно содержимое «черного ящика», то есть физическая модель изучаемых явлений;
- «белый ящик» это детерминистическая модель, которая позволяет не только узнать, как изменится состояние системы при изменении входных параметров, но и ответить на вопрос «почему?», поскольку подобные модели строятся на строгих физических законах, описывающих интересующие нас явления.

Стоит отметить, что на первый взгляд преимущество детерминистических моделей очевидно, поскольку есть возможность всегда строго обосновать тот или иной план работы газового промысла. Это особенно важно, учитывая высокую стоимость ошибочных решений.

Однако при очевидных плюсах этот подход сопряжен с рисками. Часть рисков связана с выбором самих моделей для описания работы подсистем газового промысла, поскольку требуется определить, какие факторы считать значимыми и стоит учитывать в модели, а какие — нет. Но большая часть рисков связана с достоверностью данных, использующихся для описания системы.

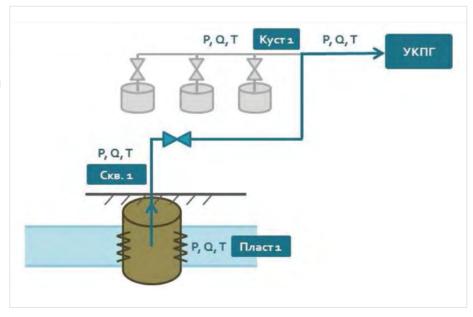
Слабое звено — модели пластов, требующие огромного количества данных, которые могут быть получены лишь опосредованным путем, а не прямым замером.

По факту можно отметить, что в практике работы как отечественных [1, 2], так и зарубежных инженеров [3, 4] предпочтение отдается детерминистическим моделям. Они реализованы в известных для инженеров программных решениях для создания моделей пласта, скважинного оборудования и систем сбора. При этом за последние два десятилетия растет интерес к использованию моделей типа «черный ящик». Это может быть связано как с развитием самих инструментов анализа (например, практики применения нейросетевого анализа [5, 6]), а также с распространением современных систем сбора информации в режиме реального времени (перманентные датчики + SCADA-системы [7]).

В рамках данной работы авторы предлагают ознакомиться с опытом разработки алгоритмов оптимального управления газовым промыслом на примере оптимизации режима работы газоконденсатных скважин предприятия ЗАО «Нортгаз», выполненных в рамках работ по созданию АИС «Система управления промысловыми данными» (АИС СУПД) в сотрудничестве с ООО «СибирьСофтПроект».

#### Постановка задачи

Одной из актуальных задач ЗАО «Нортгаз» по оперативному управлению промыслом является расчет планового технологического режима работы газоконденсатных скважин. Подобные расчеты проводятся каждый месяц. Таким образом, требуется решить задачу оперативного управления газовым промыслом [8, 9, 10]. Управление ГКС происходит путем изменения устьевого давления с помощью регулирующих устройств (УР) с дистанционного пульта управления.



 $Puc.\ 1-$  Схематичное изображение интегрированной модели Fig. 1- Simplified scheme of the integrated model

Следующий шаг — формализация целей по управлению ГКС, а также критериев их лостижения.

Основная цель — достижение плановых уровней добычи по газу сепарации и нестабильному конденсату. При этом требуется обеспечить стабильный режим работы скважинного оборудования.

Планируемый режим считается обеспечивающим стабильную работу скважины, если удовлетворяет ряду ограничений:

- устьевое давление регулирующего устройства не ниже планируемого давления в газосборной сети (ГСС);
- скорость течения газа на воронке НКТ выше минимального значения, необходимого для выноса жидкости с забоя на поверхность;
- пластовая депрессия меньше установленного предельного значения;
- дебит газоконденсатной смеси не превышает максимального значения, обусловленного пропускной способностью фонтанной арматуры.

Таким образом, задача расчета планового режима работы скважин, по сути, сводится к подбору таких трубных давлений по скважинам, при которых с одной стороны обеспечивается выход на плановые уровни добычи (по всем скважинам в целом), с другой — стабильная работа каждой из скважин. Исходя из практического опыта разработки месторождений (особенно на последней стадии), нужно отметить, что обеспечить выполнение двух этих условий одновременно затруднительно. Поэтому необходимо скорректировать цель расчета ТР: требуется выйти на плановые уровни по добыче при минимальном количестве скважин, выходящих за границу оптимального режима работы.

#### Выбор модели

Решение поставленной задачи необходимо начать с выбора типа модели, который, как отмечалось выше, принципиально сводится к двум вариантам. Модель «черного ящика» была исключена из рассмотрения, поскольку:

 для построения подобных моделей требуется репрезентативная выборка данных, описывающих каждый элемент системы.

- в то время как для элементов «пласт» и «скважина» это условие не выполняется (проблема редких замеров);
- построение прогнозов станет некорректным в случае изменения факторов, внешних по отношению к созданной модели (изменения сети сбора, дренируемых пластов и т.д.), что вполне возможно, согласно практике ЗАО «Нортгаз»;
- от корректного решения задачи во многом зависит выполнение плана по добыче, что требует надежного и понятного (для всех участников процесса) обоснования предлагаемого решения. А это, как отмечалось выше, одно из слабых мест подобных моделей.

Таким образом, для решения подобной задачи был выбран детерминистический тип модели («белый ящик»).

Важно отметить, что одним из практических требований к реализации алгоритма оптимизации ТР является его применимость к условиям весьма ограниченного набора данных, описывающих систему «скважина — пласт», которые есть возможность актуализировать не реже 1 раза в месяц (временной горизонт планирования ТР). В условиях описываемой задачи речь идет исключительно об устьевых замерах давлений и температуры в трубном и затрубном пространствах. В том числе, запись кривых восстановления давления (КВД) в остановленной скважине также проводится, как правило, с помощью устьевых манометров.

В связи с этим было принято решение ограничить модель «пласт — скважина» областью наблюдаемых на устье скважины откликов. Краткосрочные отклики — это изменения дебита газоконденсатной смеси в зависимости от трубного давления, заданного с помощью регулирующего устройства. Долгосрочный отклик — это изменение замеренного давления во время записи КВД, дающее представление о снижении пластового давления по мере увеличения накопленных отборов по скважине.

Для описания краткосрочных откликов системы использовались квадратичные зависимости  $P_{\rm Tp}-Q_{\rm cm}$  (типичный график зависимости представлен на рис. 3), полученные по результатам гидродинамических

исследований (ГДИ). Следует отметить, что график зависимости  $P_{\tau p} - Q_{cm}$  корректно использовать в относительно небольшой промежуток времени после проведения ГДИ. В случае, если на момент планирования ТР для скважины нет актуальных данных ГДИ, зависимости подвергаются корректировке на текущее значение статического давления (свободный член зависимости  $P_{\tau p} - Q_{cm}$ ).

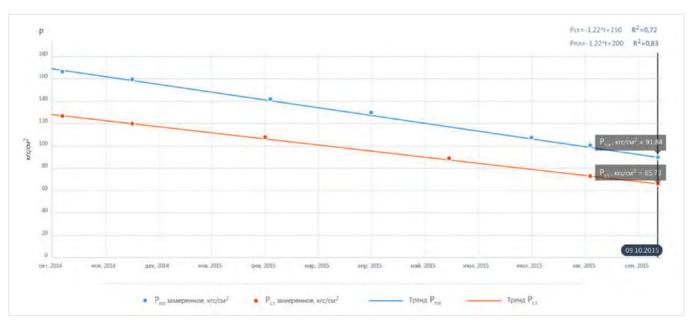
Как отмечалось выше, изменения статического давления — долгосрочные отклики. регистрируемые посредством записи давления в остановленной скважине. Поскольку подобные замеры проводятся не каждый месяц, актуальное значение статического давления рассчитывается на основе тренда. полученного путем аппроксимации реальных данных регрессионными зависимостями относительно времени (рис. 2). Важно отметить, что подобный подход может применяться только в случае выхода на псевдоустановившийся режим движения флюида в зоне дренирования скважины. Данное допушение применимо к условиям рассматриваемой задачи, поскольку пласт работает в режиме истощения в рамках уже сформированных зон дренирования.

Таким образом, используя представленные зависимости, появляется возможность моделировать отклики системы на управляющие воздействия (изменение трубного давления в скважинах).

#### Выбор целевой функции

В классической постановке задачи оптимального управления для поиска решения [11, 12] требуется формализовать критерии достижения в некоторую целевую функцию (в общем случае — функционал), которая и будет оптимизироваться с учетом заданных ограничений. Для построения целевой функции используется описанная выше модель системы «скважина — пласт».

Для этого все имеющиеся ограничения на различные параметры (депрессия, скорость на воронке НКТ, максимальный дебит) пересчитываются в соответствующие допустимые интервалы трубного давления (рис. 3)



Puc. 2 — Расчет значения  $P_{nn}$  и  $P_{cm}$  по регрессионным трендам Fig. 2 — Calculating  $P_{nn}$  and  $P_{cm}$  values calculating by regression trends

и отображаются на графике зависимости  $P_{_{TD}} - Q_{_{CM}}$ . Пересечение всех таких интервалов трубных давлений характеризует стабильную область работы конкретной скважины. В этой области выбирается среднее значение как наилучшее среди всех возможных (либо задается специалистом вручную, исходя из имеющегося опыта эксплуатации оборудования).

Поскольку в расчете планируемого режима участвует множество скважин, для каждой из которых имеется своя допустимая область значений, общая целевая функция должна учитывать индивидуальные отклонения от середины допустимого интервала значений по каждой скважине. Для этого можно выбрать различные варианты расчета целевой функции как усредненного значения отклонений по скважинам. Например, среднее арифметическое, стандартное отклонение, среднее геометрическое, максимальное значение и т.д. Основной критерий — при минимизации целевой функции должны минимизироваться отклонения по всем скважинам, при этом их распределение должно стремиться к равномерному. Исходя из данных соображений, было принято решение использовать две функции агрегации погрешностей по давлению: среднее геометрическое и стандартное отклонение. Первый агрегат контролирует среднее значение выборки, второй - степень разброса значений. Одновременная

сходимость двух выбранных агрегатов к нулю (по мере расчета новых итераций) гарантирует сходимость к нулю отклонений давления по каждой скважине. Таким образом, целевая функция принимает вид:

$$F(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) = G(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) + s(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N),$$

где F — целевая функция, учитывающая индивидуальные отклонения скважин от середины стабильного интервала работы скважины;

$$G(\Delta P_1, \Delta P_2, ..., \Delta P_N) = \sqrt[N]{\prod_{i=1}^N \Delta P_i}$$
 — среднее геометрическое значение;

$$s(\Delta P_1,,\Delta P_2,\dots,\Delta P_N) = \sqrt{\frac{1}{N-1} \times \sum_{i=1}^N \Delta {P_i}^2}$$

стандартное отклонение;

 $\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N$  — отклонения трубных давлений по скважинам от оптимальных значений;

N — количество скважин, которые будут участвовать при расчете планового ТР.

Сформированная таким образом целевая функция позволит решить задачу поиска режима работы скважин, обеспечивающего их стабильную работу, что, однако, пока не гарантирует выхода на плановые уровни добычи. Для этого целевая функция должна учитывать также отклонение суммарной добычи по скважинам от заданных плановых значений (по газу сепарации и нестабильному конденсату). С учетом последнего замечания требуется добавить

компоненту целевой функции, учитывающую отклонение рассчитанных показателей добычи по газу сепарации и нестабильному конденсату от плановых значений:

$$F(\Delta Q_{\text{\tiny H.K.}}, \Delta Q_{\text{\tiny \Gamma.C.}}) = \Delta Q_{\text{\tiny H.K.}} + \Delta Q_{\text{\tiny \Gamma.C.}},$$

где F — целевая функция, учитывающая общее по скважинам отклонение от плановых уровней добычи;  $\Delta Q_{ ext{H.K.}}$ ,  $\Delta Q_{ ext{r.c.}}-$  отклонения суммарной добычи (по всем скважинам) нестабильного конденсата и газа сепарации от плановых значений (пересчет между лебитом смеси, газом сепарации и нестабильным конденсатом проводится по данным ГКИ).

Теперь осталось объединить обе компоненты в единую функцию, а именно:

$$\begin{split} F(\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_N, \Delta Q_{\text{H.K.}}, \Delta Q_{\text{\Gamma.C.}}) &= \\ \left[1 + G(\Delta P_1, , \Delta P_2, \dots, \Delta P_N) + \\ s(\Delta P_1, , \Delta P_2, \dots, \Delta P_N)\right]^{w_p} \times \\ \left[1 + \Delta Q_{\text{H.K.}}\right]^{w_{\text{H.K.}}} \times \left[1 + \Delta Q_{\text{\Gamma.C.}}\right]^{w_{\text{\Gamma.C.}}} - 1, \end{split}$$

Конкретный вид целевой функции, объединяющий в себе отклонения по давлениям и накопленной добыче, выбран таким образом, чтобы гарантировать минимизацию каждой из компонент в случае сходимости к нулю значений целевой функции (рассчитываемых итерационно).

Важно отметить, что в представленной формуле участвуют весовые коэффициенты  $W_{\bullet}$  $W_{\mu\nu}$ ,  $W_{\alpha\beta}$ , позволяющие определять значимостью каждой из компонент целевой функции,

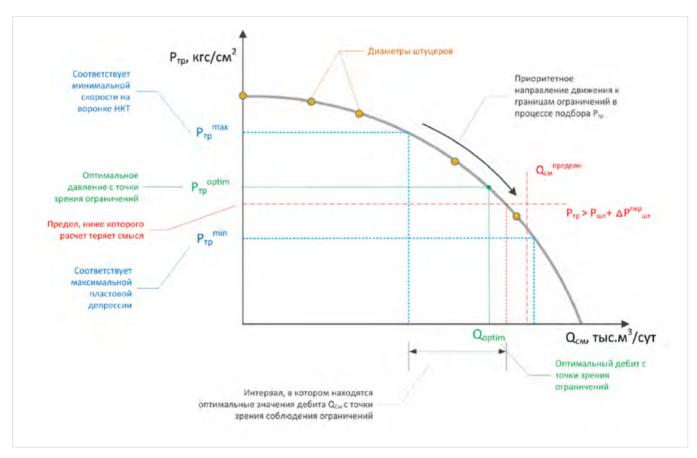


Рис. 3 — График зависимости  $P_{mp} - Q_{cm}$  с интервалами, рассчитанными по ограничениям.  $P_{mp} - y$ стьевое давление,  $Q_{cm} - d$ ебит газоконденсатной смеси,  $P_{um} - d$ авление в линии,  $P_{mp}^{optim} u Q_{cm}^{optim} - coombet combet combet сом сом значения (для скважины) по устьевому давлению и дебиту газоконденсатной смеси, <math>\Delta P^{mep}_{mim} - n$  перепад давления на УР (штуцере). Синие пунктирные линии ограничивают оптимальный коридор, красные пунктирные – строгие ограничения по дебиту и давлению, зеленая сплошная линия – линия оптимальных значений

Fig. 3 — Plot of function  $P_{mp} - Q_{cM}$  with the intervals calculated by limitations.  $P_{mp}$  – well head pressure,  $Q_{cM} - g$  as condensate mixture rate,  $P_{um} - p$  ippeline pressure,  $P_{mp}^{optim}$  and  $Q_{cM}^{optim}$  are optimum values (for the well) of well head pressure and gas condensate mixture rate respectively,  $\Delta P^{mep}_{um}$  – choke pressure drop. Blue dotted lines limit the optimal interval, red dotted lines correspond to strict limits of pressure and rates on rate and pressure, green solid line is the line of optimum values

то есть задавать степень их влияния на процесс поиска оптимального решения. Данные коэффициенты могут варьироваться от 0 до 1, при этом в сумме должны давать 1. Конкретные значения коэффициентов зависят от решаемой задачи. Например, если главная цель — выйти на плановые показатели добычи по нестабильному конденсату, то  $w_{(\mu,\kappa)}$ следует назначить равным 1, а остальные приравнять к 0.

Итак, задача оптимизации может быть поставлена в следующем виде:

$$\begin{split} F\left(\Delta P_{1}, \Delta P_{2}, \dots, \Delta P_{N}, \Delta Q_{\text{\tiny H,K,}}, \Delta Q_{\text{\tiny \Gamma,C,}}\right) \\ & \overbrace{\left\{P_{min}^{i} \leq P^{i} \leq P_{max}^{i} \middle| i=1,\dots,N\right\}}^{min}, \end{split}$$

где F — целевая функция, учитывающая как индивидуальные отклонения скважин от оптимального режима работы, так и общее по скважинам отклонение от плановых уровней добычи, точный вид который указан выше;

 $P_{min}^i \leq P^i \leq P_{max}^i$  ограничения на изменение трубного давления по каждой скважине;

 $P^i_{max}$  — статическое давление;  $P^i_{max}$  — планируемое давление в ГСС, либо трубное  $P_{min}^{i}$ — планируемое давление в ГСС, либо трубное давление, при котором достигается максимальный дебит смеси (выбирается максимальное из двух значений).

#### Выбор алгоритма поиска оптимального решения

Задача оптимизации сформулирована. следующий шаг — выбор алгоритма, который позволит найти оптимальное решение: набор трубных давлений по скважинам. В данном случае выбор принципиально сводился к двум группам алгоритмов: стохастическим и методам, использующим функцию Лагранжа. Вид функций, описывающих изменение трубного давления (относительно дебита смеси), хорошо известен и сводится к полиномам второй степени (выпуклые гладкие функции без особенностей). Поэтому выбор был сделан в пользу алгоритмов второй группы. Конкретно, для решения поставленной задачи был выбран алгоритм Левенберга - Марквардта [13], один из наиболее быстрых алгоритмов в плане сходимости и достаточно устойчивый к «сваливанию» в локальные минимумы.

Кратко, алгоритм состоит из последовательности следующих шагов:

- а) На первой итерации в оптимизируемую функцию F в качестве начальных значений трубных давлений по скважинам, участвуюшим в расчете, подставляются середины допустимых интервалов значений для кажлой скважины.
- b) Осуществляется расчет функции F текушей погрешности.
- с) Перед следующей итерацией выполняется прогнозирование следующих значений трубного давления  $P_{mp}^{next}$  (кгс/ см²), направленных на снижение значения погрешности. Значения находятся из решения системы линейных уравнений (в матричном

$$(J^T \times J + \lambda_{\mathrm{cx}} \times diag[J^T \times J]) \times \mathrm{P}^T_{\mathtt{Tp\_next}} = F_{curr} \times J^T$$

где: J — якобиан функции F; diag  $(J^T \times J)$  — диагональ матрицы  $J^T \times J^1$ ;

 $\lambda_{\alpha}$  — параметр, определяющий скорость сходимости метода:

 $F_{curr}$  — текущее значение погрешности;  $P_{mn}^{next}$ (кгс/см²) — прогнозируемое значение трубного давления по скважине.

d) Рассчитывается значение погрешности оптимизируемой функции  $F_{\mathit{next}}$  при новых значениях трубного давления по скважинам  $P_{mp}^{next}$  и выбирается новое значение параметра  $\lambda_{cx}^{next}$ :

$$\lambda_{\text{cx}}^{next} : \begin{cases} Err_{next} > Err_{curr}, \lambda_{\text{cx}}^{next} = \lambda_{\text{cx}}^{curr} \times 10 \\ Err_{next} < Err_{curr}, \lambda_{\text{cx}}^{next} = \frac{\lambda_{\text{cx}}^{curr}}{10} \end{cases}$$

Параметр  $\lambda_{cc}$  позволяет регулировать скорость сходимости алгоритма. Проще говоря, при его увеличении:  $\lambda_{cx}^{next} = \lambda_{cx}^{curr} \times 10$  внутри области трубных давлений, заданной строгими ограничениями, ищется подходящее приближение, от которого можно оттолкнуться и, как только оно найдено, погрешность начнет снижаться, а  $\lambda_{cv}$  начинает стремиться к нулю. Можно ускорить этот процесс, присвоив  $\lambda_{_{CY}}$  нулю, при достижении  $\lambda_{-}$  минимальных значений.

По понятным причинам (например, заданные цели по добыче недостижимы) не всегда можно свести оптимизируемую функцию к нулю. В этом случае итерационный процесс остановится, достигнув фактически достижимого минимума. Следует отметить, что в реальной системе представленный алгоритм имеет более сложную реализацию. Например, усовершенствованы алгоритмы итерационного поиска решений в случае неудачно заданного начального приближения, имеется проверка плохой обусловленности СЛАУ (решение которой необходимо для поиска следующего приближения), учтены вопросы округления и количества значащих цифр и т.д. Данные вопросы не освещаются в рамках этой работы, чтобы не загромождать изложение техническими деталями, отвлекая тем самым читателя от сути излагаемого подхода.

Важно. За счет применения алгоритмов оптимизации многомерных функций на каждой итерации изменяется значение трубного давления по всем скважинам, формируя новое приближение оптимального решения. Это существенно повышает скорость по сравнению

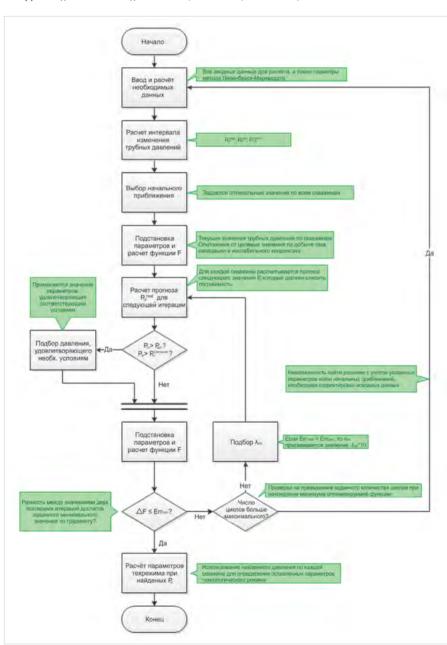


Рис. 4 — Блок-схема поиска оптимального режима работы скважин Fig. 4 — Flowchart of well operating plan optimization

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>Надстрочный индекс «Т» – транспонирование.

с «ручным подходом» индивидуальной последовательной регулировки скважин. Действительно, настраивая каждую скважину по отдельности, можно «испортить» какие-то другие скважины, что в итоге может привести к зацикливанию процесса подбора оптимального режима.

#### Программная реализация

Рабочий процесс по формированию планового режима был реализован в одноименном модуле АИС «СУПД». Процесс сбора всех необходимых расчётных данных происходит автоматически из БД, пользователю необходимо выбрать планируемый месяц, задать плановые уровни по добыче и провести настройки метода оптимизации. Также у пользователя есть возможность настроить ограничения по режиму работы каждой скважины, скорректировать значение трубного давления, которое будет принято для скважины как оптимальное. Ниже представлены скриншоты пользовательских форм системы, иллюстрирующих процесс управления расчетом ТР (рис. 5).

Для демонстрации результатов оптимизации был реализован оригинальный графический интерфейс «эквалайзер». Каждый ползунок эквалайзера — отдельная скважина, текущее положение ползунка показывает рассчитанное значение трубного давления по скважине. Зеленая область движения ползунка — это область стабильной работы, красная — допустимая область (но допускающая нестабильную работу), серая — недопустимая.

Кроме автоматической настройки, у пользователя есть возможность в ручном режиме менять значения трубных давлений поскважинам, перемещая ползунки.

Также у пользователя есть возможность просмотреть детальную информацию по скважине на графике зависимости  $P_{\tau p}-Q_{cm}$ . Помимо самого графика на нем присутствуют точки, соответствующие заданным пользователем ограничениям, интервал допустимых значений, а также рабочая точка, полученная в результате проведения оптимизации.

#### Итоги

Следует отметить, что в реальной системе проведённые на реальных данных тесты показали достаточно быструю сходимость реализованного алгоритма оптимизации. На тестовом стенде (Intel Core i5 2х3000 Гц, 8 Гб ОЗУ) расчет одной итерации алгоритма (порядка 100 скважин) проходит в среднем не более 0,1 с, при этом для оптимизации требуется порядка 100–400 итераций, в зависимости от заданных ограничений и целевой добычи.

#### Выводы

Описанный подход к решению оперативных задач управления газовым промыслом с помощью математических инструментов позволяет инженеру существенно сократить время на поиск оптимальных решений. Эти инструменты реализованы в автоматизированной системе управления АИС «СУПД» в ЗАО «Нортгаз» и проходят опытную эксплуатацию.

#### Список литературы

- 1. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.
- 2. Volkov S.V. и др. Optimization of oil and gas production based on Integrated planning. Moscow. Society of Petroleum Engineers, 2016.
- 3. Serbini F. и др. Integrated field development improved field planning and operation optimization. Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference, 2009.
- 4. Cullick A.S., Narayanan K. μ Gorell S.B.
  Optimal field development planning of well locations with reservoir uncertainty. Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2005.
- Ali J. K. Neural networks: a new tool for the petroleum industry? Aberdeen: Society of Petroleum Engineers, 1994.
- 6. Чудинова Д.Ю., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №4. С. 46–50.
- Enyekwe A. E., Ajienka J. A. Comparative analysis of permanent downhole gauges and their applications. Lagos. Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2014.
- 8. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.



Puc. 5— Скриншоты пользовательских форм, реализованных в АИС «СУПД» Fig. 5— User form screenshots of IS "FDMS" (Field Data Managment System)

- 9. Dutta-Roy K., Barua S. и Heiba A. Computer-aided gas field planning and optimization. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1997.
- 10. Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р., Скиба А.К. Моделирование и оптимизация разработки
- группы газовых месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №1. С 56–58
- Алексеев В.М., Тихомиров В.М., Фомин С.В. Оптимальное управление. М.: Наука, 1979. 432 с.
- 12. Perrotti G. и др. Optimization criteria for gas reservoirs production. Mexico: World Petroleum Congress. 1967.
- 13. Fletcher R. Practical methods of optimization. Chichester:
  John Wiley & Sons, 1980.

ENGLISH GAS INDUSTRY

#### Gas field operational management optimization

UDC 622.691

#### Authors:

Eldar R. Vildanov — head of reservoir engineering dept; <a href="mailto:E.Vildanov@northgas.ru">E.Vildanov@northgas.ru</a>
Konstantin S. Sorokin — senior reservoir engineer; <a href="mailto:Konstantin.Sorokin@novatek.ru">Konstantin.Sorokin@novatek.ru</a>
Igor V. Seleznev — head of projects activity<sup>3</sup>; <a href="mailto:SeleznevIV@sib-soft.ru">SeleznevIV@sib-soft.ru</a>
Benik V. Khachaturyan — deputy general director, chief geologist<sup>1</sup>; <a href="mailto:B.Khachaturyan@northgas.ru">B.Khachaturyan@northgas.ru</a>

<sup>1</sup>Northgas, Novy Urengoy, Russian Federation

#### Abstract

At the present time, the gas field is a complex system, which includes various subsystems such as: separator, pipelines, wells and reservoir. One of the actual problem of the field operational management is a gas-condensate wells regime planning. The objective is to find by iterations a wellhead pressure that will provide require production plan and will keep stabilize regime for each well.

As an approach for this aim authors proposed the Levenberg – Marquardt algorithm which will describe in this article.

#### Materials and methods

Levenberg - Markquardt algorithm.

#### Results

The tests conducted on actual data have shown rather rapid convergence of the implemented optimization algorithm. On the test bench (Intel Core i5 2x3000 Hz, 8 GB of RAM), the calculation of one iteration of the algorithm (about 100 wells) takes an average of no more than 0.1 s, while optimization requires about 100–400 iterations, depending on the set limits and target production.

#### **Conclusions**

The described approach for solving operational tasks of gas field management based on math tools can help engineers to reduce his time to find an optimal solutions. These tools are implemented in AIS SUPD CJSC Northgas as a pilot operation.

#### **Keywords**

gas field, well regime planning, optimization, Levenberg – Markquardt, optimal management

#### References

- 1. Zakirov E.S. Trekhmernye mnogofaznye zadachi prognozirovaniya, analiza i regulirovaniya razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza [Three dimensional multi-phase tasks of forecasting, analyzing and regulating oil and gas field development]. Moscow: Graal', 2001, 303 p.
- Volkov S.V. and oth. Optimization of oil and gas production based on Integrated planning. Moscow. Society of Petroleum Engineers, 2016.
- Serbini F. and oth. Integrated field development — improved field planning and operation optimization. Doha, Qatar: International Petroleum Technology Conference, 2009.
- Cullick A.S., Narayanan K. and Gorell S.B. Optimal field development planning of well locations with reservoir uncertainty. Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2005.

- 5. Ali J. K. Neural networks: a new tool for the petroleum industry? Aberdeen: Society of Petroleum Engineers, 1994.
- 6. Chudinova D.Yu., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Differentsiatsiya skvazhin v zonakh s ostatochnymi zapasami nefti s ispol'zovaniem neyrosetevogo modelirovaniya [Differentiation of wells in zones with residual reserves of oil, using neural network modelling]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 4, pp. 46–50.
- Enyekwe A. E., Ajienka J. A.
   Comparative analysis of permanent downhole gauges and their applications. Lagos. Nigeria: Society of Petroleum Engineers, 2014.
- 8. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. *Osnovy tekhnologii dobychi gaza* [Fundamental technology of gas production]. Moscow: *Nedra*, 2003, 880 p.

- Dutta-Roy K., Barua S. and Heiba A. Computer-aided gas field planning and optimization. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 1997.
- 10. Solomatin A.N., Khachaturov V.R., Skiba A.K. *Modelirovanie i optimizatsiya razrabotki gruppy gazovykh mestorozhdeniy* [Modeling and optimization of development of gas fields group]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 1, pp. 56–58.
- Alekseev V.M., Tikhomirov V.M., Fomin S.V. Optimal'noe upravlenie [Optimal management]. Moscow: Nauka, 1979, 432 p.
- 12. Perrotti G. and oth. Optimization criteria for gas reservoirs production. Mexico: World Petroleum Congress, 1967.
- Fletcher R. Practical methods of optimization. Chichester: John Wiley & Sons, 1980.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup>NOVATEK, PAO, Moscow, Russian Federation

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup>Sibir'SoftProekt, Tomsk, Russian Federation



## ЦЕНТР **УЛЬТРАЗВУКОВЫХ** ТЕХНОЛОГИЙ

СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ

**ОЧИСТКА** ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

**ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ** 

Более

успешных работ в России, США

СНИЖЕНИЕ вязкости

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

БОГАТЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ

На рынке с 2009 года



www.cut-service.ru +7 (495) 920 7426 +7 (495) 937 6140

г. Москва, Ботанический переулок д. 5





## НАДЕЖНАЯ ТЕХНИКА НА СЛУЖБЕ СТРАНЫ

ЗАО «БОРИСФЕН» выполняет поставки на территории Российской Федерации промышленных газотурбинных установок наземного применения производства АО «МОТОР СИЧ» (мощность от 1 МВт до 20 МВт), а также запасных частей и агрегатов кним.

Качество поставляемого оборудования подтверждено сертификатами соответствия требованиям технических регламентов Таможенного Союза и промышленной безопасности.

На территории собственного технического центра ЗАО «БОРИСФЕН» в г. Дубне идет подготовка сборочного производства газотурбинных электростанций семейства ПАЭС-2500 по лицензионному контракту с АО «МОТОР СИЧ» с возможностью проведения приемо-сдаточных испытаний на газообразном топливе.

ЗАО «БОРИСФЕН» выполняет средний ремонт ГТП семейства АИ-20 (ГТЭ-МС-2,5) и семейства Д-336, техническое обслуживание газотурбинных электростанций, а также организует капитальный ремонт всех типов оборудования наземного применения производства АО «МОТОР СИЧ» на территории завода-изготовителя.



Новые вездеходы «КРЕЧЕТ» от производителя знаменитого «ПЕТРОВИЧА»

## Выше любых преград

Созданы для выполнения важнейших задач в самых сложных условиях.

- с 2008 года на рынке продано более 200 единиц техники
- 15 000 000 км общего пробега по абсолютному бездорожью
- самая высокая отметка подъема горах 2800 м над уровнем моря
- температура эксплуатации -55...+50°C
- 5 стран 32 региона и 54 города присутствия



# Вовлечение в разработку слабодренируемых, трудноизвлекаемых запасов нефти путём изменения направления трещин ГРП

#### Ф.С. Салимов

начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи

Farid.Salimov@lukoil.com

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия

Вопросы повышения нефтеотдачи пластов актуальны для всех нефтяных компаний. Известно, что выработка запасов нефти в процессе разработки месторождений происходит неравномерно по площади, КИН редко превышает отметку в 0,4 д.е., и это ярко выражено в коллекторах со сложным геологическим строением. Также на дренирование запасов значительное влияние оказывает различие региональных горизонтальных напряжений по направлениям. Движение основных объёмов закачиваемой воды, распространение естественной трещиноватости и трещин ГРП происходит вдоль направлений максимальных напряжений, увеличивая области слабодренируемых УВ. Изменение направления трещины ГРП позволяет увеличить охват воздействия на продуктивный пласт, вовлечь в разработку целики нефти, тупиковые зоны, линзы и полулинзы, повысить КИН, расширить критерии подбора скважин-кандидатов, поддерживать уровень добычи нефти

#### Материалы и методы

2-стадийный гидроразрыв пласта на скважинах Повховского месторождения. Кросс-дипольный каротаж.

#### Ключевые слова

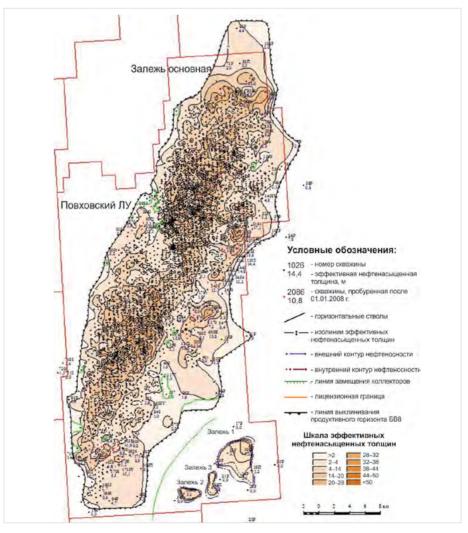
повышение нефтеотдачи, трещина ГРП, ГРП, максимальные горизонтальные напряжения

Для большинства месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ГРП долгие годы является основным методом интенсификации добычи жидких углеводородов и вовлечения в разработку слабодренируемых запасов нефти. Однако в последнее время наметилась устойчивая тенденция снижения эффективности метода, на что, прежде всего, влияют следующие объективные факторы:

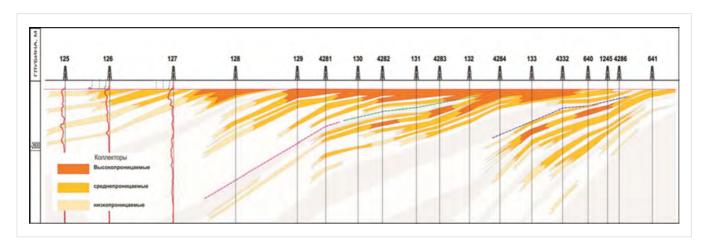
- значительная выработка подвижных запасов, высокая обводненность продукции, так как большинство месторождений находится на III и IV стадиях разработки;
- ограничения геологического характера близость ВНК и водоносных пластов выше и ниже объекта разработки;
- высокая степень охвата методом ГРП добывающего фонда, большинство скважин вводятся в эксплуатацию с проведением ГРП, по многим скважинам проведено по 2–3 обработки;

- ухудшение фонда скважин, что выражается в планомерном увеличении консервационного и бездействующего фондов;
- невозможность вовлечения в процесс разработки проведением ГРП по стандартной технологии тупиковые зоны и участки с высокой остаточной нефтенасыщенностью и удалённые недренируемые области по причине однонаправленности развития трещин разрыва (по линиям максимальных напряжений) и ограничения их длины.

Для решения поставленной задачи, в последние два года специалистами отдела технологий повышения нефтеотдачи ТПП «Повхнефтегаз» с привлечением регионального ООО «КогалымНИПИнефть» г. Тюмень проведена большая работа по удержанию и увеличению приростов дебита нефти в условиях высокой, зачастую критичной, обводнённости добывающих скважин, достигающей 100%.



Puc. 1 — Повховское месторождение Fig. 1 — Povkhovskoye oilfield



Puc. 2 — Клиноформное строение Повховского месторождения
Fig. 2 — Clinoform structure of Povkhovskove oilfield

Основным объектом исследования и опробования различных технологических подходов является пласт БВ8 Повховского месторождения, который имеет крайне высокую степень охвата методом ГРП, достигающую 80%. Разработка этого пласта началась в 1978 г., внедрение метода ГРП — в 1992 г., выполнено более 5000 операций.

Среди активов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» данное месторождение является одним из крупнейших, простирается на 66 км с севера на юг и на 20 км с запада на восток (рис. 1), имеет следующие особенности:

- клиноформное строение (рис. 2);
- верхняя часть характеризуется хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами, относительной выдержанностью по латерали, коэффициентом песчанистости 0,8 д.ед., нижняя часть разреза более высокой расчленненностью и невыдержанностью

- коллекторов как по мощности, так и по латерали;
- высокая изменчивость фильтрационноёмкостных свойств, эффективных нефтенасыщенных толщин различных участков месторождения.

Таким образом, с учётом вышесказанного, перед проведением ГРП в большинстве скважин мы вынуждены выполнять сложные и длительные подготовительные работы, такие как.

- предварительная закачка тампонирующих составов как с докреплением цементом (РИР), так и без для селективной изоляции промытых пропластков;
- селективная изоляция промытых участков разреза, негерметичностей эксплуатационной колонны цементными заливками и спуском колонн d102 мм;
- проведение специальных исследований на перфорированной части пласта по определению остаточной нефтенасыщенности;

 ликвидация различных аварий, очистка забоев, восстановление циркуляции и тл

В последние годы опробовано множество различных технологий гидроразыва пласта, которые, как оказалось, имеют ограничения в применении и узкий спектр подходящих геолого-промысловых условий. Продолжается массовое применение ГРП на водном геле с различной модификацией технологии закачки: маловязкие гели (вязкость сшитого геля 300-400 сПз). линейные гели, комбинированные буферные пачки геля (подушки), большие объёмные «подушки». Данный подход в определённой степени позволил и позволяет удерживать эффективность ГРП, получать плановую дополнительную добычу нефти, но имеет свои пределы. Нам бы хотелось решить задачу более глобально, с вовлечением в разработку слабо дренируемых и трудноизвлекаемых запасов нефти,

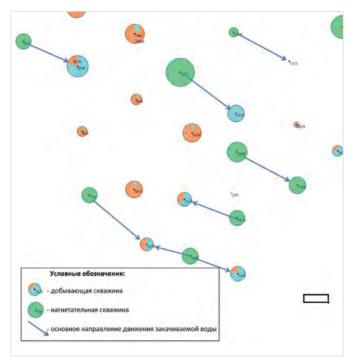
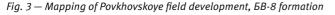


Рис. 3— Выкопировка с карты разработки Повховского месторождения, пласт БВ-8.



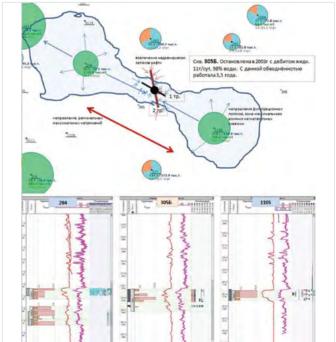
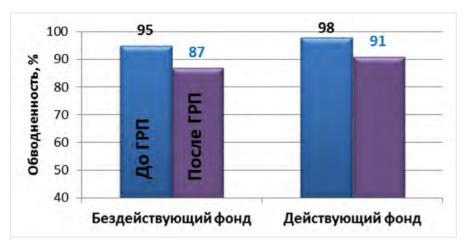
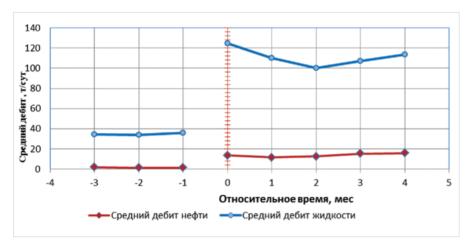


Рис. 4— Схематичное представление принципа действия 2-стадийного ГРП

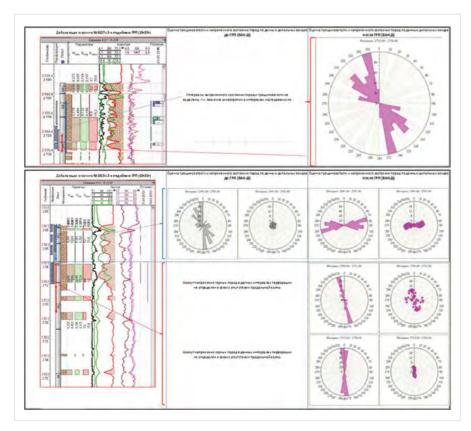
Fig. 4 — Scheme of principle of action for of two-stage hydraulic fracturing



Puc. 5 — Динамика изменения обводнённости до и после ГРП Fig. 5 — Watercut reservoir condition before and after hydraulic fracturing



 $Puc.\ 6$  — Динамика изменения притока нефти после ГРП  $Fig.\ 6$  — Dinamic of oil influx rate before and after hydraulic fracturing



Puc. 7 — Микросейсмический мониторинг на скважине №2415 Fig. 7 — Microseismic monitoring of well №2415

увеличить КИН, продлить рентабельный период разработки месторождения.

Одним из «ключей» к решению данной задачи послужило внедрение во втором полугодии 2014 г. большеобъёмных ГРП с закачкой 150-200 т проппанта. Что позволило значительно увеличить длину трешины, охват дренированием с подключением линз и микролинз, преодолеть участки с ухудшенными ФЭС, являющимися некими барьерами, не определяемые в межскважинном пространстве по данным каротажа и 3D сейсморазведки. Проведенные работы показали высокую эффективность не только по достижению приростов дебита нефти в первые месяцы работы, превышающих показатели стандартных обработок в среднем на 100%, но и стабильность во времени — удельный эффект составил 10,8 т/сут., успешность — 90%. Единственным минусом технологии является высокая стоимость работ, что сдерживает её более масштабное применение.

На Повховском месторождении явно выражена горизонтальная анизотропия напряжённого состояния пород. Максимальные напряжения ориентированы примерно по направлению северо-запад юго-восток (азимутально 300-340° и 120-150°). Соответственно, отмечается тенденция преобладания направленности движения закачиваемой воды с направлением максимальных напряжений. Выявлена закономерность более быстрого обводнения добывающих скважин, расположенных на вышеуказанных азимутах, относительно нагнетательных (рис. 3). Данная ситуация приводит к неравномерному вытеснению нефти по площади, образованию многочисленных целиков и обширных зон в высокой нефтенасыщенностью в межскважинном пространстве. Трещины ГРП также развиваются по направлениям максимальных напряжений, что осложняет и усложняет подбор скважин-кандидатов, способствует снижению эффекта от мероприятия.

Возникла идея изменить направление трещины ГРП относительно максимальных напряжений и охвата застойных зон, расположенных в стороне от основных фильтрационных потоков. В основу реализации положены расчёты специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», показывающие возможность временного изменения напряжённого состояния пород в прискважинной зоне при изменении пластового давления с помощью закачки жидкости. Обычная закачка воды или какого-либо агента не подходила по причине высокой продолжительности, неизвестности необходимых объёмов, быстрого рассеивания по пласту, что не могло дать должного эффекта. С учетом всех особенностей специалистами для выполнения задачи было решено следующее: разделить процесс ГРП на две части, а именно — закачивать проппант в 2 стадии с непродолжительным интервалом отстоя между этапами (не более 2 часов). Данный подход, по нашему мнению, позволял кратковременно изменить поле напряжений около скважины за счёт разрыва породы, до возврата системы в исходное состояние. Разрыв породы при закачке второй стадии предполагался несколько в ином месте, и ожидалось изменение направления трещины (рис. 4).

Первый ГРП в 2 стадии провели в сентябре 2014 г. на скважине №2101 с увеличенной массой проппанта по 50 т. Для опробования выбрали скважину, не достигшую критической обводнённости более 90%. Приведём некоторые характеристики пласта: нефтенасыщенная толщина  $-20\,$  м; песчанистость - 0,63 д.ед.; проницаемость - 13,3 мД; пористость - 0,18 д.ед.; нефтенасыщенность — 0,425 д.ед. Скважина находится в работе с 1984 г. Перед проведения ГРП режим работы: дебит жидкости -17 т/сут., обводненность -86-88%, дебит нефти -2,3 т/сут., накопленная добыча жидкости — 216,3 тыс. т, накопленная добыча нефти — 133,3 тыс. т. После запуска скважины в работу получили: дебит жидкости - 126 т/сут., обводненность - 81%, дебит нефти -22,9 т/сут., прирост составил 19,6 т/сут. За 9 месяцев эксплуатации скважины дополнительная добыча нефти составила 3,2 тыс. т. Имело место неблагоприятное расположение в окружении 4 нагнетательных скважин, одна из которых находится в консервации.

После получения хороших и стабильных результатов, началось внедрение данной технологии. За 6 месяцев 2015 г. выполнено 22 гидроразрыва с удельной эффективностью по нефти 10,1 т/сут. Изза высокой базовой обводнённости продукции на 70% скважин дополнительно до ГРП проводили закачку тампонирующего состава, состоящего из древесной муки (20%), мела (80%) и небольшого

количества полимера на основе полиакриламида (1—3%) с последующей выборочной перфорацией, что позволяет, по нашему мнению, несколько ограничить водоприток по отдельным промытым пропласткам даже после проведения ГРП. Мы получили снижение обводнённости на 8% по бездействующему фонду скважин (с 95 до 87 %), на 7% по действующему фонду (с 98 до 91%) (рис. 5), стабильный приток нефти (рис. 6).

Для того, чтобы было можно сделать однозначные выводы о переориентации трещин ГРП при выполнении 2-стадийных обработок, на скважинах №6127 и 2415 проведены исследования методом кросс-дипольного акустического каротажа до и после ГРП. Исходя из полученных данных по скважине №6127, можно утверждать, что при проведении ГРП было создано две трещины с углом отклонения друг от друга на 50-60° (рис. 7). На скважине №2415 зафиксировано изменение направления второй трещины по верхней части коллектора на 90° от первой (рис. 7). Также получено подтверждение по изменению направления трешины ГРП при микросейсмическом мониторинге на скважине №6418 (рис. 8). ГРП в 2 стадии проводился на разных участках месторождения, примерно с одинаковой успешностью.

Так, успешно опробован 2-стадийный ГРП на Южно-Выинтойском месторождении на малообводнённой скважине №1101. Целью являлось увеличение охвата

гидроразрывом низкопроницаемого продуктивного пласта с созданием более обширной матрицы трещин для обеспечения продолжительного стабильного рентабельного притока нефти. Ограничение развития трещины по высоте не позволяло закачать за один подход большой объём проппанта.

#### Итоги

Анализируя фактические результаты работы скважин и проведённых исследований после реализации 2-стадийных ГРП, можно с уверенностью утверждать, что нам удалось изменить направление создаваемых трещин, что способствует вовлечению в процесс разработки запасов нефти из слабодренируемых и тупиковых участков пласта.

С внедрением данной технологии ГРП произошло изменение основных критериев выбора скважин-кандидатов для ГРП, которые можно сформулировать следующим образом:

- 1. Обводненность скважин до 100%.
- 2. Отсутствие такого неблагоприятного фактора, как расположение скважины-кандидата относительно нагнетательных скважин, сокращение расстояния до нагнетательной скважины до 150–200 м.
- Снижение влияния на выбор скважины-кандидата высоких накопленных отборов по нефти.
- 4. Достаточная расчлененность пласта (более 3), неоднородность геологического строения.

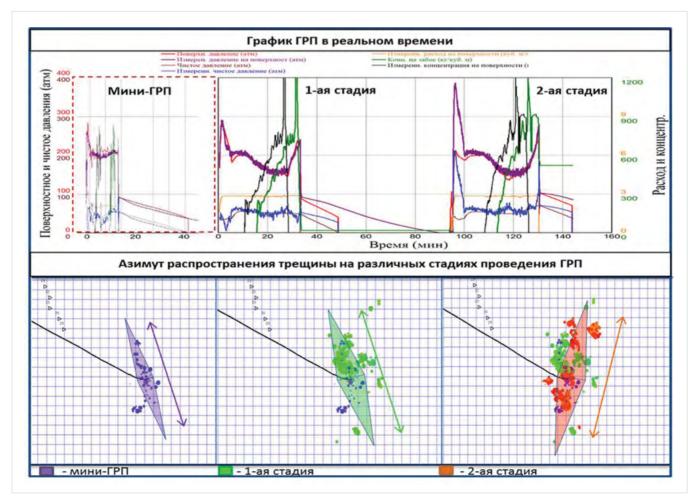


Рис. 8 — Микросейсмический мониторинг на скважине №6418 Fig. 8 — Microseismic monitoring of well №6418

#### Выводы

Из неработающего фонда с помощью данной технологии возвращено в разработку более 100 скважин, большинство которых находится на расстоянии 250—350 м от нагнетательных и неудачно расположены относительно направлений максимальных региональных напряжений. В вышеописанных условиях проведение стандартного ГРП увеличивает риски прорыва закачиваемой воды. В 10 случаях получен прирост дебита нефти выше 10 т/сут., при среднем значении 14,2 т/сут., что сопоставимо с результатами бурения скважин

с боковым окончанием на Повховском месторождении. На сегодняшний день порядка 95% всех ГРП проводится по технологии 2-стадийного гидроразрыва пласта. Начато успешное внедрение по другим предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

#### Список литературы

1. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С., Бухаров А.В. и др. Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводненности пласта БВ-8

- Повховского месторождения // Нефтегазовое дело. 2014. №6. С. 154–174.
- Recent Advances in Hydraulic Fracturing. Ed. by John L. Gidley. Monograph. SPE. 1990. 452 p.
- 3. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Никитин А.Н., Кардымон Д.В. и др. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. №6. С. 34–38.

ENGLISH OIL PRODUCTION

## Development of poorly swept and hard-to-recover oil reserves by changing fracture orientation

UDC 622.276

#### Author:

Farid S. Salimov — head of enhanced oil recovery department; Farid.Salimov@lukoil.com

000 "LUKOIL-West Siberia", Povkhneftegaz, Kogalym, Russian Federation

#### Abstract

Enhanced oil recovery is a vital issue for all petroleum companies. As is well known, recovery of oil reserves is non-uniform across the field, with recovery factor rarely exceeding 0.4, which is especially notable in reservoirs of complex geology. Drainage of oil reserves is also significantly affected by discrepancies in directions of regional horizontal stresses. Movement of injected water and propagation of natural and hydraulic fractures go along the directions of maximum stresses, thus increasing poorly swept areas. Changing fracture propagation patterns enables better stimulation of the pay zone and recovery of bypassed and dead-end oil as well as extraction from lenticular and semilenticular beds, increment of recovery factor, expansion of candidate well selection criteria, and maintaining oil production levels.

#### Materials and methods

Two-stage hydraulic fracturing in the wells of Povkhovskoye field. DSI (dipole shear sonic imager) logging.

#### Results

Having reviewed actual performance of wells and well survey results upon completion of two-stage hydraulic fracturing, it is a fair assumption to say that we have succeeded in changing the direction of fracture propagation, which helps to recover reserves from poorly swept and dead-end compartments of a reservoir. Implementation of such fracturing technique has changed the main criteria used for selection of wells to be fractured, which may be defined as follows:

- 1. Water cut of up to 100%.
- 2. Elimination of such adverse factor as location of a candidate well relative to injectors, with minimum distance between producers and injectors reduced to 150–200 m.
- Selection of a candidate well is less determined by high cumulative oil output.
- 4. Reservoir compartmentalization (more than 3 compartments), geologic heterogeneity.

#### Conclusions

This technology has helped to reactivate over 100 idle wells, most of which are spaced at 250-300 m from injectors and poorly placed relative to maximum regional stress directions. Under the above conditions, conventional fracturing may increase the risk of water breakthrough. 10 applications have revealed incremental oil production rate of more than 10 tons per day with an average rate of 14.2 tons per day, which is comparable to production rates of lateral wells at Povkhovskoye oilfield. As of today, about 95% of all hydraulic fractures utilize a two-stage fracturing technique. The latter is being successfully implemented in other companies of 000 "LUKOIL-West Siberia".

#### Keywords

enhanced oil recovery, hydraulic fracture, hydraulic fracturing, maximum horizontal stress

#### References

1. Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Salimov F.S., Bukharov A.V. and oth. Povyshenie effektivnosti gidrorazryva v usloviyakh vysokoy obvodnennosti plasta BV-8 Povkhovskogo mestorozhdeniya [Improving efficiency of hydraulic fracturing under high watercut reservoir conditions of 5B-8 formation, Povkhovskoe field]. Oil and gas business, 2014, issue 6, pp. 154–174.

- 2. Recent Advances in Hydraulic Fracturing. Ed. by John L. Gidley. Monograph. SPE, 1990, 452 p.
- 3. Latypov I.D., Borisov G.A.,

Nikitin A.N., Kardymon D.V. and oth. Pereorientatsiya azimuta treshchiny povtornogo gidrorazryva plasta na mestorozhdeniyakh OOO «RN-Yuganskneftegaz» [Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields]. Oil industry, 2011, issue 6, pp. 34–38.

# Повышение эффективности химических методов при удалении АСПО в нефтепромысловых трубопроводных системах

(на примере Киенгопского месторождения)

А.Н. Блябляс

аспирант sas5939@yandex.ru

Институт механики Уральского отделения РАН, Ижевск. Россия

На территории Удмуртской Республики промышленная добыча нефти ведется уже более 50 лет. Продолжительная разработка месторождений постепенно приводит к снижению температуры пласта, обводнению скважинной продукции и утяжелению углеводородного состава нефти. На сегодняшний день существует множество технологий удаления и предотвращения образования АСПО, и, безусловно, каждая из них обладает своими достоинствами и недостатками. К сожалению, ни один из существующих способов ингибирования не может полностью исключить образование отложений, а может лишь увеличить межочистной период объекта обслуживания. Основная цель исследования поиск эффективного способа для удаления отложений АСПО с ГНО, лифта НКТ и нефтесборных трубопроводных систем, позволяющего сократить время на проведение обработки и расход химического реагента.

#### Материалы и методы

Экспериментальные и численные методы, выполненные с помощью систем автоматизированного проектирования ANSYS и ASPEN HYSYS.

#### Ключевые слова

растворитель, ТХО, комбинированный способ, повышение эффективности, растворяющая способность, удаление АСПО

Месторождения ОАО «Удмуртнефть» находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой обводненностью продукции (до 99%). Кроме того, нефть Удмуртии отличается повышенной вязкостью, высоким содержанием серы, асфальтенов, смол и парафинов (таб. 1).

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на глубинно-насосном оборудовании (ГНО), колонне насосных труб и в промысловых нефтепроводах — одна из ключевых проблем нефтедобывающих предприятий, прошедших этап добычи «легкой» нефти. Доля скважин, потенциально осложненных АСПО, превышает 50% действующего добывающего фонда ОАО «Удмуртнефть» (рис. 1).

К осложненному фонду (ОФ) относятся скважины, имеющие отказ по определенному виду осложнения за два предыдущих года (24 месяца).

АСПО начинают образовываться в нефти на стадии подъема жидкости на поверхность, если её температура ниже температуры насыщения парафиновыми веществами.

Выделившиеся из нефти асфальтены, сокристализуясь со смолами и парафинами, образовывают отложения на ГНО, лифтах скважин, выкидных линиях и нефтесборных коллекторах (таб. 2). При среднем содержании парафинов в нефтепродуктах — 3,2%, температура насыщения парафином составляет 18–20°С.

В зависимости от содержания основных компонентов, входящих в состав отложений, АСПО классифицируют на типы [1]:

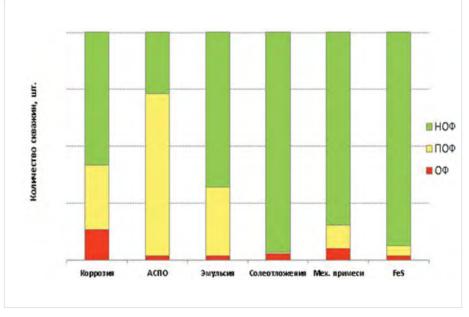
- Асфальтеновый П/(A+C)<1;</li>
- Парафиновый П/(A+C)>1;
- 3) Смешанный П/(А+С)~1.

Известно [2], что наибольшей эффективностью при удалении АСПО обладают углеводородные растворители — композиционные смеси ароматических и алифатических углеводородов. В то же время, растворитель АСПО — один из самых дорогостоящих химических реагентов в нефтехимии, что в значительной мере удорожает процесс депарафинизации объектов обслуживания.

На сегодняшний день одним из эффективных химических методов для удаления АСПО в ОАО «Удмуртнефть» является использование растворителей известных марок. На основании опытно-промысловых испытаний определена минимально эффективная дозировка растворителя, равная 500 кг/опер., с последующей продавкой через насос промывочным агрегатом и выдержкой в насосе и колонне труб НКТ на время взаимодействия с растворителем.

Основным недостатком данной технологии является ухудшение растворяющей способности реагента в зоне статического контакта с отложением АСПО после остановки насоса. Время контакта растворителя и отложений занимает длительное время и может достигать 24 и более часов. Чем больше время статического контакта, тем ниже скорость растворения АСПО (рис. 2).

Эффективность растворителя по отношению к углеводородной фазе должна быть не менее 95%, однако испытуемый растворитель в лабораторных условиях не обеспечил требуемый уровень удаления АСПО (таб. 3). Определение скорости растворения образцов АСПО в растворителе длилось на протяжении 6 ч при 20°С в соотношении «Растворитель: АСПО» = 10:1.



Puc. 1 — Структура осложненного фонда ОАО «Удмуртнефть» Fig. 1 — Problematic stock structure in OAO Udmurtneft

Наиболее распространенная и в значительной мере более дорогая технология обработки скважины растворителем подразумевает закачку реагента в затрубное пространство в объеме 1-1,5 м³, после чего производится переобвязка скважины по схеме «затрубное пространство — НКТ». Скважина переводится на режим «самоциркуляции» в течение 4-10 ч. Продукты обработки после выдержки растворителя направляются в выкидную линию. При проведении работ по данной схеме происходит циркуляция свежего агента в зоне контакта «растворитель — АСПО». Так как объем используемого растворителя достаточно велик, в зону контакта постоянно поступает свежий растворитель.

Отличительной особенностью данного способа удаления АСПО является высокая стоимость обработки, так как стоимость растворителей АСПО колеблется в диапазоне от 70 до 140 тыс. руб. за тонну. Кроме того, данным способом невозможно оперативно восстановить работу ГНО при «жестком заклинивании» и «подплывании штанг» без бригады КРС, ввиду малого объема закачиваемой жидкости.

АСПО месторождений Удмуртии характеризуются тугоплавкостью из-за смешанного типа и повышенного содержания смол и асфальтенов. Термохимическая обработка (ТХО) в полной мере не обеспечивает разрушение структуры и вынос асфальтеновых компонентов.

С целью повышения эффективности обработки глубинно-насосного оборудования и лифта скважины от АСПО, снижения минимально эффективной дозировки реагента, а также сокращения времени на проведение операции, предлагается комбинация методов динамической термохимической обработки (TXO) пресной горячей водой с циклической закачкой углеводородного растворителя (РА) с последующей «продавкой» водным раствором. Попеременная циркуляция объемов теплоносителя и растворителя в скважинах с невысоким динамическим уровнем над приемом насоса, будет способствовать прогреву колонны труб НКТ, повышению температуры растворителя, активному плавлению АСПО и выносу продуктов в выкидную линию.

Элемент новизны заключается в разработке нового способа удаления АСПО с ГНО за счет комбинации существующих методов термохимической обработки водными растворами и растворителями парафиноотложений. Использование разработанной технологии позволит повысить эффективность удаления АСПО при эксплуатационных, транспортных ограничениях и ограничениях инфраструктуры. Достоверность теоретических результатов подтверждается экспериментальными данными.

Сущность метода состоит в осуществлении закачки пресной горячей воды объемом 8-10 м<sup>3</sup> и температурой 70°C, отобранного со стационарного пункта набора горячей воды в затрубное пространство скважины с помощью цементировочного агрегата ЦА-320 (рис. 3). Данный объем жидкости и температура достаточны для прогрева стенки НКТ на глубину до 600 м, а также подплавления и выноса парафиновых составляющих АСПО. Прогрев колонны НКТ осуществляется в процессе закачки горячей воды в затрубное пространство скважины. В данном процессе отсутствует необходимость полного заполнения затрубного пространства горячей водой в полном объеме — этим и вызван низкий расход теплоносителя.

Плотность при Т-20°C	Кинема- тическая вязкость при Т-20°C	Динами- ческая вязкость при T-20°C	Массовая доля серы	Массовая доля парафина	Массовая доля смол	Массовая доля Асфальтенов	Температура плавления парафина	Температура застывания
кг/м³	MM <sup>2</sup> /C	мПа•с	%	%	%	%	°C	°C
897,7	47,72	42,84	3,28	5,6	19	3,6	58	-18

 $Ta6.\ 1$  — Свойства пластовой нефти на Киенгопском месторождении  $Tab.\ 1$  — Crude oil properties, Kiengopskoye oilfield

Параметр	Обводненность, %	Температура плавления пара- фина, °C	Содержание, %			
Значение	0,03	58,8	Асфальтенов	Смол	Парафинов	Мех.примесей
			6,6	12,9	38,6	3,24

Таб. 2 — Характеристика образца АСПО со скв. 3615 Киенгопского месторождения Таb. 2 — Specification of the paraffin sample, recovered from well 3615, Kiengopskoye oilfield

Моющая способность растворителя, %	Диспергирующая способность растворителя, %	Растворяющая способность растворителя, %
34,8	6,8	27,9

Таб. 3— Эффективность растворения АСПО растворителем Obsenol RM 45 Tab. 3— Combined technique of thermochemical and solvent treatment of paraffin and asphaltene deposits

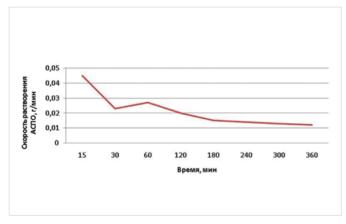


Рис. 2— Скорость растворения пробы АСПО со скв. 3615 Киенгопского месторождения растворителем Obsenol RM 45

Fig. 2 — Specification of the paraffin sample, recovered from well 3615, Kiengopskoye oilfield

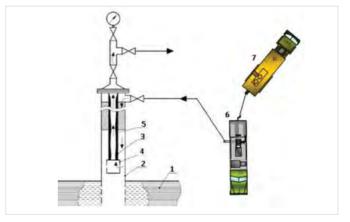
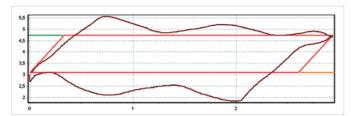


Рис. 3— Комбинированная технология проведения «ТХО – РАСПО» 1 – пласт, 2 – обсадная колонна, 3 – колонна НКТ, 4 – насос, 5 – АСПО, 6 – ЦА-320, 7–АЦН

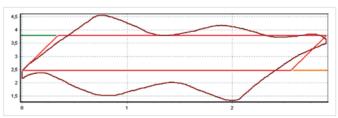
Fig. 3 — Combined technique of thermochemical and solvent treatment of paraffin and asphaltene deposits

1 — formation, 2 — casing, 3 — tubing string, 4 — nump, 5 — wax huildup,

1 – formation, 2 – casing, 3 – tubing string, 4 – pump, 5 – wax buildup, 6 – CA-320 cementing truck, 7 – ACN field tank truck



Puc. 4 — Показания динамографа от 02.07.2017 Fig. 4 — Dynamograph readings as of 07/02/2017



Puc. 5 — Показания динамографа от 03.07.2017 Fig. 5 — Dynamograph readings as of 07/03/2017

После прокачки теплоносителя по затрубному пространству скважины цементировочный агрегат ЦА-320 прекращает работу, а в затрубное пространство осуществляется закачка растворителя с последующей продавкой водным раствором на прием насоса. Растворитель не успевает подняться вверх по потоку жидкости из-за разности плотностей в связи с тем, что продавка осуществляется на 4 передаче насосного агрегата, с расходом жидкости до 26 л/сек.

Известно [3], что при повышении температуры растворителя, возрастает его растворяющая способность. В процессе прохождения прогретого межколонного пространства повышается температура растворителя, что, безусловно, положительно отражается на эффективности обработки.

С помощью работы ГНО растворитель поднимается по лифту скважины, обеспечивая растворение, отмыв и вынос тугоплавких парафиновых составляющих, смол и асфальтенов. В случае, если производительность насоса превышает более 20 м³/сут., после попадания растворителя на прием, ГНО останавливается для «выдержки» растворителя в

насосном оборудовании и лифте скважины в течение 30–60 минут.

Данная технология позволит снизить затраты на химический реагент за счет замещения части объема растворителя теплоносителем, кроме того, благодаря эффекту «большеобъемной» ТХО, технология позволит оперативно восстанавливать работоспособность скважины при «жестком заклинивании» от механических примесей и при эффекте «подплывания» полированного штока, а также снизить потери нефти во время отсутствия отбора жидкости из пласта, при продолжительной циркуляции порции растворителя в режиме «самоциркуляция».

Для подбора оптимального объема теплоносителя и растворителя, который бы универсально подходил для большинства скважин ОАО «Удмуртнефть», средствами автоматизированного проектирования (САПР) Aspen HYSYS было смоделировано циклическое движение теплоносителя в виде горячей пресной воды и углеводородного растворителя типа «Эфрил-317Д», «Пральт НК-3У» с плотностью 760—900 кг/м³д.

На основании математического моделирования установлено, что для удаления

отложений АСПО толщиной до 6 мм (преимущественно парафинового ряда) при средних глубинах скважин 600 м, достаточным будет являться объем ТХО — 10 м³ с последующей закачкой и продавкой растворителя 200—350 ял/опер. При производительности насоса до 20—40 м³/сут. время реакции растворителя-теплоносителя в насосе и лифте НКТ составляет 20—40 мин, что является достаточным.

Описание процесса растворения АСПО выполнено при помощи уравнения Ерофеева – Колмогорова:  $\alpha = 1 - e - kn$ 

где а — степень растворения АСПО; к — постоянная, определяющая константу скорости растворения; п — постоянная, определяющая характер процесса: при n<1 — диффузионный процесс; n>1 — кинетический процесс; n=1 — скорость химического взаимодействия сопоставима со скоростью диффузии.

Перевод константы скорости реакции в размерность (мин) осуществлен по способу Саковича.

Анализ экономической эффективности применяемых технологий приведен в таб. 5.

Анализ показывает, что проведение предлагаемой технологии экономичнее по сравнению с другими применяемыми методами

Тип от- ложений АСПО	Средний МОП, сут.	Диаметр НКТ, мм	Толщина стенки, мм	Средняя глубина ГНО, м	Толщина отложений, мм	Скорость закачки ЦА-230 ТХО, л/сек	Темпера- тура воды ТХО, °C	Объем ТХО, м³	Внутрен- ний объем 1 м НКТ/л
П/С	60	73	5,5	1100-1250	5–9	(1)-1,7 (2)-3,2 (3)-6	65–70	8-10	3,02

Таб. 4 — Исходные данные для расчета в САПР ASPEN HYSYS Tab. 4 — Basic data for ASPEN HYSYS CAD software

Технология	Объем техники для проведения работ, ед	Стоимость услуг по проведению обработки, тыс. руб./опер.	Вид реагента	Объем затрачиваемых растворов, т/т	Средняя стои- мость химии, тыс. руб./т	Стоимость проведения операции, тыс. руб.
TXO	4	30	Вода+ ингибитор АСПО	30/0.06	70	35
Растворитель	1-2	5	Растворитель	0.5	90	45
ТХО+Растворитель	2	15	Вода+раствори- тель	10/0.2	90	33

Таб. 5 — Анализ экономической эффективности применяемых технологий Tab. 5 — Cost-effectiveness analysis of applied techniques

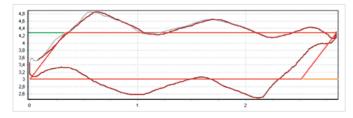


Рис. 6 — Показания динамографа от 29.07.2017 Fig. 6 — Dynamograph readings as of 07/29/2017

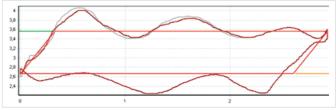


Рис. 7 — Показания динамографа от 30.07.2017 Fig. 7 — Dynamograph readings as of 07/30/2017

на сегодняшний день. Происходит снижение объемов использования химических реагентов (по сравнению с обработкой растворителем) и снижение количества задействоанных транспортных средств (по сравнению с ТХО).

#### Экспериментальная часть

Апробация предлагаемой технологии проводилась на добывающей скважине №479 Киенгопского месторождения.

Осложняющий фактор — АСПО;

Вид обработки — растворитель Obsenol RM 45; Объем закачки при стандартной обработке — 500 kr/onep.;

Технология обработки — «Продавка в ГНО и статическая выдержка»;

Время обработки — 4-6 ч;

Межочистной период — 30 сут.;

Рабочие нагрузки на головку балансира -4,0-4,2 т.

В связи с интенсивным отложением АСПО, исследования фиксируют регулярный рост нагрузок.

02.07.2017 — динамограф зафиксировал рост нагрузок на головку балансира до 5,5 т (рис. 4).

03.07.2017 — проведена обработка растворителем в объеме 500 кг/опер., с продавкой в насос и статической выдержкой в течение 4 ч.

03.07.2017 — динамограф зафиксировал снижение максимальных нагрузок с 5,5 до 4,5 т (рис. 5).

В связи с остановкой ГНО на время взаимодействия с растворителем (4 ч), объем не добытой нефти составил 1,5 т. После обработки нагрузки снизились до 4,5 т.

29.07.2017 — зафиксирован рост нагрузок на ГБ до 4,8 т (рис. 6), запланирована и проведена внеочередная обработка с опережением графика по технологии «ТХО-РАСПО».

30.07.2017 — динамограф зафиксировал снижение максимальных нагрузок с 4,8 до 4.0 т (рис. 7).

Во время проведения обработки «ТХО-РАСПО», простоя ГНО не возникло.

Подбор наиболее эффективных дозировок, марок реагента и скорости удаления АСПО может быть выделен в отдельную задачу.

#### Итоги

Разработана технология удаления АСПО, позволяющая повысить эффективность обработки, а также сократить время на обработку объекта и выполнить очистку без остановки насосного оборудования.

На основании математического моделирования установлено, что для удаления отложений АСПО толщиной до 6 мм (преимущественно парафинового типа) при средних глубинах скважин 600 м, достаточным будет являться объем ТХО — 10 м $^3$  с последующей закачкой растворителя 200—350 л/опер.

Экспериментально в промысловых условиях подтверждена работоспособность

технологии применения термохимической обработки совместно с растворителем парафиноотложений.

#### Выводы

На конкретном объекте доказано, что эффективность применения технологии «ТХО-РАСПО» на 11,5% выше и дешевле действующей технологии с использованием пресной воды. Разработанная технология замещения 50% части растворителя теплоносителем позволит сократить затраты на проведение операций по удалению АСПО.

#### Список литературы

- 1. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высоко обводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии). Дис...кандидата химических наук. М.: РГУ, 2016. 196 с.
- 2. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. №1. С. 268–284.
- 3. Иванова Л.В., Кошелев В.Н. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы // Нефтегазовое дело. 2011. №2. С. 257–268.

ENGLISH OIL PRODUCTION

## Enhanced treatment and removal of paraffin wax and asphaltene deposits from oilfield pipelines (through the example of Kiengopskoye field)

UDC 622.276

#### Author

Alexander N. Blyablyas — graduated student; sas5939@yandex.ru

Institute of mechanics of Ural branch of RAS, Izhevsk, Russian Federation

#### **Abstract**

Commercial oil production in the Udmurt Republic has been going on for more than 50 years. Continuous development of oilfields has gradually reduced reservoir temperature, increased water cut and made oil composition heavier. Nowadays there are many technologies aimed at prevention and removal of paraffin wax and asphaltene deposits. and each of them certainly has its benefits and drawbacks. Unfortunately, none of the existing inhibitor solutions can fully prevent wax buildup. In fact, such inhibitors only help to increase intervals between treatments. Key research objective implies the search for efficient removal of paraffin wax buildup from downhole pumping equipment, production tubing and gathering pipelines in a way that would ensure quicker treatment and smaller amount of chemicals used.

#### Materials and methods

Experimental and numerical methods based on ANSYS and ASPEN HYSYS CAD software.

#### Doculto

The technology for removal of paraffin wax and asphaltene deposits has been developed. It has helped to cut the time of treatment procedure and perform clean-up without shutting the pumps down. Based on math modelling, it has been found that removal of 6 mm thick deposits (mainly paraffin) at an average well depth of 600 m would require thermochemical treatment in the amount of 10 m³ with further injection of 200–350 liters of solvent per operation. Field application of the procedure has proved the efficiency of the thermochemical and solvent treatment technique in removing paraffin wax deposits.

#### Conclusions

As exemplified by the use in the given field, thermochemical and solvent treatment method for removal of paraffin wax and asphaltene deposits is by 11.5% cheaper and more efficient, as compared to the existing fresh water technique. The developed technique of replacing of 50% of solvent with heat transfer fluid will allow to cut costs, attributed to removal of paraffin wax and asphaltene buildup.

#### Keywords

solvent, thermochemical treatment, combined method, enhanced efficiency, solvent power, removal of paraffin wax and asphaltene deposits

#### References

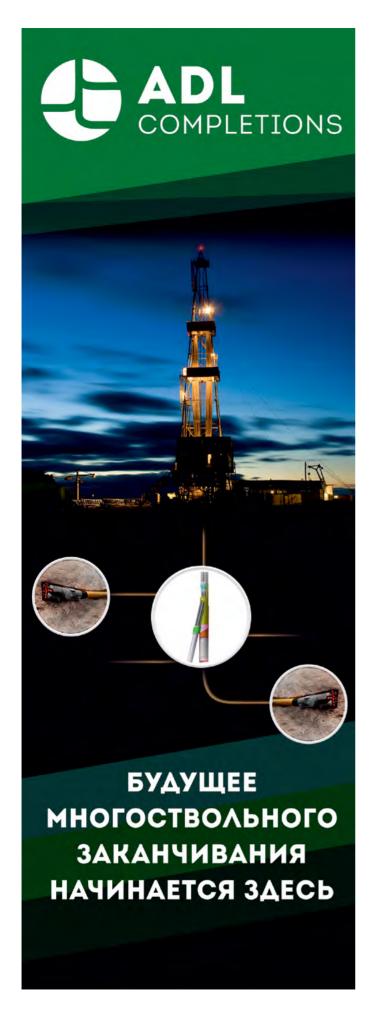
- Miller V.K. Kompleksnyy
   podkhod k resheniyu problemy
   asfal'tosmoloparafinovykh otlozheniy
   iz vysoko obvodnennykh neftey (na
   primere neftey mestorozhdeniy
   Udmurtii) [Complex approach to solve
   problem of asphaltene sediments
   in high water cut oil (on the example
- of Udmurt fields oil)]. Dissertation thesis. Moscow: Gubkin Russian state university of oil and gas, 2016, 196 p.
- Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinovye otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya [Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage].
- Oil and gas business, 2011, issue 1, pp. 268–284.
- 3. Ivanova L.V., Koshelev V.N. *Udalenie asfal'tosmoloparafinovykh otlozheniy raznoy prirody* [Removal

  of asphaltene-resin-paraffin

  deposits of different genesis]. Oil

  and gas business, 2011, issue 2,

  pp. 257–268.

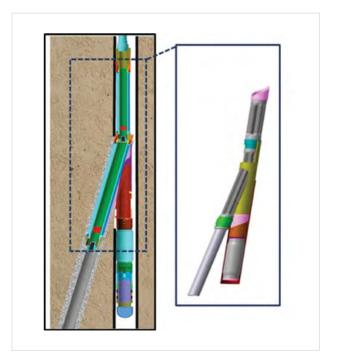


# ADL Completions — первое в РФ предприятие, основной фокус которого направлен на развитие отечественных технологий многоствольного заканчивания скважин.

#### **Возможности ADL Completions**

- Доступны системы заканчивания МСС по уровням 1-4 классификации ТАМL, в том числе для старого фонда скважин с обсадными колоннами 146 и 168 мм, что существенно повышает экономический эффект от проведения ЗБС на данных скважинах — добыча из основного ствола будет сохранена.
- Гибкая ценовая политика: увеличение стоимости стандартного исполнения ЗБС максимум на 10% при условии сохранения добычи и доступа в основной ствол.
- Команда профессионалов, имеющая опыт работ по заканчиванию сложнейших многоствольных скважин, в том числе на крупных шельфовых проектах.
- Применение систем заканчивания МСС в любых видах коллекторов.
- Заканчивание МСС в обсаженном или открытом стволе.
- В вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважинах.
- Высокий экспортный потенциал в связи с востребованностью технологии на зарубежных рынках.
- Индивидуальный подход. Модернизация систем заканчивания под требования заказчика в кратчайшие сроки.
- Подготовка проектов многоствольного заканчивания «под ключ», включая консультационные услуги.

На данный момент доля импорта оборудования для многоствольного заканчивания на Российском рынке составляет более 90%, что, несомненно, негативно сказывается на уровне рентабельности соответствующих проектов. Применение технологий компании ООО «АДЛ Заканчивание» позволит увеличить долю импортозамещения в кратчайшие сроки при соответствующем снижении капиталовложений и увеличении рентабельности проектов.



000 «АДЛ Заканчивание», 123022, Москва, Столярный переулок, дом 3, корпус 18. +7 (499) 648-00-04

ИНН 7703428530, ОРГН 1177746564225, p/c 40702810601300013641 в АО «АЛЬФА-БАНК»

www.adlcompletions.com info@adlcompletions.com



445035, Россия, Самарская обл., г. Тольятти ул. Индустриальная, д. 1, стр. 61 T. +7 (8482) 55-72-56, 55-72-57, 55-72-59 info@n-ts.ru ooo\_nts@inbox.ru www.n-ts.ru



Компания 000 «Нефтетранссервис» является разработчиком и производителем химических реагентов для кислотных обработок ПЗП и кислотного ГРП.

#### Производимые реагенты, применяемые для приготовления кислотных составов:

- стабилизатор ионов железа «AS-IR»
- ингибитор кислотной коррозии «AS-CO»
- диспергатор (противоосадочный агент) «AS-DI»
- деэмульгатор кислотно-нефтяных эмульсий «AS-DA»
- безполимерный кислотный загеливатель «AS-SI»
- эмульгатор «RQ-737» для приготовления нейтральных эмульсий обратного типа
- пенообразователь кислотный «ПСГ-1»
- термо-пеногенерирующий состав «ОПС-1»
- взаимный растворитель «ZR-55»
- углеводородные ароматические растворители марок «PR-10», «MR-30.50.70»

Наша цель — это производство конкурентоспособной, высокоэффективной химической продукции с точки зрения качества и технологий.

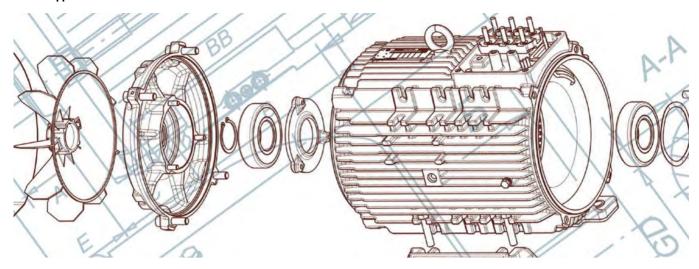


## 000 «Нефтетранссервис» предоставляет полный перечень услуг по инженерно-техническому сопровождению:

- 1. Анализ скважин-кандидатов под СКО.
- 2. Предоставление рекомендаций по выбору оптимальной технологии ОПЗ по выбранному объекту.
- 3. Подготовка предварительных расчетов, составление дизайна обработки с применением ПО «StimPro», составление плана работ на ОПЗ.
- 4. Проведение лабораторного исследования образцов нефти и воды с выбранной скважины с целью подбора оптимальных дозировок реагентов для приготовления кислотного состава, проведение тестирования образца кислотного состава на совместимость с флюидом.
- 5. Выезд инженера-технолога на месторождение для контроля процесса приготовления кислотного состава, проведения полевого тестирования приготовленной промышленной партии кислотного состава на соответствие и совместимость, с оформлением полного отчета.
- 6. Составление матчинга по итогам проведенной обработки, анализ эффективности обработки.
- 7. Ведение мониторинга эффективности работы скважины с момента вывода на режим.
- 8. Предоставление рекомендаций по режиму эксплуатации объектов и проведению очередных ГТМ.
- 9. Поставка реагентов и соляной кислоты с доставкой до месторождений в Урало-Поволжском регионе собственными кислотовозами объёмом 15 м³ и 20 м³ на базе вездеходов КАМАЗ.

Мы постоянно модернизируем и расширяем линейку поставляемых реагентов. В компании 000 «Нефтетранссервис» разработкой и внедрением химических решений занимаются высококвалифицированные специалисты, имеющие богатый опыт работы.

Вся наша продукция соответствует самым жестким стандартам и требованиям отрасли. Химические реагенты «Нефтетранссервис» уже несколько лет успешно применяются на месторождениях Урало-Поволжья, Сибири и Республики Казахстан.



## Двигатель инноваций — «Русэлпром»

Концерну «Русэлпром» — 25 лет. Это событие отмечено не громкими торжествами, а успешным завершением ряда важных проектов и рождением новых значимых идей по развитию концерна.

25 лет — тот возраст, когда жить только воспоминаниями рано, но опираться на свою историю, разумеется, важно и должно. Концерн был создан в 1991 году, когда советская экономическая эпоха уходила в небытие. После развала СССР были расформированы все союзные министерства, в том числе Министерство электротехнической промышленности и приборостроения, в подчинении которого находилось 800 заводов, жестко специализированных по номенклатуре. Хозяйственные связи межлу республиками, получившими самостоятельность, резко оборвались. И раздел некогда обшего имуществатакже оказался очень болезненным. Гарантированное государством плановое будущее было отдано на откуп рыночной стихии.

Перспектива «пропасть поодиночке» была для предприятий, оставшихся в границах России, вполне реальной. Для их спасения потребовалась роль «собирателя активов». Какие преимущества сулило создание объединенной структуры? Прежде всего, в разы возрастал уровень капитализации, что, в свою очередь, помогало привлечению инвесторов и способствовало получению приемлемых кредитов.

Более гибкое и устойчивое интегрированное производство позволяло снизить издержки, сосредоточить средства на прорывных направлениях, повысить эффективность обновления основных фондов, внедрения новых технологий, расширения номенклатуры и активизации сбыта.

По решению директоров предприятий и организаций электротехнической отрасли было оформлено добровольное объединение — Российский электротехнический концерн «Русэлпром». Его возглавил Анатолий Гловацкий — авторитетный руководитель, опытный производственник, который в последнюю советскую пятилетку занимал пост первого заместителя министра электротехнической промышленности и приборостроения СССР.

— Нужно было учиться работать в условиях рыночной экономики, в отсутствии Госплана и Госснаба, — вспоминает Анатолий Васильевич. — Я лично ездил по России в поисках заказов, договаривался с директорами нефтедобывающих компаний о поставках всего, что можно отнести к электротехнике: от лампочек и кабеля до электродвигателей, насосов и

трансформаторов. Предприятия сырьевых отраслей были самыми платежеспособными, но тогда существовал дефицит денежной массы, и с нами порой расплачивались нефтью.

Посредническая деятельность, осложненная бартером, тяготила руководителей концерна. У профессионалов отечественной электротехники росло стремление заняться реальным научно-техническим развитием и современным производством. К разработке новой системы управления Анатолий Гловацкий и бизнесмен Владимир Дорохин, уже имевшие опыт сотрудничества, привлекли лучших специалистов и известных ученых.

За основу приняли программно-целевой подход. Эксперты рабочей группы провели анализ структуры управления и всех видов процессов внутри концерна. В результате удалось выявить слабые места, несовершенства и с учетом этого разработать оптимальную управленческую модель, создать стратегию развития и программу реструктуризации для отдельных предприятий и «Русэлпрома» в целом.



Фото 1. Укладка катушек стыковой зоны статора гидрогенератора «Русэлпром» (для ГЭС «Новая Аврора», Бразилия)

### Темпы роста «Русэлпрома» выше роста отечественного рынка

Под эгидой концерна удалось объединить ряд ведущих производителей отрасли. Основными активами стали: Владимирский электромоторный завод, Научно-исследовательский проектно-конструкторский и технологический институт электромашиностроения, Сафоновский и Ленинградский электромашиностроительные заводы. К 2003 году концерн «Русэлпром» завершил процесс формирования своей производственной и научной базы.



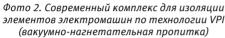




Фото 3. Сафоновский электромашиностроительный завод входит в структуру концерна

- В то время мы ясно осознавали необходимость масштабной модернизации производства и провели ее первоначальный этап с максимальной отдачей, - рассказывает генеральный директор концерна Владимир Дорохин. - Именно тогда мы сформировали комплексные подходы в программе непрерывного технического перевооружения и развития производственных мощностей. Появление на наших производственных площадках новейшего западного оборудования, внедрение новых рычагов управления концерном дали нам значительные преимущества. Существенно возросла производительность труда, снизились издержки. Как следствие, повысилось качество готовой продукции, расширился ассортимент выпускаемых электрических машин, а с этим и география продаж. Доля экспортных контрактов достигла 30%.

Темпы роста концерна стали превышать темпы роста отечественного рынка. Этому способствовало, в том числе, расширение номенклатуры за счет собственных инновационных разработок.

На усиление своих исследовательских и конструкторских служб «Русэлпром» привлек ведущих ученых и инженеров из Москвы, Санкт-Петербурга и Уральского региона — «выпускников» таких центров машиностроения, как «Уралэлектротяжмаш», ВНИИ «Электромаш», ВНИИ «Электромаш», ВНИИ «Электропривод». Внедрение современных средств проектирования, создание собственной исследовательской и испытательной базы позволило концерну выйти в лидеры разработки и внедрения современного электротехнического оборудования в России.

Приоритет отдан наукоемкой технике, адаптированной под индивидуальные требования заказчиков. В отличие от массового

«общепрома», такие системы имеют сложную интеллектуальную составляющую и практически не поддаются копированию. Это позволяет концерну развивать электротехнический сегмент рынка как среди очень сильных конкурентов, так и в условиях экспансии дешевого ширпотреба.

### Инновации важны качеством, а не количеством

— Продукция «Русэлпрома» — это электрические машины, востребованные практически во всех отраслях. - говорит заместитель генерального директора концерна Иван Городницкий. - Каждая из этих отраслей развивается циклично, и мы должны учитывать периоды спадов и подъемов для своевременной диверсификации. Кроме того, необходимо следить за мировыми тенденциями, чтобы оперативно внедрять современные технические решения, и даже работать с опережением, формируя спрос. Сегодня надо активнее взаимодействовать с теми, кто «делает технологии». Например, на многих предприятиях идет внедрение систем управления технологическими процессами. Поэтому мы адаптируем свою продукцию для работы в составе именно этих систем.

Разработки «Русэлпрома», как правило, не имеют аналогов на постсоветском пространстве и достойно конкурируют с

продукцией мировых лидеров электротехники. Концерн нацелен не только на создание отдельных инновационных продуктов. Здесь предлагают комплексные энергосберегающие инжиниринговые решения, способные кардинально улучшить качество работы во многих отраслях отечественной экономики.

Предприятия концерна освоили производство целой линейки импортозамещающего оборудования, в том числе безредукторный лифтовый привод, энергоэффективные асинхронные электродвигатели, современные электротрансмиссии для пропашных тракторов, самосвалов, спецтехники, городского общественного транспорта. Активно развивается новое направление — судовая электромеханика.

— Сейчас у машиностроения открывается второе дыхание, — убежден исполнительный директор концерна Станислав Щербаков. — Появляются новые конструктивные подходы и методы управления электрической машиной и связанные с этим возможности в технологических решениях. Возникают новые рынки. Один из основных рынков формирует идея электродвижения — как в морском исполнении, так и в сухопутном. Думаю, не позднее, чем через десяток лет такие виды транспорта станут для нас привычными.

В сотрудничестве с отраслевыми ассоциациями, такими, как «Интерэлектромаш», и профильными органами государственного управления мы наращиваем участие в повышении энергоэффективности, создании и защите ее стандартов в России. Потенциал «Русэлпрома» соответствует нашим большим планам. Поэтому мы уверенно смотрим на будущее отрасли и свои перспективы с обоснованным профессиональным оптимизмом.



# НПП «Поток»: современные вентиляционные системы «под ключ»

ООО «НПП «Поток» специализируется на проектировании, производстве, пуско-наладке, диспетчеризации и сервисном обслуживании систем вентиляции и кондиционирования воздуха для промышленных объектов, складских комплексов, многоэтажных жилых домов и паркингов, магазинов и офисных помещений. Об опыте и планах развития компании в нефтехимическом секторе журналисту издания «Экспозиция Нефть Газ» рассказывает директор предприятия Юрий Николаевич Дериглазов.

На промышленной волне

- Юрий Николаевич, расскажите, пожалуйста, о создании компании.
- Компания создана в 2010 году в г. Екатеринбург и изначально специализировалась на поставках вентиляционного оборудования ведущих зарубежных и российских производителей в регионах Урала.
- Сегодня компания позиционирует себя как производственная. Что послужило поводом для открытия собственного производства?
- Производство систем вентиляции и кондиционирования достаточно перспективная ниша технологического оборудования. Ведь это неотъемлемый атрибут инженерных коммуникаций, как вновь возводимых, так и реконструируемых жилых, общественных, промышленных зданий.

По данным маркетинговых исследований, с 2010 по 2015 годы выпуск вентиляционных систем в России увеличился на 52,9%.

#### – По Вашему мнению, с чем связана такая впечатляющая динамика?

- Импортное вентиляционное оборудование может стоить от несколько десятков до сотен тысяч долларов. После резкого скачка валютного курса многие покупатели начали активно «переключаться» на российских поставщиков. Поэтому наш выход на рынок закономерный ответ на потребность отечественного потребителя в недорогом и качественном оборудовании.
- Какой ассортимент вентиляционного оборудования предлагает компания?
- Мы начали с продажи наиболее востребованных на рынке линеек оборудования и добавляем новые товарные позиции в соответствии с изменениями в стандартах пожарной и промышленной безопасности, потребностями рынка.

Сейчас на собственных производственных мощностях мы выпускаем широкий ассортимент продукции: приточные установки,

вентиляторы центробежные, крышные и осевые; вентиляторы дымоудаления; а также компоненты вентиляционных систем (стаканы монтажные, воздуховоды и фасонные части к ним, клапаны и заслонки).

Возможны различные исполнения оборудования по назначению и материалам. Также мы предлагаем большой выбор дополнительной комплектации и сетевых элементов.

#### По принципу «все включено»: от подбора до установки

- Для российского рынка промышленных систем вентиляции характерна высокая конкуренция: одних лишь отечественных производителей насчитывается на нем несколько десятков. Каковы конкурентные преимущества сотрудничества с НПП «Поток»?
- Во-первых, НПП «Поток» компания полного цикла. Сегодня на рынке присутствует более 100 компаний, предлагающих оборудование хорошего качества в оптимальном ценовом диапазоне. Однако, в последнее время заказчики все больше предпочитают выбирать подрядчика, который сможет реализовать проект «под ключ».

Мы не просто продаем оборудование для поддержания необходимых параметров воздушной среды в помещениях, мы осуществляем комплексное сопровождение нашей продукции на всех этапах ее жизненного цикла.

Во-вторых, отличительная особенность выпускаемых систем вентиляции



Приточно вытяжная установка цех гидрокрекинга Орскнефтеоргсинтез



Эжектор низкого давления ЭИЗЗ цех гидрокрекинга Орскнефтеоргсинтез

— их высокая степень ремонтопригодности и широкие возможности по постгарантийной поддержке. Этот фактор очень важен для клиентов, особенно когда речь идет о нефтегазовой отрасли. Ведь сегодня в условиях санкций из-за прекращения поставок необходимых комплектующих часто возникают сложности технического обслуживания импортной техники.

В-третьих, региональные производители более оперативно и гибко реагируют на потребности рынка. НПП «Поток» обеспечиваетсвоим заказчикам минимальные сроки изготовления компонентов необходимого оборудования. Так, например, срок изготовления клапанов дымоудаления КД1, КД2 составляет от 3 рабочих дней, вентиляторов дымоудаления ВКРН, ВКРНФ, вентиляторов общепромышленных ВР 80-75 — от 10 рабочих дней, воздушных центральных кондиционеров и приточно-вытяжных установок — 30—60 рабочих дней.

#### Каким образом Вы координируете работу со смежниками в рамках реализации комплексного подхода?

– Каждый объект является уникальным по применяемым техническим решениям. Поэтому совместно с проектными институтами на основании технического задания от заказчика наши специалисты подбирают оптимальную конфигурацию оборудования под требования на стадии подготовки проекта.

НПП «Поток» также активно сотрудничает с монтажными организациями, которые осуществляют сопряжение инженерных коммуникаций с оборудованием на производственной площадке. Как производители, мы следим за тем, чтобы были достигнуты проектные параметры по подаче воздуха в рабочую зону.

#### Какие решения в области автоматизации систем предлагает компания?

– НПП «Поток» предоставляет большой выбор элементов автоматики импортного и отечественного производства для обеспечения работы оборудования по заданным технологиям и параметрам.

Для производства систем автоматизации, диспетчеризации и управления используются надежные комплектующие таких производителей, как Electrotest, Regin, ESBE, Gruner и т.д. Наша компания предлагает готовые шкафы управления для всего спектра выпускаемого оборудования.

Также в настоящий момент мы разрабатываем программное обеспечение, с помощью которого можно автоматизировать подбор приточно-вытяжных установок, каркасных и панельных кондиционеров, блоков автоматики и наполнение параметров проекта.

Кроме того, мы комплектуем блоки управления всеми необходимыми элементами автоматики — клапанами, сервоприводами, различными датчиками и термостатами, регуляторами оборотов двигателей и т.п.

### От инфраструктурных проектов к промышленным

#### Каков основной круг Ваших клиентов? С предприятиями каких отраслей наиболее активно работает компания?

– В 2013–2015 годах большую часть портфеля выполненных нами заказов составляли торговые, офисные и складские комплексы.

паркинги в г. Екатеринбург и г.Челябинск. Среди них — ТРЦ «Гринвич», ТРЦ «Алатырь», ТРЦ «Максидом», жилой комплекс «Академический», международный аэропорт «Кольцово».

## В этом сегменте, в основном, реализуются типовые, массовые проекты, которые можно поставить серийно. В промышленном секторе требования значительно выше. С чем связан выход в индустриальную нишу?

– На это время приходится спад в строительной индустрии — объемы строительства офисов, магазинов значительно снизились. Поэтому поиск новых рынков сбыта продукции вполне очевиден.

## – Как изменился вектор развития компании после расширения сферы деятельности? Пришлось ли адаптировать производство под отраслевую специфику новых заказчиков?

– Мы постоянно расширяем и модернизируем наше производство в зависимости от тенденций рынка и требований заказчиков. Изначально мы выпускали центробежные вентиляторы общепромышленного и специального назначения ВР 80-75, ВР 280-46, ВР 132-30, ВРП. Их основной функциональная задача — создание благоприятного микроклимата в производственных и административных помещениях.

Компетенции в области выпуска вентиляторов специального назначения мы нарабатывали совместно с такими металлургическими и машиностроительными гигантами, как Корпорация «ВСМПО-АВИСМА», АО «НПК «Уралвагонзавод», ЗАО «Карабашмедь» (входит в состав АО «Русская медная компания»).

«Первенцем» среди крупных промышленных заказчиков стал ПАО «Магнитогорский МК». Ранее мы сотрудничали по поставкам отдельных узлов. Сегодня в рамках контракта мы поставиляем приточно-вытяжные установки для АГНЦ №3 для надежной вентиляции, которая обеспечивала бы выполнение жестких требования поддержания микроклимата в данном цехе.

При выходе на рынок нефтехимии в 2017 году мы столкнулись с необходимостью освоить выпуск новых видов продукции: эжекторов низкого давления, которые применяются для удаления воздуха, содержащего взрывопасные или агрессивные пыли, пары и газы.

Наши инженеры постоянно держат руку на пульсе технологических трендов, а менеджеры — обратную связь с заказчиками. К примеру, мы готовы предложить для производств, в технологических процессах которых участвует агрессивные среда (пищевая, химическая и нефтехимическая промышленность), общепромышленные вентиляторы из специальных марок стали (нержавеющей, жаропрочной и т.д.). Сегодня мы выпускаем вентиляторы с корпусом из оцинкованной стали, которые прослужат дольше, чем вентиляторы из обычной, низкоуглеродистой стали.

#### В фокусе — нефтехимия

– Этим летом компания НПП «Поток» реализовала масштабный проект — приняла участие в модернизации цехов гидрокрекинга водорода и химводоподготовки ПАО «Орскнефтеоргсинтез» (г. Орск, Оренбургская область)». Расскажите подробнее об этом проекте, какова особенность его реализации?

– В портфеле наших постоянных клиентов и ранее были заказы от предприятий химического и нефтехимического циклов (например, ООО ОХК «Щекиноазот», АО «Газпромнефть-Омский НПЗ»), поэтому специфика отрасли нам хорошо знакома.

Однако, сотрудничество с ПАО «Орскнефтеоргсинтез» — нефтеперерабатывающим заводом с мощностями по переработке нефтепродуктов 6 млн т ежегодно — вывело нашу компанию на новый уровень.

Мы вошли в проект осенью 2016 года на стадии согласования с проектантами комплектации приточных установок и электросхем автоматики к ним.

В мае—августе 2017 года на склад комбината было доставлено полностью готовое технологическое оборудование. В том числе были поставлены приточно-вытяжные установки, смесительные узлы, автоматика и шкафы управления к ним — всего более 50 единиц оборудования с суммарной производительностью 620 000 м³/ч.

В октябре наши специалисты выполняют на объекте шеф-монтажные и пусконаладочные работы.

#### - Чем интересен был проект? В чем заключалась специфика объекта?

– Это действительно очень важный и знаковый проект для нас. В процессе его реализации учтены все законодательные требования в области промышленной безопасности, воплощены в жизнь самые современные подходы к устройству вентиляционных систем, внедрены передовые на сегодняшний день технологические решения.

В частности, заказчиком были поставлены задачи по поддержанию определенных параметров температурного режима в отдельных рабочих зонах цехов, чистоте подаваемого в помещении воздуха. Большое внимание уделено обеспечению взрывобезопасности. Поэтому существенная часть компонентов вентиляционной системы, например, общепромышленные вентиляторы ВР 80-75, клапаны КПС и АЗЕ выполнены во взрывозащищенном исполнении. Для цеха гидрокрекинга водорода поставлены эжекторы низкого давления ЭИЗЗ и ЭИ54.

## – Какие задачи заказчика удалось решить с помощью оборудования, изготовленного в НПП «Поток»?

– Приточная установка для цеха химводоподготовки производительностью 31 000 м³/ч укомплектована роторным рекуператорным блоком, эффективность которого достигает 70%. Таким образом, заказчик может экономить до 400 кВт тепловой энергии в час.

#### Планирует ли компания развивать свои компетенции в сегменте нефтегазовой и нефтехимической промышленности?

– Разумеется, наша компания ориентирована на развитие. Мы готовы предложить различные варианты сотрудничества с предприятиями нефтехимического сектора.

– Спасибо за интервью!



ООО «НПП «Поток» г. Екатеринбург, ул. Черняховского, 67 (343) 286-52-04 potok@wenta.ru www.npppotok.ru







На протяжении пятнадцати лет компания «СтальПром» специализируется на изготовлении съёмного грузозахватного оборудования для предприятий металлургического, нефтегазового, строительного и машиностроительного комплекса.

На предприятии используется система менеджмента качества ISO 9001, формирующая единые требования и принципы в области качества для всего производства.

Работая с нами, Вы получите грузозахватное оборудование, качество которого подтверждено декларациями и сертификатами качества.

## Наше предприятие предлагает Вам широкий ассортимент продукции:

- стропы: канатные, текстильные, цепные:
- монтажные полотенца;
- сеть текстильная транспортная;
- стяжные ремни;
- захваты;
- траверсы;
- ремни для буксировки транспортных средств;
- комплектующие для производства стропов;
- канат стальной;
- строительные металлоконструкции, закладные к ним;
- детали повышенной точности обработки.

В отдельных случаях предъявляются индивидуальные требования к грузу, подъемным операциям, транспортировке. Для решения подобных задач компания «СтальПром» способна разработать и изготовить уникальное грузоподъёмное оборудование.



+7-905-353-71-77

www.steel-prom.ru

sale@steel-prom.ru



# Расчет диагностического параметра вибраций для оценки технического состояния подшипников скольжения ГТУ

#### М.А. Абессоло

аспирант

#### П.С. Кунина

д.т.н., профессор

#### А.А. Паранук

к.т.н., ст. преподаватель rambi.paranuk@gmail.com

#### А.В. Бунякин

к.ф.-м.н., доцент

#### Д.А. Иноземцев

ассистент

ФГБОУ ВО КубГТУ, Краснодар, Россия

В данной статье проанализированы причины отказов оборудования газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорных станций и собрана статистка отказов в течение 10 лет. Выявлены основные причины выхода из строя подшипников скольжения, фиксирующих положение вала ротора турбины и обеспечивающих минимальный зазор в проточной части. Для выявления возникающих неисправностей упорной части подшипников скольжения на основе диагностических параметров разработана оригинальная математическая модель основных узлов ГПА. Это позволило установить рабочее состояние подшипников скольжения по изменению их жесткости в колебательной модели основных элементов ГПА.

#### Материалы и методы

Уравнение Лагранжа, математическое моделирование, измерительный комплекс CK-1100.

#### Ключевые слова

вибросостояние, подшипниковый узел, вибропараметр, коэффициент жесткости, колебательная система

На сегодняшний день методы вибрационной диагностики [1] являются самыми эффективными для проверки технического состояния (ТС) узлов и агрегатов промыслового оборудования на компрессорных станциях (КС). При этом установление диагностических схем и таблиц требует обработки колоссального количества данных (около 40 параметров) с помощью комплекса измерительной техники. Несмотря на всю современность измерительной техники методов виброконтроля ГПА, их пригодность в реальных условиях эксплуатации остается актуальным вопросом, так как они основаны на весьма сложных математических моделях, применение которых эффективно при стабильных стендовых испытаниях, но эти методы далеки от реальности [1, 3, 8].

Поэтому необходимо постоянно разрабатывать новые методы исследования, упрощающие решение диагностической задачи ГПА и узлов их агрегатов, и, самое важное, повышать при этом достоверность полученных результатов.

При анализе причин отказов по всем типам анализируемого оборудования ГПА за последнее десятилетие [2, 5], мы получили следующую гистограмму (рис. 1).

Из данной гистограммы следует, что повреждения подшипников занимают второе место по причинам отказов оборудования ГПА — 22% (в этом анализе отказов подшипниковых элементов доля выхода из строя упорных подшипников — 18,3%). В связи с этим, состояние подшипниковых узлов во многом определяет надежную работу агрегата в целом.

В статье рассматривается способ диагностики рабочего состояния упорного подшипника скольжения по изменению его жесткости в системе упругих соединений «корпус — вал — подшипниковый узел» [9].

В работах [3, 4] была разработана математическая модель колебательной системы основных элементов ГПА на основе уравнения движения Лагранжа. Также было установлено, что по изменению жесткости механической системы можно судить о появлении или наличии каких-либо неисправностей или дефектов в рабочих агрегатах КС.

На основе полученных выкладок можно установить диагностический параметр по изменению жесткости для подшипникового узла, так как он является самым ответственным в колебательной системе ГПА.

При допущении, что  $m^1=m^2=m^3=m$ , из общего уравнения движения Лагранжа механической системы [2, 6], мы получили следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} 2k_2 - \omega_2^2 = \omega_1^2 + \omega_3^2 - 2k_3 - k_1 \\ \frac{1}{2}k_1k_2 + 3k_2k_3 - \omega_2^2(\omega_1^2 + \omega_3^2) = \omega_1^2\omega_3^2 + k_1k_3 \end{cases}$$
(1)

где  $\omega_p, \omega_p, \omega_3$  — частоты вращения элементов ГПА (1 — корпус; 2 — подшипниковый узел; 3 — вал ротора);  $k_i, k_j, k_3$  — коэффициенты жесткости упругих соединений между элементами в колебательной модели ГПА, полученные при решении уравнения движения Лагранжа, приведенные к массе [7].

Решив данную систему, мы находим диагностический параметр  $k_2$ , с помощью которого в дальнейшем сможем судить об изменениях ТС подшипниковых узлов. И, соответственно, оценить надежность работы ГПА в целом [9–11].

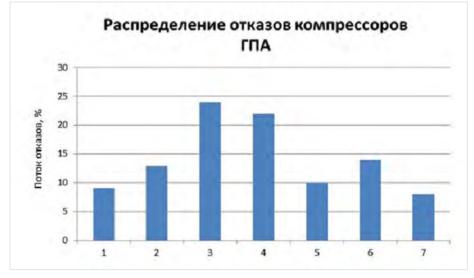


Рис. 1— Распределение отказов компрессоров ГПА 1— повреждения проточной части; 2— повреждения роторной группы; 3— повреждения системы регулирования; 4— повреждения подшипников; 5— повреждения маслосистемы; 6— повреждения трубопроводов и арматуры; 7— повышенная вибрация

Fig. 1 — Distribution of failures in gas pumping unit compressors 1 – damage in the inflow section; 2 – damage in the rotor group; 3 – regulation system damage; 4 – damage in bearings; 5 – damage in the oil system; 6 – damage in the pipelines and valves; 7 – increased vibration

Для достижения этой цели проведем эксперимент на опорно-упорный подшипник скольжения нагнетателя НЦ-16 ГПА- 25 [4], работающего на КС «Ямбурская». Ниже представлены технические данные агрегата, которые понадобились для проведения наших исследований (таб. 1–3).

Также виброспектр корпуса ротора турбины высокого давления (ТВД) агрегата №7 был получен из измерительного комплекса СК-1100, а диапазон измерений частот составляет 10–10000 Гц (рис. 2). При его анализе мы отметили пиковые частоты, при которых возможно появление или наличие дефектов. Отметим, что оборотная частота ротора ТВД — 109 Гц.

Коэффициент жесткости стальной конструкции находится по формуле:

$$k=ES/L_o$$
 (2)

где E — модуль Юнга для стали; S — площадь поперечного сечения;  $L_o$  — длина стержня.

С учетом данной формулы, коэффициент жесткости корпуса ГПА  $k_1$ = 102500 н/м, а коэффициент жесткости вала ротора  $k_3$ =80500 н/м. Если преобразовать систему уравнений (1) собственными числами, получим:

$$\begin{cases} 2k_2 - \omega_2^2 = \omega_1^2 + \omega_3^2 + A \\ Bk_2 - \omega_2^2(\omega_1^2 + \omega_3^2) = \omega_1^2 \omega_3^2 + C \end{cases}$$
(3)

где  $A=2k_3$ -  $k_1$ ;  $B=1/2 k_1+3k_3$ ;  $C=k_1 k_3$ .

После анализа и обработки полученных значений очевидно, что жесткость подшипникового узла снижается во времени, это свидетельствует об изменениях ТС подшипника [6]. Отметим, что дисбаланс вала и ротора турбины вызывает преждевременный выход подшипников из строя и вызывает резкий скачок значения одного из диагностических параметров.

С целью оптимизации нашего исследования, необходимо установить такой диагностический параметр, связывающий основные рабочие параметры (диаметра подшипника, динамическая вязкость и температура охлаждающего масла) опорноупорного подшипника скольжения.

Для установления данного параметра проанализируем размерность коэффициента жесткости упругих соединений [9]. Из общих сведений имеем:

$$[k]=\kappa\Gamma/c^2$$
 (4)

далее, составим безразмерную комбинацию:

$$[km/(\mu d)^2]=1$$
 (5)

где *m* — масса подшипника.

Диагностический безразмерный коэффициент является диагностическим параметром для исследования ТС упорного подшипника скольжения:

$$\varepsilon = (k.m)/(\mu.d)^2$$
 (6)

Для проверки математической модели используем данные, полученные с КС «Ямбурская» [8].

После вычислений был построен совмещенный график, характеризующий изменения данного коэффициента в зависимости от основных рабочих параметров (рис. 3).

После анализа графика очевидно, что пиковые значения соответствуют экспериментальным данным по неисправностям, которые обнаружены при эксплуатации агрегата. Полученные данные также свидетельствуют об увеличении диагностического коэффициента, соответствующего интенсивному изнашиванию поверхностей скольжения упорной части подшипника.

#### Итоги

В данной работе был установлен диагностический параметр упорных подшипников скольжения газоперекачивающих агрегатов.

Результаты, полученные на основе моделирования, позволяют в 80% случаев диагностировать неисправности ГПА, вызванные состоянием подшипниками скольжения, что является отличным практическим результатом для инженерной практики.

Полученный автором диагностический параметр позволяет эффективно определить техническое состояние подшипникового узла ГПА при его эксплуатации. Его применение на практике способно обеспечить раннее обнаружение развития любых дефектов и неисправностей в подшипниках скольжения ГПА.

#### Выводы

Отметим, что предложенная авторами математическая модель может применяться и для других видов подшипников, установленных на

Характеристики	Данные
Мощность, МВт, не менее	16
Обороты ТВД, об/ мин	6540
Модуль Юнга для стальных конструкций, МПа	205000
Диаметр вала, мм	250
Длина вала, мм	2000

Таб. 1— Технические характеристики конвертированного авиационного двигателя НК-16СТ

Tab. 1 — Technical specifications of the converted aircraft engine HK-16CT

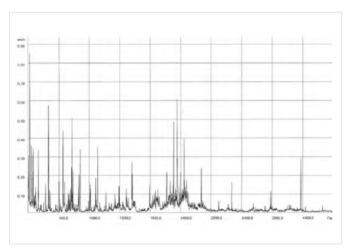


Рис. 2 — Виброспектр корпуса ротора ТВД

Fig. 2 — Vibration spectrum of HP turbine rotor housing



Таб. 2 —Технические характеристики подшипникового узла

Tab. 2 — Technical specifications of the bearing assembly

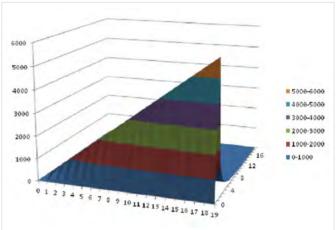


Рис. 3 — Изменения диагностического коэффициента ε в зависимости от коэффициента жесткости подшипника k и динамической вязкости масла μ

Fig. 3 — Changes in  $\varepsilon$  diagnostic coefficient depending on k rigidity coefficient of the bearing and  $\mu$  dynamic viscosity of oil

ГПА при условии, что будут выбранные другие диагностические параметры, характеризующие систему. На основе полученной математической модели планируется разработать программу мониторинга состоянии подшипников скольжения и установить на действующие объекты ПАО «Газпром».

#### Список литературы

- 1. Киселев Ю.В., Епишев Н.И. Диагностирование газотурбинных двигателей и их узлов по термогазодинамическим и виброакустическим параметрам. Самара: СГАУ, 2007. 189 с.
- 2. Кунина П.С., Величко Е.В., Нижник А.Е., Музыкантова А.В. и др. Анализ дефектов опорных элементов газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистральных газопроводов // Территория Нефтегаз. 2016. №4. С. 68-75.
- 3. Паранук А.А., Кунина П.С., Бунякин А.В., Абессоло М.К. Оценка технического

- состояния узлов газоперекачивающих агрегатов как модель колебательной системы // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №4. C 88-90.
- 4. Дроконов А.М., Осипов А.В., Бирюков А.В. Подшипники турбинных установок. Учебное пособие. Брянск: БГТУ, 2009. 103 с.
- 5. Старосельский А.А., Гаркунов Д.Н. Трение, изнашивание и смазка. М.: Машиностроение, 1967. 297 с.
- 6. Максимов В.А., Баткис Г.С. Трибология подшипников и уплотнений жидкостного трения высокоскоростных турбомашин. Казань: Фэн. 1998. 430 с.
- 7. Добровольский В.А. Детали машин. Теория: конструкция и расчеты. М.: Машгиз, 1939.
- 8. Паранук А.А., Хрисониди В.А., Схаляхо З.Ч., Пономарева Г.В. Методы и средства измерений, испытаний и контроля в нефтегазовой промышленности. Краснодар: Издательский Дом — Юг, 2016. 472 с.

- 9. Абессоло М.К., Кунина П.С., Паранук А.А., Поляков А.В. Влияние тепловых эффектов и механических повреждений на работоспособность гидродинамических упорных подшипников скольжения ГПА // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №2. C. 20-22.
- 10. Кунина П.С., Паранук А.А., Братченко И.В., Костин С.П. и др. Классификация технических систем по характеру отказов для проведения качественных операций технической диагностики // Образование. Наука. Научные кадры. 2015. №5. C. 261-265.
- 11. Кунина П.С., Паранук А.А., Братченко И.В., Костин С.П. и др. Методы контроля технического состояния газоперекачивающих агрегатов по параметрам вибрации // Образование. Наука. Научные кадры. 2015. №4. C. 199-205.

Температура (т),	Динамическая вязкость µ,	Частоты вращения корпу- — са вала (ω¹), Гц	Коэффициенты жесткости подшипника ( $k^2$ ), . $10^8$ н/м
10	1793	100	0,3
30	47,48	200	0,77
F0	10.77	300	1,6
50	18,74	400	2,9
70	9,06	500	4,5
100	4,0	600	6,5

Tab. 3 —Technical specifications of T∏-222 oil coolant

Таб. 3 — Технические характеристики охлаждающего масла  $T\Pi$ -222 Таб. 4 — Значения, полученные для диагностического параметра  $k^2$ Tab. 4 — Values obtained for  $k^2$  diagnostic parameter





- г. Екатеринбург, г. Сургут, г. Новый Уренгой
- +7 (343) 288-26-88
- info@tehmet.su
- www.tehmet.su

#### Группа компаний «Техмет» — ведущий поставщик России в отрасли комплексных поставок продукции для монтажа нефтегазопроводов.

- Сварочные материалы
- Абразивные материалы
- Комплектующие для сварки
- Всё для газосварки
- Всё для монтажа и сварки нефтегазопроводов
- Сварочное оборудование
- Цель компании: создавать уверенность у потребителей в бесперебойности производства.

ENGLISH DIAGNOSTICS

## Calculation of vibrations diagnostic parameter to assess technical status of sleeve bearings of the gas turbine plant

UDC 62-137

**Authors:** 

**Marten A. Abessolo** — post-graduate student **Polina S. Kunina** — Sc.D., professor

Arambiy A. Paranuk — Ph.D., senior lecturer; <a href="mailto:rambi.paranuk@gmail.com">rambi.paranuk@gmail.com</a>

**Alexey V. Bunyakin** — Ph.D., associate professor

**Dmitry A. Inozemtsev** — assistant

FGBOU VO Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

#### Abstract

In this article were analyzed causes of failures the gas pumping unit equipment of compressor stations and statistics of theirs's failures in the course of 10 years. Key causes responsible for failures of sleeve bearings which fix the position of the turbine rotor shaft and ensure minimal clearance in the inflow section have been revealed. An original mathematical model of the basic components in a gas pumping unit has been devised for the purpose of identifying faults happening in the thrust section of the sleeve bearings based on diagnostic parameters. This has made it possible to ascertain the working condition of the sleeve bearings by the change in their rigidity in the oscillating model of the gas pumping unit key elements.

#### Materials and methods

Lagrange equation, mathematical simulation, measuring system CK-1100.

#### Results

This paper determined the diagnostic parameter of sleeve bearings in gas pumping units. The results obtained on modelling; in 80% of cases allow to diagnose the gas pumping unit's malfunctions according to the condition of the sleeve bearings attributable, which represents an excellent practical result for the engineering practice.

The diagnostic parameter created by the authors allows effective determination of the bearing assembly's technical condition in the gas pumping unit when it is in operation. Its use in practical environment is capable of detecting early

development of any defects and faults in the sleeve bearings of the gas pumping units.

#### **Conclusions**

Let us point out that the mathematical model put forward by the authors can be also used for other types of bearings in the gas pumping unit provided other diagnostic parameters are chosen which are characteristic of the system. Based on the obtained mathematical model, it is planned to develop a program for monitoring the status of sleeve bearings and to install it on the operating facilities of Gazprom Publicly Traded Company.

#### Keywords

vibratory status, bearing assembly, vibration parameter, rigidity coefficient, oscillating system

#### References

- 1. Kiselev Yu.V., Epishev N.I. *Diagnostirovanie* gazoturbinnykh dvigateley i ikh uzlov po termogazodinamicheskim i vibroakusticheskim parametram [Vibroacoustic diagnostics of gas turbine engines and their parts.]. Samara: *SGAU*, 2007, 189 p.
- 2. Kunina P.S., Velichko E.V., Nizhnik
  A.E., Muzykantova A.V. and oth.
  Analiz defektov opornykh elementov
  gazoperekachivayushchikh agregatov
  kompressornykh stantsiy magistral'nykh
  gazoprovodov [Analysis of the supporting
  elements defects of gas pumping units of
  the main gas pipeline compressor station].
  Territorija neftegas, 2016, issue 4,
  pp. 68–75.
- 3. Paranuk A.A., Kunina P.S., Bunyakin A.V., Abessolo M.K. *Otsenka tekhnicheskogo sostoyaniya uzlov gazoperekachivayushchikh agregatov kak model' kolebatel'noy sistemy* [Evaluation of the technical condition of sectors of gas compressor units as a model of oscillating system]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 4, pp. 88–90.
- 4. Drokonov A.M., Osipov A.V., Biryukov A.V.

- *Podshipniki turbinnykh ustanovok* [Turbine units' bearings]. Textbook. Bryansk: *BGTU*, 2009, 103 p.
- Starosel'skiy A.A., Garkunov D.N. *Trenie, iznashivanie i smazka* [Friction, wear and grease.]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1967, 297 p.
- Maksimov V.A., Batkis G.S. *Tribologiya* podshipnikov i uplotneniy zhidkostnogo
   treniya vysokoskorostnykh turbomashin
   [Tribology of bearings and liquid friction
   seals of high-speed turbomachines].
   Kazan: *Fen*, 1998, 430 p.
- 7. Dobrovol'skiy V.A. *Detali mashin. Teoriya:* konstruktsiya i raschety [Machine parts. Theory of construction and calculation]. Moscow: *Mashgiz*, 1939, 656 p.
- Paranuk A.A., Khrisonidi V.A., Skhalyakho Z.Ch., Ponomareva G.V. Metody i sredstva izmereniy, ispytaniy i kontrolya v neftegazovoy promyshlennosti [Methods and measurement instruments, testing and control in the oil-gas industry]. Krasnodar: Izdatel'skiy Dom — Yug, 2016, 472 p.
- 9. Abessolo M.K., Kunina P.S., Paranuk A.A., Polyakov A.V. Vliyanie teplovykh effektov i mekhanicheskikh povrezhdeniy na

- rabotosposobnost' gidrodinamicheskikh upornykh podshipnikov skol'zheniya GPA [Impact of heat effects and mechanical defects on functional capacity the thrust bearing of gas compressor unit]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 2, pp. 20–22.
- 10. Kunina P.S., Paranuk A.A.,
  Bratchenko I.V., Kostin S.P. and
  oth. Klassifikatsiya tekhnicheskikh
  sistem po kharakteru otkazov dlya
  provedeniya kachestvennykh operatsiy
  tekhnicheskoy diagnostiki
  [Classification of technical systems
  by nature of refusals for carrying out
  high-quality operations of technical
  diagnostics]. Obrazovanie. Nauka.
  Nauchnye kadry, 2015, issue 5,
  pp. 261–265.
- 11. Kunina P.S., Paranuk A.A., Bratchenko I.V., Kostin S.P. and oth. *Metody kontrolya tekhnicheskogo sostoyaniya gazoperekachivayushchikh agregatov po parametram vibratsii* [Methods of control of technical state gas compressor units of vibration parameters]. *Obrazovanie. Nauka. Nauchnye kadry*, 2015, issue 4, pp. 199–205.

### ГЕА: Становимся ближе к клиенту

Международный машиностроительный концерн GEA Group AG (штаб-квартира расположена в Германии, Дюссельдорф) широко известен в России и за рубежом. В состав концерна входят инжиниринговые и производственные компании, обслуживающие различные отрасли промышленности. Основные сферы деятельности компании ГЕА в России проектирование, производство и поставка газокомпрессорного и холодильного оборудования для отечественной энергетической, нефтегазодобывающей и нефтегазохимической отраслей. Помимо разработки, изготовления и поставки компрессорных станций, блоков подготовки газа, сепарационного и других видов оборудования, предприятие осуществляет шефмонтаж, пусконаладку и полное сервисное обслуживание оборудования на протяжении всего срока эксплуатации. Компания является лидером в своем сегменте и предлагает полный комплекс услуг на рынке оборудования для энергетической и нефтегазовой отраслей.

В рамках реализации проекта строительства ГТУ-ТЭЦ ООО «Маяк-Энергия», компания ГЕА осуществила поставку блочномодульных установок для подготовки и компримирования топливного газа для газотурбинных установок заказчика. Кроме двух ДКС ГЕА Сириус блочно-модульного исполнения производительностью 3150 нм³/час и мощностью 500 кВт каждая, в объем поставки вошли: блочный пункт подготовки газа (БППГ) и два блока отключающей арматуры (БОА). Все оборудование было изготовлено в России на производстве ГЕА в городе Климовск Московской области.

Одной из особенностей ДКС ГЕА Сириус, предназначенных для подачи топливного газа, является специально разработанная система очистки топливного газа от масла. Эта система позволяет уменьшить содержание масла в газе после ДКС до 0,5 ppm и обеспечить надежную работу газотурбинных установок. Всепогодное укрытие компрессорной установки оборудовано системами электроснабжения, освещения, отопления, вентиляции, пожаротушения. 22 сентября 2017 года в г. Пенза состоялась торжественная церемония открытия ГТУ-ТЭЦ ООО «Маяк-Энергия».

Поставка оборудования ГЕА позволит заказчику значительно увеличить эффективность энергоемкого производства за счет выработки собственной электроэнергии. Кроме того, компания ГЕА готова осуществлять сервис и поставку запасных частей на протяжении всего срока службы оборудования. Наличие склада запасных частей и штата высококвалифицированных сервисных инженеров (более 120 человек) позволяет решать задачи любой сложности в кратчайшие сроки.

Также недавно, следуя стратегии регионального развития сервиса, Ханты-Мансийском автономном округе -Югре открылось Обособленное подразделение компании ГЕА в г. Сургут. Решение об открытии сервисного центра в данном регионе было принято неспроста. В ближайшие годы компания ГЕА будет осуществлять сервисное обслуживание и ремонт оборудования для нескольких крупных компаний региона. В ближайших планах — открытие сервисных пунктов в Новосибирске и Самаре. Это также является логическим продолжением развития.

«Как только появляется большая концентрация обслуживаемых клиентов в каком-то регионе, мы задумываемся об открытии там обособленного подразделения. Стоит отметить, что третья часть наших сотрудников работает именно в сервисном направлении, и это подчеркивает, что количество установленного оборудования постоянно растет. Кроме того, за счет таких подразделений мы сокращаем сроки поставки оборудования и становимся ближе к клиенту. Мы идем туда, где находится наш клиент» — комментирует Президент Группы компаний ГЕА в России Оливер Ческотти.



ГЕА в России 105094, Москва, Семёновский вал, 6A +7 495 787 20 20 sales.russia@gea.com www.geaenergy.ru







ЗАВОД «УРАЛТРУБОДЕТАЛЬ» — ЭТО
ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ,
ОСНАЩЕННОЕ СОВРЕМЕННЫМ
И ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫМ
ОБОРУДОВАНИЕМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА
СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА.

#### Мы производим:



Тройники сварные и штампосварные, переходы сварные, узлы, кольца переходные и отводы секционные сварные. ТУ 1469-006-82932963-2016, класс прочности К34-К60. Диаметр от 530 до 1420 мм ОСТ 34-10-753-97, 36-22-77, ТС 585.000. ТС RU C-RU.AB24.B.05045 ТС RU C-RU.AB24.B.04690. ТС RU C-RU.AB24.B.05960



#### Обечайка вальцованная сварная,

сталь 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 13ХФА и др. по ТУ 0913-005-82932963-2016. Диаметр DN от 500 до 3800 мм, толщина стенки до 50 мм



**Тройники штампованные из нержавеющей стали**, сталь 08X18H10T, 10X17H13M2T, 12X18H10T и др., по ТУ 1469-003-82932963-2016. Диаметр от 20 до 426 мм TC RU C-RU.AB24.B.04218



#### Тройники, переходы, заглушки штампованные,

сталь 13ХФА, 20А, 09ГСФ, 08ХМФЧА и др., по ТУ 1469-004-82932963-2016. Диаметр от 20 до 426 мм ТС RU C-RU.AB24.B.04580, TC RU C-RU.MЮ62.B.02934



Адрес: г. Челябинск, Свердловский тракт, д. 28-а Телефоны: +7 (351)222-36-30, 222-36-31, 8-800-350-60-65

Сайт: www.uraltrubodetal.ru E-mail: info@uraltrubodetal.ru



Заглушки эллиптические по ГОСТ 17379-2001 и днища штампованные по ТУ 1469-006-82932963-2016, сталь 20, 09Г2С, 3, 17Г1С, 13ХФА, 20А и др. Диаметр заглушки: 32 – 530 мм, днища: 530 – 1420 мм РОСС RU.AM32.HO3462, TC RU C-RU.AB24.B.04690



#### Тройники штампованные ПЕРЕХОДНЫЕ,

сталь 20, 09Г2С, 3, 17Г1С и др., по ТУ 1468-001-82932963-2009. Диаметр от 159 до 426 мм, ответвления от 45 мм РОСС RU.AИ30.H18998



Тройники штампованные бесшовные, сталь 20, 09Г2С, 3,

17Г1С и др., по ГОСТ 17376-2001. Диаметры исп. 2: 20 – 426 мм, исп. 1: 20,3 – 60,3 мм РРС 00-042448



**Переходы штампованные**, сталь 20, 09Г2С, 3, 17Г1С и др., по ГОСТ 17378-2001, концентр и эксцентр. Диаметр от 45 до 426 мм TC RU C-RU.AB24.B.04653

\*При необходимости дополнительная комплектация поставки другим трубопроводным оборудованием.

\*Продукция сертифицирована и проходит все необходимые процедуры входного контроля и контроля качества готового изделия.

## Продукция изготавливается из российского сырья

#### Сертификаты качества

Единый реестр Систем менеджмента качества поставщиков МТР для ПАО Газпром





Соединительные детали трубопровода по ГОСТ



Тройники из нержавеющей стали



Соединительные детали

грусопроводов сварные
PARKETA CALL
FRE STRUCTURES
OF MAN OF STATEMENT OF THE PROPERTY OF THE PRO
Control of the Contro
Security RCOM, 6907 - september proprietage legal on an in 1 con 15 Security appr 190001, 6905, september (responsed security of the
The state of the s
NAME AND ADDRESS OF THE PARTY O
(NYTHIN BUT THE AND THE CONTRACTOR ASSESSMENT OF THE CONTRACTOR OF
The Companies of the Co
Total Total

Тройники сварные по ОСТ



Переходы сварные по ОСТ



## Мембранные технологии в установках получения азота из воздуха

#### Ю.Л. Кузнецов

к.т.н., генеральный конструктор

#### А.В. Бураков

начальник центрального конструкторского бюро

#### А.С. Перминов

начальник конструкторского отдела

#### С.Н. Серебренников

ведущий инженер

000 «Компрессор Газ», Санкт-Петербург, Россия

Рассмотрены вопросы мембранного воздухоразделения, проанализирован опыт применения предприятием мембран для воздухоразделения, выявлены основные факторы, влияющие на процесс воздухоразделения, определены оптимальные рабочие параметры для энергоэффективного получения азота чистотой 99% и выше.

#### Ключевые слова

азот, мембраны, компрессор, воздухоразделение

ООО «Компрессор Газ» — предприятие по комплексному проектированию, разработке, серийному изготовлению, вводу в эксплуатацию «под ключ» высокотехнологичного оборудования для газовой и нефтяной промышленности. Тесное сотрудничество с эксплуатирующими организациями позволяет оперативно реагировать на потребности рынка и совершенствовать образцы газового и компрессорного оборудования, заменяющие аналоги импортного производства. Предприятие выпускает широкий ассортимент следующей серийной продукции:

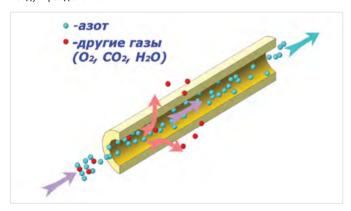
- компрессоры и компрессорные станции с конечным давлением от 0,7 до 42,0 МПа (винтовые, поршневые, мембранные);
- азотные установки;
- установки подготовки топливного и импульсного газа;
- газораспределительные станции;
- блочные дожимные компрессорные станции;
- блочные воздушные компрессорные станции;
- блоки фильтров топливного газа;
- блоки очистки и осушки воздуха и других газов с давлением до 42,0 МПа.

В настоящее время для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в промышленности и обеспечения безопасности газоопасных и огневых работ на промышленных объектах, магистральных и технологических трубопроводах всё чаще применяют азотные технологии. Азот используется для заполнения и вытеснения газа из технологического оборудования и участков трубопроводов.

В качестве источников азота на промышленных объектах на сегодняшний день успешно применяются стационарные и передвижные азотные установки, основанные на технологии мембранного выделения азота из воздуха.

Принцип мембранного воздухоразделения состоит в том, что «быстрые» газы, такие как  $O_2$ ,  $CO_2$ , и  $H_2O$ , пропускаются материалом непористой полимерной мембраны больше чем  $N_3$  (рис. 1).

Воздухоразделительная эффективность мембраны определяется параметрами трансмембранного газопереноса материала рабочего селективного слоя (0,1–0,01 мкм) мембраны: газопроницаемостью и селективностью. В зависимости от соотношения газопроницаемости и селективности полимера, использованного при получении мембраны, а также от наличия мембран разной конфигурации (плоская, половолоконная), можно подобрать техническое решение при выборе схемы воздухоразделительного процесса [1].



 $Puc.\ 1- Принцип\ мембранного\ воздухоразделения$ 

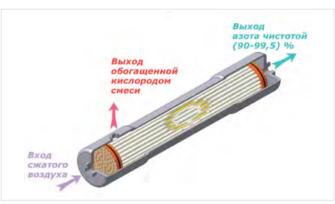


Рис. 2 — Схема работы мембранного модуля

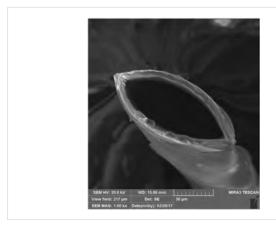


Рис. 3 — Фото мембранного волокна (диаметр порядка 150 мкм)

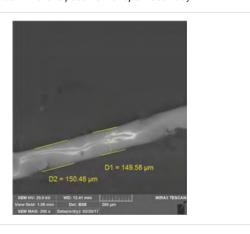


Рис. 4— Фото стенки мембранного волокна (толщина стенки порядка 7 мкм)

Основные материалы, применяемые для изготовления воздухоразделительных мембран, и компании, производящие мембраны в промышленном масштабе, приведены в таб. 1 [2].

На молекулярном уровне на процесс мембранного разделения газа существенно влияет величина удельной поверхности мембраны, в связи с чем в промышленности применяются преимущественно полые волокна, поскольку полые волокна имеют более высокую эффективную площадь поверхности на единицу объема мембранного модуля по сравнению с другими.

Плотность упаковки волокон (удельная площадь на единицу объема) для половолоконных мембранных модулей > 10000 м²/м³.

Площадь мембраны в каждом модуле ориентировочно составляет  $300-600 \text{ м}^2$ .

Из материалов, указанных в таб. 1, формируются полые волокна, на внутренней либо наружной поверхности которых наносится селективный слой. Схема работы мембранного модуля приведена на рис. 2.

Внешний диаметр полых волокон может изменяться в зависимости от применения и варьироваться от 50 до 3000 мкм. Волокна могут быть изготовлены из одного или двух материалов. Два слоя используются для внешней или внутренней поверхности. Селективный слой может быть интегрирован с волокном или выполнен отдельным (покрытием), нанесенным на пористую подложку (волокно). Внешний диаметр от

50 до 200 мкм обычно называют «тонкими полыми волокнами». Это волокна высокого давления сепарации газа, так как они могут противостоять внешнему гидростатическому давлению до 1000 кПа [3].

В зависимости от требуемых эксплуатационных характеристик, а также конечных потребителей азота (продувка оборудования и трубопроводов, питание импульсным газом запорно-регулирующей арматурой (ЗРА) и т.п.), к установкам предъявляются следующие основные требования: чистота азота от 95 до 99,5 %; давление азота от 1,0 ло 2.5 МПа, а также ло 15.0 МПа для систем высокого давления; точка росы не более минус 70°С при использовании в качестве импульсного газа в системах ЗРА. При этом производительность установок по азоту может варьироваться от 100 до 1000 нм3/ч и выше. На рис. 5 и рис. 6 показана блочная контейнерная мембранная азотная установка производительностью 600 м³/час, рабочим давлением от 1,0 до 2,5 МПа.

В качестве основного оборудования, входящего в мембранную азотную установку, можно выделить компрессорные агрегаты, системы подготовки воздуха и воздухоразделительные блоки (мембранные модули), взаимодействие которых по установленному алгоритму позволяет обеспечить требуемые параметры выдачи азота потребителю. С точки зрения энергоэффективности целесообразно размещение модулей в отдельном отсеке с

автоматизированным поддержанием необходимой температуры. Пример подобного размещение мембранных модулей показан на рис. 6.

Опыт разработок и поставок ООО «Компрессор Газ» мембранных азотных установок позволяет изготавливать установки с оптимальным набором технологического оборудования для надежной эксплуатации и подтверждения заявленных характеристик. В процессе отработки технологической схемы и алгоритмов работы установок были получены практические результаты и зависимости, позволяющие моделировать оптимальные условия ведения процесса получения азота с минимальным набором необходимого оборудования, высокой эффективностью и оптимальными энергозатратами. Выявлено, что главными факторами, влияющими на процесс мембранного воздухоразделения, являются параметры рабочей среды, а именно — давление и температура воздуха на входе в мембранные модули.

В соответствии с конструктивными особенностями и физико-химическими процессами, проходящими в мембранных модулях, известно, что удельная производительность единичной мембраны имеет прямо пропорциональную зависимость от давления протекания процесса. При этом в настоящее время на рынке серийных мембранных модулей существует ограничение по максимальному рабочему давлению 2,5 МПа.



Рис. 5— Мембранная азотная установка для Заполярного НГКМ (вид снаружи)



Рис. 6— Мембранная азотная установка Заполярного НГКМ (отсек с воздухоразделительными мембранными модулями)

Полимер, из которого сделана мембрана	Газопроницаемость по кислороду Р(О2), Баррер	Селективность α (O2/ N2)	Изготовители мембранных модулей
Полиимид (ПИ), Polyimide, polyaramide	0,27	6,9	Air Liquide medal (Франция)
Полисульфон, Polysulfone	1,4	5,6	Airproducts (США)
Полиимид (ПИ), Polyimide	0,27	6,9	Evonik (Германия)
Тетрабром-поликарбонат (ТБПК), Tetrabromepolycarbonate	1,4	7,6	IGS Generon membrane technology (США)
Полифениленоксид (ППО), Polyphenylene oxide	0,4	3,9	Parker (США)
Полиимид/Polyimide (ПИ), Upilex	0,27	6,9	UBE membranes (Япония)
Ацетат целлюлозы (АЦ), Separex	1,1	4,5	UOP LLC, A Honeywell Company (США)

Таб. 1 — Материалы и изготовители половолоконных мембранных модулей

Выбор величины давления, при котором протекает процесс воздухоразделения, определяется на этапе проектирования установок в соответствии с технологическими и эксплуатационными потребностями конечного потребителя азота, а именно мобильностью, массогабаритными характеристиками установок, допустимыми энергозатратами и т.п.

В большинстве случаев для стационарных азотных установок целесообразно применение стандартных винтовых компрессоров, обеспечивающих максимальное давление нагнетания 1,3 МПа, а также применение стандартной ЗРА. При этом, учитывая потери давления в системах воздухоподготовки, давление процесса варьируется в диапазоне от 1,1 до 1,2 МПа. Данная величина давления в общих случаях удовлетворяет технологическим потребностям промышленных объектов.

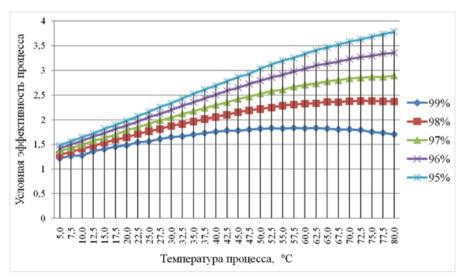
Как отмечалось выше, температура процесса воздухоразделения также оказывает влияние на эффективность протекания процесса следующим образом: чем ниже температура процесса, тем выше отношение производительности азота к потребляемому воздуху, однако при этом снижается общая производительность мембраны (выход азота); чем выше температура, тем выше производительность, однако конструктивные особенности мембран допускают протекание процесса при температуре в диапазоне от 5 до 80 °C. Условная

эффективность процесса воздухоразделения в зависимости от температуры протекания процесса представлена на графике (зависимость получена при давлении процесса 1.15 МПа).

Условная эффективность — это произведение отношения потребляемого воздуха к продуктовому азоту на относительную производительность мембраны (производительность мембраны при температуре процесса 80 °C принята за единицу, производительности при других температурах — как доли от единицы).

Из графика видно, что, несмотря на повышение производительности мембраны при повышении температуры среды, эффективность, при необходимости получения азота чистотой 98% и выше, падает после определенного значения температуры, либо растёт незначительно. К примеру, оптимальная температура получения азота чистотой 99% — 45–50 °С и дальнейшее повышение температуры процесса воздухоразделения не дает существенных преимуществ, повышая при этом общие энергозатраты установки.

На рис. 8 представлен график зависимости потребляемой компрессором установки мощности от требуемой производительности при давлении процесса 1,15 МПа и температуре 42,5 °C. График позволяет оценить уровень энергозатрат на производство азота различной чистоты.



 $Puc. 7 - \Gamma paфик зависимости эффективности от температуры$ 

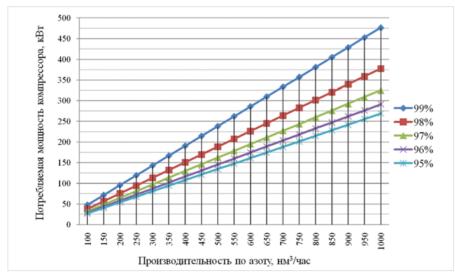


Рис. 8— График зависимости потребляемой компрессором мощности от производительности установки

В заключении стоит отметить, что производство азота методом мембранного разделения воздуха имеет свои особенности и преимущества, для снижения инвестиционных и эксплуатационных затрат необходимо обеспечивать оптимальные технологические параметры мембранной азотной установки. Давление, температура, состав и тип применяемого оборудования должны выбираться на этапе проектирования и учитывать весь спектр требований конечного потребителя азота.

Дальнейшее направление научных исследований для развития мембранных технологий разделения газа связано с получением новых материалов или синтезом материалов мембран с более высокой эффективностью (высокой селективностью и проницаемостью), обеспечивающих повышение механических свойств мембраны, улучшение временной стабильности, стойкость к загрязняющим факторам, увеличение сроков службы мембраны, инертность по отношению к агрессивным примесям.

Перед предприятиями отечественной промышленности стоит сложная задача создания опережающих технологий и материалов с качественно новыми свойствами для создания конкурентоспособной на мировом рынке продукции. Решение задач необходимо осуществлять совместно с ведущими научными организациями, имеющими опыт, специализированные лаборатории и специальное исследовательское оборудование. Это в первую очередь относится к области мембранного воздухоразделения.

Для развития отечественных мембранных технологий и обеспечения поставок газового и компрессорного оборудования с применением современных технологий ООО «Компрессор Газ» совместно с Политехническим университетом имени Петра Великого и «Российским научным центром «Прикладная химия» (ранее «ГИПХ») основал консорциум, базирующийся на опыте фундаментальных научных школ, имеющий собственную промышленную площадку, современную научно-исследовательскую и испытательную базу.

#### Список литературы

- 1. Тепляков В.В., Алентьев А.Ю., Малых О.В. Сравнительный анализ мембранных модулей различного типа для получения азотсодержащих газовых смесей из воздуха. Методическое руководство.
  - М.: МГУ им. М.В. Ломоносова. 2007. 35 с.
- 2. Progress in Filtration and Separation. Ed. by E. Steven Tarleton, Academic Press, 2014, 698 p.
- Membrane gas separation technologies for biogas upgrading, RSC Advances, February, 2015.



194044, г. Санкт-Петербург, Б. Сампсониевский пр-т, 64 +7 (812) 295-30-27 office@compressor-gaz.ru www.compressor-gaz.ru

# 25 ЛЕТ OPEROR pro VITA РАБОТАЕМ ДЛЯ ЖИЗНИ



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

# СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

Основное направление развития компании — создание современных, высокоэффективных установок с использованием лучших комплектующих элементов от ведущих российских и мировых производителей.

Выпускаемые азотные и кислородные установки характеризуются низким электропотреблением и высокой надежностью.

Использование новейших адсорбентов и современных технологических решений позволяет производить азот чистотой до 99, 9999% и кислород чистотой до 99%.



# Производство азота и кислорода методом короткоцикловой безнагревной адсорбции



А.К. Акулов

д.т.н., профессор, генеральный директор

Научно-производственная компания «Провита», Санкт-Петербург, Россия

Основным источником азота и кислорода является атмосферный воздух. Для промышленного производства этих газов используются: метод криогеной ректификации, короткоцикловая безнагревная адсорбция (КБА) или мембранная технология. Метод КБА основан на патенте американского изобретателя Скарстрома и стал использоваться в промышленности с 60-х гг. прошлого века. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии.

Метод криогенной ректификации целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м³/час воздуха, т.е. при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона. При этом продукты разделения воздуха поступают к потребителю в газообразном или в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию в среднем — 99,5%, а азот — от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок являются: невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодического отогрева оборудования для его ремонта и профилактики. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95-99,9% или кислорода чистотой не более 40%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газа через специальные мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно снижается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, завышая ее производительность. что так же приводит к увеличению расхода сжатого воздуха. К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

- более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией — процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии:
- для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°C, что также влечет дополнительный расход электроэнергии;

 относительно низкая чистота получаемого азота.

Энергозатраты на получение азота в этих установках в среднем составляют 1,1 кВт-ч/ м³.

В 70-е годы было обнаружено, что при осушке воздуха на цеолитах методом КБА одновременно происходит его обогащение кислородом. Это связано с тем, что на цеолитовых молекулярных ситах адсорбционная емкость по азоту примерно в 2 раза выше емкости по кислороду. После этого были предложены схемы получения кислорода методом адсорбции. В 80-е гг. в мире уже работали десятки адсорбционных установок, производящих кислород чистотой 93%. К настоящему времени их количество составляет сотни тысяч.

С конца прошлого столетия адсорбционная технология активно используется и для получения чистого азота. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Современные углеродные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%.

Адсорбционные установки работают полностью в автономном режиме, в случае прекращения потребления азота или кислорода они переходят в режим ожидания. Производительность адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10—15 лет.

Газообразный кислород с чистотой от 90 до 95% широко используется в разнообразных отраслях промышленности: сварка и пайка металлов, черновая резка металла, огневая обработка стекла, извлечение благородных металлов из руд, рыборазведение, озонирование при отбеливании продукции в целлюлозно-бумажной промышленности и т. п.

Широкому внедрению адсорбционных установок способствовали их конкурентные преимущества перед альтернативными способами получения кислорода, в основном, перед криогенным. В отличие от него адсорбционный способ позволяет создавать сверхмалые установки, позволяющие решать

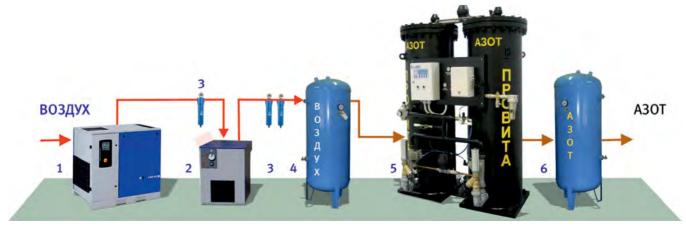


Рис. 1 — Схема адсорбционной установки

локальные задачи. При этом выход на режим адсорбционного генератора не превышает 10—15 мин. Кроме того, прогресс в разработке оптимальных схем и адсорбентов привел к тому, что к настоящему времени стоимость кислорода оказалась практически одинаковой для обоих способов его получения.

Однако в настоящее время криогенный способ все еще является лидером на рынке многотонажного производства кислорода за счет его более высокой чистоты, позволяющий получать продукт с содержанием примесей менее 0,5%.

Промышленные применения газообразного азота обусловлены его инертными свойствами. Газообразный азот пожаро- и взрывобезопасен, препятствует окислению, гниению. В нефтехимии азот применяется для продувки резервуаров и трубопроводов. проверки работы трубопроводов под давлением, увеличения выработки месторождений. В горнодобывающем деле азот может использоваться для создания в шахтах взрывобезопасной среды, для распирания пластов породы. В производстве электроники азот применяется для продувки областей, не допускающих наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами — азот может успешно заместить воздух.

Важной областью применения азота является его использование в процессе синтеза разнообразных соединений, содержащих азот, таких, как аммиак, азотные удобрения, взрывчатые вещества, красители и т. п. Большое количество азота используется в коксовом производстве («сухое тушение кокса»), при выгрузке кокса из коксовых батарей, а также для «передавливания» топлива в ракетах из баков в насосы или двигатели. В последнее время азот широко используется в процессах автоматической лазерной резки металлов.

Газообразным азотом заполняют камеры шин шасси летательных аппаратов. Кроме того, заполнение шин азотом стало популярно и среди автолюбителей, хотя однозначных доказательств эффективности использования азота вместо воздуха для наполнения автомобильных шин нет.

Научно-производственная компания «Провита» производит оборудование для адсорбционного разделения воздуха с 1991 г. и является ведущим российским разработчиком и производителем кислородных и азотных адсорбционных установок. При использовании этих установок существенно сокращаются производственные затраты. Это достигается за счет низкой себестоимости производимого газа, относительно невысоких капитальных затратах, а также благодаря использованию уникальных технологических решений и высокой надежности адсорбционных генераторов.

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает: винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха, рефрижераторный или адсорбционный осушитель, блок фильтров для очистки воздуха от паров масла, воздушный ресивер, адсорбционный генератор для разделения воздуха и продукционный ресивер (рис. 1). В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенном системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до+45°C.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-8, которая выполняет следующие функции:

- гибкую настройку параметров процесса;
- непрерывный контроль и мониторинг всех параметров процесса;
- автоматическую остановку оборудования при выходе значений контролируемых параметров за установленные пределы с выводом аварийного сигнала;

- автоматическую остановку генератора при прекращении потребления продукционного газа;
- автоматический пуск при возобновлении потребления продукционного газа;
- возможность вывода информации на внешние устройства.

Система управления PCS-8 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции.

Блок управления имеет удобный пользовательский интерфейс, информация отображается на ж/к дисплее на русском или английском языке.

Компания «Провита» накопила уникальный опыт в проектировании, изготовлении, поставке и обслуживании оборудования для получения газообразного кислорода и азота и заработала репутацию надежного производителя адсорбционного оборудования и проверенного поставщика.

При производстве адсорбционных установок «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих отечественных и мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот или кислород 24 часа в сутки, 365 дней в году. Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Компания «Провита» предлагает широкую линейку адсорбционных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин и более и постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистых кислорода и азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на их производство.



Рис. 2 — Мобильная адсорбционная установка

#### 28-29 MAPTA 2018 r.



### г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ

Ямало-Ненецкий автономный округ

Межрегиональная специализированная выставка

### ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках Новоуренгойского газового форума

Организатор выставки:

Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:



ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис",

. Новосибирск

Тел.: (383) 335 63 50 — многоканальный, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

ВЫСТАВКА
Газ. Нефть.
Новые Технологии Крайнему Северу

Крайнему Северу

Крайнему Северу

Крайнему Северу

Крайнему Северу

28 - 30 MAPTA

г. Оренбург

#### ООО «УралЭкспо»

тел./факс: (3532) 67-11-03, 67-11-05, 45-31-31 uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

ху специализированная • ВЫСТАВКА•

## «HEOTЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
  - Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
  - Трубы и трубопроводы, инструменты и др.



**Рафис Раисович Мухаметшин** генеральный директор АО "Новые технологии"

Мы оказываем широкий спектр сервисных услуг в области строительства, капитального ремонта, реконструкции и диагностики систем трубопроводного транспорта и про-

систем трубопроводного транспорта и проведении инженерной экспертизы по данным работам. Наша компания стремится быть лидером в области проведения безостановочных врезок и подключений на действующих трубопроводах, пионером в области внедрения и совершенствования методов химической очистки и внутритрубной диагностики трубопроводов. Все работы производятся в соответствии с технологическими стандартами и проходят инженерную экспертизу.

Реализуемая стратегия деятельности предприятия, постоянное повышение квалификации специалистов, обеспечение высокого качества выполняемых работ, создание и развитие материально-технической базы, создание благоприятных условий труда работников, активное сотрудничество с отечественными и зарубежными производителями — все это позволило создать мобильную и конкурентоспособную структуру, способную оперативно и качественно выполнять свою работу.

#### Направления деятельности:

- Подключение узлов и врезка на действующих трубопроводах без остановки транспортировки продукта.
- Строительно-монтажные работы на магистральных трубопроводах.
- Химическая очистка внутренней полости трубопроводов ТЭК.
- Внутритрубная диагностика трубопроводов.
- Изготовление и поставка очистных устройств для трубопроводов.

## Уникальные сервисные решения для трубопроводного транспорта

Компания АО «Новые технологии» образована в 2011 году группой энтузиастов и профессионалов своего дела. Основной идеей сплочения этого коллектива явилось применение современных разработок и внедрение инноваций в сфере оказания услуг компаниям топливноэнергетического комплекса.

- Экспертиза промышленной безопасности.
- Защита трубопроводов от внутренней и наружной коррозии.
- Изготовление универсальных временных камер для запуска СОД.

#### Врезка под давлением на действующих трубопроводах

АО «Новые технологии» производит полный комплекс сервисных работ на действующих трубопроводах — от монтажа и приварки разрезных тройников на объекте под давлением до технологического захлёста вновь монтируемого участка.

Врезка и перекрытие действующего трубопровода позволяет проводить замену (ремонт) дефектного участка или запорной арматуры, подключение отводов и иные виды реконструкции трубопровода без остановки перекачки транспортируемого продукта. Большой опыт по сварке на действующих трубопроводах позволяет нам производить полный цикл работ в кратчайшие сроки с надлежащим качеством. Данный вид работ позволяет существенно сократить расходы при ремонте и является экологически безопасным.

#### Санация трубопроводов методом плотной посадки полиэтиленового лайнера

Для борьбы с внутренней коррозией наиболее эффективным способом является создание барьера между внутренней поверхностью труб и транспортируемой средой. Для этого способа характерно нанесение покрытий на внутреннюю поверхность стальных труб или плакирование различными видами коррозионностойких материалов на основе металлов и неметаллов. Одним из способов

плакирования внутренней поверхности стальных труб является их санирование полиэтиленовыми трубами, где стальная оболочка обеспечивает прочность, а полиэтиленовый лайнер — коррозионную стойкость.

Из всех методов санации в данной статье мы хотели бы остановиться лишь на одной бестраншейной технологии по восстановлению изношенных трубопроводов в полевых условиях, которую считаем особо перспективной для применения в нефтегазовой отрасли России и опыт внедрения которой у нас имеется. Это метод протяжки полиэтиленового лайнера с плотной посадкой при ремонте и эксплуатации промысловых трубопроводов. В процессе плотной подгонки лайнера задействованы полиэтиленовые (ПЭ) трубы с внешним диаметром, несколько превышающим диаметр первичной трубы

Данная технология санации трубопроводов давно и успешно применяется в США и Канаде. В настоящий момент только в одной Канаде просанировано свыше 2/3 всех промысловых трубопроводов. По нормативам этих стран технология позволяет продлить срок службы старой трубы до 50 лет.

Первой российской нефтяной компанией, применившей данную технологию, стала «ТНК-ВР». Пилотный проект стартовал в 2007 г. на Ем-Ёговском месторождении ОАО «ТНК-Нягань». Несмотря на то, что первоначально технология была рассчитана на проведение работ в температурных условиях не ниже +10°С, благодаря грамотной инжиниринговой подготовке и слаженности команды, удалось выполнить все работы исключительно в зимнее время, поскольку в летний период болотистая местность не позволяла их реализовать. Один из участков





горизонтального нефтесборника длиной 580 м был просанирован по просьбе заказчика при температуре -43°C.

В общей сложности в компании «ТНК- ВР» были реализованы 10 проектов по данной технологии, успешно работающих в системе промысловых трубопроводов ПАО «Роснефть» на протяжении 10 лет. Мы говорим коррозии — «НЕТ».

#### Химическая очистка трубопроводов

Химическая очистка трубопроводов позволяет безопасно выполнить комплексный ремонт и восстановление трубопровода, его консервацию с обеспечением некоррозийного состояния, произвести комплекс работ по переводу нефтепроводов под перекачку легких нефтепродуктов. Также химическая очистка позволяет произвести полное удаление остатков перекачиваемого продукта, что обеспечивает экологическую безопасность трубопровода, выведенного в режим консервации, и его стабильно безопасное состояния (СБС).

Предприятие «Новые технологии» имеет многолетний опыт в проведении данного вида очистки и оснащено всем необходимым оборудованием, техническими возможностями и квалифицированным персоналом для проведения полного комплекса работ.

Химическая очистка трубопроводов включает:

- опорожнение трубопровода с помощью очистных скребков, поролоновых поршней и азотных установок;
- разделение трубопровода на участки согласно гидравлическим расчетам;
- монтаж камер пуска-приема средств очистки и диагностики (КПП СОД);
- очистка внутренней полости трубопровода от механических примесей, отложений, остатков воды и ранее перекачиваемой среды с помощью специального очистного реагента. Очистка производится путем создания пробки реагента между очистными устройствами и подачей азота;
- удаление остатков очистного реагента со стенок трубопровода прогоном промывочных партий с отбором контрольных проб;
- проведение ремонтно-восстановительных работ (демонтаж КПП СОД, врезка катушек) и воссоединение трубопровода.

При необходимости консервации трубопровода проводится его заполнение инертным газом (азот) с концентрацией не ниже 98%. Давление инертного газа в трубопроводе доводится до давления 35 бар.

#### Инновационная система защиты конструкционных металлов от внешней коррозии

Разработанная нами система защиты конструкционных металлов от коррозионного разрушения включает в себя: инновационный метод, способ и устройство для установления на поверхности защищаемого трубопровода (или объектов, эксплуатируемых в различных агрессивных средах) потенциала нулевого заряда с помощью периодического тока с обратным, регулируемым по амплитуде и длительности, импульсом и, как результат, достижение динамического равновесия между металлом и агрессивной средой. Следствием динамического равновесия является образование на поверхности защищаемого металла защитной пленки из солей, находящихся в агрессивной среде. толщиной до 0,25 мк с характеристиками диэлектрика — омическим сопротивлением более 30 МОм. Срок образования защитной пленки составляет 3-4 недели после запуска станции электрохимической защиты в эксплуатацию, после чего потребление электроэнергии станцией стремится к нулю. Плотность тока составляет менее 0,006 A/м<sup>2</sup> в водных объектах и до 0,001 A/м<sup>2</sup> в грунтах.

Новый способ электроанализа среды и электрохимической защиты металлов от коррозионного разрушения в природных и искусственных средах рекомендуется к применению преимущественно в судостроении, мостостроении, при добыче, переработке и транспортировке нефти и газа, а также на электростанциях и гидротехнических сооружениях.

Применение данной технологии способствует:

- значительному снижению расходов при строи¬тельстве трубопровода за счет исключения затрат на строительство ВЛ, КТП и СКЗ для энергообеспечения систем катодной защиты
- приведению в динамическое равновесие соотношения металл/агрессивная среда,

- практически исключающего коррозионное растворение металла с доведением коэффициента полезного действия ЭХЗ до 96–98%;
- обеспечению эффективной защиты трубопровода от коррозионного разрушения, вне зависимости от наличия пассивной защиты (покрытий, грунтовок, покраски), на срок более 10 лет.

#### Защита корпусной стали в морской воде

В 2016—2017 гг. проведены тестовые испытания Станции Катодной Защиты режима Малых Токов (СКЗМТ) СП «ДоКла Новые Технологии» на пассажирском судне в каналах г. Чичестер (Англия).

Итоговые результаты с выемкой пассажирского судна на сушу подтверждают ранее полученные результаты об одновременном эффекте защиты малыми токами (плотность тока 0,06 A/м²) от коррозионного разрушения и обрастания моллюсками корпуса судна в агрессивной, застойной воде каналов Англии. За время проведения теста произошло 2 периода активности моллюсков.

Мы уверены, что данные методы антикоррозионной защиты получат широкое распространение в России и СНГ, а сумма опыта, накопленного нами и нашими зарубежными партнерами, откроет дорогу к полномасштабному внедрению технологий на объектах российских нефтегазовых компаний, и позволит АО «Новые Технологии» предоставлять заказчикам полный комплекс услуг по защите от внутренней и внешней коррозии.



115304, Москва, ул. Каспийская, д. 22, корп. 1, стр. 5 +7 (495) 215-16-13 info@zao-nt.com www.zao-nt.com



## Новая жизнь для старого резервуарного парка

По оценкам экспертов, в настоящее время 70% резервуарного парка для хранения нефтепродуктов в России составляют резервуары с возрастом 20–30 лет. Иногда восстановление оборудования, уже отслужившего свой срок, экономически более целесообразно, чем возведение нового. Это особенно актуально применительно к металлическим резервуарам большой емкости, поскольку их демонтаж и утилизация влекут за собой немало проблем. Компания ООО НПФ «Политехника» предлагает использовать инновационную технологию продления срока эксплуатации металлических и бетонных резервуаров с использованием мягких полимерных материалов.

#### Революционная технология

Технология продления срока эксплуатации резервуарных парков и нефтехранилищ полимерными вкладышами, разработанная на Западе, успешно практикуется на российском рынке компанией НПФ «Политехника».

Активное распространение технологии по установке полимерных вкладышей в резервуары связано требованиями оснащать системой защиты от течей наземные вертикальные резервуары (РВС) для хранения наливных продуктов. Поэтому в последние 10—15 лет все действующие одностенные резервуары либо постепенно заменяются на двустенные, либо переоснащаются.

В российских условиях использование композитных вкладышей — это надежная и экономически выгодная альтернатива строительству нового резервуара или капитальной реконструкции старого.

Так, установка в резервуар полимерного вкладыша серии ПЭР-СВ производства НПФ

«Политехника» может перевести резервуар с запретом на эксплуатацию в категорию положительной экспертизы.

#### Полимеры — надежная защита против коррозии

Как показывает практика, основная часть коррозионного износа в процессе эксплуатации приходится на нижнюю часть корпуса, где подтоварная вода, осаждающаяся из нефтепродуктов и насыщенная химически активными элементами, вызывает коррозию днища и нижней части первого пояса, а также на верхнюю часть корпуса и кровлю, подверженных воздействию газовой среды, в которой присутствуют весьма активные коррозионные агенты.

Технология установки полимерных вкладышей в надземный или подземный резервуар позволяет полностью восстановить герметичность резервуара и продлить срок его службы для дальнейшей эксплуатации. Полимерные вкладыши ПЭР-СВ производства НПФ «Политехника» изготавливаются по передовым технологиям и представляют собой полиэфирную ткань с двусторонним полимерным покрытием (в зависимости от условий эксплуатации).

Герметичный вкладыш резервуара сваривается из отдельных сегментов тканей с полимерным покрытием термосварным методом.

Каждый полимерный вкладыш производится индивидуально под конкретные размеры и конфигурацию резервуара.

Компания ООО НПФ «Политехника» выпускает два варианта вкладышей:

- на основе ПВХ, в них могут храниться буровые растворы и суспензии, вода для гидроразрыва пласта, нефтешламы;
- на основе термополиуретанов и многослойных композитов, предназначенные для сырой нефти, бензина, дизельного топлива.

Материал вкладыша обладает высокими характеристиками по механической прочности и химической устойчивости к самым различным типам агрессивных сред. Свойства полимера обеспечивают полную защиту дна и стен стального резервуара от коррозии со стороны агрессивных агентов содержимого.

#### Реставрация вместо капитального ремонта

Перед установкой полимерного вкладыша ПЭР-СВ предварительно необходимо провести ряд операций:

 зачистку поверхностей до необходимой степени, фосфатирование внутренней поверхности резервуара (создание



Сборный гибридный резервуар, оснащенный эластичным вкладышем



Сборка гибридного резервуара, вид внутри

- химическим способом антикоррозийной пленки нерастворимого фосфата);
- обследование толщины стенок методами неразрушающего контроля на предмет соответствия нормативным требованиям;
- нанесение праймера или полимерных составов (опционально).

Монтаж осуществляется в несколько этапов:

- 1. В резервуар с использованием подъемного крана опускают сложенный в рулон мягкий полимерный вкладыш.
- Оболочку вкладыша разворачивается на днище резервуара.
- 3. Оболочка фиксируется по периметру днища резервуара и на его технологических деталях.
- 4. С помощью грузоподъемных блоков и лебедки, временно установленных по краю крыши резервуара, боковое полотнище оболочки вкладыша поднимают по стенкам и фиксируют по краю крыши и на деталях стенок резервуара.

Установку вкладыша рекомендуется производить в теплое время года (при температуре до минус 10°C).

#### Экономическая выгода до 500%

Преимущества использования полимерного вкладыша ПЭР-СВ перед альтернативными технологиями капитального ремонта резервуаров. Перечислим основные из них.

Универсальность. Технология пригодна для использования как на металлических, так и на бетонных резервуарах вместительностью от 1 до 5 000 м³, для самых различных жидких сред (технологические водные растворы, нефтепродукты, удобрения).

Экономическая выгода. Реставрация резервуара с применением полимерного вкладыша в 5–6 раз выгоднее капитального ремонта. Не требуются затраты на замену изношенных стальных листов, пораженных коррозией. А при штатных условиях эксплуатации также отсутствуют дополнительные расходы, связанные с обслуживанием резервуара изнутри.

**Минимизация потерь продукта.** Исключаются утечки из резервуара из-за микротрещин, возникших вследствие деформации швов стенки и дна. Вкладыш обеспечивает полную герметичность.

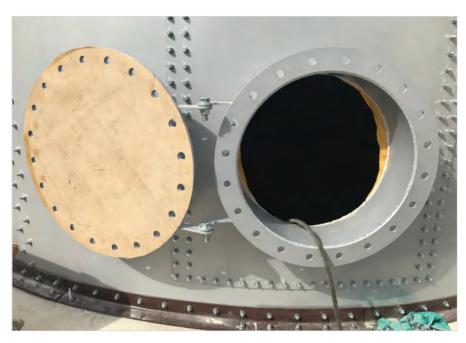
**Оперативность.** Все монтажные работы выполняются в рекордно короткие сроки (от 3 дней) и с минимальным использованием ручного труда.

**Мобильность.** Транспортные размеры позволяют доставлять полимерный вкладыш в труднодоступные районы с наименьшими затратами на логистику.

**Пожаробезопасность.** При данной технологии не требуется проведение огневых работ, что особенно важно для предприятий нефтепереработки или органического синтеза. Не требуется оформление разрешительных документов на проведение ремонтных работ.

**Долговечность.** Ресурс службы восстановленного с помощью полимерного вкладыша резервуара — до 5 лет и может продлеваться многократно заменой на новый вкладыш с обязательным контролем состояния металлических стенок резервуара.

**Экологичность.** Полимерные материалы, применяемые для восстановления резервуаров, химически и биологически инертны



После реставрации внешний вид резервуара не меняется

— они не гниют, не разлагаются, не поражаются грибком, не оказывают влияния на качество хранящегося продукта.

#### Гибридные резервуары

На базе технологии полимерных вкладышей компания НПФ «Политехника» успешно реализует производство инновационных гибридных резервуаров (ГР), сочетающих в себе прочность традиционных стальных резервуаров с мобильностью и надежностью эластичных емкостей. Данные резервуары предназначены для оперативного и длительного хранения сырой нефти, светлых и темных нефтепродуктов, а также воды и технических жидкостей (кислоты, щелочи, жидкие удобрения и т.д.).

ГР представляет собой вертикальный цилиндр, собранный из гофрированных оцинкованных стальных листов (толщиной 0,7–1,2 мм), соединенных между собой болтами, который устанавливается на кольцевом ленточном бетонном фундаменте или на кольцевом стальном уголке, закрепленном в грунте с помощью винтовых свай.

Гофрированный цилиндр обеспечивает механическую прочность и устойчивость конструкции, которая оснащается тремя видами вкладышей. Первый слой выполнен из прочного нетканого полотна типа Дорнит; второй слой предназначен для герметичности и состоит из синтетической ткани с двусторонним ПВХ или ТПУ покрытием; третий (внутренний) вкладыш закрытого типа устанавливается в случаях, когда требуется дополнительная защиты от протеканий.

По требованию заказчика, ГР оснащают сливо-наливными и дренажными отводами (от ДУ50 до ДУ200 и более), также возможна комплектация крышей — верхнего перекрытия резервуара из полимерного материала на стальном каркасе.

Для монтажа не требуется применения специализированной грузоподъемной техники, а также сварочных и огневых работ. ГР разворачиваются из транспортного положения в рабочее в течение одного-двух дней бригадой из 6–8 человек.

Демонтаж также не занимает много времени — достаточно нескольких дней, в течение которых резервуары упаковываются, после чего могут быть повторно установлены уже на новом месте.

На сегодняшний день ООО НПФ «Политехника» — признанный эксперт в России в области производства полимерных резервуаров. Все применяемые технологии лицензированы, а материалы — протестированы в собственной лаборатории и сертифицированы. Контроль качества материалов, технологического процесса и приемка готовой продукции осуществляется в соответствии с требованиями стандартов ГОСТ-Р ИСО 9000.

НПФ «Политехника» осуществляет проектное сопровождение, шефмонтаж и авторский надзор на объектах внедрения своей продукции, а также гарантийное и после гарантийное обслуживание.

Команда управления, научный и производственный коллектив НПФ «Политехника» — это высококлассные специалисты, обладающие опытом работы в ведущих российских НИИ и на производственных предприятиях, а также в российских и в западных коммерческих компаниях

Компания работает в плотном контакте с МЧС и Министерством обороны РФ и ведущими отечественными предприятиями топливно-энергетического сектора.



ООО НПФ «Политехника» 109316, г. Москва, ул. Волгоградский проспект, д. 47, офис 201 +7 (495) 783-01-67 info@poli.ru www.poli.ru

#### «ЧИСТОЕ НЕБО» ООО «НПП «Факельные системы»

**А.А. Львов** директор

Н.И. Никуличев

технический директор

Сегодня с абсолютной уверенностью можем сказать: всё, что было задумано— получилось!

Термическая переработка углеводородных газов — сложный, энергоемкий и зачастую технологически неизбежный процесс, безопасность которого напрямую зависит от надежности работы факельных систем.

Постановлением Правительства РФ от 08.01.2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках» заданы высокие требования по организации процессов экологически чистого сжигания постоянных и плановых (периодических) сбросов углеводородных газов.

Соответственно, для объектов нефтяной и газовой промышленности, введенных в эксплуатацию более 20—30 лет назад, модернизация существующих факельных установок является крайне острым и приоритетным вопросом.

Наше предприятие на практике подтвердило на всех без исключения нефтедобывающих и газоперерабатывающих предприятиях полное соответствие российским нормам безопасности по экологии и автоматизации факельных установок, в том числе на объектах «Газпром добыча Оренбург», «Удмуртнефть», «Татнефть», «ЛУКОЙЛ-Пермьнефтеоргсинтез», «Сургутнефтегаз» и др.

А первый, по сути, самый главный опыт штатного применения наших изобретений мы получили на предприятиях Татарстана Одно из главных направлений практической деятельности предприятия ООО «НПП «Факельные системы» — модернизация факельного оборудования для вертикальных и горизонтальных факельных установок. Когда 12 лет тому назад формировались планы нашего творческого коллектива, мечталось опровергнуть высказывание профессора Владимира Сергеевича Арутюнова, касающееся утилизации попутного нефтяного газа в России — «...остаётся только уповать на известное наблюдение, сделанное ещё Н.М. Карамзиным, что «строгость российских законов смягчается необязательностью их исполнения».

(ОАО «Шешмаойл», ЗАО «Геология», НГДУ «Азнакаевскнефть», «Бавлынефть», «Джалильнефть» и др.).

В основу надёжности нашего факельного оборудования заложен полный цикл собственного проектирования, разработки, внутризаводского макетирования и огневых испытаний, производства, шеф-монтажа и авторского надзора за промышленной эксплуатацией наших факельных установок, а также собственный опыт конверсионных предприятий.

Автоматизированная система управления розжигом и контролем пламени (АСУ РКП)

АСУ РКП обеспечивает неограниченную многократность автоматического запуска факельной установки и контроля при быстродействии не более 1–2 секунд; расчётный срок службы — 10 лет; дистанционное управление выполняется из АСУ ТП по коммуникационному протоколу Modbus/RTU через линию связи RS-485.

Исключает несанкционированный сброс ПНГ в окружающую среду.

Полностью заменяет неработоспособные системы типа «бегущий огонь».

Сколько-нибудь близкие отечественные аналоги подобного соответствия требованиям безопасности РФ нам не известны.

Факельные оголовки прямоточного, инжекционно-эжекторного и струйного типов, а также с применением дополнительного наддува воздухом высокого давления соответствуют нормативам РФ по бездымности и

долговечности за счет расчётной газодинамики конструкции и стехиометрического горения сброса в диапазоне расходов от 50,0 до 400 тыс. м<sup>3</sup>/час, в том числе при термической утилизации «некондиции» (ПНГ плюс ШФЛУ).

Обеспечивают защиту окружающих конструкций факельной установки при аварийных выбросах жидких фракций за счёт распыления и термической утилизации.

Горизонтальные факельные установки нашего производства обеспечивают автоматизированный управляемый сброс и термическую утилизацию в диапазоне давлений ПНГ до 10 МПа, а также термическую утилизацию промстоков.

Внедренные разработки позволили полностью снять такие сложные вопросы, как несанкционированное погасание факелов и повторный розжиг, необходимость выполнения регулярных и дорогостоящих ремонтов, исключение дымного режима работы в период постоянных и плановых (периодических) сбросов, человеческий фактор в процессе обнаружения погасания факела и принятия мер для его розжига.

Основные конструктивные узлы факельных установок нашего производства защищены патентами Российской Федерации.

Творческий и трудовой коллектив нашего предприятия — это проектировщики, конструкторы, технологи, изобретатели, рабочие: токари, фрезеровщики, сварщики, расточники и, конечно же. слесари-«золотые руки».

В наших планах — использовать достоинства нашего уникального факельного оборудования для расширенного применения во имя облегчения труда нефтяников и заводов-переработчиков, улучшения экологической обстановки в природе и в стране, дальнейшего повышения уровня надёжности и эксплуатационной безопасности.





ООО «НПП «Факельные системы»
450081, Республика Башкортостан, г. Уфа,
ул. Шота Руставели, д. 49, оф. 207
+7 (347) 216-43-00, 284-42-66, 233-28-00
info@fakels.ru, fakelsystem@mail.ru
www.fakels.ru

# Приборы для измерения и регулирования параметров технологических процессов

**М.В. Богуш** д.т.н., директор

**О.В. Зацерклянный** ведущий специалист, разработчик

О.В. Шатуновский

главный инженер

ООО «Пьезоэлектрик» специализируется на разработке и производстве измерительных преобразователей механических и теплофизических величин и вторичной аппаратуры к ним.

Основные виды выпускаемой продукции:

- датчики избыточного, абсолютного, гидростатического давления, разрежения давления-разряжения и разности давления с аналоговым, цифровым и совмещенным выходными сигналами;
- пьезоэлектрические преобразователи и датчики для измерения импульсных и быстропеременных процессов, в том числе для ультразвуковых и вихревых расходомеров жидкости, нефти, газа и пара;
- датчики и системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах;
- расходомеры и счетчики для измерения расхода жидкости, тепла, газа, пара;
- плотномеры и вискозиметры жидкости, нефти и газа вибрационные;
- датчики и системы для контроля температуры.

ООО «Пьезоэлектрик» имеет разрешение ФСЭТАН (Госгортехнадзора) РФ на выпуск взрывозащищенного оборудования. Все серийные изделия, являющиеся средствами измерений, внесены в Государственный реестр России.

Создание новых образцов продукции ведется в тесном сотрудничестве с НКТБ «Пьезоприбор» Южного Федерального университета, имеющего лицензии на

Научно-производственное предприятие ООО «Пьезоэлектрик» создано в 1992 году на базе НКТБ «Пьезоприбор» Ростовского госуниверситета, являющегося на протяжении 40 лет основным разработчиком и поставщиком пьезоэлектрических преобразователей для машиностроения, военно-морского флота, ракетно-космической техники страны.

разработку и производство вооружения, военной и космической техники, а также заключение о соответствии производства стандарту менеджмента качества ISO 9001.

ООО «Пьезоэлектрик» имеет 8 патентов на изобретения РФ. Является эксклюзивным поставщиком пьезоэлектрических преобразователей и датчиков для ультразвуковых расходомеров газа и вихревых расходомеров газа и пара для всех производителей этой измерительной техники в РФ.

При разработке новых изделий широко используется уникальная методика конечно-элементного моделирования пространственных электротермоупругих изделий с учетом наиболее критичных дестабилизирующих факторов, таких как высокие избыточные давления и широкий диапазон рабочих температур.

ООО «Пьезоэлектрик» разработаны и прошли успешные летные испытания датчики давления для систем управления дирижаблей и батискафов, а также регистрации момента приводнения самолета амфибии Бе-200.

В 2016 году в рамках ОКР в интересах АО «Транснефть – Центральная Сибирь» ООО «Пьезоэлектрик» разработаны, сертифицированы и прошли всесторонние успешные испытания, включая лабораторные, стендовые и на реальных нефтепромыслах, плотномеры и вискозиметры в рамках программы импортозамещения АО «Транснефть – Центральная Сибирь».

Постоянными партнерами ООО «Пьезоэлектрик» являются такие известные предприятия как ОАО ИПФ «Сибнефтеавтоматика», ЗАО «Даймет», (г. Тюмень), ЗАО «Эмис», ЗАО «Уралмонтажавтоматика» (г. Челябинск), ОАО «Промприбор» (г. Ливны, Курской обл.), ООО «Глобус» (г. Белгород), ПАО «Омский каучук» (г. Омск), ООО ГК «Турбулентность-Дон», МУП «Теплокоммунэнерго», ООО «Азия-Дон» — все г. Ростов-на-Дону, ПАО «Тагмет» (г. Таганрог), ООО «АНТ Информ» (г. Краснодар), ООО «Нефтегазинжиниринг» (г. Москва), ООО «НПП Завод МДУ» (г. Новокузнецк), ООО «Ирвис» (г. Казань), РУП «БЕЛГАЗТЕХНИКА» (г. Минск, Беларусь) и многие другие.

Имеется также опыт поставок в Казахстан, Армению, Молдавскую Приднестровскую республику, Италию и Канаду.

В июле 2017 года ООО «Пьезоэлектрик» отметило свой 25-летний юбилей с момента образования и успешной работы.

Мы заинтересованы в сотрудничестве со всеми организациями, занимающимися проектированием, производством, монтажом и эксплуатацией систем измерений и автоматики энергетического оборудования в различных отраслях промышленности.

Надеемся, что наша продукция поможет решить Ваши задачи в области измерения, контроля и регулирования параметров технологических процессов.

С пожеланием успехов, коллектив ООО «Пьезоэлектрик».



# ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»: 10 лет плодотворного труда!



Радик Абузарович Афлетонов директор ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»

2017 год – значимый для ООО «ТаграС-ЭнергоСервис» год. Компания отмечает свой 10-летний юбилей. За этой цифрой стоит много значимых и знаковых событий, трудовой, интеллектуальный вклад работников, тех, кто стоял у истоков и тех, кто продолжает дело своих предшественников, перенимая и преумножая их бесценный опыт и сложившиеся традиции.

Сегодня трудно представить деятельность любого производства без энергообеспечения. Это направление является важным слагающим в успешной работе, имеет колоссальные перспективы, прогрессивно развивается, осваивая самые современные технологии и оборудование.

Время и последующий процесс показали, что произошедшая в октябре 2007 года реструктуризация энергетического комплекса ОАО «Татнефть», когда все прокатно-ремонтные электроэнергетические и теплоэнергетические цеха были выведены из состава нефтегазодобывающих управлений в ООО УК «Татнефть-Энергосервис» (сегодня 000 «ТаграС-ЭнергоСервис»), было правильным и верным решением. Сегодня в состав управляющей компании входят четыре дочерних общества со своими структурными подразделениями — это 000 «Электро-Энергорсервис», 000 «Тепло-Энергосервис», ООО «Диагностика-Энергосервис» и ООО «Ремстрой-Энергосервис».

Сегодня с уверенностью можно сказать, что ПАО «Татнефть», сторонние организации и ряд малых нефтяных компаний на себе испытали и положительно оценили выгоду сотрудничества с ООО УК «Татнефть-Энергосервис», где коллективы профессионалов эффективно, оперативно и качественно выполняют доверенный им объем работ.

Деятельность предприятий управляющей компании не ограничивается услугами по ремонту, обслуживанию и монтажу электротехнического оборудования. Здесь выпускаются станции управления к станкам-качалкам, щиты силового управления, а также комплектные трансформаторные подстанции и другое. Профессионалы предприятий управляющей компании в состоянии изготовить любые металлоконструкции по индивидуальным заказам и проконсультировать заказчика при выборе оборудования.

Масштаб деятельности компании впечатляет: почти две с половиной тысячи работников ООО УК «ТатнефтьЭнергосервис» бдительно следят за бесперебойной работой более 315 подстанций; обслуживают более 16 тысяч километров воздушных линий электропередачи напряжением; в их ведении находятся 17 тысяч КТП; 33 дизельных электростанции; 8 газопоршневых установок; 44 установки подготовки и перекачки нефти; 129 бригад цехов подземного ремонта скважин; 93 котельные и 215 километров тепловых сетей.

Такое богатое хозяйство требует к себе постоянного внимания, высокой квалификации специалистов и рабочих, грамотных, точно выверенных решений руководства управляющей компании.

Постоянное движение вперед, разработка и внедрение в производство современных технологий, расширение сферы и географии услуг — это реалии, которыми живет энергетическая служба компании «Татнефть». Во все времена вопросам энергетики здесь уделялось максимум внимания. Под руководством управления энергетики ПАО «Татнефть» в реальном времени, безотлагательно решаются самые актуальные проблемы энергетиков. На что коллективы управляющей компании отвечают ответственным отношением к выполнению порученных производственных заданий.

Любое производство – это, в первую очередь, люди. На предприятиях управляющей компании трудятся квалифицированные







специалисты, рабочие, эффективные руководители разного ранга. Благодаря их ответственному отношению к выполнению производственных и технологических задач сегодня управляющая компания «Татнефть-Энергосервис» стоит в одном ряду с передовыми сервисными компаниями акционерного общества «Татнефть». Костяк коллективов электриков, диагностов и ремонтников составляют работники с большим стажем работы в сфере энергетики, вместе со своими полразлелениями пережившие многочисленные реорганизации и реструктуризации, в самые сложные времена сумевшие удержаться на плаву, остаться востребованными и незаменимыми.

Ветеранам производства в коллективах отводится особое место – именно их руками создавался фундамент нынешних достижений управляющей компании, традиции их самоотверженного труда бережено хранятся и приумножаются современным поколением энергетиков.

Курс на освоение и внедрение технологических и технических новинок оправдывает себя, позволяет быть востребованными и актуальными, готовыми к оптимальному решению самых сложных задач производства, выполнению условий заказчика с высоким качеством и наименьшими затратами.

Структурные подразделения управляющей компании на треть состоят из молодых кадров. Сегодня молодые специалисты и рабочие – это осязаемое будущее

«Татнефть-Энергосервис». Инвестиции в молодежь - самые эффективные, поэтому в управляющей компании создаются все условия для творческого развития молодых. Это - участие в научно-практических конференциях, конкурсах профессионального мастерства, научных семинарах в масштабах управляющей компании и ПАО «Татнефть», генерирование и внедрение в производство технических новинок, прогрессивных методов организации труда, создание безопасных условий труда для персонала. Эффективность участия молодых работников в данных направлениях деятельности не остается незамеченной - подтверждение тому лидирующие позиции работников ООО УК «Татнефть-Энергосервис» в ряде конкурсов, семинаров и конференций.

Впереди у многочисленного коллектива управляющей компании большие перспективы в сфере совершенствования взаимодействия с предприятиями-заказчиками, освоения технологических и технических новинок, повышения компетентности персонала, расширения спектра и географии предоставления качественных услуг, реализации программ по модернизации производства, его перевооружению. Для этого у коллектива управляющей компании имеются все предпосылки - крепкая материально-техническая база, сплоченный коллектив, перспективно мыслящее руководство, обеспечивающее своим подчиненным безопасные и здоровые условия труда, а также стабильный уровень социальной защиты.

За этими достижениями — колоссальный труд и профессионализм рабочих, специалистов, руководителей общества. Впереди нас ждут важные задачи — предстоит напряженная работа по дальнейшему совершенствованию системы управления, внедрению инновационных энергосберегающих технологий, повышению конкурентоспособности во всех сферах деятельности ПАО «Татнефть». За десятилетия работы предприятие накопило значительный произволственный опыт. при этом активно используются современные методы решения производственных задач, внедряются инновационные технологии. Высоких результатов удалось добиться благодаря усилиям, опыту и высокому профессионализму команды специалистов, работающих на предприятиях компании.



423450, г. Альметьевск, ул. Сургутская, д. 17, строение 1 +7 (8553) 38-95-05 energoservice@tagras.ru www.tagras-es.ru





# ООО «СЭП»: Инновационные технологии и поставки оборудования нового поколения

А.А. Андреев

главный инженер

000 "СЭП", Брянск, Россия

Специалисты нефтяной отрасли и участники ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными разливами нефтепродуктов и пожарами, в «Год Экологии» — 2017 с особым пониманием относятся к требованиям, предъявляемым к используемому оборудованию по эффективности, надежности, предотвращению вредных выбросов в атмосферу и загрязнению окружающей среды.

Сложность ликвидации и тяжесть последствий пожаров нефтяных резервуаров общеизвестны. Существующие внешние нормативные средства пожаротушения — пенные, подслойные или газовые не всегда эффективны и надежны ввиду сложности систем и отказов, особенно при низких температурах окружающей среды.

Предприятие ООО «Скорая Экологическая Помощь» разрабатывает и выпускает продукцию по трём основным направлениям:

- резервуарное оборудование;
- средства для локализации и ликвидации последствий аварийных разливов нефтепродуктов (ЛАРН);
- оборудование для переработки нефтешламов и загрязнённых грунтов.

К одним из последних разработок можно отнести:

Блочные алюминиевые полноконтактные понтоны с пенополиуретановым наполнителем для резервуаров ёмкостью от 200 до 50 000 (100 000) м³ исполнения ПП являются понтонами нового поколения.

С возникновением пламени, т.е. в начальный период не допуская развития мощного горения, при температуре менее 200°С на очаг возгорания сбрасывается тушащий материал. Даже в случаях неполного тушения очага возгорания происходит не менее десятикратное снижение мощности пламени, что в свою очередь заметно снижает температурную радиацию, влияющую на смежные резервуары, кроме того,

создаются более благоприятные условия для работы мобильных средств пожаротушения и безопасности личного состава.

Предложенная технология применения понтонов и резервуаров с пакетированным тушащим материалом для самотушения очагов возгорания в резервуаре эффективна, перспективна, автономна и имеет сравнительно низкую стоимость.

БПА 200...50 000 ПП сокращают потери от испарений на 98–99% и обеспечивают самотушение в случае возгораний в резервуаре (фото 1).

Предприятие ООО «СЭП» имеет возможность изготовления и поставки специальных кассет с пакетированным тушащим материалом и для резервуаров РВС, не оснащенных понтонами, обеспечивающих самотушение возгораний в резервуаре до срабатывания автоматических нормативных средств пожаротушения (фото 2а, 6,в).

В блочных алюминиевых полноконтактных понтонах применены самые современные материалы и технологии, обеспечивающие в сравнении с алюминиевыми или металлическими понтонами на полых цилиндрических поплавках, следующие улучшенные свойства и качества:

 по снижению потерь от испарений: поверхость продукта практически полностью закрыта погруженным на 8–14 мм ковром понтона толщиной 42 мм в жидкость, между поверхностью продукта и



Фото 1 — Блочный алюминиевый понтон для резервуаров РВСП-200...50 000nn



Фото 2a — Процесс горения нефтепродукта в резервуаре без применения тушащего материала (13 сек. после поджога)



Фото 26 — Спустя 8 сек. после поджога нефтепродукта в резервуаре с пакетированным тушащим материалом

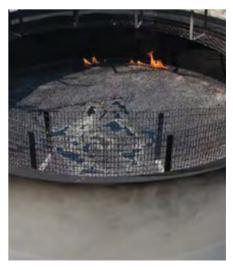


Фото 2в — Состояние поверхности через 8 минут 18 сек. после поджога



Фото 3 — Установка для утилизации замазученных грунтов, буровых и нефтешламов

поверхностью понтона отсутствует пространство, т.е. ликвидирована поверхность испарения;

- по взрыво-пожаробезопасности: из-за ликвидации «газовой подушки» пространства между поверхностью продукта и поверхностью понтона, заполняемого парами хранимого продукта, ликвидирован основной потенциальный источник или среда для возникновения пожара или взрыва резервуара;
- по надежности:
- монолитные блоки понтона, заполненные жестким самозатухающим пенополиуретаном с закрытыми микроячейками, и в целом ковер понтона непотопляемы, даже при разгерметизации алюминиевого короба блока;
- исключается какой-либо перекос ковра понтона и его зависание на направляющих трубах, тросах или стенке резервуара, что происходит с другими типами понтонов при разгерметизации и подтоплении полых поплавков или коробов понтона;
- по ремонтопригодности: понтон БПА состоит из однотипных блоков размером 3,0-0,9 м и толщиной 42 мм, скрепленных болтами. При необходимости ремонта днища, нижнего пояса стенки или зачистки от отложений и дегазации резервуара производится демонтаж части блоков и создание «ремонтных окон» любого требуемого размера в любой части понтона:

 по прочности: прочность монолитного блока толщиной 42 мм понтона БПА кратно выше прочности настила из алюминиевого листа толщиной 0,6–0,8 мм, примененного в других типах алюминиевых понтонов.

При этом, конструкция БПА 200...50 000 учитывает преимущества понтонов зарубежных и отечественных компаний.

Приёмо-раздаточные устройства резервуаров ПРУм-Д диаметром от 150 до 1200 мм обеспечивают не только увеличение полезной ёмкости резервуаров на 10–15%, но и ликвидацию осадкообразования.

Стенды стационарные и переносные СНДКР-1 для испытаний и настройки дыхательных клапанов резервуаров всех типов.

К **средствам ЛАРН** последней модификации относятся:

- боны заградительные повышенной огнестойкости БЗол-20/350 и БЗп-150ПО и зимние боны БЗЗ-10/1000 и универсальные БЗЗу-250-1200;
- нефтесборщики серии НЩ-15 производительностью от 15 до 45 м<sup>3</sup>/час;
- пенные противопожарные установки с системой компримирования воздушно-механической пены «Пума-1000».

Для переработки нефтешламов разработаны и выпускаются установки УЗГ-1м с блоками обработки и очистки дымовых газов на производительность до 8 т/ час и перспективная модель УЗГ-1М.1.0/4 мобильная. размешаемая в кузове автомобиля или на автоприцепе, производительностью 4 т/час (фото 3).

Предприятие осуществляет подготовку персонала в учебном центре АНО ДПО «УПЦ СЭП» для работы на вышеуказанном оборудовании, а также выполняет пусконаладочные работы на установках УЗГ- 1м на местах их базирования и сборку понтонов БПА 200...50 000 ПП.

Высокое качество производимых нами изделий, доставка заказанного оборудования в максимально сжатые сроки и сдача его «под ключ», разумная цена на продукцию — именно это позволяет предприятию стабильно развиваться и совершенствовать технологии.



241020, Россия, г. Брянск, пер. Уральский, д. 16, а/я 10 Тел.: +7 (4832) 74-77-70, 67-61-10, 67-61-11. Факс: +7 (4832) 74-88-67 +7 (499) 709-70-08 — многоканальный sep@sep32.ru, ecosep@mail.ru, sep-bryansk@rambler.ru www.sep32.ru

#### КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ ОКТЯБРЬ 2017-МАРТ 2018



семинар-конференция ЭКСПЛУАТАЦИЯ —

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Севастополь. 9-13 октября TOGC.INFO

Эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин. ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ Пермь, 10-13 октября OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами Лукойла, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.



конференция **SPE** Москва, 16-18 октября RCA.SPE.ORG

Главное мероприятие SPE в регионе для обмена технической информацией и опытом, налаживания деловых контактов и демонстрации новейших технологий и достижений компаний отрасли.



конференция НЕФТЕГАЗСЕРВИС Москва, 17 октября N-G-K.RU

Площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ Альметьевск, 18-20 октября

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.



конференция ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ Сочи, 23-28 октября OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.



выставка НЕДРА ЯКУТИИ Якутск, 24-26 октября SES.NET.RU

Якутия, по своим природным и территориальным условиям, не имеет аналогов на планете. В процесс организации и формирования деловой программы включены все административные ресурсы.



конференция НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ Москва, 24-27 октября **GUBKIN.RU** 

XII Всероссийская конференция проходит на базе университета РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с ПАО «Газпром» для молодых ученых, специалистов и студентов.



выставка НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ Самара, 25-27 октября GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленности при участии компаний: Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

форум ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА <mark></mark>\_СЕОЛОГОРАЗВЕДКА20 Москва, 25 октября GEOLOGORAZVEDKA2017.RU

Геологоразвелка — стратегическая отрасль для государства, обеспечивающая бесперебойное функционирование добывающего комплекса, на который сегодня приходится значительная часть ВВП России. Главная дискуссионная площадка геологической отрасли проводится под эгидой АО «Росгеология» в партнерстве с Министерством природных ресурсов и экологии РФ, ежегодно объединяя представителей органов государственной власти, руководителей добывающих и сервисных компаний, главных геологов и геофизиков, руководителей финансовых организаций. Официальный оператор — Национальный нефтегазовый форум. При поддержке выставки «НЕФТЕГАЗ-2018» и АО «ЭКСПОЦЕНТР».



конференц конференция МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ <sup>НЕФТЬ</sup> Ижевск, 8−9 ноября

KONFERENCE-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений, ОПЗ, ГТМ, ОРЭ,



саммит РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА Москва, 8-9 ноября ROGSUMMIT.RU

Акцент технической части деловой программы на механизированной добыче и на повышении нефтеотдачи пластов.



выставка КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ГРП, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ Москва, 9-10 ноября CTTIMES.ORG/CONF

Старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей соответствующего оборудования.



саммит НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА Москва, 10 ноября DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Саммит для ключевых игроков нефтеперерабатывающей промышленности, посвященный модернизациям и инновациям в данной области.



выставка ADIPEC Абу-Даби, ОАЭ, 13-16 ноября ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби естественный перекресток между Востоком и Западом, один из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.



образовательная программа

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ 2017 Москва, 13-17 ноября EAGE.RU

Программа образовательных курсов по геонаукам. Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.



выставка НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ, ГАЗ Нижневартовск, 15-16 ноября SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в нефтяной столице России.





#### конференция НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ Уфа, 20-22 ноября

NOVTEKBUSINESS.COM Конференция и сопутствующая ей выставка предоставляют возможно-

сти для ознакомления нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями производителей оборудования и услуг. выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

KRASFAIR.RU

нефтехимической и газовой промышленности.

Красноярск, 22-24 ноября



Новейшие технологии в области геодезии, картографии, геофизики и спутниковой навигации, геомониторинга земли. Оборудование для

конгресс НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ Оі текміна 2017 Санкт-Петербург, 23–24 ноября OILTERMINAL.ORG

Обсуждение перспектив развития нефтяной промышленности, рынков производства и сбыта, индустрии транспортировки и хранения нефти, как на экспорт, так и на внутренний рынок России.



конференция ТРИЗ 2017 Москва, 27 ноября CREONENERGY.RU

Тема мероприятия: освоение трудноизвлекаемых запасов нефти в России.



конференция БИТУМЫ И ПБВ 2017 Москва, 28 ноября CREONENERGY.RU

Тема мероприятия: повышение качества битумов.



конференция НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Москва, 7 декабря N-G-K.RU

Выступление компаний, занятых разработкой российского нефтегазового шельфа. Обсуждение возможностей для участия в проектах российских подрядчиков и поставщиков.



конференция АРКТИКА И ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ Москва, 20-21 февраля ENERGY.S-KON.RU/ARKTIKA-2018

Посвящена вопросам развития Арктики, стимулирования инновационной деятельности региона, создания условий для привлечения инвестиций в Арктическую зону России.



форум ТЕРРИТОРИЯ NDT Москва, 27 февраля-1 марта EXPO.RONKTD.RU

Профессиональная площадка для конструктивного диалога и демонстрации новейших достижений и разработок.



конференция ДАУНСТРИМ-2018 Омск, 28 февраля-2 марта OILANDGASREFINING.RU

IV ежегодная серия интерактивных дискуссий. Более 250 руководителей ВИНК, НПЗ, ГПЗ, НХП России и СНГ обсудят строительство и модернизацию предприятий отрасли.



выставка ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ Казань, 13-15 марта EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.



конференция НЕФТЕГАЗСНАБ

Москва, 15 марта N-G-K.RU

Для руководителей служб МТО нефтегазовых компаний. Обсуждается закупочная деятельность, импортозамещение, оплата и приемка продукции, информационное обеспечение рынка.



саммит ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Москва. 22 марта ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка, направленная на ІТ-профессионалов в топливно-энергетическом комплексе.



саммит НЕФТЕХИМИЯ И ГАЗОПЕРЕРАБОТКА Москва 23 марта PETROSUMMIT.ORG

На Саммите поднимутся актуальные вопросы развития новейших технологий и успешного опыта реализованных проектов в нефтехимической и газоперерабатывающей отраслях.



конференция СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА Сочи, 26-31 марта OILGASCONFERENCE.RU

Отличительная особенность — тесное взаимодействие представителей. Соберутся ведущие эксперты с целью обсудить итоги работы прошедшего года, текущие и новые проекты.



выставка ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ Новый Уренгой, 28-29 марта SES.NET.RU

Выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума. Ключевая тема — цифровая экономика в отрасли.



выставка НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО Оренбург, 28-30 марта URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.



форум ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ НЕФТЕГАЗ Салехард, март YAMALOILANDGAS.COM

Ежегодное мероприятие, на котором более 250 участников ключевых международных компаний обсудят роль нефтегазовой индустрии Ямала в российском и мировом энергобалансе.



конференция ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ Москва, март CREONENERGY.RU

Часть проекта «Здравый смысл», в рамках которого группа CRE-ON совместно с WWF проводит серию мероприятий экологической направленности.





15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

### НЕФТЬ И ГАЗ

18-21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru





14-й РОССИЙСКИЙ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18-19 июня 2018

москва • крокус экспо

www.oilgascongress.ru



#### TE MOCKBA

+7 (499) 750 0828 oil-gas@ite-expo.ru www.mioge.ru

#### ITE GROUP PLC

+44 (0) 207 596 5011 og@ite-events.com www.oilgas-events.com

### ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников Выставки и Конгресса

35 стран-участников Выставки и Конгресса

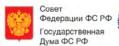
18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов















# **КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,** ежегодно объединяющее профессионалов отрасли



















# 22-25 мая 2018 УФА **ВДНХ** ЭКСПО



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

# ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVI международная выставка



ОРГАНИЗАТОРЫ























Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158

С Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93

E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

o gntexpo.ru @gazneftufa

#газнефтьуфа #газнефтьтехнологии #ГНТ







#### Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



### октября

#### НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями

Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний OIL-GAS RU База поставщиков нефтесервисных компаний Настенные нефтегазовые карты **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



#### декабря

#### НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний OIL-GAS.RU База оборудования для нефтегазового шельфа Настенные нефтегазовые карты **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



### **5** марта

#### НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компания OIL-GAS.RU База поставщиков нефтегазового комплекса Настенные нефтегазовые карты **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования



#### НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний OIL-GAS.RU База поставщиков нефтегазостроительных компаний Настенные нефтегазовые карты **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



#### НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых комі OIL-GAS.RU База подрядчиков для модернизации НПЗ Настенные нефтегазовые карты **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru









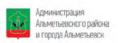
**17-9** 

**ВЫСТАВКА** 

**TATNEFT** 

МЕЖДУНАРОДНАЯ

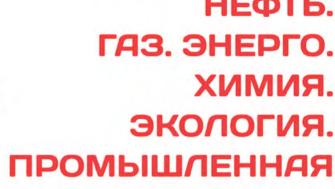
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ



### NT-EXPO.RU



НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. химия. экология. **БЕЗОПАСНОСТЬ** 





Генеральный информационный партнер

НЕФТЬ ГАЗ экспозиция



# открытое акционерное общество «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепро













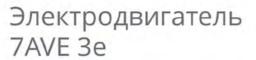




богибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. 🛭 Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства дводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции труб Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые,

Сертификаты на продукцию, разрешения на применение, декларации соответствия доступны на сайте http://www.kremz.ru/sertif.html

### Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ



**Economical** Environmentally friendly



Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Увеличен КПД. Класс энергоэффективности IE2 (высокий) и IE3 (очень высокий)

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

\*Экономичный, экологичный, энергоэффективный

⊠ mail@ruselprom.ru

ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31 тел.: 8 (495) 788-28-27

