№6 (52) ОКТЯБРЬ 2016

# НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

## ГАЗПРОМ

Освоение сенонского газоносного комплекса
Инверсионные кольцевые структуры
Система индексации ачимовских резервуаров

## НОВАТЭК

Сейсморазведка в транзитных зонах

## ЛУКОЙЛ

Перспективы Курьино-Патраковского участка
Насыщенность пород коллекторов Западно-Повховского участка

## ТАТНЕФТЬ

Определение дебита ГС

## Технологии

Компенсатор колебаний давления бурового раствора
«Палеообработка» для сейсморазведочных работ
Определение типа нефти по биомаркерам
Электрическое зондирование

Available on the App Store

Научно–технический журнал Входим в перечень ВАК Издаемся с 2006 года

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

ЭНЕРГИЯ
завод нефтегазового машиностроения

# УСТАНОВКИ НАСОСНЫЕ ДЛЯ ППД

## с регулируемым расходом и постоянным КПД во всем диапазоне регулирования

### НАЗНАЧЕНИЕ

Закачка пластовой воды в системах поддержания пластового давления (для БКНС).

### СОСТАВ

- Электродвигатель асинхронный *(взрывозащищенное исполнение под заказ)*
- Трехплунжерный насос
- Планетарный редуктор
- Упругая муфта
- Рама
- Гаситель пульсаций давления в напорной линии
- Пульт управления с системой контроля
- Частотный регулятор частоты вращения электродвигателя *(под заказ)*

### ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

| | ПЛУНЖЕРНЫЕ НАСОСЫ | ЦНС |
|---|---|---|
| КПД, % | 90 | 50...70 |
| Ресурс до капитального ремонта, час | 30 000 | 12 000 |
| Интервал обслуживания, час | 4 000 | |
| Стоимость насоса | ОДИНАКОВАЯ | |
| Затраты на эксплуатацию | ОДИНАКОВЫЕ | |
| Экономия за год работы, руб. | > 3 000 000* | |

- Устанавливается в имеющиеся габариты ЦНС.
- Ресурс керамических плунжеров - 17 500 моточасов.
- Редуцирование с помощью надежного и компактного навесного планетарного редуктора, который не требует обслуживания весь срок эксплуатации.
- Обеспечение давления до 50 МПа.
- Гарантия на насос - 2 года.
- Возможность перекачивать различные жидкости.
- Возможность дистанционного запуска.
- Обслуживание насосной установки 1 человеком.

* достигается за счет меньшего потребления эл. энергии благодаря высокому КПД в сравнении с ЦНС

СИНЕРГИЯ
завод нефтегазового машиностроения

# Технические характеристики насосных установок для ППД

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Производительность, $м^3$/сут | 80 | 160 | 250 | 500 | 1000 | 1500 | 3000 | 3000 | 4500 | 5700 |
| Мощность электродвигателя, кВт | 22 | 45 | 75 | 132 | 315 | 400 | 630 | 1000 | 1000 | 1250 |
| Марка насоса (D плунжера), мм | СИН68 (Ø32) | СИН69 (Ø45) | СИН46 (Ø45) | СИН46 (Ø65) | СИН63 (Ø100) | СИН61 (Ø100) | СИН61 (Ø125) | СИН71 (Ø125) | СИН71 (Ø160) | СИН71 (Ø180) |
| Марка редуктора | — | СИН69 | СИН42 | СИН42 | СИН52 | СИН52 | СИН52 | СИН72 | СИН72 | СИН72 |
| Передаточное отношение редуктора | — | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Dy приема, мм | 50 | 50 | 100 | 100 | 150 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Dy напора, мм | 32 | 32 | 50 | 50 | 50 | 75 | 75 | 75 | 100 | 100 |
| Давление максимальное, МПа | 15 | 20 | 19 | 16,5 | 20 | 16,8 | 15 | 23,5 | 16 | 16 |
| Габаритные размеры (д/ш/в), мм | 950 x 950 x 750 | 1700 x 950 x 750 | 2680 x 930 x 1270 | 4000 x 2450 x 1500 | 4000 x 2450 x 1500 | 6000 x 2450 x 1500 | 6000 x 2450 x 1500 | 6000 x 2450 x 1500 | 6000 x 2450 x 1500 | 6000 x 2450 x 1500 |
| Масса, кг | 500 | 1250 | 2600 | 2700 | 6000 | 9000 | 9000 | 11000 | 11000 | 12000 |
| Энергоэффективность, при P=10 МПа | 3,2 | 3,2 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Энергоэффективность, при P=12 МПа | 3,75 | 3,8 | 3,95 | 3,95 | 3,95 | 3,95 | 3,95 | 3,95 | 3,95 | 3,95 |

**ПРИМЕЧАНИЕ**

По желанию заказчика установка насосная комплектуется расходомером, частотным преобразователем, теплоизолированным укрытием, а также переоборудуется под конкретные условия эксплуатации. Возможность установки на прицепе или шасси, а также в виде БКНС.

СИНЕРГИЯ
завод нефтегазового машиностроения

**ООО «Завод «Синергия»**
614056, Россия, г. Пермь, ул. Гашкова, 21А
**+7 (342) 267 22 80**
**od@sinergia.ru**
**www.sinergia.ru**

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

**ВЫПУСК:** 6 (52) октябрь 2016

**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»

**ДИРЕКТОР:**
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:**
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

**ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:**
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru
Цверкунов С.Е. / stas@expoz.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. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

**ОТПЕЧАТАНО:**
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 09-16/22-1

**ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:** 10.10.2016
**ТИРАЖ:** 10 000 экз.
**ЦЕНА:** свободная
**ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС:** 29557

**СВИДЕТЕЛЬСТВО:**
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

**РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ**

**Геология ..... 8**

Л.А. Сим, А.В. Постников, О.В. Постникова, В.В. Пошибаев
Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба ..... 8

Г.А. Анисимов, С.Е. Валеева, И.Ф. Валеева, Л.З. Анисимова. О современной ситуации по использованию программных комплексов в недропользовании ..... 13

С.А. Горбунов, В.В. Огибенин, Ю.И. Пятницкий, А.А. Нежданов, А.А. Сподобаев
Региональная система корреляции и индексации ачимовских резервуаров на севере Западной Сибири ..... 16

И.В. Касьянов. Морфология и нефтегазоносность малоамплитудных антиклинальных структур на территории Среднеобской НГО (Западная Сибирь) ..... 23

В.Л. Войтко, П.Н. Кокин, Е.П. Кузьминых. Особенности геологического строения и перспективы артинской молассы Курьино-Патраковского участка ..... 30

В.Р. Хачатуров, А.Н. Соломатин, А.К. Скиба
Математическое моделирование ликвидации газовых месторождений ..... 34

Е.Е. Андреева, Т.М. Муртазина. Информация как решающий фактор разработки проектов геологоразведочных работ (ГРР) ..... 39

А.С. Пережогин, А.А. Нежданов, А.С. Смирнов. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири ..... 42

**Геофизика ..... 46**

В.П. Колесников, Т.А. Ласкина. Применение методов электрометрии при исследовании нефтяных месторождений ..... 46

Ю.А. Загоровский. Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири ..... 48

В.И. Кузнецов. Сейсморазведочные работы в транзитных зонах севера Западной Сибири ..... 52

Г.Н. Андреев. Эффективность технологии «палеообработки» на примере сейсморазведочных работ МОГТ-3D в Саратовской области ..... 56

Ф.С. Салимов, А.В. Лялин, Ш.Х. Султанов
Оценка возможности применения результатов динамического анализа 3D сейсморазведки для определения насыщенности пород коллекторов ..... 60

К.И. Гасанзаде
Информационный метод определения типа нефти с использованием биомаркеров ..... 64

**Бурение ..... 68**

А.В. Епихин, В.В. Мельников, А.А. Бер, К.М. Минаев
Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25–90°С ..... 68

Т.Н. Миннивалеев. Определение эффективности работы забойного компенсатора колебаний давления бурового раствора на лабораторном стенде ..... 72

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

**Добыча ..... 76**

А.В. Насыбуллин, В.Ф. Войкин. Определение дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения ..... 77

Н.В. Шупик. Исследование влияния нестационарного двухфазного притока на обводнение горизонтальных скважин с МГРП ..... 80

**Компрессоры ..... 85**

Компания ЭНЕРГАЗ: 9 лет динамичного развития ..... 85

**ТРАНСПОРТИРОВКА**

**Хранение ..... 90**

Наша продукция проверена временем ..... 90

**КИПиА**

**Измерительные приборы ..... 92**

ПЛК REGUL R600 — отечественный контроллер для ответственных применений ..... 92

**Энергетика ..... 94**

Мы обеспечиваем надежное энергоснабжение! ..... 94

**Мероприятия ..... 96**

ENERPROJECT group

# ЭНЕРГАЗ

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.

info@energas.ru www.energas.ru

OIL&GAS EXPOSITION

**ISSUE:**
6 (52) October 2016

**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

**DESIGNER:**
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
Stanislav Tsverkunov / stas@expoz.ru

**MANAGERS:**
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / 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 / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.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

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

**ISSUE DATE:**
10.10.2016

**CIRCULATION:**
10 000 copies

**EXPLORATION AND DEVELOPMENT**

**Geology** ..... **8**

Lidia A. Sim, Alexander V. Postnikov, Olga V. Postnikova, Vladimir V. Poshibaev Influence of recent geodynamics to gas productivity of Irkineevo-Chadobets riftogenic trough ..... 8

Guri A. Anisimov, Svetlana E. Valeeva, Ilvera F. Valeeva, Lilia Z. Anisimova About the current situation on the use of software systems in the mineral wealth use ..... 13

Sergey A. Gorbunov, Valeriy V. Ogibenin, Yuriy I. Piatnitskiy, Alexey A. Nezdhanov, Alexander A. Spodobaev Regional correlation and indexing system for Achimov reservoirs in West Siberia Arctic ..... 16

Ilya V. Kasiyanov. Morphology and oil-and-gas content of small amplitude anticlinal structures in the territory of the Mid-Ob oil and gas bearing region (Western Siberia) ..... 23

Vera L. Voytko, Petr N. Kokin, Ekaterina P. Kuzminykh. The geological structure and prospects of artinskian molassa of Kuryino-Patrokovskoe area ..... 30

Vladimir R. Khachaturov, Alexander N. Solomatin, Alexander K. Skiba Mathematical modelling of liquidation of gas fields ..... 34

Evgeniya E. Andreeva, Taslia M. Murtazina Information as a key factor in geological exploration works ..... 39

Alexander S. Perezhogin, Alexey A. Nezdhanov, Alexander S. Smirnov. Gas potential of Senonian deposits in the north of Western Siberia ..... 42

**Geophysics** ..... **46**

Yuri A. Zagorovsky. The correlation between fluid-dynamic process and petroleum potential of deep horizons in the North of Western Siberia ..... 48

Vladislav I. Kuznetsov Seismic exploration work in the transit zones in the north of Western Siberia ..... 52

Georgy N. Andreev. Efficiency of "paleoprocessing" of seismic data 3D of Tavolozhsky licence area of Saratov region ..... 56

Farid S. Salimov, Alexander V. Lyalin, Shamil Kh. Sultanov The assess the possibility of applying the results of dynamic analysis of 3D seismic surveys for determining the saturation of reservoir rocks ..... 60

Kanan I. Hasanzade. Information method for determination of crude oil type using biomarkers ... 64

**Drilling** ..... **68**

Anton V. Epikhin, Vasiliy V. Melnikov, Alexander A. Ber, Konstantin M. Minaev Research of diesel influence on the rubber elastomer screw downhole motor within the temperature range 25–90°C ..... 68

Timur N. Minnivaleev. Assessing the performance and efficiency of bottom hole hydro-mechanical compensator pressure fluctuations of the drilling mud on a laboratory bench ..... 72

**EXPLORATION AND DEVELOPMENT**

**Oil production** ..... **76**

Arslan V. Nasybullin, Vadim F. Voykin The determination of the flow rate of horizontal wells at steady state in the flooding ..... 77

Natalia V. Shupik. Study of influence of unsteady two-phase inflow on water cut dynamics of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing ..... 80

**Compressors** ..... **85**

**TRANSPORT**

**Storage** ..... **90**

**INSTRUMENTATION AND CONTROL**

**Measurement Equipment** ..... **92**

**Electrical Engineering** ..... **94**

**Activities** ..... **96**

# Оборудование и решения для нефтегазовой промышленности

- Центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов;
- Дожимные компрессорные станции;
- Блоки охлаждения и подготовки газа;
- Модульные холодильные установки;
- Решения для утилизации программы газомоторного топлива в России.
- 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, 6*а*.
Тел.: (495) 787-20-20, факс: (495) 787-20-12, sales.russia@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

УДК 551.24+553.981

# Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба

**Л.А. Сим**
д.г.-м.н., в.н.с.[1]
sim@ifz.ru

**А.В. Постников**
д.г.-м.н., проф., зав. каф. литологии[2]
apostnikov@mtu-net.ru

**О.В. Постникова**
д.г.-м.н., проф., зав. лабораторией проблем нефтегазоносности Восточной Сибири[2]
olgapostnikova@yandex.ru

**В.В. Пошибаев**
к.г.-м.н., инженер[2]
poshibaev@yandex.ru

[1]Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

[2]РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия

**Район исследований расположен в пределах Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба (ИЧРП) на западе Сибирской платформы, в пределах которого в позднедокембрийских отложениях тасеевской серии открыты залежи газа и газоконденсата. Продуктивность отложений тасеевской серии в пределах крупных антиклинальных поднятий в значительной степени контролируется фациальными условиями распределения пород-коллекторов, интенсивностью и направленностью их вторичных изменений, и главным образом проявлением трещиноватости. Прогноз зон распространения трещин основывался на реконструкции разломно-блоковой структуры ИЧРП. Выделенные в процессе анализа разломно-блоковой структуры линеаменты были проанализированы с позиций новейшей геодинамической обстановки территории. Применение структурно-геоморфологического метода позволило выделить области со сдвиговыми неотектоническими напряжениями,**

## Введение

В последнее время на юге Сибирской платформы в пределах Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба (ИЧРП) в отложениях рифея-венда были получены крупные промышленные притоки газа и открыты такие крупные газовые и газоконденсатные месторождения как Абаканское, Восточно-Имбинское, Берямбинское, Ильбокичское.

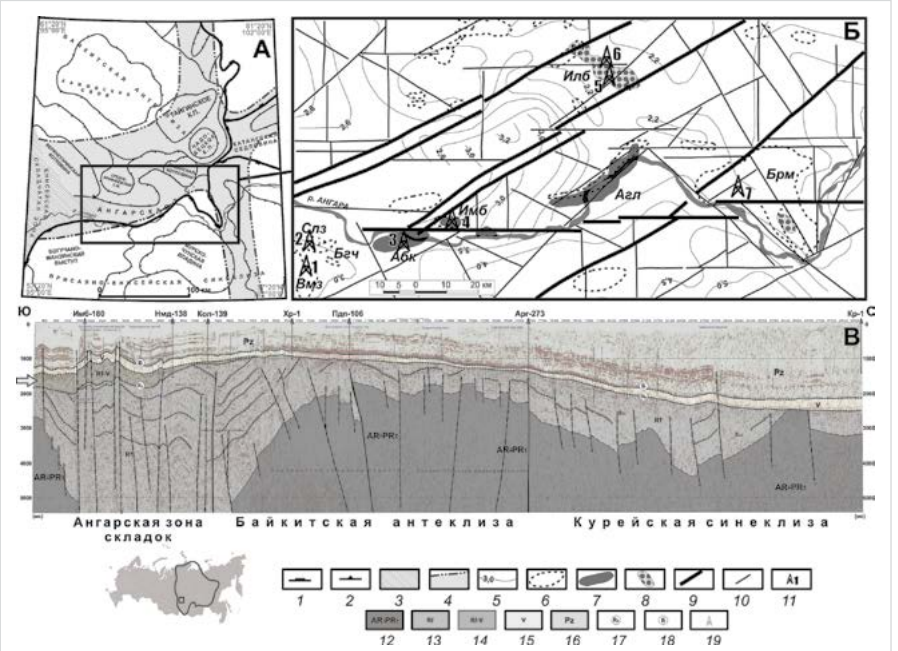
Продуктивность позднедокембрийских отложений в пределах крупных антиклинальных поднятий в значительной степени контролируется литологическим фактором. Существенную роль в фильтрационно-емкостной системе продуктивных отложений играют тектонические трещины. Это обстоятельство приводит к тому, что продуктивность скважин резко различна. В этой связи для определения зон повышенной продуктивности рифей-вендских отложений весьма актуальным представляется проведение детальных литологических, палеогеографических, тектонических и геодинамических реконструкций, которые позволят повысить эффективность освоения запасов углеводородов ИЧРП.

Целью исследований явилось прогнозирование зон повышенной продуктивности позднедокембрийских отложений на основе анализа результатов комплексных литологических и тектонофизических исследований.

## Общие сведения о геологическом строении

ИЧРП представляет собой линейную зону, разделяющую крупные литосферные блоки — Камовский свод на севере, Богучано-Манзинский на юге и Непско-Ботуобинской антеклизой на востоке (рис. 1) [1–3].

В восточной части прогиба выделяется крупное Чадобецкое куполовидное поднятие размерами 45×35 км [4]. В тектоническом плане Чадобецкое поднятие является узловой зоной пересечения двух рифтогенных структур, объединяемой некоторыми исследователями в Ангаро-Котуйский рифтогенный прогиб [5].



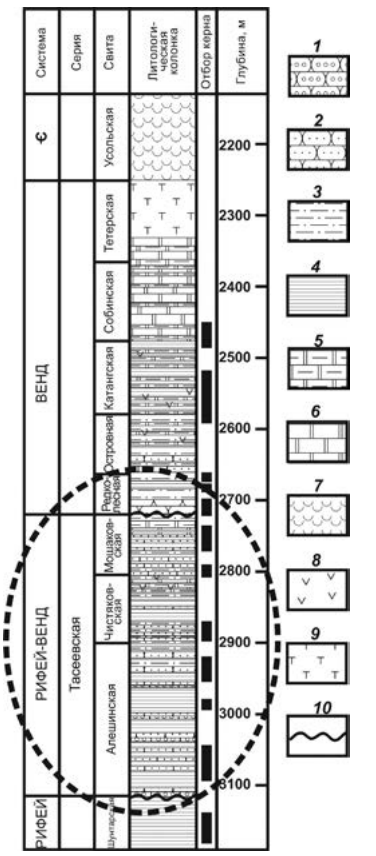

*Условные обозначения:* 1 — границы крупнейших структурных элементов; 2 — границы крупных и средних структурных элементов; 3 — границы Енисейской складчатой зоны; 4 — границы рифтогенных структур (авлакогены, зоны тектономагматической активизации); 5— изогипсы подошвы усольской свиты (нижний кембрий); 6 — структуры, выявленные сейсморазведкой; 7 — газовые месторождения; 8 — газоконденсатные месторождения; 9,10 — разломы, выявленные по комплексу геолого-геофизических данных: 9 — I порядка; 10 — II порядка; 11 — скважины, охарактеризованные керновым материалом, по которому проводились исследования; 12 — породы кристаллического фундамента; 13 — рифейские отложения; 14 — отложения тасеевской серии (рифей-венд); 15 — вендские отложения; 16 — палеозойские отложения; 17 — отражающий горизонт R0; 18 — отражающий горизонт Б; 19 — скважины на профиле.
*Площади:* Слз — Сользаводская; Бгч — Богучанская; Вмз — Верхнеманзинская; Абк — Абаканская; Имб — Имбинская; Агл — Агалеевская; Брм — Берямбинская; Илб — Ильбокичская

*Рис. 1 — Тектоническое строение исследуемого региона. А — Фрагмент тектонической карты венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы; Б — Схема расположения основных разрывных нарушений и локальных структур в пределах Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба; на основе [1]; [2] с дополнениями авторов; В — Строение Иркинеево-Чадобецкого прогиба (Ангарской зоны складок в современном тектоническом плане) на опорном профиле «Алтай-Северная Земля» [3].*

**характеризующимися главными нормальными максимальными и минимальными сжимающими напряжениями (осями «сжатия» и «растяжения»), ориентированными ортогонально в горизонтальной плоскости. Было установлено, что зоны «растяжения» соответствуют интервалам максимальной проницаемости нефтегазоносных интервалов осадочного чехла.**

**Материалы и методы**
Данные ГИС (50 скважин). 1200 м кернового материала, около 1500 петрографических шлифов. Результаты петрофизических исследований. Цифровые композитные снимки, карта цифровой модели рельефа, данные сейсмо-, грави- и магниторазведки. Материалы по геолого-промысловым данным, в т.ч. результаты опробований в скважинах. Методы: литологические, прогноз трещиноватости на основе реконструкции разломно-блоковой структуры, тектонофизические (структурно-геоморфологический метод).

**Ключевые слова**
Иркинеево-Чадобецкий прогиб, Ангарская зона складок, Сибирская платформа, коллекторы нефти и газа, новейшая геодинамика, трещиноватость




*Условные обозначения:* 1 — гравелиты; 2 — песчаники; 3 — алевролиты; 4 — аргиллиты; 5 — глинистые доломиты; 6 — доломиты; 7 — каменная соль; 8 — ангидритизация; 9 — траппы; 10 — перерыв в осадконакоплении

*Рис. 2 — Литологическая колонка (по скважине Абаканская №1)*

В современном структурном плане в пределах ИЧРП выделяется зона Ангарских складок, для которой характерны высокоамплитудные инверсионные складчатые антиклинальные поднятия. Эта зона протягивается в субширотном направлении, имеет сложную конфигурацию. Наиболее значимыми ее структурными элементами являются Иркинеевский структурный мыс, Имбинская антиклиналь, Кодинский вал, Ильбокичское куполовидное поднятие, Берямбинское куполовидное поднятие [6].

В стратиграфическом отношении осадочный чехол представлен отложениями рифея, венда, кембрия, ордовика, силура, девона и карбона (рис. 2). Породы фундамента архей-протерозойского возраста вскрыты скважинами глубокого бурения в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы и Богучано-Манзинского выступа Присаяно-Енисейской антеклизы.

**Методика исследований**

В пределах ИЧРП использован комплекс литологических и тектонофизических методов исследования.

*Литологические методы* включали: первичное седиментологическое описание керна, изучение пород в стандартных и прокрашенных петрографических шлифах, стереомикроскопию, растровую электронную микроскопию, энергодисперсионный рентгеноспектральный микроанализ, а также изучение трещиноватости на нераспиленном и распиленном керне с определением параметров и генерации трещин с описанием характера их минерализации.

*Методы прогноза трещиноватости.* Прогноз зон развития трещиноватости основывался на результатах реконструкции разломно-блоковой структуры ИЧРП. Выделение разломно-блоковых структур проводилось на основе интерпретации материалов сейсмо-, грави- и магниторазведки в комплексе с топо- и космодешифрированием. Для выделенных относительно однородных блоковых и концентрических структур современного тектонического плана прослежена связь с поверхностными и погруженными структурами осадочного чехла.

*Тектонофизические и структурно-геоморфологические методы.*

Анализ новейшей геодинамики проводился с помощью структурно-геоморфологического (СГ) метода реконструкции сдвиговых неотектонических напряжений [7]. Доминирование сдвиговых перемещений по разломам платформ убедительно показано по результатам анализа данных сейсмики 3D [8]. Применение СГ метода начинается с дешифрирования мелких прямолинейных элементов рельефа, названных мегатрещинами, вблизи крупного линеамента — предполагаемого разлома. Взаимные ориентировки оперяющих разрывов в зоне сдвига и их ориентация по отношению к основному разлому были обобщены М.В. Гзовским [9]. Триада мегатрещин, отдешифрированная вблизи линеамента дает возможность: 1) реконструировать ориентировки осей «сжатия» и «растяжения» в горизонтальной плоскости; 2) определять направление сдвигового перемещения по разлому (правый или левый сдвиг); 3) оценивать относительный уровень сжатия нормального к сдвиговому разлому (угол оси с простиранием разлома, меньший 45°, отвечает обстановке дополнительного растяжения, а больший 45° — дополнительного сжатия.

**Результаты исследований**

Характеристика пород-коллекторов и закономерности их распространения. Основная промышленная газоносность в пределах ИЧРП связана с отложениями тасеевской серии (верхний рифей — нижний венд).

В работе было установлено, что закономерности распределения пород-коллекторов отложений тасеевской серии определяются фациально-палеогеографическими условиями формирования продуктивных отложений, интенсивностью и направленностью вторичных изменений, в том числе трещиноватостью.

Отложения тасеевской серии представлены комплексом пестроцветных терригенных отложений мощностью до 1300–1500 м.

Породы-коллекторы отложений тасеевской серии относятся к поровому и порово-трещинному типам.

Значения коэффициента пористости в гравийно-песчаных отложениях тасеевской серии колеблются от 2–3% до 17–19%, проницаемости по газу от 0,001–0,002 мД до 1,1–1,2 мД — для порового коллектора, и от 0,1–0,2 мД до 110–140 тыс мД — для порово-трещинного коллектора. Исследования структуры пустотного пространства в прокрашенных шлифах позволили установить, что пустотное пространство занимает от 0,5–1% вплоть до 25–30% от объёма пород.

Отложения тасеевской серии сформировались преимущественно в различных зонах аллювиальных и аллювиально-дельтовых равнин. Фациальная природа пород-коллекторов тасеевского природного резервуара обуславливает высокую степень их латеральной и вертикальной изменчивости. Для этого резервуара характерно линзообразное строение, определяемое чередованием высокоемких песчано-гравийных отложений временных потоков и глинистых отложений пойменной равнины.

Следует отметить, что распределение поровых пород-коллекторов во многом корректируется интенсивностью и направленностью вторичных изменений.

В отложениях тасеевской серии были выявлены многочисленные системы субвертикальных трещин с разной степенью раскрытости. Раскрытость трещин составляет от долей до нескольких мм.

Субвертикальные тектонические трещины сопровождаются ортогональными к ним горизонтальными. Протяженность субвертикальных трещин в керне в пределах Абаканской площади составляет более 350 м (рис. 3). Конфигурация субвертикальных трещин и морфология их поверхности свидетельствуют об их формировании в условиях растяжения с элементами сдвиговых деформаций.

Кроме того, в разрезах наблюдаются наклонные трещины, расположенные под углом к оси керна. По всему разрезу отложений тасеевской серии прослеживается сеть мелких многочисленных хаотически ориентированных затухающих трещин. В юго-западной части исследуемой территории в отложениях тасеевской серии были встречены тектонические брекчии.

По стенкам трещин в отдельных участках отмечается интенсивная минерализация. В терригенных и глинистых красноцветных отложениях по стенкам трещин встречаются следы оглеения в виде голубовато-зеленоватых пятен округлой формы, что, вероятно, может свидетельствовать о миграции по этим трещинам углеводородных флюидов.

В отложениях тасеевской серии зафиксированы зеркала скольжения, на их плоскостях отмечаются деформированные процессами сдвига кристаллы анкерита, что свидетельствует о более поздних, чем трещинообразование, активных тектонических процессах.

Тектонические трещины часто взаимопересекаются, что указывает на разновременность их образования. Часть из них имеет извилистый характер.

В отложения тасеевской серии наблюдаются горизонтальные сдвиги слойков толщиной 1–2 см.

Прогноз зон трещиноватости в пределах ИЧРП основывался на реконструкции разломно-блоковой структуры исследуемого региона. Закартированы 4 взаимно-ортогональных системы линеаментов, приуроченных к зонам высоких градиентов и смены знака аномалий гравитационного и магнитного полей, что указывает на их глубинное заложение и связь с раннедокембрийскими тектоническими элементами кристаллического фундамента, а также с трапповыми телами. Выделенные зоны могут рассматриваться как зоны развития коллекторов трещинного типа в целом и трещинных коллекторов с определенной ориентировкой систем трещин.

Наложение построенных схем линеаментов позволило построить карты, на которых выделены участки развития максимальной трещиноватости. Однако не всегда выявленные зоны объясняли, почему на площадях со сходными характеристиками трещиноватости различные значения дебитов скважин.

Поэтому выделенные в процессе анализа разломно-блоковой структуры линеаменты были проанализированы с позиций новейшей геодинамической обстановки территории с помощью структурно-геоморфологического метода реконструкции сдвиговых неотектонических напряжений.

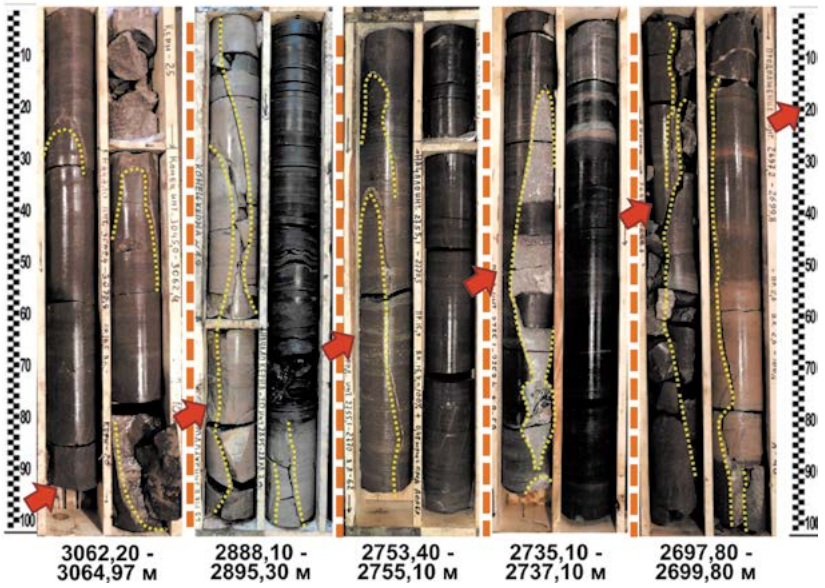
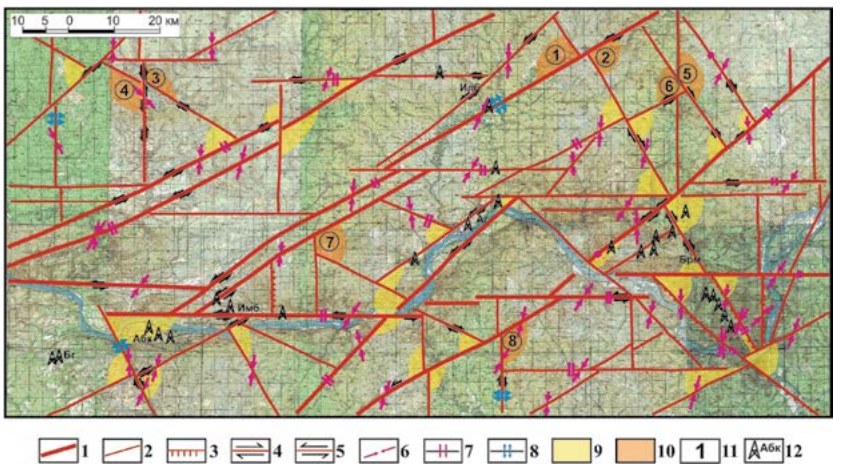



*Рис. 3 — Система субвертикальных частично минерализованных раскрытых трещин протяженностью более 350 м в скважине Абаканская №1*




Условные обозначения: 1 — новейшие разломы 1 порядка; 2 — новейшие разломы 2 порядка; 3 — сброс; 4 — правый сдвиг; 5 — левый сдвиг; 6 — ориентировка оси сжатия в горизонтальной плоскости; 7, 8 — геодинамические обстановки: 7 — сжатия; 8 — растяжения; 9, 10 — участки локального растяжения: 9-II, 10 — I порядка; 11 — участки наибольшей продуктивности; 12 — площади (Бг — Богучанская, Абк — Абаканская, Имб — Имбинская, Брм — Берямбинская, Аг — Агалеевская, Илб — Ильбокичская)

*Рис. 4 — Прогнозная схема зон повышенной продуктивности в пределах ИЧРП*

**Новейшая разломная тектоника и геодинамика Иркинеево-Чадобецкого прогиба**

В пределах ИЧРП выделяются разломы ЮЗ-СВ простирания, широтные разломы, разломы СЗ и ЗСЗ простирания, меридиональные разломы. Геодинамическая обстановка их формирования и кинематические типы показаны на рис. 4.

Реконструкция неотектонических напряжений ИЧРП дает основание считать, что в исследуемом районе доминирует меридиональное сжатие, отклоняющееся на север-северо-восток и широтное растяжение.

Смещения разломов друг относительно друга, протяженность и количество мегатрещин в зонах их динамического влияния позволяет сделать вывод о преимущественной активности разломов ЮЗ-СВ и широтного простираний. В таком поле напряжений из всех типов разломов наиболее проницаемыми являются меридиональные разломы.

На схеме новейшей геодинамики Иркинеево-Чадобецкого прогиба выделены сектора локального сжатия и растяжения на местах пересечения разнонаправленных сдвигов. Выделено восемь наиболее проницаемых секторов (участков). Общим свойством этих участков является пересечение диагональных разломов с наиболее проницаемыми меридиональными разломами или с диагональным разломом, формирующимся в обстановке растяжения.

Пачки коллекторов в отложениях тасеевской серии представлены преимущественно терригенными отложениями и соединяются между собой системой субвертикальных протяженных частично минерализованных субвертикальных трещин. Протяженность таких трещин весьма значительная и может составлять более 300–350 м.

Анализ литологичесих, петрофизических и геолого-промысловых данных свидетельствует о преимущественном развитии поровотрещинного типов коллектора.

Проведенные исследования новейшей геодинамики ИЧРП позволили сделать предположение о тесной взаимосвязи газоносности осадочного чехла с выделенными зонами современного «растяжения». Так, наиболее продуктивные в газоносном отношении Абаканское и Ильбокичское месторождения территориально расположены в пределах зон современного геодинамического растяжения.

Две высокодебитные скважины Абаканского месторождения (дебиты газа более 1 млн м$^3$/сутки) расположены в зоне геодинамического «рястяжения», образованной при пересечении граничного разлома северо-западного простирания с широтным и северо-восточных разломами. Третья низкодебитная скажина расположена в зоне сжатия. Скважины расположены в 3–5 км друг от друга (рис. 5). Во всех трех скважинах отмечаются схожие особенности геологического строения, породы-коллекторы характеризуются близкими значениями фильтрационно-емкостных свойств.

В пределах Ильбокичского месторождения были получены крупные промышленные притоки газового конденсата. Особенностью геодинамической характеристики

Ильбокичского месторождения является наличие разломов, активизированных в новейший этап в обстановке растяжения. Это относится как к разлому северо-восточного простирания, так и к субмеридиональному разлому. Оба разлома разработаны долиной интенсивно меандрирующей реки Чадобец, что характерно для обстановок растяжения.

Подобное меандрирование на значительном протяжении реки не свойственно другим рекам региона. Местоположение Ильбокичского лицензионного участка в секторе интенсивного растяжения определяет его высокую перспективность.

Преобладание разрывных нарушений, сформированных в обстановках сжатия, в пределах Берямбинского месторождения, объясняет низкую продуктивность основной части скважин (рис. 6). Небольшой сектор растяжения выделяется на северо-востоке Берямбинской структуры, где могут быть получены значительные притоки газа.

Авторы выражают благодарность ООО «Газпром геологоразведка» за предоставленные материалы и финансовую поддержку.

**Итоги**

Исследования новейшей геодинамики ИЧРП позволили сделать предположение о тесной взаимосвязи газоносности осадочного чехла с выделенными зонами современного «растяжения».

Выявленные закономерности находят свое подтверждение и при исследовании литологических особенностей продуктивных отложений. Было установлено, что гравелиты и песчаники в областях современного геодинамичекого сжатия значительно более интенсивно уплотнены, между зернами отмечаются конформные, регенерационные, инкорпорационные и микростилолитовые контакты.

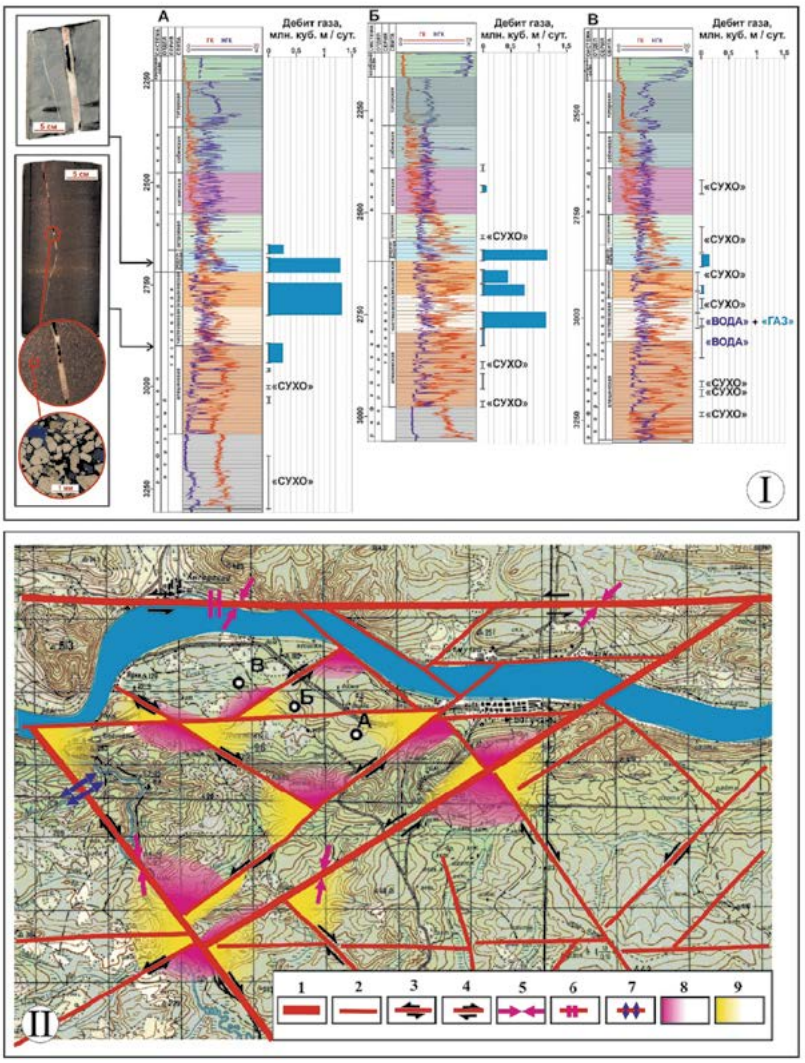
**Выводы**

Проведенные комплексные исследования природных резервуаров ИЧРП позволили выдвинуть предположение о тесной взаимосвязи современных геодинамических процессов и газоносности осадочного чехла. Основываясь на этих представлениях, следует предполагать, что наибольшие перспективы газоносности связаны с зонами современного геодинамического растяжения, сформированных в результате сдвиговых разнонаправленных деформаций осадочного чехла.

На основании результатов комплексных литологических, космо-геологических и геодинамических исследований в пределах ИЧРП было выделено восемь зон развития порово-трещинных и трещинных коллекторов, находящихся в областях геодинамического растяжения, наиболее перспективных для постановки геологоразведочных работ с целью выявления газовых месторождений.

**Список литературы**

1. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 8. С. 851–862.
2. Дашкевич Н.Н. Региональный прогноз кимберлитового магматизма в юго-западной части Сибирской платформы // Геология и полезные ископаемые




*Условные обозначения:* 1 — новейшие разломы 1 порядка; 2 — новейшие разломы 2 порядка; 3 — левый сдвиг; 4 — правый сдвиг; 5 — ориентировка оси сжатия в горизонтальной плоскости; 6 — геодинамическая обстановка сжатия; 7 — геодинамическая обстановка растяжения; 8 — участки локального сжатия; 9 — участки локального растяжения

*Рис. 5 — Результаты испытания скважин (I) и новейшая геодинамика (II) в пределах Абаканской площади. Скважины А и Б расположены в обстановке «растяжения», скважина В — в обстановке «сжатия». На фото слева трещинные коллекторы в скважине Абаканской площади*

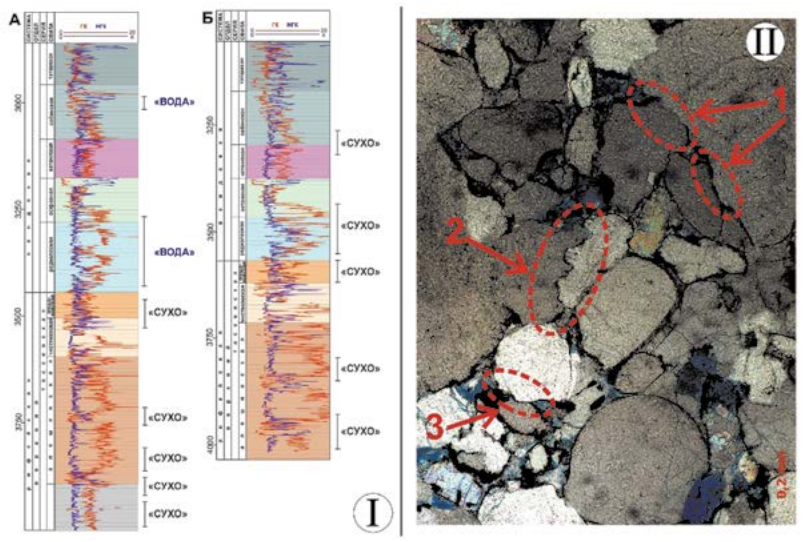



*Рис. 6 — Результаты испытания скважин, пробуренной в пределах участка локального сжатия (Берямбинская площадь) (А) и микрофотография шлифа песчаника без анализатора, иллюстрирующая процессы интенсивного уплотнения зерен (1 — конформные, 2 — микростилолитовые, 3 — инкорпорационные контакты)*

Красноярского края. 1999. С. 31–42.
3. Отчет северной г/л №2/199-2004 гг. Отв. Исполнитель А.А. Евграфов, Енисейск, 2003 г. РосГеолФонды, Гос. рег. №85-99-13/1.
4. Лапин А.В., Пятенко И.К. Чадобецкий комплекс ультраосновных щелочных пород и карбонатитов: новые данные о составе, строении и условиях формирования // Известия АН СССР. Серия геологическая. 1992. № 6. С. 88–101.
5. Старосельцев В.С. Проблема выделения рифтогенных прогибов - перспективных тектонических элементов активного нефтегазообразования // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 475–483.
6. Носкова Е.С. Структурно-тектонические критерии нефтегазоносности Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района. Автореферат дис. на соискание ученой степени канд. геол.-мин. наук, специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., 2015.
7. Сим Л.А. Изучение тектонических напряжений по геологическим индикаторам (методы, результаты, рекомендации) // Известия ВУЗов. Геология и разведка. 1991. № 10. С. 3–22.
8. Гогоненков Г.Н., Лаврик А.С., Эльманович С.С. Зарождающиеся горизонтальные сдвиги в тектонике северной части Западной Сибири // Геофизика. 2002. №S. С. 54–61.
9. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука, 1975. 535 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

# Influence of recent geodynamics to gas productivity of Irkineevo-Chadobets riftogenic trough

UDC 551.24+553.981

**Authors:**
**Lidia A. Sim** — Ph.D., leading researcher[1]; sim@ifz.ru
**Alexander V. Postnikov** — Ph.D.,professor., head of lithology department[2]; apostnikov@mtu-net.ru
**Olga V. Postnikova** — Ph.D., head of laboratory[2]; olgapostnikova@yandex.ru
**Vladimir V. Poshibaev** — Ph.D., engineer[2]; poshibaev@yandex.ru

[1]Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS, Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russian State University of oil and gas, Moscow, Russian Federation

**Abstract**
The area of research is located within the Irkineyevo-Chadobetc riftogenic trough (IcHRT) in the west of the Siberian Platform. Here deposits of gas and gas condensate were discovered in the Neoproterozoic sediments of Taseeva group. Productivity of these deposits within large anticlinal structures largely controlled by facies distribution of reservoir rocks, intensity and direction of secondary processes, mainly fracturing. Prediction of fracturing based on the reconstruction of the fault-block structure of the IcHRT. Identified lineaments were analyzed from the position of modern geodynamic. Application of structural and geomorphological method allowed to identify areas of modern geodynamic compression and tension. It was found that "tension" zones correspond to intervals of maximum gas permeability.

**Materials and methods**
GIS data (50 wells). 1,200 meters of core material, about 1,500 petrographic thin sections. The results of petrophysical studies. Digital composite images, digital model map of relief, seismic data, gravimetric and magnetic maps, production data. Methods: lithological, methods of fracture prediction based on reconstruction of fault-block structure, tectonophysical (structural and geomorphological methods).

**Results**
Studies of modern geodynamics of the IcHRT led to the assumption of the close relationship between gas-productivity and areas of modern geodynamic "stretching".
The obtained regularities also are proven in study of lithological features of productive deposits. It was found that the grits and sandstones in the areas of modern geodinamic compression much more intensively sealed, between the grains marked conformal, regeneration, incorporational and microstylolite contacts.

**Conclusions**
The carried out complex research of natural reservoirs of the IcHRT allow expect to the close relationship between modern geodynamic processes and gas-bearing of sedimentary cover. Based on these views, it must be assumed that the most prospective gas-bearing zones are associated with modern geodynamic tensions zones generated as a result of divergent shear deformations.
Based on the results of complex lithology, cosmo-geological and geodynamic studies within the IcHRT it was found eight zones of porous-fractured and fractured reservoirs located in areas of modern geodynamic tension, most perspective for geological exploration to identify gas fields.

**Keywords**
Irkineyevo-Chadobetc riftogenic trough, Angara folds zone, Siberian platform, oil and gas reservoirs, neodynamics, fracturing

**References**
1. Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A. and other. *Tektonicheskaya karta vend-nizhnepaleozoyskogo strukturnogo yarusa Leno-Tungusskoy provintsii Sibirskoy platformy* [Tectonic map of the Vendian-Lower Paleozoic structural stage of the Lena-Tunguska petroleum province, Siberian Platform] Russian Geology and Geophysics, 2009, Vol. 50, issue 8. pp. 851–862.
2. Dashkevich N.N. *Regional'nyy prognoz kimberlitovogo magmatizma v yugo-zapadnoy chasti Sibirskoy platformy* [Regional forecast kimberlite magmatism in the southwestern part of the Siberian Platform]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Krasnoyarskogo kraya*, 1999, pp. 31–42.
3. Yevgrafov A.A Report of north expedition №2/199-2004. Yeniseysk, 2003. RosGeolFondy, Gos. reg. №85-99-13/1.
4. Lapin A.V., Pyatenko I.K. *Chadobetskiy kompleks ul'traosnovnykh shchelochnykh porod i karbonatitov: novye dannye o sostave, stroenii i usloviyakh formirovaniya* [Chadobetsky set of alkaline ultrabasic rocks and carbonatites, new data on the composition, structure and conditions of formation]. Bulletin of the Academy of Sciences of the USSR. Geology Series, 1992, issue 6, pp. 88–101.
5. Starosel'tsev V.S. *Problema vydeleniya riftogennykh progibov - perspektivnykh tektonicheskikh elementov aktivnogo neftegazoobrazovaniya* [Identifying paleorifts as promising tectonic elements for active oil and gas generation]. Russian Geology and Geophysics, 2009, Vol. 50, issue 4, pp. 475–483.
6. Noskova E.S. *Strukturno-tektonicheskie kriterii neftegazonosnosti Nizhneangarskogo samostoyatel'nogo neftegazonosnogo rayona* [Structural and tectonic criteria of petroleum Nizhneangarsk independent oil and gas area]. Abstract of the PhD thesis, Moscow, 2015.
7. Sim L.A. *Izuchenie tektonicheskikh napryazheniy po geologicheskim indikatoram (metody, rezul'taty, rekomendatsii)* [The study of tectonic stresses on geological indicators (methods, results, recommendations)]. *Izvestiya VUZov. Geologiya i razvedka*, 1991, issue 10, pp. 3–22.
8. Gogonenkov G.N., Lavrik A.S., El'manovich S.S. *Zarozhdayushchiesya gorizontal'nye sdvigi v tektonike severnoy chasti Zapadnoy Sibiri* [Emerging horizontal shifts in the tectonics of the northern part of Western Siberia]. The Russian geophysics journal, 2002, issue S, pp. 54–61.
9. Gzovskiy M.V. *Osnovy tektonofiziki* [Basics of tectonophysics]. Moscow: *Nauka*, 1975, 535 p.

УДК 551

# О современной ситуации по использованию программных комплексов в недропользовании

**Г.А. Анисимов**
с.н.с.
ipen-anrt@mail.ru

**С.Е. Валеева**
н.с.
ssalun@mail.ru

**И.Ф. Валеева**
с.н.с.
nicpp@mail.ru

**Л.З. Анисимова**
н.с.
anislz@mail.ru

ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

**На современном этапе развития информационных систем невозможно представить процесс геологического изучения месторождения без построения геологических и гидродинамических моделей в различных программных комплексах как зарубежного, так и отечественного производства. Данная статья посвящена сравнительному анализу имеющихся программных продуктов отечественной и иностранной разработки, а также поискам российского программного продукта, обеспечивающего создание геологических моделей и графических приложений более выигрышных, как в качественном, так и в ценовом варианте, что важно в рамках государственного проекта по импортозамещению.**

**Материалы и методы**
Сравнительный анализ программных продуктов в процессе построения структурных карт методом схождения.

**Ключевые слова**
геоинформационные системы, программное обеспечение, геологическое моделирование

В настоящее время программные продукты зарубежных компаний в Российской Федерации успешно внедрены и охватывают до 98% отечественного рынка в области моделирования разработки нефтяных месторождений. Возникает опасение, не ставит ли это под угрозу информационную, экономическую и энергетическую безопасность страны при наличии российских разработок аналогичного функционала.

В июне 2015 г. был принят закон о создании реестра отечественного программного обеспечения, а в ноябре того же года подписано постановление, которое вводит ограничение на закупку программного обеспечения (ПО), отсутствующего в реестре российского ПО для государственных заказчиков. На сегодняшний день в реестр российского ПО вошли более 1186 программ, решающих различные отраслевые задачи, но, к сожалению, в этом списке нет ни одной из российских разработок программных продуктов, специализирующихся в сфере геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений. В ряде компаний такие программы стоят на вооружении и специалисты довольно успешно ими пользуются [1].

Для любого пользователя программным продуктом важны следующие факторы: функционал программы, удобный интерфейс, возможность выполнить весь цикл работ и стоимость продукта. Сравнительный анализ по 100% замещению некоторых импортных программных продуктов российскими аналогами приведен в таб. 1 [2].

Следует понимать, что любой программный продукт стопроцентно решает только определенный круг задач, но при этом желательно, чтобы программное обеспечение имело необходимый для полноценной работы функционал, и была реализована возможность вывода на печать итоговых результатов в соответствии с требованиями проверяющих организаций. Важность графического представления проектов бесспорна. Зачастую для получения конечного результата приходится выстраивать целую цепочку платных и бесплатных программ, начиная от Surfer, Corel DRAW, ArcGIS, MapInfo и других. Отметим, что последние две изначально создавались как геоинформационные системы не для нефтяной тематики. Лишь спустя некоторое время началась их адаптация под конкретные задачи в сфере недропользования. Совершенно очевидно и то, что не все компании могут позволить себе иметь такие программные комплексы как Petrel, IRAP RMS, ECLIPSE, Tempest More, при существующих ценах за базовые и дополнительные модули, а также за их ежегодные обновления.

Для разработки месторождения первостепенное значение имеет правильно построенная геологическая модель. От этого зависят положительные результаты проектов доразведки, а также качественно возрастает достоверность подсчета запасов. А что касается получаемых структурных карт, создаваемых в программных комплексах, например, IRAP RMS, то они требуют дополнительных затрат времени специалиста для конечного оформления графических приложений.

В России имеется программный продукт, который по построению структурных карт дает результаты, аналогичные ArcGIS или Surfer, но гораздо менее затратный — это Isoline. Геоинформационная система Isoline зародилась как исследовательский проект в 1996 г. в Тюмени. Авторами являются Яковлев Виталий Михайлович и Яковлев Вячеслав Витальевич. Первая публичная версия вышла в 1999 г.

ПО Isoline полностью адаптировано под нефтяную тематику и решает специфические задачи по геологии, работ по подсчету запасов нефти, с прекрасными возможностями оформления конечных результатов в виде графических приложений. К большому сожалению, этот программный продукт широко используется у нас в России только за Уралом. На сегодняшний день вся нефтяная отрасль Западной и Восточной Сибири, в основном, использует ПО Isoline. (к 2015 г. нефтяными компаниями внедрено 2550 лицензий).

Преимущество программного продукта Isoline рассмотрим на примере его возможностей при построении структурных карт методом схождения, включающим следующие шаги:

1. построение карты изохрон по значениям $t_0$ в пикетах сейсмических профилей;
2. фиксация значений $t_0$ с карты изохрон в скважинах, вскрывших отражающий горизонт, для определения значений скоростей в этих точках $(V = Z/t_0)$;
3. построение карты средних скоростей;
4. построение карты толщин по скважинам, вскрывшим кровлю пласта и границу отражающего горизонта; к произведению значений $t_0$ в пикетах и значений скорости, снятых с карты средних скоростей, прибавить значения, снятые с карты толщин, пересчитав, таким образом, значения в пикетах сейсмопрофилей в глубины на уровень кровли продуктивного пласта;
5. построение структурной карты по кровле продуктивного пласта с использованием данных бурения в скважинах и пересчитанных данных сейсморазведки.

В Isoline схема построения автоматизирована и реализована одной единственной процедурой. Только решение вышеуказанной

| Направление | Зарубежное программное обеспечение | Российское программное обеспечение |
|---|---|---|
| Корреляция | Petrel, IRAP RMS | Autocorr, DV SeisGeo, система «Пангея», Сфера Корреляция, Недра-Разрез |
| Геология | Petrel, IRAP RMS | DV SeisGeo, Geoglobe, Недра, Сфера Геология |
| Гидродинамика | ECLIPSE, Tempest More | Техсхема, РН-КИН, Сфера МКТ |
| Мониторинг разработки | ResView | РН-КИМ, RosPump, WellView, Мониторинг Сфера, Дельта-Ойл, ЦДС Горизонт +, РН-Добыча |

*Таб. 1 — Российские программы для замещения импортных аналогов*

задачи ставит ПО Isoline в один ряд с программным комплексом IRAP RMS. Метод схождений можно реализовать и в MapInfo, и в ArcGIS. Но это достаточно многоэтапная и кропотливая процедура.

Isoline поддерживает расширенную модель данных, включающую не только стандартный набор абстрактных типов векторных и растровых данных, подобное может любая ГИС, но и специальные типы геологических и геофизических данных (сейсмические разрезы, разломы, каротажный материал, гриды, геологические разрезы). Подобное реализовано в ПО MapInfo целым набором модулей, типа Vertical Mapper, но это отдельная трудоемкая работа по адаптации ПО для решения задач геологии, что неудобно. Пример реализации построения вертикального разреза структурной поверхности (рис. 1).

Для построения структурных каркасов используется усовершенствованный метод сплайн-аппроксимации. Сплайновая модель в Isoline позволяет создавать структурные поверхности с системой разломов любой сложной конфигурации. В MapInfo и в ArcGIS такое возможно через мозаику построения расчетных гридов внутри группы разломов с последующим объединением в один общий грид, например, используя оператор [grid1].mosaic({[grid2],[grid3]....}) (рис.2, г)

В ПО Isoline можно построить сразу весь стратиграфический разрез месторождения, с взаимокорректными структурными границами в разрезе. Имеется возможность создавать выклинивание пласта, размыв, и выдерживать заданный минимальный размер пласта (рис. 2 и 3).

Универсальные загрузки данных Isoline позволяют импортировать практически любые форматы. Возможности оформления — это «визитная карточка» Isoline. Немногие существующие геоинформационные системы смогут предоставить пользователю такую палитру возможностей, разве что ArcGIS.

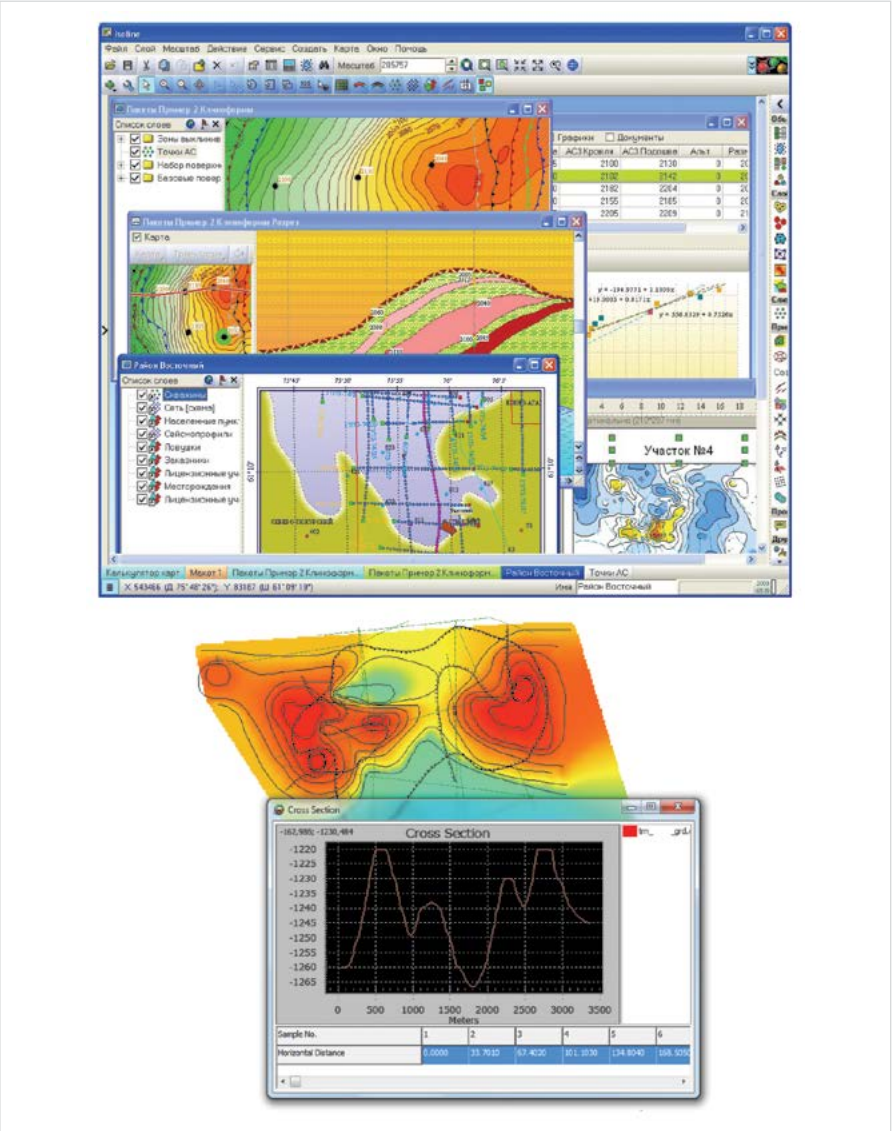



*Рис. 1 — Рабочие окна программы Isoline и разрез структурного плана в MapInfo*

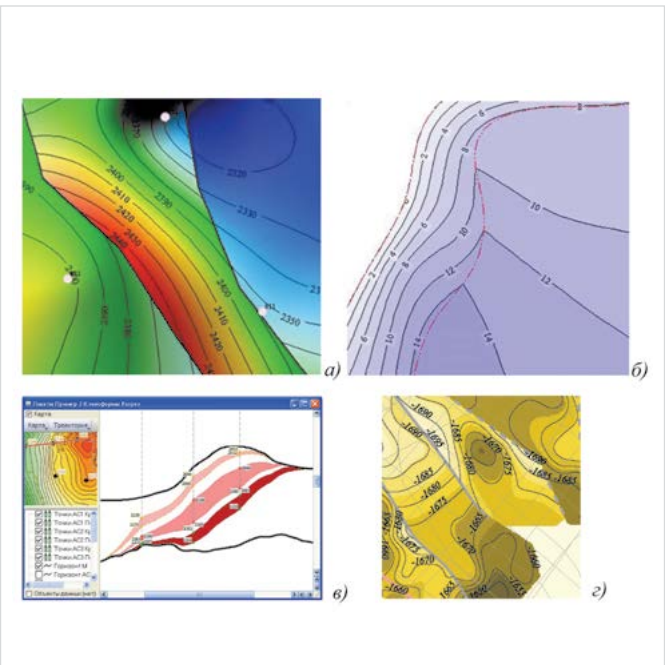



*Рис. 2 — Результаты расчетов сплайновой модели*
*а) Структурная поверхность с системой разломов (Isoline);*
*б) Построение границ чистонефтяной и водонефтяной зон при подсчете запасов (Isoline); в) Геологический разрез (Isoline);*
*г) Структурная поверхность с системой разломов (ArcGIS)*

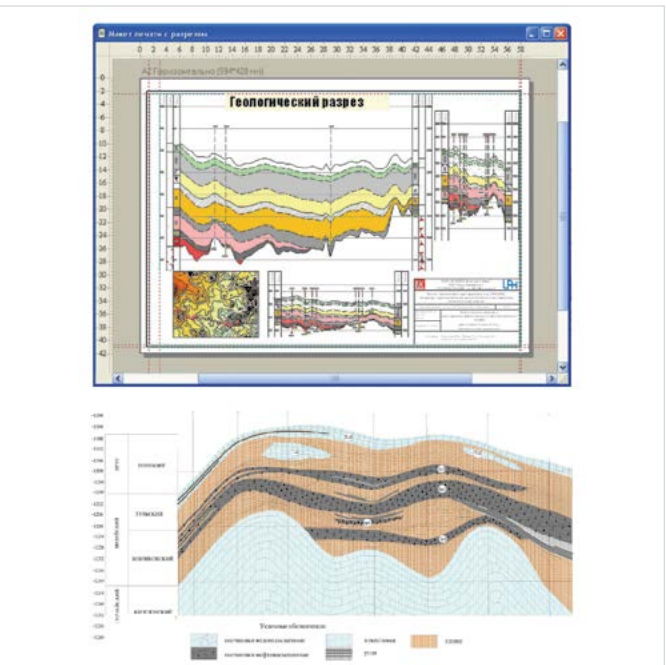



*Рис. 3 — Геологический разрез месторождения*
*(На примере Isoline и MapInfo)*

Из макета Isoline можно создать независимый файл проекта с расширением «.exe». При этом файл может быть запущен на компьютере, не имеющем ПО Isoline, также возможна печать необходимого количества графических приложений без искажений.

**Итоги**

Isoline — это интегрированная среда ГИС со стратиграфическими базами данных, системой моделирования полей геологических параметров нефтяных залежей, расчетами объемов, запасов, построением геологических разрезов и т.д. Программа рассчитана на работу с огромными массивами данных. В Isoline можно создавать документные базы данных, включая специальные геологические SEG-Y, LAS.

**Выводы**

Внедрение отечественных продуктов Isoline или ему подобных будет стимулировать создание новых программ и идей, и что особенно важно — позволит повысить статус отечественного производителя в импортозамещении ПО.

**Список литературы**


1. Единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных. Режим доступа: https://reestr.minsvyaz.ru
2. Имеющиеся российские аналоги импортных программных продуктов Schlumberger, Roxar, Landmark. Режим доступа: http://deltaru.ru/rossijskie-analogi-importnyix-programmnyix-produktov.html
3. Технологии, которые отличают Isoline от других систем. Режим доступа: http://www.изолиния.рф


ENGLISH **GEOLOGY**

## About the current situation on the use of software systems in the mineral wealth use

UDC 551


**Authors:**
**Guri A. Anisimov** — senior researcher; ipen-anrt@mail.ru
**Svetlana E. Valeeva** — researcher; ssalun@mail.ru
**Ilvera F. Valeeva** — senior researcher; nicpp@mail.ru
**Lilia Z. Anisimova** — researcher; anislz@mail.ru

Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation



**Abstract**

At the present stage of information systems development, it is impossible to present the process of geological exploration of the deposit without the construction of geological and hydrodynamic models in different software systems, both foreign and native production. This article focuses on the comparative analysis of the available software products of native and foreign design, as well as the search for the Russian software providing creation of geological models and graphics images more advantageous in quality and price in the form, which is important in the framework of the state project on import substitution.

**Materials and methods**

Comparative analysis of the available software products in process in the process of building structural maps by convergence.

**Results**

Isoline is an integrated GIS environment with stratigraphic database, system simulation fields of geological parameters of oil deposits, calculations of volumes, reserves, construction of geological sections, etc. The program is designed to work with large data sets. The Isoline, you can create document-database, including specific geological SEG-Y, LAS.

**Conclusions**

The introduction of native products Isoline or the like will stimulate the creation of new programs and ideas, and most importantly will enhance the status of the native producers in import-substitution software.



**Keywords**

geographic information systems, software, geological modeling


**References**


1. *Edinyy reestr rossiyskikh programm dlya elektronnykh vychislitel'nykh mashin i baz dannykh* [Unified register of Russian programs for computers and data bases]. Available at: https://reestr.minsvyaz.ru
2. *Imeyushchiesya rossiyskie analogi importnykh programmnykh produktov Sshlumberger, Roxar, Landmark* [Actual Russian analogs of imported programs Schlumberger, Roxar, Landmark]. Available at: http://deltaru.ru/rossijskie-analogi-importnyix-programmnyix-produktov.html
3. *Tekhnologii, kotorye otlichayut Isoline ot drugikh system* [Technologies that distinguish Isoline from other systems]. Available at: http://www.изолиния.рф

УДК 550.834+553.98(571.1)

# Региональная система корреляции и индексации ачимовских резервуаров на севере Западной Сибири

**С.А. Горбунов**
заместитель начальника отдела ИТЦ[1]
s.gorbunov@ggr.gaxprom.ru

**В.В. Огибенин**
к.г.-м.н., начальник ИТЦ[1]
v.ogibenin@ggr.gazprom.ru

**Ю.И. Пятницкий**
заместитель начальника управления 307/8[2]
I.Piatnitskiy@adm.gazprom.ru

**А.А. Нежданов**
д.г.-м.н., заместитель начальника ИТЦ[1]
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru

**А.А. Сподобаев**
заместитель начальника отдела ИТЦ[1]
a.spodobaev@ggr.gazprom.ru

[1]ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия
[2]ПАО «Газпром», Москва, Россия

**Разведка ачимовских залежей УВ на севере Западной Сибири (ЗС) продолжается более 40 лет. За это время открыто большое количество залежей газового конденсата и нефти, с ачимовской толщей связаны основные перспективы нефтегазоносности**

Ачимовская толща Западной Сибири (ЗС) — это глубоководные окончания неокомских клиноформ, сложенные преимущественно песчано-алевритовыми породами. Ачимовские отложения накапливались у подножий шельфовых террас за счет сноса обломочного материала турбидитными потоками и оползнями. Поэтому отдельные песчаные линзы имеют ограниченные размеры, хотя они слагают огромные по протяженности (более 1000 км) и значительные по ширине (от первых км до 50–70 км) неоднородные по строению, прерывистые песчаные полосы, протягивающиеся в субмеридиональном направлении параллельно бровкам неокомских палеошельфов ЗС. Эти «полосы», связанные с регрессивными этапами осадконакопления, разделены глинистыми осадками, которые накапливались в трансгрессивные периоды высокого стояния уровня неокомского моря. Общие мощности песчано-алевритовых ачимовских тел изменяются в широких пределах – от первых метров до 300–400 м. Вследствие более высокой тектонической мобильности северного суббасейна ЗС, значительная часть обломочных накоплений неокома здесь фиксировалась именно в ачимовских отложениях. В южной половине неокомского бассейна ЗС, наоборот, основная часть песчано-алевритовых наносов связана с шельфовыми отложениями. Именно по этой причине наибольшие толщины и, соответственно, объемы ачимовских резервуаров приурочены к северной части бассейна, которая в течение всего мезозоя испытывала более высокие темпы погружения относительно южной половины ЗС.

В настоящее время в южной половине ЗС (Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО), Тюменская область) в ачимовской толще открыто более 100 нефтяных залежей. Преимущественно это пластовые сводовые залежи с элементами литологического и тектонического экранирования, с четко установленными водо-нефтяными контактами, подошвенными и законтурными водами. На территории Ямало-Ненецкого АО (ЯНАО) залежи УВ в ачимовской толще открыты на 51 месторождении. Это литологические залежи, характерной чертой которых является наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Суммарные запасы всех нефтяных залежей, открытых на территории ХМАО, меньше, чем запасы УВ в ачимовской толще только одной — Уренгойской зоны нефтегазоносности ЯНАО. Признаки продуктивности ачимовских отложений установлены практически на всех разведочных площадях, где эти отложения вскрыты бурением в зоне АВПД, независимо от гипсометрического положения пластов. Так, в 2015 г. было открыто Падинское газоконденсатное месторождение, газоносность которого связана с ачимовской толщей. Кровля продуктивного пласта АчБН$_{14}$ залегает в скважине-первооткрывательнице на отметке минус 3793 м, что на 900 м ниже, чем на соседнем, Медвежьем месторождении. Широкомасштабная нефтегазоносность ачимовских и нижележащих юрских отложений ЯНАО в зоне АВПД обусловлена активными флюидодинамическими процессами и поступлением УВ из более глубоких слоев Земли.

Ресурсы УВ сырья в ачимовских отложениях ЯНАО оцениваются НАО «СибНАЦ» в 45,0 млрд т условного топлива. По нашим оценкам, только в Нерутинской впадине, которая разделяет Уренгойское, Ямбургское и Медвежье месторождения, ачимовская толща содержит около 30 млрд т условного топлива. Открытые уже в 21 веке ачимовские залежи Ямбурга эквиваленты по запасам новому гигантскому нефтегазовому месторождению. Для эффективного освоения этих ресурсов необходимо детальное геолого-геофизическое изучение и моделирование ачимовских резервуаров, имеющих сложное строение и распространение.

Если точное и детальное картирование конкретных ачимовских ловушек и залежей УВ — задача, успешно решенная с помощью современной пространственной сейсморазведки МОГТ 3D [1], то создание общей модели нефтегазоносности ачимовской толщи на севере ЗС сдерживается отсутствием единой региональной системы корреляции и индексации ачимовских резервуаров. Это усложняет и постановку на

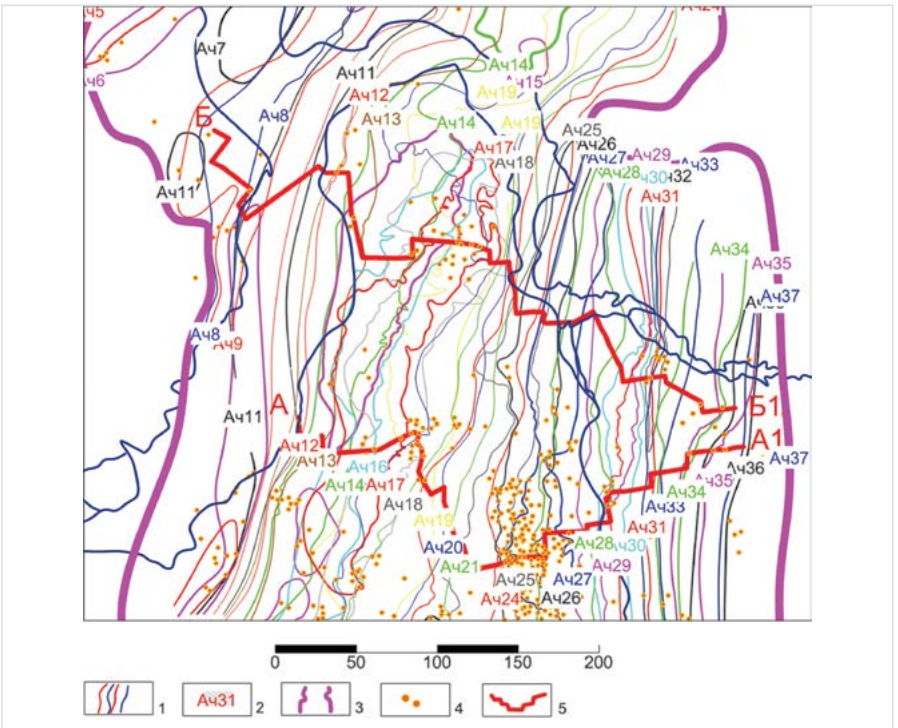



*Рис. 1 — Фрагмент схемы развития ачимовских комплексов 2014 г. (северная часть ЯНАО без п-ова Ямал): 1 – границы региональных ачимовских комплексов; 2 – индексы региональных ачимовских комплексов; 3 – границы развития ачимовской толщи; 4 – глубокие поисковые и разведочные скважины; 5– линии сейсмогеологических разрезов*

**Ямало-Ненецкого АО, ежегодно открываются новые залежи и увеличиваются запасы открытых скоплений газового конденсата и нефти. Масштаб этих запасов уникален. Однако строение ачимовских резервуаров и связанных с ними залежей УВ очень сложное, до сих пор отсутствует единая система их корреляции и индексации. В статье на основе многолетних исследований, выполненных по лицензионным участкам ПАО «Газпром» по комплексу скважинной и сейсморазведочной информации, предложена единая система корреляции и индексации ачимовских пластов — резервуаров, учитывающая стратиграфию и историю геологического развития неокомского бассейна.**

**Материалы и методы**

Скважинная и сейсморазведочная МОГТ 2D, 3D информация по лицензионным участкам ПАО «Газпром» в Западной Сибири и по сопредельным территориям, материалы био- и литостратиграфических исследований. Сейсмостратиграфия, сиквенс стратиграфия, нефтегазовая геология.

**Ключевые слова**

Западная Сибирь, Ямало-Ненецкий автономный округ, нефть и газ, стратиграфия неокома, ачимовская толща

Госбаланс запасов УВ открытых залежей нефти и газоконденсата.

Детальное и многолетнее изучение неокома ЗС глубоким бурением и сейсморазведкой МОГТ подтвердило правомерность клиноформной модели его строения, разработанной А.Л. Наумовым еще в 70-х гг. прошлого века. Согласно этой модели, ачимовские отложения синхронны выклинивающимся на шельфе неокомским песчаным пластам. Последние, вследствие регрессивного характера развития морского бассейна ЗС в неокоме, омолаживаются от берриаса на восточном побережье (основной источник питания терригенным материалом) по баррем в центре бассейна. С первых моментов изучения нефтегазоносности ачимовских отложений севера Западной Сибири (70-е гг. XX века) остро стоит вопрос об индексации ачимовских залежей. Если использование индекса «Ач» для их обозначения не вызывало возражений, то цифровые индексы отдельных пластов, либо другие варианты их синонимики, обсуждаются уже более 30 лет. Необходимость подсчета запасов ачимовских залежей Уренгойского месторождения заставила Н.Ф. Береснева (Тюменская тематическая экспедиция «Главтюменьгеологии») еще в 80-х гг. прошлого века разработать, как предполагалось, предварительную схему их индексации на Уренгойском месторождении – от Ач1 по Ач6, с традиционным для нефтегазовой геологии увеличением номеров пластов от молодых к более древним отложениям. В дальнейшем предполагалось установить точное соответствие ачимовских пластов неокомским шельфовым пластам и называть их как АчБУ$_{18}$, АчБУ$_{17}$ и т.п. Именно так индексируют ачимовские пласты в Широтном Приобье. Однако выяснилось, что этот способ индексации для севера ЗС подходит плохо. Во-первых, слишком много порайонных индексов песчаных пластов неокома — БП, БУ, БТ, БН, БЯ, БГ соотношения между которыми не до конца выяснены. Во-вторых, как отмечено выше, ачимовские накопления на севере ЗС превышают по объему шельфовые, поэтому часто ачимовские пласты просто не имеют стратиграфических аналогов на шельфе. В-третьих, если искать точное соответствие песчаных пластов ачимовской толщи и шельфа, то в условиях активной проградации (наращивания шельфа в сторону бассейна) индексы пластов будут чрезмерно сложными, например: АчБП$_9^1$, АчБП$_9^{1-2}$, АчБП$_9^{1-3}$ и т.п.

По этой же причине (неоправданно сложные индексы) не очень удобна для практического использования и система индексации ачимовских пластов, предложенная ранее В.Н. Бородкиным и А.Р. Курчиковым [2], в которой каждый ачимовский комплекс имеет свою порядковую нумерацию (древние имеют меньшие номера), но и учитывается соответствие ачимовских и шельфовых пластов. Выглядит это так: БП$_9$Ач$_{11}$, БУ$_{16}$Ач$_{13\text{-}14}$ и т.п. Учитывая же, что в каждом ачимовском пласте может быть несколько самостоятельных залежей, то индексация усложняется до многоэтажной (например, БУ$_{20}^1$Ач$_{16}^2$). Очевидно, что такая сложная индексация затрудняет любые геологические и промысловые построения. К тому же указанные авторы выделили всего порядка 20 ачимовских комплексов, по нашим же построениям их количество значительно больше.

Видимо, по этим причинам на многих предприятиях, проводящих геологоразведочные работы на севере ЗС, при открытии ачимовских залежей и при постановке их запасов на Госбаланс использовалась самая простая, а скорее примитивная индексация пластов и залежей: Ач1, Ач2, Ач3 и т.п. На разных месторождениях одинаковыми индексами обозначались разновозрастные пласты, что с геологических позиций недопустимо. В конечном итоге ГКЗ РФ поставил перед ПАО «Газпром», выполняющим наибольшие объемы геологоразведочных работ в ЯНАО, вопрос о необходимости разработки региональной системы индексации ачимовских пластов и залежей УВ. Эта работа, продолжавшаяся более 5 лет, включала детальную скважинную и сейсмостратиграфическую корреляцию неокомских, в т.ч. и ачимовских отложений, как по лицензионным участкам (ЛУ) предприятий ПАО «Газпром» и других недропользователей, так и по нераспределенному фонду недр ЯНАО.

В результате были составлены многочисленные схемы сейсмогеологической корреляции, модели ачимовских резервуаров, ловушек и залежей УВ, карты распространения и толщин ачимовских отложений на территории ЯНАО, уточнены взаимоотношения шельфовых песчаных пластов различных нефтегазоносных районов. В процессе выполнения этих исследований в качестве рабочей версии использовалась система порядковой индексации ачимовских резервуаров с возрастанием номеров от молодых к более древним отложениям. Первоначально было выделено 37 разновозрастных ачимовских комплексов, распространенных от п-ва Ямал до восточной части Западно-Сибирского бассейна (рис. 1, 2). При этом в силу относительно слабой геолого-геофизической изученности Ямала на его территории выделялись широкие субпокровные ачимовские

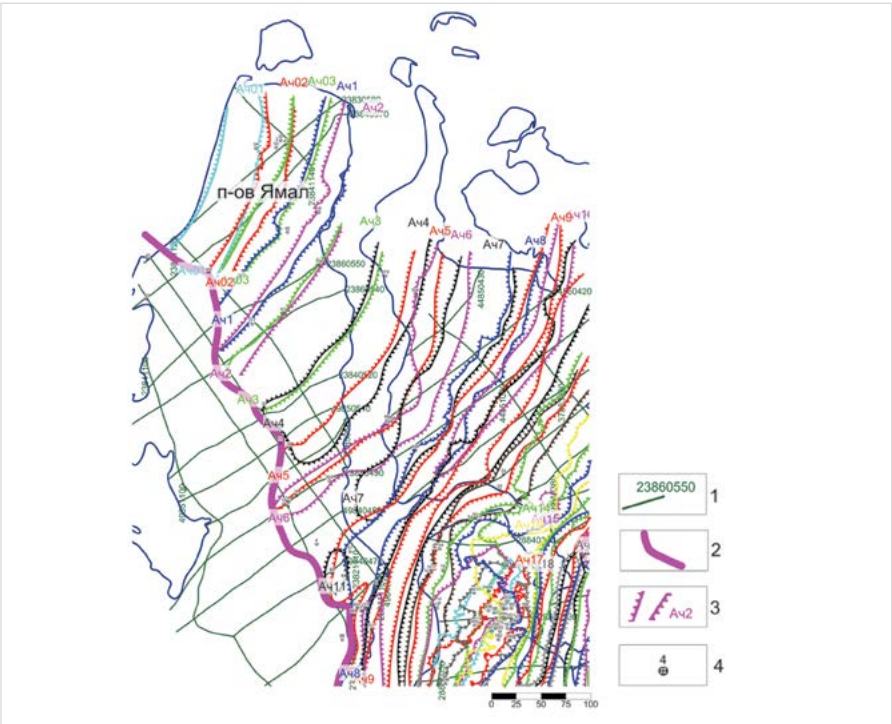



*Рис. 2 — Фрагмент схемы развития ачимовских комплексов 2014 г. (п-ов Ямал): 1 – региональные сейсмические профили; 2 – граница развития ачимовской толщи; 3 – региональные ачимовские комплексы; 4 – глубокие поисковые и разведочные скважины*

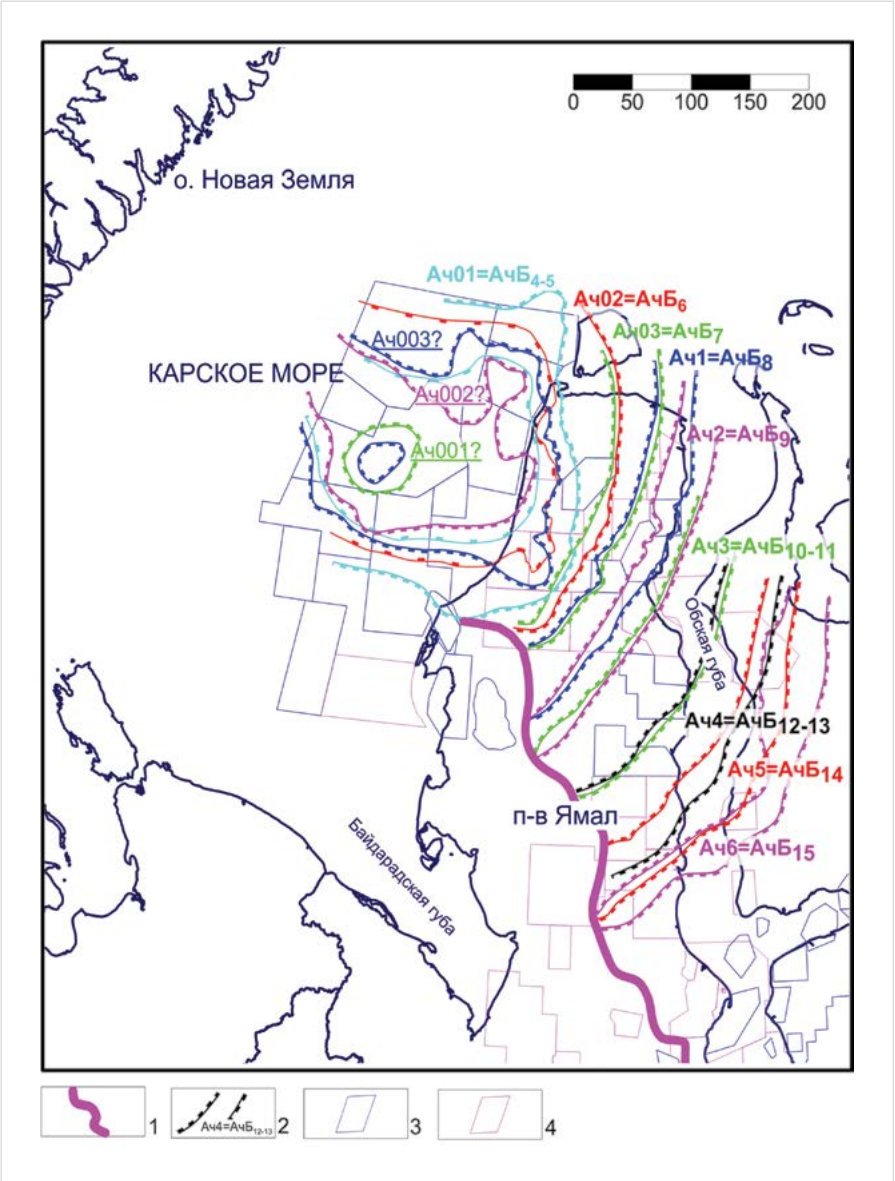



*Рис. 3 — Фрагмент детализированной схемы распространения ачимовских комплексов в акватории Карского моря и на п-ове Ямал: 1 – границы развития ачимовской толщи; 2 – региональные ачимовские комплексы; 3 – лицензионные участки ПАО «Газпром»; 4 – лицензионные участки других недропользователей и нераспределенного фонда недр*

тела. С появлением новых сейсморазведочных и скважинных данных появилась необходимость более дробного деления ачимовских отложений, что привело к введению «нулевых» индексов ($Ач_{01}$, $Ач_{02}$, $Ач_{03}$) (рис. 2).

В 2014–2016 гг. ПАО «Газпром» выполнены значительные объемы современных сейсморазведочных съемок в акватории Карского моря. Полученные данные показывают, что в Пухучанской впадине акватории Карского моря развиты ачимовские отложения. По сейсмической волновой картине в нижней части неокома выделено 3 ачимовских комплекса, сформированных из северных, восточных и южных источников питания терригенным материалом (рис. 3). Таким образом, в схеме необходимо учесть новые ачимовские тела, наименование которых при сохранении прежней индексации становится сложным ($Ач_{001}$, $Ач_{002}$, $Ач_{003}$).

Кроме того, результаты новых сейсморазведочных работ МОГТ 3D и бурения, проводимых предприятиями ПАО «Газпром» в ЯНАО, показали недостаточную детализацию начальной региональной схемы ачимовских отложений. Например, в Нерутинской впадине и на Тазовском п-ове мощность ачимовских отложений достигает 250–400 м, а количество ачимовских залежей УВ на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении достигло 31. С учетом новых построений в акватории Карского моря и в Ямбургско-Харвутинской зоне и необходимостью резервирования номеров для слабоизученных ачимовских резервуаров, их общее число достигло 76 (таб. 1). Очевидно, что использование такого подхода с большим числом однотипных индексов, без учета их связи со стратиграфией и особенностями геологического развития неокомского бассейна, крайне неудобно.

В связи с этим нами предложена другая («стратогенетическая») система индексации ачимовских резервуаров, в которой учтены естественные рубежи в развитии неокомского седиментационного бассейна, а именно — трансгрессивно-регрессивную цикличность регионального масштаба. Их границы отвечают этапам наиболее высокого стояния

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| – | – | – | **Ач01** | **Ач02** | **Ач03** | **Ач1** | **Ач2** | **Ач3** | **Ач4** |
| 1 | 2 | 3 | 4-5 широкий | 6 | 7 | 8 | 9 | 10-11 широкий малоизуч. | 12-13 широкий малоизуч. |
| **Ач5** | **Ач6** | **Ач7** | **Ач8** | **Ач9** | **Ач10** | **Ач11** | **Ач12** | **Ач13** | **Ач14** |
| 14 | 15 | 16-17 широкий | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23-26 4 пласта на ЯНГКМ | 27-33 7 пластов на ЯНГКМ |
| **Ач15** | **Ач16** | **Ач17** | **Ач18** | **Ач19** | **Ач20** | **Ач21** | **Ач22** | **Ач23** | **Ач24** |
| 34-36 3 пласта на ЯНГКМ | 37-41 5 пластов на ЯНГКМ | 42-45 4 пласта на ЯНГКМ | 46-48 3 пласта на ЯНГКМ | 49-50 2 пласта на ЯНГКМ | 51-52 2 пласта на ЯНГКМ | 53-54 широкий | 55 | 56 | 57-58 широкий |
| **Ач25** | **Ач26** | **Ач27** | **Ач28** | **Ач29** | **Ач30** | **Ач31** | **Ач32** | **Ач33** | **Ач34** |
| 59-60 широкий | 61-62 широкий | 63-64 широкий | 65-66 широкий | 67-68 | 69 | 70 | 71 | 72 | 73 |
| **Ач35** | **Ач36** | **Ач37** | | | | | | | |
| 74 | 75 | 76 | | | | | | | |

Индексы 2014 г.
Индексы 2016 г. с учетом Карского моря и резерва

*Таб. 1 — Сопоставление индексации региональных ачимовских комплексов 2014 г. с номерами комплексов, выделенных по результатам детализационных сейсморазведочных работ в акватории Карского моря, на п-ве Ямал и в других районах деятельности ПАО «Газпром»*

уровня моря, в течение которых накапливались устойчивые по площади трансгрессивные глинистые пачки. К ним приурочены протяженные субрегиональные сейсмические отражающие горизонты, Эти субрегиональные циклиты являются «региоярусами», которые благодаря выраженности их трансгрессивных границ на диаграммах ГИС и сейсмических разрезах, уверенно картируются по скважинным и сейсморазведочным данным (рис. 4, 5). В их глубоководной части, в интервале развития ачимовской толщи, выделено шесть крупных стратиграфических зон соответствующего возраста, который учитывается в обозначении ачимовских комплексов (таб. 2, рис. 6):

1. Барремская зона (группа пластов АчБ).
2. Готеривская зона (группа пластов АчГ).
3. Зона верхней части валанжина (группа пластов АчВ).
4. Зона средней части валанжина (группа пластов АчС).
5. Зона нижней части валанжина (группа пластов АчН).
6. Инфраваланжиннская (берриасская) (группа пластов АчИ).

В названиях двух первых зон «суффиксы» Б и Г отражают стратиграфическую приуроченность и даны по начальной букве названия яруса. Зоны 3–5 связаны с отложениями валанжина, имеющими большую мощность. Поэтому ачимовские комплексы валанжинского возраста разделены на 3 группы, соответствующие верхней, средней и нижней частям разреза валанжина. Их границы выделены по трансгрессивным глинистым пачкам, т.е. эти стратоны также являются закономерно построенными трансгрессивно-регрессивными циклитами, или региоярусами. Для идентификации соответствующих им ачимовских комплексов использованы «суффиксы» В (верхний), С (средний) и Н (нижний). Определенным недостатком такой индексации является отсутствие указания на валанжинский возраст комплексов, однако мы считаем, что сохранение единообразия индексов важнее, чем дополнение их еще одной буквой или цифрой. При использовании предлагаемых аббревиатур легко запомнить, что АчВ, АчС и АчН отвечают соответствующим частям валанжина. Для идентификации самых древних ачимовских комплексов — берриасских — использовано второе название этого яруса — «инфраваланжинский» и, соответственно, обозначение «И» (поскольку буква Б уже использована для баррема).

Необходимо также отметить, что принятый при такой индексации возраст региоярусов совпадает с региональной стратиграфической схемой неокома ЗС 2004 г. лишь в общих чертах и противоречит обозначенному в ней возрасту ачимовской толщи, который принят берриас-ранневаланжинским по всей ЗС. Однако эта проблема относится к достоверности биостратиграфических исследований нижнего мела ЗС. Вообще для раннемеловых отложений достижимое разрешение биостратиграфии составляет, по данным Килла и Хейвуда (1993 г.) 10 млн лет, в то время как для юры — 150 тыс. лет, позднего мела — 1 млн лет. Это связано с крайним провинционализмом раннемеловых фаун, или, говоря иными словами, раннемеловые бассейны были изолированными и в

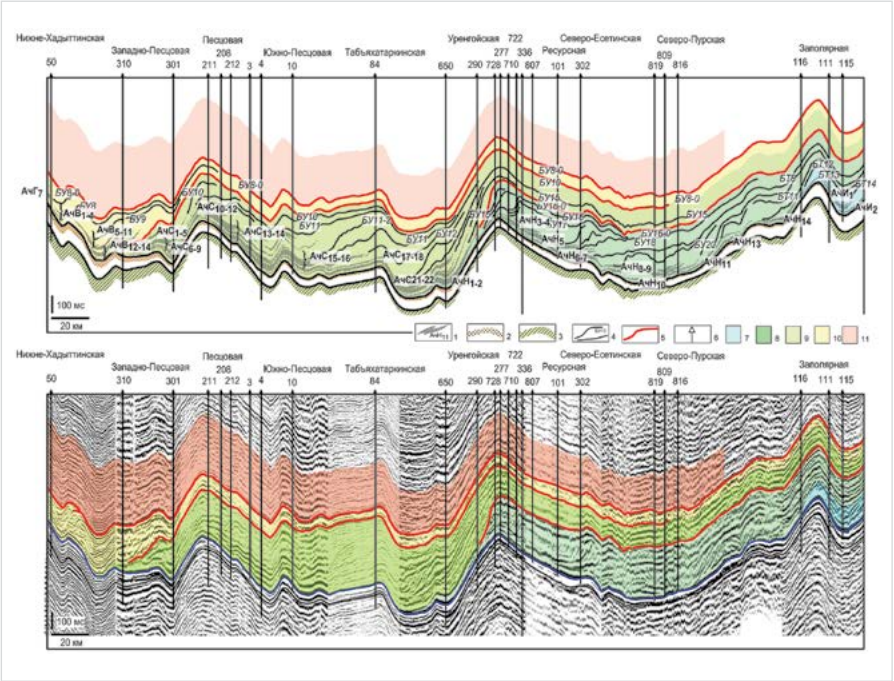



*Рис. 4 — Сейсмогеологический разрез неокома по линии А-А1*

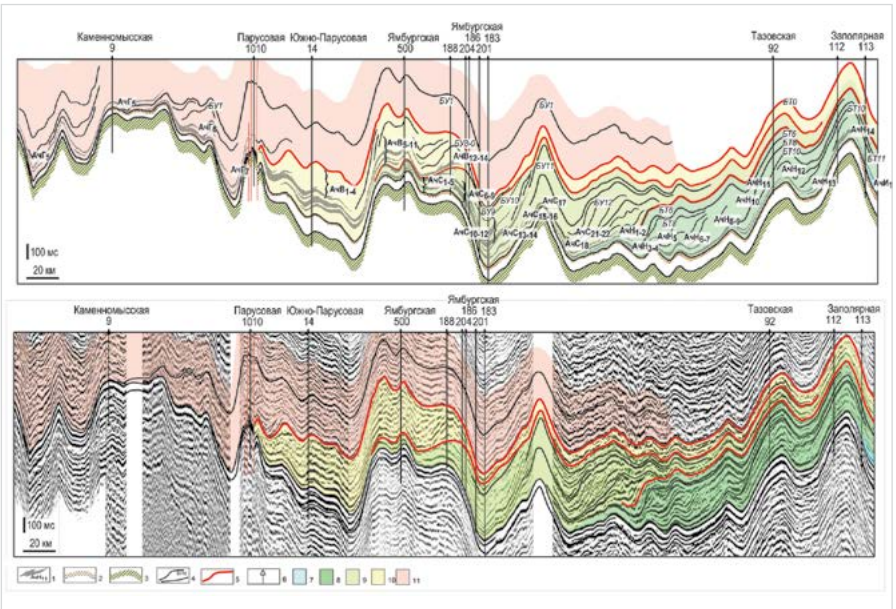



*Рис. 5 — Сейсмогеологический разрез неокома по линии Б-Б1*

*Условные обозначения для Рис. 4, 5:* 1 – ачимовские комплексы и их индексы; 2 – баженовская свита; 3 – кровельная часть среднеюрских отложений; 4 – границы неокомских клиноформных комплексов; 5 – маркирующие горизонты, соответствующие трансгрессивным глинистым пачкам; 6 – поисковые и разведочные скважины; ачимовские комплексы: 7 – инфраваланжина; 8 – нижней части валанжина; 9 –средней части валанжина; 10 – верхней части валанжина; 11 – готерива. Положение разреза показано на рис. 1

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| _ | _ | _ | Ач01 | Ач02 | Ач03 | Ач1 | Ач2 | Ач3 | Ач4 |
| $АчБ_{1}$ | $АчБ_{2}$ | $АчБ_{3}$ | $АчБ_{4-5}$ | $АчБ_{6}$ | $АчБ_{7}$ | $АчБ_{8}$ | $АчБ_{9}$ | $АчБ_{10-11}$ | $АчБ_{12-13}$ |
| Ач5 | Ач6 | Ач7 | Ач8 | Ач9 | Ач10 | Ач11 | Ач12 | Ач13 | Ач14 |
| $АчБ_{14}$ | $АчБ_{15}$ | $АчГ_{1-2}$ | $АчГ_{3}$ | $АчГ_{4}$ | $АчГ_{5}$ | $АчГ_{6}$ | $АчГ_{7}$ | $АчВ_{1-4}$ | $АчВ_{5-11}$ |
| Ач15 | Ач16 | Ач17 | Ач18 | Ач19 | Ач20 | Ач21 | Ач22 | Ач23 | Ач24 |
| $АчВ_{12-14}$ | $АчС_{1-5}$ | $АчС_{6-9}$ | $АчС_{10-12}$ | $АчС_{13-14}$ | $АчС_{15-16}$ | $АчС_{17-18}$ | $АчС_{19}$ | $АчС_{20}$ | $АчС_{21-22}$ |
| Ач25 | Ач26 | Ач27 | Ач28 | Ач29 | Ач30 | Ач31 | Ач32 | Ач33 | Ач34 |
| $АчН_{1-2}$ | $АчН_{3-4}$ | $АчН_{5}$ | $АчН_{6-7}$ | $АчН_{8-9}$ | $АчН_{10}$ | $АчН_{11}$ | $АчН_{12}$ | $АчН_{13}$ | $АчН_{14}$ |
| Ач35 | Ач36 | Ач37 | Индексы 2014 г. | | | | | | |
| $АчИ_{1}$ | $АчИ_{2}$ | $АчИ_{3}$ | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | Индексы 2016 г. с учетом Карского моря и резерва |

1 – барремские комплексы; 2 – готеривские комплексы; 3 – комплексы верхней части валанжина; 4 – комплексы средней части валанжина; 5 – комплексы нижней части валанжина; 6 – инфраваланжинские комплексы

*Таб. 2 — Сопоставление номенклатуры региональных ачимовских комплексов 2014 г. с индексацией 2016 г.*

каждом из них биота развивалась по своим законам. Если рассматривать ЗС, то следует заметить, что только раннемеловые отложения имеют такое сложное клиноформное строение, а скорости осадконакопления в неокоме (например, в валанжине) превышали 1 тыс. м/млн лет, т.е были лавинными. В таких условиях, при малом количестве валидных находок раковин «руководящих» организмов, точность выделения границ ярусов весьма низкая и имеет погрешность ± 100 м. Поэтому границы ярусов могут быть только договорными. Мы предлагаем совместить их с наиболее устойчивыми маркирующими горизонтами — трансгрессивными глинистыми пачками. Проблема биостратиграфии ачимовских отложений держится на 2–3 сомнительных определениях возраста аммонитов и не решается уже 40 лет [3]. Единственный путь совершенствования стратиграфии неокома ЗС — создание комплексной, сейсмогеологической стратиграфической схемы с выделением региоярусов (хронолитов) [4], что и реализуется в предлагаемой нами схеме.

При разработке схемы индексации мы стремились максимально сохранить существующие индексы ачимовских залежей Самбурско-Уренгойской зоны нефтегазоносности, запасы УВ по которым поставлены на Госбаланс. Залежи газоконденсата и нефти в ачимовских отложениях этой зоны уже находятся в разработке и по степени изученности представляют собой эталонный ачимовский объект. Естественно, что в этих условиях о внедрении альтернативной индексации не может быть и речи. В новой схеме в название предлагается добавить только одну букву, при этом прежнему названию Ач1 будет соответствовать индекс АчН1, Ач2–АчН2, Ач3–АчН2, Ач4–АчН4 и т.д.

Преимуществом предлагаемой схемы распространения и индексации ачимовских резервуаров ЯНАО является не только заложенный в ней определенный стратиграфический смысл, но и отражение структурно-генетических особенностей ачимовских отложений, так как неокомские комплексы выделенных зон обладают характерными чертами в плане условий формирования, геометрии клиноформ и литологии (рис. 7).

Как было отмечено, при выделении основных ачимовских мегакомплексов использована привязка их границ к маркирующим горизонтам и соответствующим трансгрессивным глинистым пачкам (на рис. 4, 5 они выделены толстыми красными линиями). Барремский седиментационный комплекс (сиквенс) залегает ниже нейтинской пачки, кровля готеривского сиквенса приурочена к глинистой пачке над пластом $ТП_{23}$ Ямала, а подошва совпадает с сеяхинской пачкой, также выделенной на п-ове Ямал. Пачка «шоколадных глин» над пластом $БУ_8^0$ отделяет готеривский сиквенс от верхней части валанжина. Аналог сармановской пачки над пластом $БУ_{10}$ является границей между комплексами верхнего и среднего валанжина. Субрегиональный репер — глинистая пачка над пластами $БУ_{16}^0$, $БТ_6$, $БП_{12}^0$ разделяет комплексы среднего и нижнего валанжина. Условной границей между сиквенсами берриаса и валанжина мы считаем глинистую пачку над пластом $БТ_{14}$.

Рассмотренная привязка элементов предлагаемой схемы к реперным границам

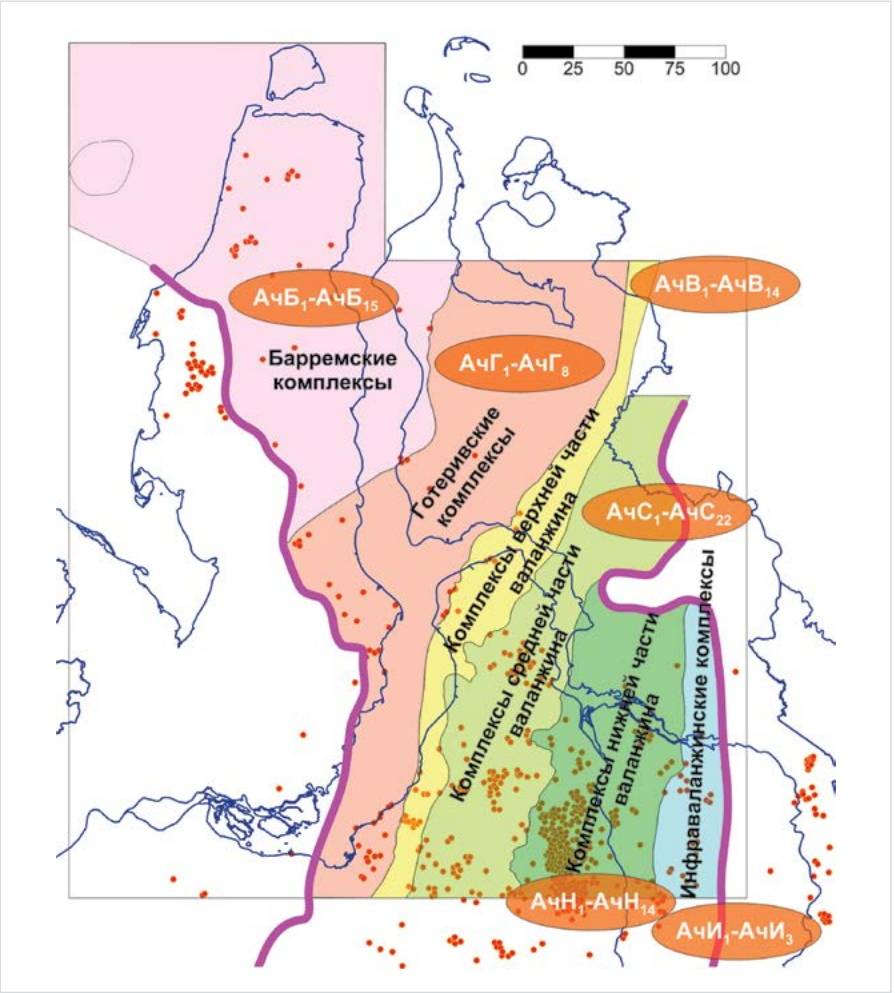



*Рис. 6 — Схема крупных формационно-стратиграфических зон ачимовских отложений в северной части ЯНАО*

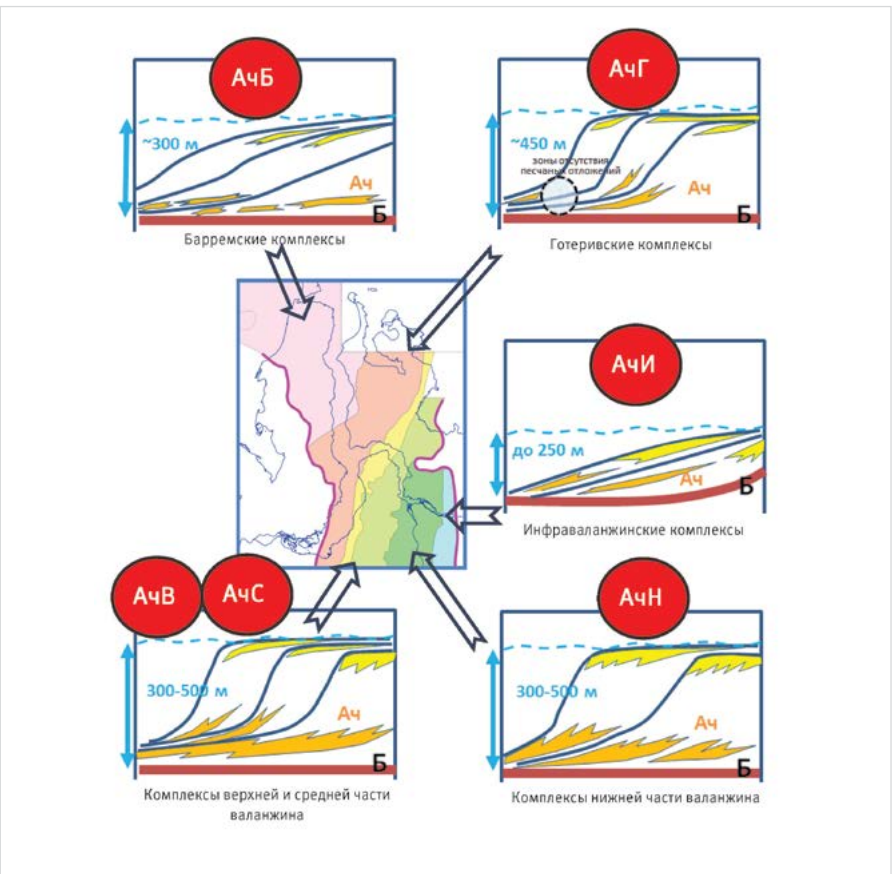



*Рис. 7 — Структурно-генетические особенности ачимовских комплексов*

позволяет существенно упростить экстраполяцию выделенных комплексов в южном направлении — на территорию Ханты-Мансийского АО и южнее. Таким образом, в структуру схемы заложен механизм развития. Выбранный формат индексации удобен не только для площадного расширения схемы ачимовских резервуаров, но и для ее развития в объеме, включающем единые неокомские клиноформные комплексы со всеми палеоморфологическими зонами (фондотемой, клинотемой, ундатемой). Предложенный принцип индексации может быть эффективным в решении давно назревшего вопроса упорядочения и упрощения индексации шельфовых пластов неокома ЗС [3].

**Итоги**

Разработана единая система корреляции и индексации ачимовских пластов-резервуаров для территории Ямало-Ненецкого автономного округа Западной Сибири.

**Выводы**

Предложена «стратогенетическая» система индексации ачимовских резервуаров, учитывающая их возраст и морфологические особенности. Выделено и прослежено 76 ачимовских комплексов, которые сгруппированы по неокомским «региоярусам», отвечающим ярусам международной стратиграфической шкалы и их частям.

**Список литературы**


1. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Меркулов А.В. и др. Перспективы и технологии поисков и разведки залежей углеводородов в ачимовских и юрских отложениях Ямало-Ненецкого автономного округа // Геология нефти и газа. 2016. №2. С. 11–17.
2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Геологическое строение и нефтегазоносность ачимовской толщи севера Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, 2010. 138 с.
3. Нежданов А.А. Проблемные вопросы стратиграфии мезозоя Западной Сибири. Проблемы стратиграфии мезозоя Западно-Сибирской плиты. Сборник научных докладов. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. С. 5–10.
4. Нежданов А.А., Мельникова М.В. Проблемы стратиграфии неокомских отложений. Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». Тюмень: Флат, 2011. 224 с.


ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 550.834+553.98(571.1)

# Regional correlation and indexing system for Achimov reservoirs in West Siberia Arctic


**Authors:**
**Sergey A. Gorbunov** — deputy head of department ETC[1]; s.gorbunov@ggr.gaxprom.ru
**Valeriy V. Ogibenin** — Ph.D., head of ETC[1]; v.ogibenin@ggr.gazprom.ru
**Yuriy I. Piatnitskiy** — deputy head of department 307/8[2]; I.Piatnitskiy@adm.gazprom.ru
**Alexey A. Nezdhanov** — Sc.D., deputy head of centre for research[1]; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
**Alexander A. Spodobaev** — deputy head of department ETC[1]; a.spodobaev@ggr.gazprom.ru

1 LLC "Gazprom geologorazvedka", Tyumen, Russian Federation
2PJSC "Gazprom", Moscow, Russian Federation



**Abstract**

Exploration of Achimov HC deposits in the Arctic zone of West Siberia (WS) has been in progress for over 40 years. That time span is marked by multiple gas condensate and oil discoveries, Achimov Formation represents the main petroleum potential of Yamal-Nenets Okrug, every year new discoveries are made on top of incremental reserves booked for existing oil and gas condensate pools. Achimov reserves' scale in WS Arctic is quite unique. However due to exceptionally complicated structure of Achimov reservoirs and associated HC accumulations there is no appropriate universal correlation and indexing system to date. The paper proposes uniform system of correlation and indexing of Achimov reservoirs consistent with Neocomian stratigraphy and geological history, based on long-term case studies of well data and seismic information on PLC Gazprom license areas.

**Materials and methods**

Well and CDP seismic 2D and 3D data on the license areas of PJSC "Gazprom" in Western Siberia and adjacent territories, the materials of bio- and litho-stratigraphic research. Seismic stratigraphy, sequence stratigraphy, petroleum geology.

**Results**

A unified system of correlation and indexing of Achimov reservoirs for Yamal-Nenets Autonomous District in Western Siberia.

**Conclusions**

A "strata-genetic" Achimov reservoirs indexing system, which takes into account their age and morphological features are proposed. Allocated and tracked 76 Achimov complexes, which are grouped according to the Neocomian "regional stage" responsible tiers international stratigraphic scale and their parts.

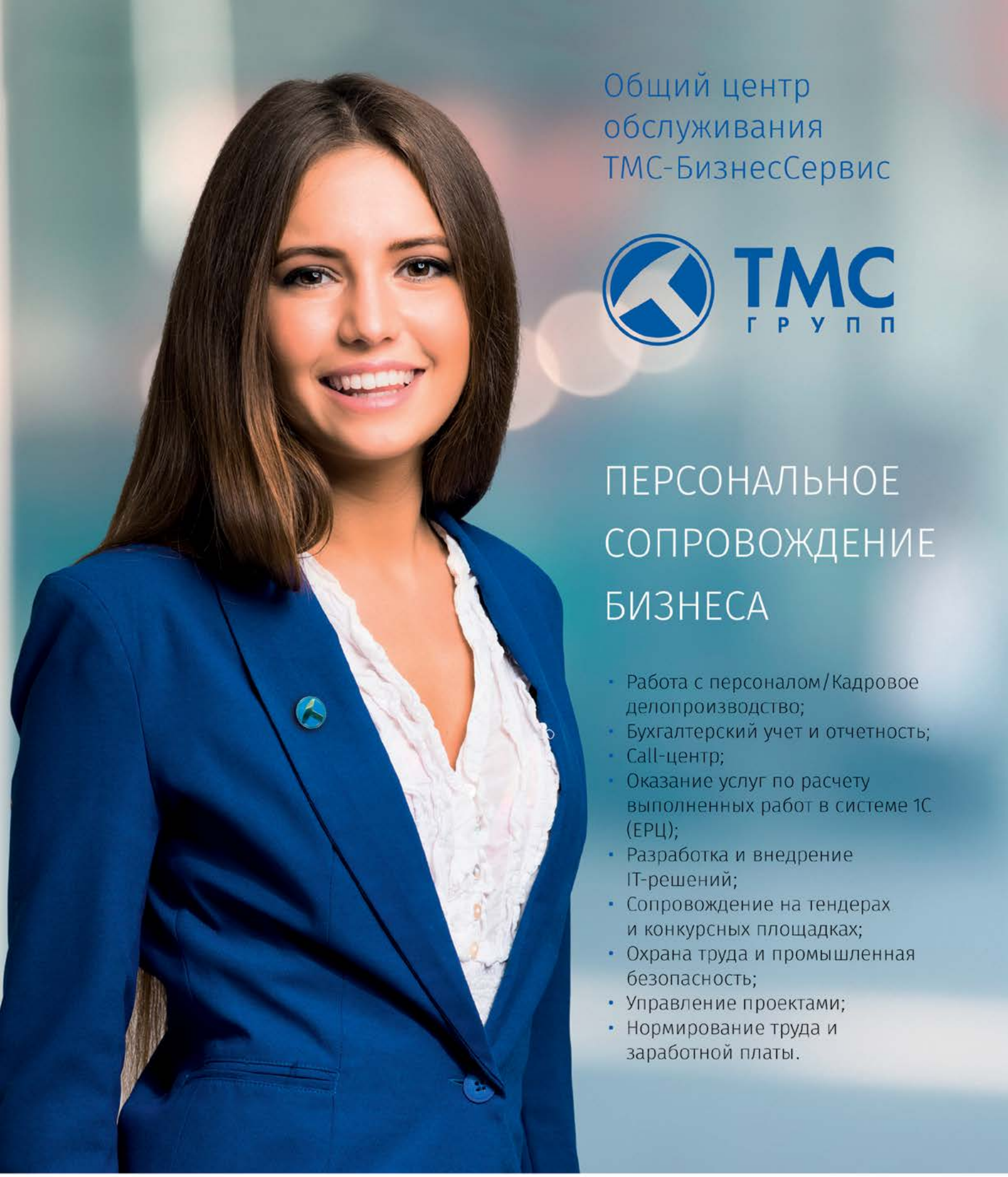


**Keywords**

Western Siberia,
Yamal-Nenets Autonomous District,
oil and gas,
Neocomian stratigraphy,
Achimov Formation


**References**


1. Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Merkulov A.V. and oth. *Perspektivy i tekhnologii poiskov i razvedki zalezhey uglevodorodov v achimovskikh i yurskikh otlozheniyakh Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga* [Prospects and techniques of hydrocarbon deposits exploration in the Achimov and Jurassic deposites of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug]. *Geologija nefti i gaza*, 2016, issue 2, pp. 11–17.
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' achimovskoy tolshchi severa Zapadnoy Sibiri* [Geological structure and oil and gas Achimov strata of the north of Western Siberia]. Novosibirsk: *SO RAN*, 2010, 138. p.
3. Nezhdanov A.A. *Problemnye voprosy stratigrafii mezozoya Zapadnoy Sibiri* [Problematic issues of the Mesozoic stratigraphy of western Siberia]. Problems of Mesozoic stratigraphy of the West Siberian Plate, scientific conference abstracts. Novosibirsk: *SNIIGGiMS*, 2003, pp. 5–10.
4. Nezhdanov A.A., Mel'nikova M.V. *Problemy stratigrafii neokomskikh otlozheniy* [Problems of stratigraphy Neocomian deposits]. Scientific conference abstracts "TjumenNIIgiprogaz", Tyumen: Flat, 2011, 224 p.



Общий центр обслуживания ТМС-БизнесСервис

ТМС ГРУПП

## 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

8-800-250-7-116
oco@mechservice.ru

г. Альметьевск,
ул. Мира, д. 6

УДК 550.8.05+551

# Морфология и нефтегазоносность малоамплитудных антиклинальных структур на территории Среднеобской НГО (Западная Сибирь)

**И.В. Касьянов**
научный сотрудник
1vkasjanov@gmail.com

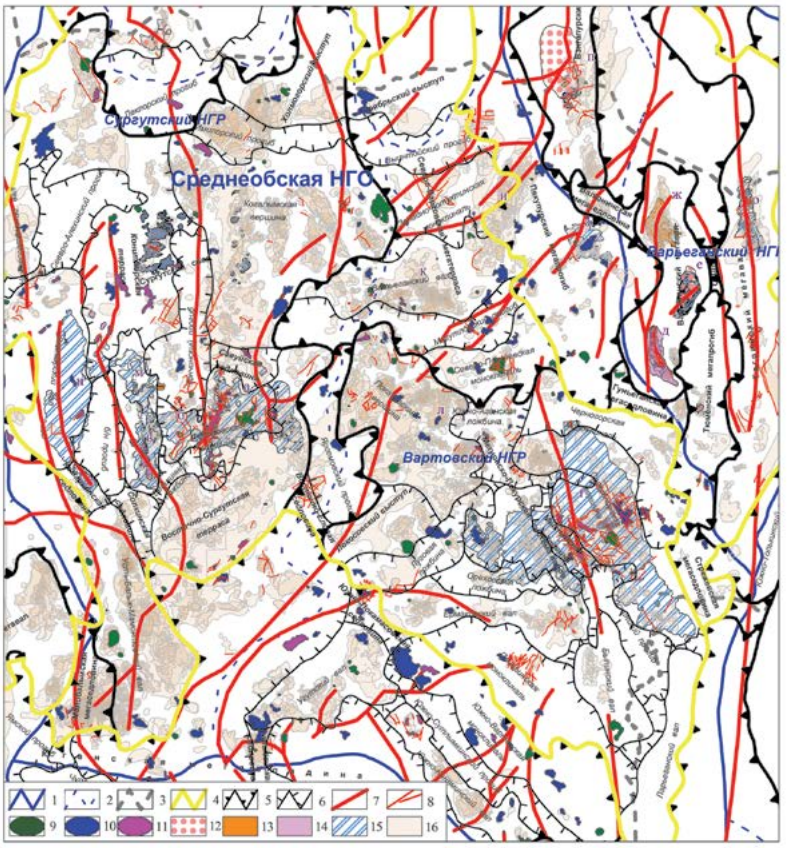
АУ «НАЦ РН им. В.И.Шпильмана»,
Тюмень, Россия

**Большинство месторождений углеводородного сырья (нефти, газоконденсата) на территории Среднеобской нефтегазоносной области в Западной Сибири приурочено к антиклинальным ловушкам. Среднеобская область характеризуется высокой степенью опоискованности недр, одним из главных направлений является поиск и разведка залежей нефти и газа на малоамплитудных, малоразмерных локальных структурах для обеспечения прироста запасов. Одним из путей по снижению геологических рисков при проведении ГРР, в ситуации с исчерпанным фондом крупных локальных поднятий, является выявление закономерностей строения и размещения малоамплитудных антиклинальных структур.**

**Материалы и методы**
Для выяснения характера продуктивности в зависимости от морфологии структур проведен статистический анализ результатов поисково-разведочного бурения по структурам.

**Ключевые слова**
залежи, нефтегазоносная область (НГО), отражающие горизонты, Среднеобская НГО, локальные структуры, разломы, рифты

Среднеобская нефтегазоносная область является одним из наиболее изученных геолого-разведочными работами нефтегазодобывающих регионов в пределах территории Западной Сибири. Значительное количество открытых залежей нефти и газа в этой области сосредочено в ловушках антиклинального типа, кроме того, многие месторождения приурочены к многопластовым, такие как Самотлорское, Федоровское и др. К основным продуктивным нефтегазоносным комплексам относятся среднеюрский, васюганский, баженовский и неокомский. В условиях высокой разведанности недр необходимо обеспечивать прирост запасов нефти и газа поисками и разведкой новых месторождений. К настоящему времени на большинстве крупных антиклинальных структур уже открыты месторождения, поэтому основными объектами нефтепоисковых работ на территории Среднеобской области являются малоамплитудные, а также малоразмерные антиклинальные структуры. Несмотря на то, что в регионе выявляются неантиклинальные ловушки с помощью применения методов сейсмостратиграфии, анализа динамических параметров в комплексе с данными геофизических исследований скважин, изучение нефтегазоносности антиклинальных ловушек в пределах территории Среднеобской НГО (в особенности благоприятно то, что в количестве около сотни нефтеперспективных объектов связано с ловушками в резервуарах васюганского и баженовского НГК) остается




*Условные обозначения:* 1 — Границы ПГО; 2 — границы НГР; 3 — граница ХМАО-Югры; 4 — граница геоблоков; 5 — границы тектонических элементов I-го порядка; 6 — границы внутреннего районирования тектонических элементов I-го порядка; 7 — глубинные разломы; 8 — разрывные нарушения; 9 — изометричные структуры; 10 — брахиантиклинальные структуры; 11 — линейные структуры; 12 — газовые залежи; 13 — газоконденсатные залежи;14 — газонефтяные залежи; 15 — нефтегазоконденсатные залежи; 16 — нефтные залежи. Меторождения нефти, нефтегазоконденсата (углеводородного сырья): а — Федор-Сургутское нефтегазоконденсатное; б — Яунлорское нефтегазоконденсатное; в — Быстринское нефтегазоконденсатное; г — Самотлорское нефтегазоконденсатное; д — Ваньеганское нефтегазоконденсатное; е — Варьеганское нефтегазоконденсатное; ж — Северо-Варьеганское газонефтяное; з — Западно-Варьеганское нефтегазоконденсатное; и — Повзовское нефтяное; к — Ватьеганское нефтяное; л — Покачевско-Урьевское нефтяное; м — Вачимское нефтегазоконденсатное; н — Ляторское нефтегазоконденсатное; о — Тагринское нефтегазоконденсатное; п — Вынгапуровское нефтегазоконденсатное

*Рис. 1 — Схема расположения локальных структур по отражающему горизонту Б на территории Среднеобской нефтегазоносной области*

одним из важнейших и приоритетных направлений поисков. Поэтому выявление закономерностей строения и размещения малоамплитудных антиклинальных структур, а также их отличия от более крупных локальных структур в южной части Западной Сибири, в частности на территории Среднего Приобья, является весьма актуальной задачей.

Основными факторами, которые определяют генерацию, миграцию и сохранение углеводородов, являются тектонический, литологический и геохимический [1]. Только в комплексе все три фактора необходимы для наличия залежей углеводородов. Ведущее значение структурно-тектонического фактора в нефтегазонакоплении вытекает из характера пространственного размещения нефтегазоносных областей, районов и зон во всех провинциях [2]. В настоящей статье рассматривается тектонический фактор, оказывающий влияние на формирование и размещение локальных структур, что важно при оценке ресурсов нефти и газа, а также выборе наиболее перспективных зон для поиска месторождений. Ведь именно одной из причин неполной подтверждаемости перспективных ресурсов является результативность опоискования структур [3].

Выбранная для исследования территория Среднеобской НГО охватывает площадь, в пределах которой отчетливо выделяются две крупные положительные тектонические структуры I-го порядка — Сургутский свод на западе и Нижневартовский свод, разделенные Ярсомовским прогибом (рис. 1). На юге территория области ограничивается северной частью Юганской мегавпадины, на северо-востоке — Северо-Вартовской мегатеррассой и Пякупурским мегапрогибом. Как видно на рисунке, локальные структуры в целом по территории распределены довольно неравномерно. В пределах данной области разведано свыше 150 месторождений.

Все локальные структуры подготавливаются сейсморазведкой к поисковому бурению по основным горизонтам, выдержанным в разрезе опорными отражающими горизонтами из которых являются горизонты Б (верхнеюрские отложения, кровля баженовской свиты), М (кровля нижнеаптских отложений), Г (верхнемеловые отложения, кровля сеномана). По данным отражающим горизонтам выполнен анализ морфологии достаточно изученных бурением антиклинальных структур. За общие характеристики морфологии по каждой структуре для анализа приняты сведения об их площади, амплитуде, а также по размерам длины вдоль короткой и длинной осей антиклинальных структур, которые были получены по материалам интерпретации геофизических данных (сейсморазведка), главным образом использовались структурные карты по отражающим горизонтам. Проведенный анализ включает 249 антиклинальных структур, закартированных по отражающим горизонтам Б, М, Г в пределах Среднеобской НГО на территории Ханты-Мансийского автономного округа.

К малоамплитудным структурам были отнесены 191 структура с величиной амплитуды до 25 м (минимальная амплитуда — 5 м) и 58 высокоамплитудных структур. Морфологические характеристики локальных структур по нефтегазоносной области представлены в таб. 1. Для всех структур характерна общая тенденция повышения продуктивности, т.е. процентного отношения количества продуктивных структур к общему количеству опоискованных структур с увеличением площади и амплитуды. По выборке малоамплитудных структур с увеличением величины амплитуды до 25 м продуктивность в целом возрастает от 70 до 90%, при изменении величины площади от 0,5 до 12 км$^2$ доля продуктивных структур увеличивается от 75 до 86%. При росте амплитуды от 26 до 60 м и более доля продуктивных структур возрастает от 80 до 100%, с увеличением величины площади структур от 2 до 80 км$^2$ и более продуктивность повышается от 79 до 100%.

Кроме того, для полной характеристики размеров по типам малоамплитудных и крупноамплитудных структур был рассчитан и проанализирован коэффициент удлинения, определяемый отношением длины структуры к ее ширине. Предварительно все положительные структуры, выделенные по отражающему горизонту Б, были ранжированы по величине коэффициента удлинения на следующие классы:

- изометричные структуры (купола), $1 < K_{удл} < 2$;
- брахиантиклинальные структуры, $2 \leq K_{удл} < 3$;
- линейные структуры, $K_{удл} \geq 3$.

Преобладающий тип структур — брахиантиклинальные, которые наиболее характерны для большинства открытых залежей в пределах территории области. При поиске зависимостей коэффициента удлинения структур от их амплитуды и площади по изометричным, брахиантиклинальным и линейным, статистически значимых связей не обнаружено. При сравнении количества залежей по разрезу в стратиграфическом интервале от неокома до сеномана по структурам разного типа удлинения было отмечено, что по линейным структурам в классе малоамплитудных число залежей в среднем в 4 раза больше. Это свидетельствует о том, что линейные малоамплитудные структуры были подвержены повышенному тектоническому росту на протяжении мелового периода и характеризуются повышенной трещиноватостью пород. Линейные крупноамплитудные структуры по отношению к брахиантиклинальным и изометричным структурам интенсивно росли в течение юрского и мелового времени, поэтому стратиграфический этаж нефтегазоносности значительно шире.

Для учета степени соответствия структурных планов по верхним отражающим горизонтам М и Г относительно отражающего горизонта Б были рассчитаны коэффициенты подобия по следующей формуле:

$$K_{под}=K_1/K_2$$

где $K_1$ — амплитуда, площадь структур, оконтуренных по конкретному отражающему горизонту М или Г, $K_2$ — амплитуда, площадь структур по отражающему горизонту Б.

В Западной Сибири, как отмечали ранее Рудкевич М.Я., Эдельштейн А.Я. и другие ученые, преобладают конформные структуры, которые испытали конседиментационное формирование с уменьшающейся вверх по разрезу амплитудой. Максимов Е.М. подчеркивал, что в Сургутском и Нижневартовском районах, где продуктивны отложения юры и неокома, развиты конформные конседиментационные структуры, рост которых продолжался до сеномана и эоцена [4]. Проведенный анализ морфологии локальных структур подтверждает выводы о том, что на территории Среднеобской области прослеживаются в основном унаследованные антиклинальные структуры с увеличением их амплитуды и площади с глубиной, при этом отмечается выполаживание и раскрытие многочисленных структур по верхним горизонтам осадочного чехла — отражающим горизонтам М и Г. По соотношению структурных планов отражающих горизонтов Б, М, Г, согласно общей классификации структур, выделены 102 сквозные структуры, которые прослеживаются по всему разрезу осадочного чехла вплоть до горизонта Г, 96 погребенных структур, выделяющихся только в нижних горизонтах вплоть до горизонта Б (по верхним отражающим горизонтам М, Г им отвечает моноклинальное залегание, структурный нос, либо объединение в более крупные положительные структуры), а также 51 структура, которые выражены по горизонтам Б, М, а по верхнему горизонту Г отмечается их раскрытие в незамкнутые структуры (таб. 2).

Средние величины $K_{под}$ по амплитудной характеристике по ОГ Б, М для малоамплитудных структур составляют 0,72, для крупных структур — 0,5, по ОГ Б, Г для малоамплитудных структур — 0,55, для крупных структур — 0,42. По типу соотношения структурных планов в разрезе осадочного чехла отмечено, что в выборке крупноамплитудных 53% структур являются сквозными, тогда как по малоамплитудным структурам в большей степени преобладают сквозные и погребенные структуры почти в равном количестве (при этом характерно увеличение доли погребенных малоамплитудных структур в 1,5 раза относительно типа структур с большими амплитудами). Видимо, это связано со снижением тектонической активности вертикальных подвижек фундамента в зонах выделения малоамплитудных структур, многие из которых относятся к самостоятельным, т.е. не входят в состав более крупных поднятий [5],

| Морфологические параметры, показатели | Крупноамплитудные структуры | Малоамплитудные структуры |
|---|---|---|
| Минимальная амплитуда, м | 26 | 5 |
| Максимальная амплитуда, м | 99 | 25 |
| Средняя амплитуда, м | 41 | 17 |
| Минимальная площадь, км$^2$ | 2.1 | 0.29 |
| Максимальная площадь, км$^2$ | 121 | 56 |
| Средняя площадь, км$^2$ | 21.4 | 6.6 |
| Продуктивные структуры, % | 82.8 | 81.7 |

*Таб. 1 — Морфологические характеристики локальных структур*

и конседиментационный рост таких структур, как следствие, не столь продолжителен, как для подчиненных структур.

Стоит отметить, что помимо унаследованных структур в осадочном чехле от поверхности фундамента по направленности развития тектонических движений в общем массиве изученных структур выделяются новообразованные локальные структуры. Это структуры относительно позднего, молодого происхождения по отношению к структурному плану предшествующего этапа развития. Для новообразованных структур характерно то, что амплитуды по верхним горизонтам (ОГ М, Г) близки к амплитудам по нижним горизонтам в осадочном чехле (ОГ Б). Структуры с величиной $К_{под}$ от 0,8 до 1 по амплитудной характеристике отражающих горизонтов М, Г относительно горизонта Б были отнесены к типу новообразованных структур. Такие структуры образовались на неотектоническом этапе вследствие подвижек на границах рифтов. Из общего количества разбуренных 29 структур являются новообразованными. Кроме того, площади структур по вышезалегающим отложениям увеличиваются относительно кровли нижезалегающих отложений баженовской свиты, в группе новообразованных доля структур с величиной коэффициента подобия по площадям от 1,1–5 составляет 66%. Структуры со значительно большими площадями по верхним горизонтам выделяются также в северных районах Западной Сибири, которые относятся к типу навешанных [6]. Значительное количество новообразованных структур являются малоамплитудными, по типу удлинения среди них преобладают брахиантиклинальные и линейные. Особенно стоит отметить, что по линейным малоамплитудным структурам высокий процент продуктивности характерен для класса погребенных структур. Так, доля продуктивных структур по нефтегазоносным комплексам в меловых отложениях составляет около 80%. Столь высокую продуктивность линейных структур в меловых резервуарах можно объяснить тем, что в большинстве случаев присутствуют крупные объединенные структуры в разрезе, которые выделяются, начиная в основном с кровли валанжина. В нижней части разреза, с кровли баженовской свиты и ниже прослеживаются одиночные локальные структуры. С учетом этого, если соотнести количество открытых залежей в интервале от неокома до сеномана к общему количеству залежей по всему разрезу осадочного чехла, то при 60% и более аккумуляция УВ происходила только за счет внутрирезервуарной миграции. Данный вывод справедлив только при высокой плотности антиклинальных брахискладок и линейно-вытянутых складок в структурном плане по ОГ Б на локальной площади территории, к примеру — площади Самотлорского и Федоровского месторождений.

Можно утверждать, что все структуры как малоамплитудные, так и более крупные, преимущественно приурочены к положительным тектоническим структурам — валам, вершинам. Продуктивность изометричных и брахиантиклинальных структур остается достаточно высокой, изменяясь от 80 до 90% независимо от знака тектонических структур высоких порядков. Высокая продуктивность малоамплитудных линейных структур характерна для валов и вершин (82%), в пределах отрицательных тектонических структур продуктивность их заметно снижается до 67%, и практически непродуктивны на моноклиналях. По мере приближения к границам тектонических структур I-го и II-го порядков по каждому типу удлинения структур выявлены следующие особенности: среди линейных выделяется наибольшее количество структур (60%), продуктивность их составляет 74%. Далее в порядке убывания следуют изометричные (49%), брахиантиклинальные (47%). Отсюда, видимо, следует, что такие линейные структуры образовались под действием горизонтальных напряжений на границах тектонических структур высокого ранга.

Большое количество залежей в разрезе (от 10 и более) характерно для структур, расположенных на крупных поднятиях с наиболее высоким гипсометрическим положением (Покачевская, Федоровская, Самотлорская вершины). Наибольшее число залежей в разрезе этих структур сосредоточено в интервале нефтегазоносных комплексов с меловыми отложениями. На севере Западной Сибири газовые залежи приурочены преимущественно к высокоамплитудным линейным структурам. В пределах Среднеобской НГО подобная закономерность имеет свое существование. Так, нефтегазоконденсатные залежи имеются в пределах Самотлорского, Федоровского, Западно-Варьеганского месторождений. В основном, это линейные структуры с величиной амплитуды более 20–25 м. Характерно то, что при наличии газа или газоконденсата количество залежей в разрезе осадочного чехла резко увеличивается. В ряде случаев для нефтяных месторождений имеется большое количество залежей, но локальные структуры по ним уже преимущественно малоамплитудные до 25 м.

По размещению локальных структур, их ориентировке в плане и приуроченности к крупным тектоническим разломам по территории стоит отметить следующую особенность, касающуюся линейных структур: в восточной части Среднеобской области преобладающая ориентировка структур — меридиональная и субмеридиональная северо-западного простирания, на западе субмеридиональная северо-восточного простирания. Также с учетом того, что большая часть разрывных тектонических нарушений, выделенных в пределах площадей локальных структур ориентирована субмеридионально, то этим подтверждается механизм образования линейных структур — они образовались, под влиянием тектонического сжатия, направленного со стороны крупных линейных тектонических структур, Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта на востоке и Аганского грабен-рифта на западе, разделяющего крупные поднятия — Сургутский и Нижневартовский своды. В западной части ближе к борту Аганского грабен-рифта примыкает Федоровское поднятие, в пределах которого амплитуды локальных структур постепенно

| Тип структур | Миним. амплитуда структур, м | Максим. амплитуда структур, м | Сред. амплитуда структур, м | Миним. площадь структур, км² | Максим. площадь структур, км² | Сред. площадь структур, км² |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **сквозные** | | | | | | |
| **крупноамплитудные** | **26** | **99** | **42** | **4.28** | **120.79** | **26.63** |
| изометричные | 27 | 75 | 43 | 4.39 | 70.96 | 22.71 |
| брахиантиклинальные | 26 | 71 | 39 | 4.28 | 120.79 | 29.41 |
| линейные | 26 | 99 | 50 | 7.96 | 45.97 | 21.56 |
| **малоамплитудные** | **5** | **25** | **17** | **0.37** | **55.76** | **8.72** |
| изометричные | 7 | 25 | 17 | 0.37 | 29.90 | 5.15 |
| брахиантиклинальные | 5 | 25 | 17 | 0.96 | 55.76 | 10.29 |
| линейные | 10 | 20 | 16 | 3.42 | 40.66 | 12.76 |
| **погребенные** | | | | | | |
| **крупноамплитудные** | **27** | **78** | **41** | **2.07** | **47.55** | **18.00** |
| изометричные | 27 | 77 | 38 | 2.07 | 40.88 | 18.16 |
| брахиантиклинальные | 27 | 78 | 42 | 3.32 | 47.55 | 20.09 |
| линейные | 27 | 72 | 46 | 4.82 | 32.41 | 15.10 |
| **малоамплитудные** | **6** | **25** | **16** | **0.29** | **19.62** | **4.88** |
| изометричные | 7 | 25 | 15 | 0.29 | 10.48 | 3.40 |
| брахиантиклинальные | 6 | 25 | 16 | 0.79 | 19.62 | 5.97 |
| линейные | 8 | 25 | 17 | 1.07 | 11.89 | 5.13 |
| **структуры по ОГ Б, М** | | | | | | |
| **крупноамплитудные** | **27** | **59** | **39** | **2.61** | **25.36** | **11.37** |
| изометричные | 30 | 50 | 38 | 2.61 | 9.53 | 5.62 |
| брахиантиклинальные | 27 | 55 | 37 | 3.25 | 25.36 | 13.54 |
| линейные | 34 | 59 | 47 | 3.38 | 23.59 | 13.49 |
| **малоамплитудные** | **7** | **24** | **17** | **0.48** | **29.81** | **6.26** |
| изометричные | 7 | 24 | 15 | 0.48 | 15.10 | 4.65 |
| брахиантиклинальные | 9 | 24 | 17 | 0.52 | 29.81 | 7.99 |
| линейные | 13 | 22 | 18 | 2.69 | 5.03 | 4.24 |

*Таб. 2 — Морфологические характеристики структур по соотношению структурных планов в разрезе*

затухают к западу по мере удаления от грабен-рифта, осложненного преимущественно тектоническими разломами высоких порядков, что подчеркивает структуроформирующую роль глубинных разломов, выделенных по результатам интерпретации магнитных полей. Подвижки вдоль разломов приводят к возникновению флексурных перегибов слоев в осадочном чехле, а мелкие блоки фундамента при движении их индуцируют процесс образования локальных поднятий [7]. В целом на территории крупноамплитудные структуры располагаются ближе к грабен-рифтам, на северо-востоке это Северо-Варьеганская, Варьеганская, Ваньеганская крупные линейные структуры, расположенные на бортах Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта с залежами газа, газоконденсата в верхних пластах осадочного чехла. Количество залежей на локальных структурах зависит от тектонических позиций крупных поднятий поблизости от рифтов и зон их пересечения, в этом отношении наиболее благоприятными являются валы, вершины, менее значимые — террасы.

Таким образом, проведенный анализ статистических характеристик морфологии структур показал, что фактическое распределение залежей УВ свидетельствует о глубинной модели нафтидогенеза. Довольно высокая продуктивность малоамплитудных структур, прежде всего линейных, в большей степени обусловлена приразломным положением, создающим повышенную трещиноватость. Поэтому для выявления таких структур необходимо проводить детальные сейсморазведочные работы вблизи крупных тектонических разломов. Перспективы открытия многопластовых месторождений УВ в решающей степени зависят от плотности разрывных нарушений и наличия зон высокой трещиноватости пород, для уверенного картирования которых нужно повышать разрешенность метода, применять на площади работ сейсморазведку по методике МОГТ-3D.

**Итоги**

Результаты проведенного исследования доказывают, что нефтегазоносность структур независимо от их размеров на территории Среднеобской НГО в решающей степени определяется влиянием тектонического фактора.

**Выводы**

Высокая продуктивность малоамплитудных структур, особенно линейных, обусловлена наличием зон повышенной трещиноватости пород в резервуарах, а также разрывных нарушений создающих благоприятные условия для вертикальной миграции УВ. Для выявления и подготовки локальных структур необходимо проводить детальные сейсморазведочные работы рядом с крупными тектоническими разломами.

**Список литературы**


1. Арабаджи М.С., Мильничук В.С. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности на основе системного подхода // Геология нефти и газа. 1992. №7. С. 10–15.
2. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 184 с.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С., Юдин Г.Т. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. М.: Недра, 2012. 412 с.
4. Максимов Е.М. Моделирование платформенных структур на примере Западно-Сибирской плиты // Известия вузов, сер. Геология и разведка. 1984. №5. С. 22–27.
5. Чуйков С.Н., Шпильман В.И. Закономерности дискретного распределения структур в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1992. №3. С. 11–14.
6. Кунин Н.Я., Луценко Б.Н. Классификация локальных структур севера Западной Сибири и закономерности размещения меловых поднятий // Геология нефти и газа. 1988. №12.
7. Гаврилов В.П. Происхождение нефти. М.: Наука, 1986. 176 с.


ENGLISH **GEOLOGY**

# Morphology and oil-and-gas content of small amplitude anticlinal structures in the territory of the Mid-Ob oil and gas bearing region (Western Siberia)

UDC 550.8.05+551


**Author:**
**Ilya V. Kasiyanov** — researcher; 1vkasjanov@gmail.com

V.I. Shpilman research and analytical centre, Tyumen, Russian Federation



**Abstract**

The majority of hydrocarbons (oil, gas condensate) in the territory of the Mid Ob Oil and Gas Bearing Region in Western Siberia are attributed to anti-clinal traps. The Mid Ob River Region is characterized by a high degree of resource prospection and one of the main activities is search and exploration of oil and gas deposits in small amplitude, small size local structures to ensure growth of the reserves. One of the ways to mitigate geological risks in the conduct of geological prospecting work, in a situation involving a depleted stock of large local elevations, is to find out the trends in the structure and location of small amplitude anti-clinal structures.

**Materials and methods**

To ascertain the nature of productivity depending on the morphology of structures, statistical analysis of the results of prospecting and exploratory drilling was made in respect of structures.

**Results**

The results of the research undertaken prove that oil and gas content of the structures, irrespective of their dimensions in the territory of the Mid Ob Oil and Gas Bearing Region, to a great extent, is driven by the influence of geotectonical factor.

**Conclusions**

High productivity of small amplitude structures, especially linear ones, is caused by existence of heightened rock fracturing zones in reservoirs as well as discontinuous faults which create favorable conditions for vertical migration of hydrocarbons. In order to identify and prepare local structures, it is required to carry out detailed seismic exploratory operations next to large geotectonical faults.



**Keywords**

reservoirs (deposits), oil and gas bearing region, Mid Ob Oil and Gas Bearing Region, local structures, faults, rifts


**References**


1. Arabadzhi M.S., Mil'nichuk V.S. *Veroyatnostnaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti na osnove sistemnogo podkhoda* [Probabilistic assessment of oil and gas content prospects on the basis of systemic approach]. Oil and gas geology, 1992, issue 7, pp. 10–15.
2. Rudkevich M.Ya. *Paleotektonicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Paleotectonical criteria of oil and gas content]. Moscow: *Nedra*, 1974, 184 p.
3. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Melik-Pashaev V.S., Yudin G.T. *Teoreticheskie osnovy poiskov i razvedki nefti i gaza* [Theoretical fundamentals of search and exploration of oil and gas]. Moscow: *Nedra*, 2012, 412 p.
4. Maksimov E.M. *Modelirovanie platformennykh struktur na primere Zapadno-Sibirskoy plity* [Modelling platform structures using the example of West-Siberian Plate]. *Izvestiya vuzov, ser. Geologiya i razvedka*, 1984, issue 5, pp. 22–27.
5. Chuykov S.N., Shpil'man V.I. *Zakonomernosti diskretnogo raspredeleniya struktur v Zapadnoy Sibiri* [Trends in discrete distribution of structures in Western Siberia]. Oil and gas geology, 1992, issue 3, pp. 11–14.
6. Kunin N.Ya., Lutsenko B.N. *Klassifikatsiya lokal'nykh struktur severa Zapadnoy Sibiri i zakonomernosti razmeshcheniya melovykh podnyatiy* [Classification of local structures of the north of Western Siberia and the trends in location of Cretaceous upheavals]. Oil and gas geology, 1988, issue 12.
7. Gavrilov V.P. *Proiskhozhdenie nefti* [Origin of oil]. Moscow: *Nauka*, 1986, 176 p.

**iron** SYSTEMS

**www.iron-systems.ru**
**8(800)333-3472**

Топливораздаточные колонки
Газораздаточные колонки
Маслораздаточное оборудование
Системы управления
Программное обеспечение
Сопутствующее оборудование

# Топливораздаточные колонки «Цертус»

**Производительность**
• стандартная — 50 л/мин
• повышенная — 125, 250 л/мин

**Количество видов топлива**
•1-5

**Количество раздаточных рукавов**
•1-10

**Гидравлическая схема**
• напорная
• всасывающая

**Количество дисплеев**
• 1-2

Новый модельный ряд колонок «Цертус» включает в себя колонки стандартной и повышенной производительности с количеством отпускаемых продуктов от одного до пяти.

Модифицируется как со встроенной гидравликой, так и с погружными насосами FePetro (США).

- Усиленный стальной корпус.
- Полимерное покрытие итальянскими эмалями.
- Импортная гидравлика Bennett (США), Tokico (Япония).
- Топливораздаточные рукова и шланги ZVA, Elaflex (Германия).
- Удобное и многофункциональное программное обеспечение «Iron-Systems».
- Морозоустойчивая электроника, светодиодная индикация.

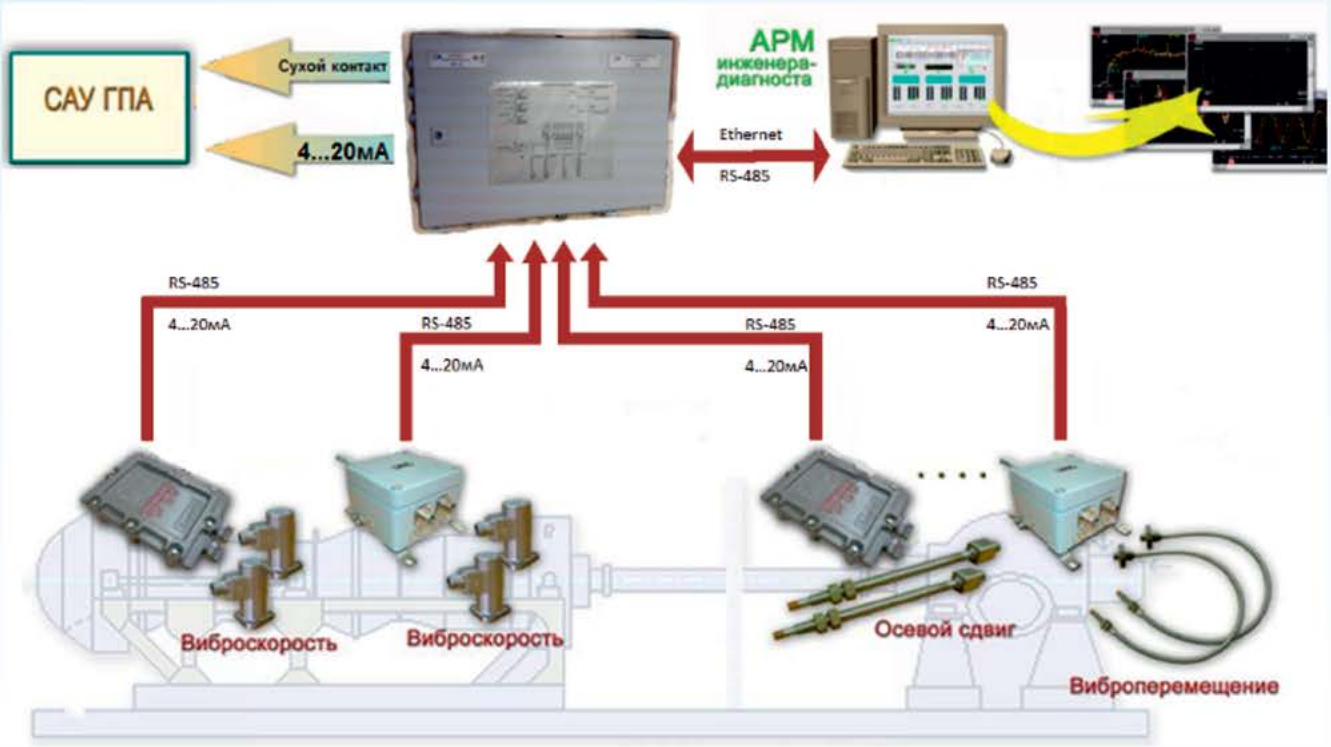
***Надежное оборудование для современной АЗС и нефтебаз***

**Производственная компания «Айрон-Системс»**
Алтайский край, г. Барнаул, ул. Попова, 179Б
8 (3852) 46-56-03, 8(3852) 46-56-04
Email: ironsystems@me.com

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

## Комплексы виброконтрольные КВ-А




## Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчики перемещения ДП-И

Датчики виброскорости ДВС-И

## Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

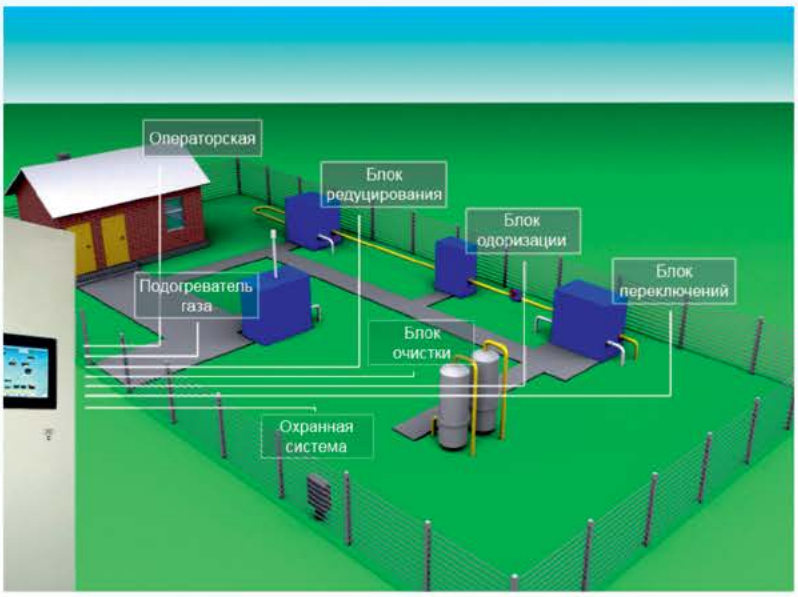
Аппаратура измерения вибрации ИВА-И, ИВА-М

Датчики вибрации трёхкоординатные ДВА-И3

**ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:**

**ООО «ЭНЕРГОГАЗПРИБОР»**
Нижний Новгород, ул. Трудовая, 14
Тел./факс (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

## Комплекс измерительно-вычислительный управляющий для ГРС КУРС-НГ ИЦФР.421451.020




## Универсальный магнитный указатель уровня РУУ-М

## Автоматическая система одоризации газа АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15

(блочное исполнение для любых типов ГРС)

## Автоматическая система одоризации газа АСОГ ИЦФР.423314.001...-09

(на замену капельницы для любых типов ГРС)

**ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:**

**ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»**

Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15

Тел.(83130) 7-53-44, факс (83130) 7-53-45

E-mail: ooovolgogaz@mail.ru

УДК 551

# Особенности геологического строения и перспективы артинской молассы Курьино-Патраковского участка

**В.Л. Войтко**
начальник управления мониторинга ГРР
VVoytko@lk.lukoil.com

**П.Н. Кокин**
зав. лабораторией ОПН
PKokin@lk.lukoil.com

**Е.П. Кузьминых**
геолог 2 кат. ОПиСГРР
epkuzminih@lk.lukoil.com

Научно-проектный центр филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Ухта, Россия

**В статье приводится рассмотрение строения Курьино-Патраковского участка, сопоставление всех имеющихся данных бурения поисково-разведочных скважин на изучаемой территории и обоснование прогноза аномальности давлений при разбуривании газовых залежей, а также прогноз газо-водяного контакта и перспектив газоносности на Курьино-Патраковском участке.**

**Материалы и методы**
Графический метод определения газоводяных, водонефтяных и газонефтяных контактов по единичным замерам пластовых давлений в залежи.

**Ключевые слова**
нетрадиционный коллектор, газоносность, зона ГВК, артинская моласса

В административном отношении Курьино-Патраковский участок находится в пределах Троицко-Печорского района Республики Коми и Чердынского района Пермского края, а в тектоническом — площадь приурочена к внутренней зоне Верхнепечорской впадины.

На участке установлены залежи газа в каменноугольно-нижнепермском карбонатном комплексе (на Расохинской, Пачгинской и Анельской структурах), в терригенных верхнеартинских (на Рассохинской, Курьинской и Пачгинской структурах) и кунгурских (Курьинское месторождение) отложениях, в терригенных бобриковских отложениях нижнего карбона (Патраковская площадь).

На территории участка была проведена масштабная работа по переинтерпретации данных сейсморазведочных работ прошлых лет, а также обработка и интерпретация современных детализационных сейсморазведочных работ МОГТ 3D на Курьино-Рассохинской и Курьинской площадях. По результатам этих работ и бурения скважин можно сказать о крайне сложном тектоническом строении Курьино-Патраковского участка.

В тектоническом плане зона участка делится на две складчатые зоны. *Западная* — Курьинская включает с севера на юг Рассохинскую, Курьинскую и Анельскую антиклинали, крылья которых осложнены надвигами. *Восточная* — Патраковско-Луньвожпальская — имеет чешуйчато-надвиговое строение. Она более протяженная, и представлена приуроченными к фронтальным частям надвигов, и слагающими аллохтон приразломными складками: Луньвожпальской, Южно-Луньвожпальской, Северо-Андюгской, Андюгской, Северо-Патраковской и Патраковской. С запада к системе фронтальных надвигов примыкает вытянутая Пачгинская антиклиналь.

Мощность осадочного чехла изменяется от 4 до 7,5 км и увеличивается в восточном направлении. По степени дислоцированности осадочный чехол Курьино-Патраковских дислокаций разделяется на верхний и нижний этажи. Верхний дизъюктивный этаж слагается карбонатными девонско-нежнепермскими породами шельфа, флишем и нижней морской сероцветной артинско-кунгурской молассой. Перекрывается моласса терригенно-ангидритовыми и соленосными породами кунгурского яруса мощностью более 400 м. В крайней восточной части кунгур размыт и моласса залегает под четвертичными породами. Нижний флиш и позднеартинская моласса газоносны, в пределах участка толщина молассы 500–1200 м и более на востоке. Верхнеартинская моласса сложена переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Нижнюю ее часть представляют породы мутьевых потоков, и выше — подводных конусов, с увеличением песчаников до 80%.

По материалам исследования верхнеартинских отложений наиболее изученной Курьинской площади открытая пористость песчаников изменяется от 0,6 до 24%. Проницаемость, как правило, отсутствует и установлена только в отдельных образцах, где её значения колеблются от 0,14 до 0,333 мД. Исключением также являются единичные высокопористые трещинные образцы, в которых проницаемость поднимается до 30 мД. Пористость глинистых алевролитов меняется от 0,3 до 11,9%, у аргиллитов — от 0,5 до 11,2%. Породы трещиноватые, наибольшая плотность трещин наблюдается у мелкозернистых песчаников, аргиллитов. Трещинная проницаемость составляет 4,6–5,1 мД, иногда 12,2 мД. Повышенная трещиноватость тяготеет к сводам структур и разрывным нарушениям. С этими зонами связаны наибольшие дебиты газа в скважинах. На периклиналях и крыльях структур при опробовании скважин либо получены очень слабые притоки газа, либо вообще не получены при значительных (до 11,0 Мпа) депрессиях на пласт.

В артинской молассе коллекторами являются не только песчаники, но и аргиллиты. Если у песчаников преимущественно трещинно-поровый тип коллектора, то у аргиллитов — трещинный [1].

Газонасыщенными являются все типы пород артинской молассы и флиша, перекрываемые соленосной толщей иренского горизонта. На востоке территории, где соленосная толща истощается, небольшие залежи газа могут удерживаться более непроницаемыми разностями пород той же молассы. Состав газа в артинских и кунгурских молассовых залежах очень близок (метан 80–95%, гомологи 6–8,6%, азот 2,8–9,7%, двуокись углерода 0,3–1,5%). Газ содержит до 10–60 г/м$^3$ конденсата. Сероводород отсутствует.

Формально, все установленные залежи в артинских отложениях отнесены к массивным тектонически экранированным с порово-трещинным коллектором. Наличие трещиноватости обуславливает дренаж массивного низкопроницаемого резервуара и определяет промышленную ценность залежей. Эти особенности газоносности верхнеартинских отложений позволяют отнести их к особому типу с нетрадиционным коллектором и сделать новый прогноз их перспективности.

В пределах участка пробурено 109 поисково-разведочных и структурных скважин глубиной от 700 до 4835 м, одна из которых вскрыла весь разрез осадочного чехла до метаморфических пород фундамента. Во всех скважинах в отложениях артинской молассы отмечались газопроявления различной интенсивности, что дало основание предположить, что они газоносны на всей территории участка, где они залегают под покрышкой.

В 2012 г. на Курьино-Патраковском участке институтом «ПечорНИПИнефть» и специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» были заложены поисково-разведочные скважины: №1,3-Пачгинская, №103-Курьинская, №70-Рассохинская и №1-Луньвожпальская на одноименных структурах. Расположение скважин представлены на рис. 1. На данный момент все скважины закончены бурением и освоением. В процессе работ встал ряд серьезных вопросов, таких, как прогноз аномальности давлений при разбуривании газовых залежей в разрезе, как конкретной скважины, так и всей структуры в целом; прогноз газо-водяного контакта, а также прогноз перспектив газоносности. Ввиду малого количества замеров давления и отсутствия подтверждения ГВК, для дальнейших расчетов была использована методика, описанная в работе «Графический метод определения газоводяных, водонефтяных и газонефтяных контактов по единичным замерам пластовых давлений в залежи» [2], которая была проделана В.Д. Порошиным еще в Алжире в 1991 г., и в которой были предложены следующие теоретические взаимосвязи использования пластовых давлений для определения отметок ГВК или ВНК.

Величина пластового давления в любой точке залежи углеводородов зависит от: давления воды на уровне газоводяного или водонефтяного контакта; расстояния по вертикали от точки замера пластового давления в залежи до уровня ГВК (ВНК); плотности газа (нефти) в пластовых условиях.

Данная взаимосвязь является теоретической основой использования пластовых давлений для определения отметок ГВК или ВНК.

По имеющимся немногочисленным замерам давлений, воспользовавшись этой методикой, был построен график зависимостей давления от глубины, который представлен на рис. 2.

Проведя линии тренда к прямой гидростатического давления, удалось графически предположить глубину ГВК и градиент пластового давления по каждой блоковой зоне. Полученные закономерности являются теоретическими и требуют фактического подтверждения и, конечно, пополнения базы качественных замеров пластовых давлений. Показанные на графике линии тренда по 4 месторождениям (Курьинскому, Рассохинскому, Пачгинскому и Луньвожпальскому) позволяют сделать вывод о гидродинамической разобщенности залежей, так как уровни ГВК выстраиваются на разных глубинах. Угол наклона линии тренда указывает на плотность флюида (чем более вертикальное расположение тренда, тем более легкий газ в залежи).

Что касается распределения давления, обращаясь к результатам бурения скважины №1-Пачгинская: при забое скважины 1467 м в кровельной части верхнеартинских терригенных отложений произошло интенсивное разгазирование глинистого раствора, суммарные газопоказания достигли 61,1% при плотности промывочной жидкости 1,21 г/см$^3$. Равновесия удалось достичь лишь при плотности промывочной жидкости 1,5 г/см$^3$, то есть при перерасчете на пластовое давление мы получим 21,58 МПа (градиент 1,47), что и соответствует построенному графику. При дальнейшем бурении скважины при забое 1552 м ($P_1ar_2$) открылось

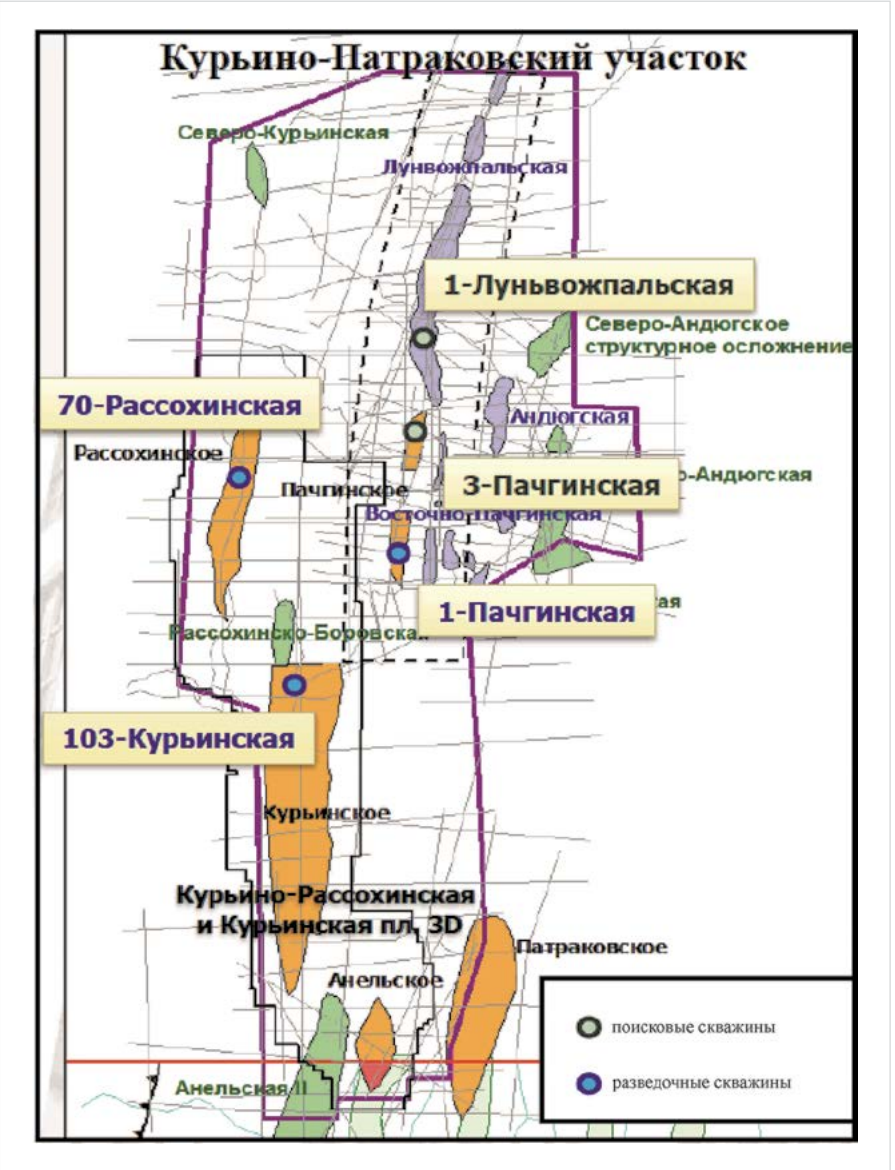



*Рис. 1 — Расположение поисково-разведочных скважин, заложенных в 2012 году*

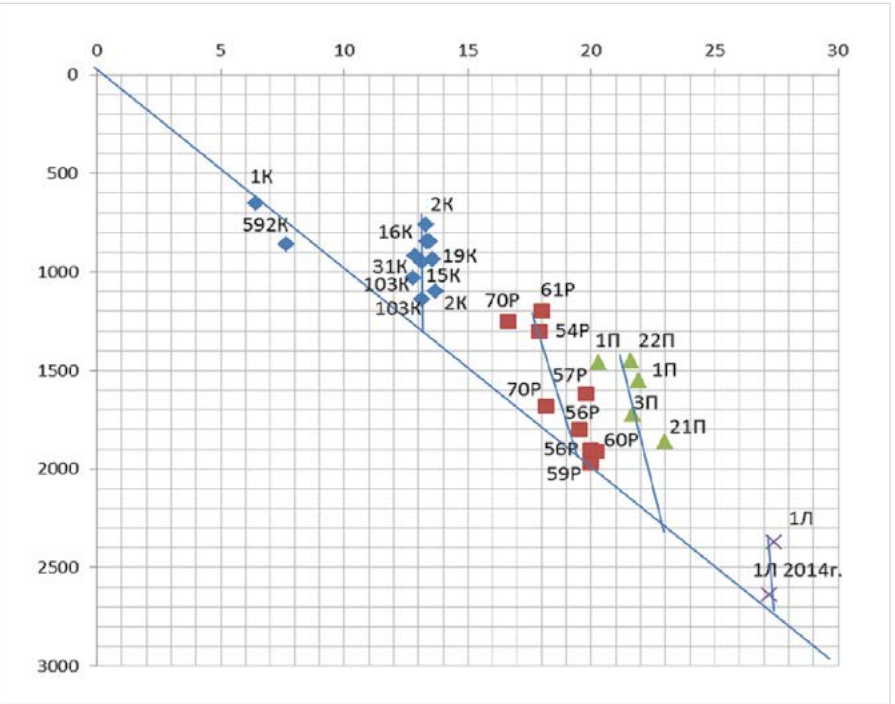



*Рис. 2 – График зависимости давления от глубины*

поглощение промывочной жидкости в стволе скважины интенсивностью от 6 до 22 м³/час. Исходя из полученных построений, градиент на этой глубине уже составляет 1,41, и чем ближе мы подходим к предполагаемой зоне ГВК, тем ниже давление и, соответственно, ниже градиент аномальности. Логично предположить, что ниже по разрезу, как только мы будем встречать пласты-коллекторы при плотности промывочной жидкости 1,5 г/см³, мы будем получать поглощение бурового раствора и останавливать бурение для кальматации таких зон. То есть, имеет место несовместимые условия бурения в пределах одной залежи. Ситуация осложняется тем, что террегенная верхнеартинская толща представляет собой зону с нетрадиционными спорадически развитыми коллекторами. Резервуаром для верхнеартинских залежей служат песчаники, алевролиты и аргиллиты с трещинно-поровым и трещинным типом коллектора. Повышение трещиноватости и, следовательно, улучшение коллекторских свойств, тяготеет к сводам структур и зонам тектонических нарушений.

Подобные ситуации также были зафиксированы при бурении артинских отложений в скважинах 103-Курья и 1-Луньвожпальская. Во всех скважинах наблюдалось увеличение газопоказаний в ходе бурения. Скважины 1-Пачгинская, 103-Курьинская и 70-Рассохинская в ходе освоения дали промышленные притоки газа.

**Итоги**

Понимание подобного распределения давления в пределах одной залежи дает нам возможность более корректного заложения градиента пластового давления на стадии проектирования при расположении скважины в присводовой части либо на крыльях структуры, где градиент давления будет значительно меньше относительно купольной части и, соответственно, здесь следует применять более легкие буровые растворы.

**Выводы**

Данная работа проводится в режиме острой необходимости получения общего понимания о строении и газоностности территории Курьино-Патраковского участка для возможности более качественного и безаварийного бурения и, как следствие, получение более полной и достоверной информации для подсчета запасов и разработки месторождений. При интерпретации сейсморазведочных работ понимание о разграничении зон с различным положением ГВК и давлений даст возможность трассировать нарушения в участках, строение которых вызывает сомнения. При дальнейшем разбуривании площади и накоплении качественных достоверных данных можно будет получить практическое подтверждение применяемых теоретических основ для выработки более точной и подтвержденной модели.

**Список литературы**


1. Никонов Н.И. Обобщение геолого-геофизических данных и оценка перспектив нефтегазоносности юга внутренней части Верхнепечорской впадины и примыкающей к ней Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны. Ухта: ТП НИЦ, 1999. С. 95–96.
2. Порошин В.Д. Графический метод определения газоводяных, водонефтяных и газонефтяных контактов по единичным замерам пластовых давлений в залежи. Алжир. 1991.


ENGLISH **GEOLOGY**

# The geological structure and prospects of artinskian molassa of Kuryino-Patrokovskoe area

UDC 551


**Authors:**
**Vera L. Voytko** – head of monitoring of exploration works department; VVoytko@lk.lukoil.com
**Petr N. Kokin** – chief of oil-and-gas content prognostication laboratory; PKokin@lk.lukoil.com
**Ekaterina P. Kuzminykh** – 2 cat. geologist of Department of designing and maintenance of exploration works; epkuzminih@k.lukoil.com

Scientific and design center in Ukhta Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft", Ukhta, Russian Federation



**Abstract**

In paper were considered the structure of Kuryino-Patrokovskoe area, comparison of all available prospect drilling data in the studied territory and justification of the forecast of pressure anomality by drilling gas deposits, also gas-water contact forecast and gas content prospect of Kuryino-Patrokovskoe deposit.

**Materials and methods**

Graphic method of gas-water, water-oil and gas-oil contacts definition by pressure single measurement in bed.

**Results**

The understanding of similar distribution of pressure within one deposit gives us the chance of more correct laying of a gradient of reservoir pressure at a design stage at a well arrangement in a arc part or on wings of structure where the gradient of pressure will be much less rather arc part and, respectively, here it is necessary to apply lighter drilling agent.

**Conclusions**

This work is carried out in the mode of keen necessity in obtaining the general understanding about a structure and gas content of the territory of the Kuryino-Patrakovskaya area for a possibility of better and accident-free drilling, as a result, receipt of more complete and reliable information for estimation of reserves and development of fields. At interpretation of seismic prospecting data the understanding about differentiation of zones with various provision of gas-water contact and pressure will give the chance to trace violations in sites which structure raises doubts. At further drilling of the area and accumulation of qualitative reliable data it will be possible to receive practical confirmation of the applied theoretical bases for development of more exact and confirmed model.



**Keywords**

non-traditional reservoir, gas content, gas-water contact zone, artinskian molassa


**References**


1. Nikonov N.I. *Obobshchenie geologo-geofizicheskikh dannykh i otsenka perspektiv neftegazonosnosti yuga vnutrenney chasti Verkhnepechorskoy vpadiny i primykayushchey k ney Zapadno-Ural'skoy skladchato-nadvigovoy zony* [Generalization of geological and geophysical data and evaluation of petroleum potential south of the inner part Verhnepechorskoy cavity and the adjacent West Ural fold-thrust zone]. Ukhta: *TP NITs*, 1999, pp. 95–96.
2. Poroshin V.D. *Graficheskiy metod opredeleniya gazovodyanykh, vodoneftyanykh i gazoneftyanykh kontaktov po edinichnym zameram plastovykh davleniy v zalezhi* [Graphical method for determination of gas-water, water-oil and gas-oil contacts in single measurements of reservoir pressure in the reservoir]. Alzhir, 1991.

KROHNE
measure the facts

# Приборы компании КРОНЕ для нефтегазовой отрасли

Компания KROHNE, используя свой многолетний опыт разработки, представила массовые расходомеры с новейшим конвертером сигналов MFC 400, задающим новый стандарт в области учёта различных сред.

## Массовый расходомер OPTIMASS 2400

- Массовый расходомер с двумя прямыми измерительными трубами
- Исполнение: S100, S150, S250
- Относительная погрешность:
  - при измерении расхода жидкостей – от ±0,1%
  - при измерении расхода газа – от ±0,35%
- Воспроизводимость ±0,05%
- Рабочая температура от -45 до +130°C
- Рабочее давление до 18 МПа

Во II квартале 2016 года запланирован запуск в производство версии S400 (ДУ 600) с четырьмя прямыми измерительными трубами, обеспечивающей расход до 4 600 т/час.

## Массовый расходомер OPTIMASS 7400

- Прямотрубная конструкция расходомера с различными вариантами технологических присоединений;
- Преобразователь сигналов MFC 400 обеспечивает надёжную работу прибора при наличии газовых включений до 100%;
- Расширенные функции самодиагностики в соответствии со стандартом NAMUR NE 107;
- Измерение массового расхода, плотности и температуры, а также вычисление объёмного расхода и массовой или объёмной концентрации при помощи одного устройства;
- Условный диаметр от 6 до 80 мм;
- Относительная погрешность:
  - жидкости ±0,1%;
  - газы ±0,5%;
- Погрешность измерения плотности ±2 кг/м3 (опционально ±0,5 кг/м3);
- Рабочее давление до 10 МПа;
- Рабочая температура от -40 до +150°C

Массовые расходомеры KROHNE обеспечивают метрологические показатели, превосходящие требования нормативных документов для коммерческого учёта, обеспечивают простоту в эксплуатации, имеют минимальные требования к монтажу. KROHNE осуществляет гарантийную и постгарантийную сервисную поддержку поставляемого оборудования.

**Контактная информация:**
**ТОО «KROHNE Kazakhstan»**
**050020, Казахстан, г. Алматы, пр-т Достык, 290 а**
**Тел.: +7 727 356 277 0,**
**Факс: +7 727 356 277 1**
**ke.cismarketing@krohne.com**

www.krohne.kz

УДК 65.011.56

# Математическое моделирование ликвидации газовых месторождений

**В.Р. Хачатуров**
д.ф.-м.н., профессор, зав. отделом[1] академик[2] академик[3]

**А.Н. Соломатин**
к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник[1]
a.n.solomatin@bk.ru

**А.К. Скиба**
к.ф.-м.н., старший научный сотрудник[1]

[1]Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, Москва, Россия
[2]Российская академия космонавтики, Москва, Россия
[3]РАЕН, Москва, Россия

**Актуальность проблемы ликвидации газовых месторождений определяется выходом многих месторождений Западной Сибири на режим падающей добычи. Рассматриваются методологические вопросы ликвидации газовых месторождений, различные источники финансирования ликвидационных работ. Исследуется модель функционирования газового месторождения с учетом формирования ликвидационного фонда. Рассматривается функционирование Системы перспективного планирования добычи газа с учетом ликвидации месторождений.**

**Материалы и методы**
Теория систем, имитационные модели, оптимальное управление, автоматизированные системы планирования.

**Ключевые слова**
ликвидация газовых месторождений, ликвидационные затраты, группа газовых месторождений, планирование добычи, математическое моделирование

**Введение**

В работах [1], [2] приведены результаты многолетних исследований по проблематике математического моделирования освоения газовых месторождений, рассмотрена Система перспективного планирования добычи газа (СПДГ), которая позволяет прогнозировать добычу газа и основные технико-экономические показатели добычи для месторождений некоторой группы на основе имитационной модели этой группы. Настоящая работа посвящена дальнейшему развитию этой тематики, когда рассматривается завершающий этап жизненного цикла газовых месторождений – этап их ликвидации.

Проблематика ликвидации газовых месторождений приобретает в последнее время особую актуальность, что связано, во-первых, с выходом большой группы месторождений Западной Сибири на завершающую стадию эксплуатации и, во-вторых, с новизной и слабой исследованностью вопроса. Проблема осложняется тем, что ликвидационные работы (ЛР) ранее в проектах разработки месторождений не предусматривались, и накопление средств на эти цели не производилось.

**Методологические вопросы ликвидации газовых месторождений**

Ликвидация представляет собой заключительный этап жизненного цикла газодобывающих месторождений (как и любой другой сложной системы). Признаками приближения заключительного этапа являются ослабление функций системы (падение добычи), снижение эффективности функционирования (падение рентабельности добычи), снижение надежности и жизнеспособности системы.

Процесс ликвидации объектов газодобычи можно изучать как сложную систему, элементы которой взаимодействуют следующим образом [3]. Субъект ликвидации производит ликвидацию объекта газодобычи (состоящего из нескольких подсистем), которая может быть вызвана различными причинами. При этом субъект преследует определенные цели, формализованные в виде критериев оценки процесса ликвидации, руководствуясь основными принципами ликвидации. Субъект учитывает факторы влияния среды, ограничения и имеющиеся в его распоряжении ресурсы. Далее субъект выбирает необходимые виды и способы ликвидации, которые в наибольшей степени адекватны конкретной ситуации, стремясь избежать возможных проблем, возникающих в процессе ЛР.

**Определение ликвидационных затрат по укрупненным нормативам**

Затраты на ликвидацию объектов газодобычи можно классифицировать по направлениям ЛР (по основным подсистемам ликвидируемого объекта), что позволяет выделить следующие направления затрат:

- на демонтаж технологической подсистемы ($Z_1$): на консервацию скважин, демонтаж линий трубопроводов, ДКС, зданий и сооружений, ЛЭП, реализацию оборудования и материалов, транспортировку оборудования и т.д.;
- на демонтаж социальной подсистемы ($Z_2$): на реконструкцию и передачу объектов социальной сферы и жилого фонда, выплату пособий, обучение и трудоустройство персонала, обеспечение персонала жильем и т.д.;
- на восстановление экологической подсистемы ($Z_3$): на предотвращение аварий, обеспечение сохранности зданий и сооружений, утилизацию отходов, очистку и рекультивацию территории и т.д.

В силу большого временного разрыва между моментом расчета затрат и началом проведения ликвидационных работ, а также отсутствия детальной нормативной базы, ликвидационные затраты (ЛЗ) предлагается рассчитывать по укрупненным нормативам. Если прогнозирование таких затрат для отдельных месторождений производится на уровне газодобывающего предприятия, то это позволяет получать вполне приемлемые результаты.

Затраты $Z_i$ ($i$=1,2,3) предлагается рассчитывать на основе укрупненных нормативов и количественных показателей, определяемых в результате работы имитационной модели группы газовых месторождений [1-2]:

Полные ЛЗ для месторождения $Z$ определяются как

$$Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 = F(N, D, L, P),$$

где $N$ — фонд скважин на месторождении, $D$ — количество ДКС, $L$ — общая длина звеньев трубопроводов, $P$ — количество занятых.

При этом в случае расчетов по укрупненным показателям можно положить

$$Z(t)=Z/M,\ t\epsilon[T_1,\ T_1+M-1].$$

**Источники финансирования ликвидационных работ**

До 1999 г. при составлении проектной документации по разработке газовых (газоконденсатных) месторождений статьи на ликвидационные затраты не предусматривались, поэтому в настоящее время средств на проведение ЛР в нужном объеме у газодобывающих предприятий, как правило, не хватает, и проблема выбора источников финансирования таких работ является весьма актуальной.

Предлагается учитывать следующие источники финансирования: средства государства, прибыль газодобывающих компаний, кредиты коммерческих банков и ликвидационный фонд (ЛФ), формируемый различными способами.

В настоящее время финансирование ЛР в газодобывающих компаниях, таких как ПАО «Газпром», производится в основном за счет прибыли. Это связано с такими причинами, как отсутствие у дочерних газодобывающих обществ средств на эти работы для месторождений, вышедших на заключительную стадию разработки, гибкость и оперативность использования централизованных средств ПАО «Газпром». Однако при нехватке средств на обустройство новых

месторождений налогооблагаемая прибыль не может быть источником финансирования ЛР.

Перспективным источником финансирования ликвидационных работ является ликвидационный фонд. Основными достоинствами ЛФ являются отнесение ЛЗ на себестоимость, заблаговременное накопление средств и уменьшение риска нехватки средств к моменту начала ликвидационных работ. Основными недостатками ЛФ являются «замораживание» значительных средств, риск их нецелевого использования, проблематичность использования для месторождений на завершающей стадии разработки, необходимость компьютерного моделирования.

Возможны два способа формирования ЛФ:

- накопление на банковском депозите ликвидационных отчислений, которые являются внереализационными расходами и могут производиться, например, с момента получения устойчивой прибыли пропорционально ее объемам;
- накопление амортизационных отчислений, когда стоимость основных фондов, подлежащих в будущем ликвидации, увеличивается на сумму планируемых ЛЗ с тем, чтобы к началу проведения ликвидационных работ накопленные отчисления сформировали ЛФ.

Ликвидационный фонд, создаваемый различными способами в зависимости от стадии эксплуатации месторождения, может стать основным источником финансирования ЛР:

- для месторождений в активной стадии разработки или ожидающих ввода в эксплуатацию наиболее целесообразны амортизационные отчисления;
- для действующих месторождений наиболее целесообразно применение ликвидационных отчислений;
- на заключительной стадии разработки в условиях дефицита времени и средств могут быть применены любые доступные источники финансирования.

**Математическая модель функционирования газового месторождения с учетом ликвидационных затрат**

На основе [4] была разработана и исследована математическая модель функционирования газового месторождения с учетом затрат на ликвидацию [3]. Пусть $T$ — период планирования добычи газа, $N$ — фонд добывающих скважин, $\bar{N}$ — ограничение сверху на фонд добывающих скважин, $q$ — средний дебит добывающих скважин, $V$ — извлекаемые запасы газа, $I$ — ежегодные отчисления в ликвидационный фонд, $\delta$ — коэффициент дисконтирования, $\beta$ — чистый банковский процент на депозитный денежный вклад, $\mu$ — коэффициент эксплуатационных затрат в расчете на одну скважину, $c$ — цена природного газа. Взаимосвязь между этими переменными описывается в виде системы дифференциальных уравнений:

$$\dot{V} = -Nq,\ \dot{q} = -\frac{q_0}{V_0}Nq, \qquad (1)$$

$$\dot{\Phi} = \beta\Phi + I$$

при начальных условиях $V_0>0$, $q_0>0$, $\Phi_0>0$ и конечном условии $\Phi_T \geq \Phi_0$. В качестве управления в модели выбирается фонд скважин $N$ с ограничениями $0 \leq N \leq \bar{N}$, $\bar{N} \geq 0$.

Текущая добыча газа, совокупный доход и совокупная прибыль с учётом отчислений в ЛФ вычисляются по формулам:

$$Q = qN,\ \ c\int_0^T Q \cdot \exp(-\delta t)dt,$$

$$\int_0^T (cQ - \mu N - I)\exp(-\delta t)dt.$$

Тогда формулируется следующая оптимизационная задача. Требуется максимизировать функционал

$$\int_0^T (cqN - \mu N - I)\exp(-\delta t)dt \qquad (2)$$

при дифференциальных связях

$$\dot{q} = -\frac{q_0}{V_0}Nq \quad \text{и} \qquad (3)$$

$$\dot{\Phi} = \beta\Phi + I \qquad (4)$$

начальных условиях

$$q0 > 0 \text{ и} \qquad (5)$$

$$\Phi_0 \geq 0, \qquad (6)$$

конечном условии

$$\Phi_T \geq \Phi_0, \qquad (7)$$

ограничениях на управления

$$0 \leq N \leq \bar{N} \text{ и} \qquad (8)$$

$$0 \leq I \leq cqN - \mu N. \qquad (9)$$

Управления $N$ и $I$ принадлежат множеству измеримых функций. Поставленная задача является задачей оптимального управления со смешанными ограничениями (9), с нефиксированным временем $T$, со свободным правым концом $q(T)$ и закрепленным правым концом $\Phi(T)$.

В настоящее время неизвестны строго доказанные теоремы, применение которых к поставленной задаче могло бы привести к нахождению оптимальной траектории. Поэтому предлагается осуществить поиск траектории, «близкой» к оптимальной, путём последовательного решения двух следующих оптимизационных задач.

1. Вначале решается задача, где в качестве оптимизационного критерия выбран максимум накопленной прибыли, а формирование ЛФ не рассматривается. На основе решения данной задачи определяются динамика добычи газа, динамика получаемой прибыли и время эксплуатации месторождения.
2. Затем решается задача формирования фонда. Считается, что известна динамика получаемой прибыли (без учёта ликвидационных отчислений) и время эксплуатации месторождения. Тогда задача состоит в поиске максимальной накопленной чистой прибыли, учитывающей отчисления в фонд.

Если коэффициент дисконтирования $\delta$ меньше банковского процента $\beta$, то отчисления в ЛФ начинаются с момента ввода месторождения в эксплуатацию, если $\delta > \beta$ — то в конце эксплуатации месторождения; при $\delta = \beta$ политика накопления ЛФ не имеет значения.

**Расчет динамики формирования ликвидационного фонда**

Определим временные параметры ЛР, для чего введем следующие обозначения: $T_0$ и $T_0^*$ — время начала и окончания формирования ЛФ, $T_1$ и $T_1^*$ — время начала и окончания ликвидационных работ, $N$ — длительность периода накопления ЛФ, $M$ — длительность периода ликвидационных работ, $P(t)$ — динамика прибыли до налогообложения.

Момент $T_1$ определяется из условия нерентабельности добычи как год достижения максимального суммарного коммерческого дохода по годам анализируемого периода (накопленный доход от реализации за вычетом затрат на ликвидацию). Величину $M = T_1^*-T_1$ предлагается определять пропорционально срокам разбуривания месторождения, момент $T_0$ — как момент начала рентабельной добычи ($P(t) > 0$), $T_0^*$ — как $T_1$–1.

Рассмотрим методику расчета объема ЛФ $\Phi^*$ в случае использования ликвидационных отчислений.

Пусть $\alpha$ — процент налога на прибыль, $\beta$ — банковский процент для депозита, $\gamma$ — процент возрастания средств на депозите с учетом налога на прибыль, $\Phi^*$ — объем ЛФ, $\Phi(t)$ — отчисления в ЛФ в $t$-м году; пусть также на депозит в базовый год положена сумма $\Phi(1)$.

Тогда на основе формулы сложных процентов на год с номером $t$ размер вклада с учетом возрастания средств на депозите и уплаты налога на прибыль составит

$$\Phi(t) = \gamma^{t-1}\Phi(1), \text{ где } \gamma=(1+\beta(1-\alpha))>1 \qquad (10)$$

Поскольку в период проведения ЛР на средства фонда будут продолжать начисляться проценты, объем фонда может быть меньше необходимых ликвидационных затрат, т.е. $\Phi^* \leq Z$.

В каждый год периода ликвидации $t \in [T_1, T_1+M+1]$ на ЛР направляется сумма $Z(t) = Z/M$, которой в году $T_1$-1 соответствует некоторая часть ЛФ $\Phi^*(t) < Z(t)$.

Поэтому

$$Z(t) = \gamma^{t-T_1}\Phi^*(t),\ \Phi^*(t) = \frac{Z}{M\gamma^{t-T_1}}. \qquad (11)$$

Тогда необходимый объем фонда составит

$$\Phi^* = \sum_{i=1}^{M}\Phi^*(T_1+i-1) = \frac{Z}{M}\sum_{i=1}^{M}\frac{1}{\gamma^{i-1}}. \qquad (12)$$

Если отчисления в ЛФ производятся в начале эксплуатации месторождения, то их целесообразно производить пропорционально прибыли до налогообложения $P(t)$, начиная с момента достижения рентабельности ($P(t)>0$). Чтобы найти $\lambda$ — процент отчислений в ЛФ из прибыли $P(t)$, вначале считается нулевое приближение $\Phi_0$ при $\lambda=1$ (вся прибыль направляется в ЛФ):

$$\Phi_0 = \gamma^N P(T_0) + \gamma^{N-1}P(T_0+1) + \ldots P(T_1-1) = \sum_{i=0}^{N} P(T_0+i)\gamma^{N-i}. \qquad (13)$$

Тогда $\lambda$ определяется из соотношения

$$\Phi^* = \sum_{i=0}^{N}\lambda P(T_0+i)\gamma^{N-i}, \text{ т.е. } \lambda = \Phi^*/\Phi_0. \qquad (14)$$

Кроме того, были разработаны методики расчета фонда, формируемого в конце эксплуатации месторождения, а также расчета фонда, формируемого за счет амортизационных отчислений.

**Использование Системы перспективного планирования добычи газа при ликвидации месторождений**

Обеспечение экономически эффективного проведения ликвидационных работ требуется согласованного, комплексного решения следующих задач:

- накопление средств на ЛР уже на ранних стадиях освоения месторождений;
- определение момента начала и продолжительности работ;
- учет множественности источников финансирования работ;
- расчет объемов и динамики ликвидационных затрат;

- согласование динамики необходимых ЛЗ различных видов и динамики поступления средств на ликвидацию из различных источников;
- рассмотрение ЛР в контексте всего жизненного цикла месторождения;
- учет влияния ЛР на показатели функционирования всего газодобывающего общества, включая добычу газа, доходы и прибыли, налоги и т.д.;
- выбор стратегии ликвидации, наилучшей по заданным критериям оценки.

Все это требует специализированного математического и программного обеспечения, которое предлагается разрабатывать на базе Системы перспективного планирования добычи газа СПДГ [1], [2]. Использование имитационной модели группы газовых месторождений позволяет по минимальной исходной информации (включая запасы газа, дебиты, план добычи по группе месторождений, нормативы, цены на газ) рассчитывать прогнозную добычу газа, а на ее основе — многочисленные производные технико-экономические показатели добычи в динамике по месторождениям.

Включение учета ликвидационных затрат в имитационную систему долгосрочного планирования позволяет создать единый инструмент для моделирования полного жизненного цикла газовых месторождений:

- формируемая на основе модели группы месторождений количественная информация (количество скважин, численность населения и т.д.) является основой для расчета ЛЗ по укрупненным нормативам;
- затраты на проведение ЛР учитываются при расчете финансово-экономических показателей деятельности газодобывающего общества;
- средства генерации и многокритериального анализа альтернатив могут использоваться для выбора стратегий проведения ЛР, которые могут различаться составом и долей источников финансирования работ, а также их параметрами.

**Итоги**

Показана необходимость и возможность использования математического моделирования и автоматизированных систем для обеспечения процесса ликвидации газовых месторождений.

**Выводы**

1. Рассмотрены некоторые методологические вопросы ликвидации газовых месторождений.
2. Рассмотрено определение ликвидационных затрат по укрупненным нормативам.
3. Проведен анализ различных источников финансирования ликвидационных работ.
4. Рассмотрена математическая модель функционирования газового месторождения с учетом затрат на его ликвидацию.
5. Приведен расчет динамики формирования ликвидационного фонда.
6. Рассмотрены возможности функционирования Системы перспективного планирования добычи газа с учетом ликвидации месторождений.

**Список литературы**


1. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
2. Соломатин А.Н., Скиба А.К. Имитационная система для прогнозирования развития газодобывающих компаний. М.: ВЦ РАН, 2003. 28 с.
3. Скиба А.К., Соломатин А.Н., Хачатуров В.Р. Ликвидация газовых месторождений: методология и моделирование. М.: ВЦ РАН, 2004. 38 с.
4. Федосеев А.В., Хачатуров В.Р. Постановка и исследование задач оптимального управления для анализа перспективных планов в нефтегазодобывающей промышленности. Имитационное моделирование и математические методы анализа перспективных планов развития нефтедобывающей промышленности. М.: ВЦ АН СССР, 1984. С. 66–112.
5. Лернер Б.М. Методические принципы оценки экономических пределов эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Наука о природном газе. Настоящее и будущее. М.: ВНИИгаз, 1998.


ENGLISH **GEOLOGY**

## Mathematical modelling of liquidation of gas fields

UDC 65.011.56


**Authors:**
**Vladimir R. Khachaturov** — Sc.D., professor, head of department[1], academician[2], academician[3]
**Alexander N. Solomatin** — Ph.D., leading researcher[1]; a.n.solomatin@bk.ru
**Alexander K. Skiba** — Ph.D., senior researcher[1]

[1]Federal Research Center «Informatics and Control» of RAS, Moscow, Russian Federation
[2]Russian academy of astronautics, Moscow, Russian Federation
[3]Russian academy of natural sciences, Moscow, Russian Federation



**Abstract**

Relevance of a problem the gas fields liquidation is determined by a transition of many fields of Western Siberia to the mode of the falling production. Methodological issues of gas fields liquidation, various sources of financing the liquidating works are considered. The functioning model of the gas field taking into account forming of liquidating fund is researched. Functioning of System of advance planning of gas production taking into account liquidation of gas fields is considered.

**Materials and methods**

Theory of systems, simulation models, optimum control, computer-aided systems of planning.

**Results**

Need and possibility of using the mathematical modelling and the computer-aided systems for ensuring process of liquidation of gas fields is shown.

**Conclusions**

1. Some methodological issues of gas fields liquidation are considered.
2. Determination of liquidating costs according to the integrated standard rates is considered.
3. The analysis of various sources of financing the liquidating works is carried out.
4. The mathematical model of gas field functioning the taking into account costs for its liquidation is considered.
5. Calculation of dynamics the liquidating fund forming is given.
6. The possibilities of functioning of System of advance planning of gas production taking into account liquidation of fields are considered.



**Keywords**

liquidation of gas fields, liquidating costs, group of gas fields, production planning, mathematical modelling


**References**


1. Margulov R.D., Khachaturov V.R., Fedoseev A.V. *Sistemnyy analiz v perspektivnom planirovanii dobychi gaza* [The system analysis in advance planning of gas production]. Moscow: *Nedra*, 1992, 287 p.
2. Solomatin A.N., Skiba A.K. *Imitatsionnaya sistema dlya prognozirovaniya razvitiya gazodobyvayushchikh kompaniy* [Simulation system for forecasting of development of the gas production companies]. Moscow: CC RAS, 2003, 28 p.
3. Skiba A.K., Solomatin A.N., Khachaturov V.R. *Likvidatsiya gazovykh mestorozhdeniy: metodologiya i modelirovanie* [Liquidation of gas fields: methodology and modelling]. Moscow: CC RAS, 2004, 38 p.
4. Fedoseev A.V., Khachaturov V.R. *Postanovka i issledovanie zadach optimal'nogo upravleniya dlya analiza perspektivnykh planov v neftegazodobyvayushchey promyshlennosti* [Statement and research of problems of optimum control for the analysis of long-term plans in oil and gas industry]. Simulation and mathematical methods of the analysis of long-term plans of development of the oil and gas industry. Moscow: CC RAS, 1984, pp. 66–112.
5. Lerner B.M. *Metodicheskie printsipy otsenki ekonomicheskikh predelov ekspluatatsii gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Methodical valuation principles of economic limits of operation of gas and gas-condensate wells].Science about natural gas. Present and future. Moscow: *VNIIGas*, 1998.

Flüssiggas-Anlagen

LPG, LNG, CNG, INDUSTRIAL MANAGEMENT

20 лет в России!

# ЭНЕРГИЯ БЕЗОПАСНОСТЬ КОМПЕТЕНТНОСТЬ

## Оборудование для АГЗС

Полный спектр современных решений

Насосно-компрессорное оборудование • Топливораздаточные колонки • Автогазозаправочные станции • Газонаполнительные станции • Посты заправки газовых баллонов • Резервуары для технических газов • Станции автономного газоснабжения • Испарительное и смесительное оборудование • Газовые электростанции

Счетно-измерительный узел для газовозов MID 400 на базе массовых расходомеров

Газозаправочная колонка FAS-220 WAER с постом заправки бытовых газовых баллонов

*Внесены в реестр средств измерений, имеются все необходимые сертификаты*

ГАЗ ТЕХНИКА

Официальный представитель фирмы FAS в России

Тел.: 8 (800) 500-92-62 (по всей России) • (495) 120-07-78 (Москва) • (812) 318-75-80 (Санкт-Петербург)

www.fas.ru

# АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

по ГОСТ 9.602-2005 и ГОСТ Р 51164-98

## ИЗОЛЯЦИЯ ВЕСЬМА УСИЛЕННОГО И УСИЛЕННОГО ТИПОВ АБРИС С-Т

**Преимущества материала:**

- готовность материала к использованию на 100%;
- высокие газо-, паро-, водонепроницаемые свойства;
- стойкость к агрессивным средам, морской воде, вибрационным и динамическим нагрузкам;
- устранение дефектов поверхности за счет пласто-эластичных свойств мастичного слоя;
- стабильная адгезия к металлу, бетону, стеклу, дереву и другим поверхностям;
- экологическая безопасность;
- совместимость с различными изоляционными материалами;
- надежно защищает на участках повышенной коррозии.

**Важно!**

Изоляция нестандартных фасонных элементов конструкции материалами Абрис С-Т, где применение других технологий проблематично.

**Преимущества технологии:**

- нанесение холодным способом (без предварительного подогрева);
- нанесение в трассовых и базовых условиях;
- выполнение работ в различных климатических зонах (в районах Крайнего Севера, а также в районах с тропическим и субтропическим климатом);
- нанесение ручным и механическим способами.

**Важно!**

Восстановление изоляции после аварийного ремонта технологиями Абрис С-Т без отключения трубопровода.

***Герметики Абрис С-Т не уступают по своим физико-механическим свойствам импортным антикоррозионным материалам.***

Читайте нас:
**www.twitter.com/ooo_zgm**

Смотрите наш канал:
**www.youtube.com/zgmvideo**

**ООО «Завод герметизирующих материалов»**

606008, Россия, Нижегородская обл.,
г. Дзержинск, ул. Менделеева корп., 1058
т.: (831) 260-03-16, т./факс: (8313) 27-50-78, 27-52-95;
E-mail: abris@zgm.ru; Skype: zgm_marketing

**WWW.ZGM.RU**

УДК 550.8.02:65.012.2(470.41)

# Информация как решающий фактор разработки проектов геологоразведочных работ (ГРР)

**Е.Е. Андреева**
с.н.с.[1]
aee8277@rambler.ru

**Т.М. Муртазина**
к.т.н., генеральный директор[2]
Murtazina_taslia@mail.ru

[1]ИПЭН АН РТ Казань, Россия
[2]ООО «Геодрилпроект», Казань, Россия

**Статья посвящена задаче организации доступа к разноплановой промыслово-геофизической информации, необходимой при разработке ГРР. В свете инновационного подхода к задачам разработки нефтяных и газовых месторождений на современном этапе, предлагается система КИА (Корпоративный информационный архив), позволяющая эффективно и надёжно хранить и предоставлять фактический материал.**

**Материалы и методы**
Корпоративный информационный архив.

**Ключевые слова**
ГРР, геологоразведочные работы, КИА, Корпоративный информационный архив, разработка нефтяных и газовых месторождений, сейсморазведочные работы

Актуальность проведения ГРР очевидна и предполагает углубленное исследование перспективного объекта, детальный анализ геологических, экологических, экономических и ситуационных факторов. Геологическое исследование объекта, находящегося на любой стадии развития, в первую очередь зависит от объема достоверной информации. Полнота и качество предоставляемой информации для разработки ГРР напрямую влияют на точность рекомендаций и их подтверждаемость бурением.

Основная цель ГРР — укрепление сырьевой базы Российской Федерации. Проведение ГРР на месторождении, согласно законодательству в сфере недропользования, обязательно к выполнению всеми недропользователями, с определенной периодичностью, прописанной в лицензионном соглашении. Каждым отдельным проектом ГРР ставится конкретная цель по поиску залежи, уточнению ожидаемых запасов и рекомендациям на бурение конкретной скважины. Для достижения поставленных целей необходимо проанализировать всю полученную на момент составления проекта геолого-геофизическую информацию и провести дополнительные исследования. Существует несколько путей доизучения объекта в процессе разработки проектного документа.

Во-первых, выполнение полевых геофизических работ.

Чаще всего планируют проведение модификации сейсморазведочных исследований. Полевые сейсморазведочные работы относятся к дорогостоящим работам, поэтому цели работ должны определяться как выявление залежей, рекомендаций на бурение скважин и оценки ожидаемых запасов углеводородного сырья, а в ожидаемых результатах должен быть обозначен конкретный продукт.

Изучение территории при полевых работах должно быть первоочередной задачей, решение которой необходимо при выборе параметров возбуждения и регистрации сигнала, выборе пакетов обработки и интерпретации. Методика полевых работ выбирается под определенный интерпретационный пакет и работы, выполненные на всех этапах одной подрядной организацией на окончательном этапе, выглядят органичней. Информация, необходимая на всех этапах работ от составления проекта до выдачи рекомендаций, должна находиться в одной базе и в любое время может быть востребована. Таким требованиям соответствуют, в основном, крупные геофизические организации с огромным фондовым материалом.

Во-вторых, это кропотливый тематический анализ.

Недропользователь, в соответствии с лицензионным соглашением, заказывает составление проекта ГРР, в котором будет намечен комплекс геологоразведочных работ для доизучения месторождения.

Специалисты проектной организации в обязательном порядке выполняют анализ всей имеющейся на момент написания проекта информации и, на основе пересмотра достаточного количества материала по всему комплексу исследований, проведенных на данной территории, выдают рекомендации.

Поиск и приведение полученного материала в систематизированный и удобный для дальнейшей работы вид занимают достаточно много времени. Из опыта работ известно, что в фондах вероятны случаи неверно размещенных данных, утраченной информации, информации забытой и невостребованной.

Далеко не во всех компаниях вопросы систематизации, хранения и движения информации решаются должным образом. Качество же составления проекта напрямую зависит от качества предоставленной проектной организации информации.

Умение управлять большим объемом геологической информации, в самой разнообразной форме, дает предприятиям-недропользователям преимущество в оперативном предоставлении информации, необходимой для решения задач по изучению территории.

Стоит также отметить, что существующие архивы в той или иной степени удовлетворяют потребностям пользователей [1]. Как правило, доступ к архивам по различным организационным и техническим причинам имеет достаточно узкий круг специалистов. В условиях, когда информационные технологии постоянно развиваются, приобретая все новые возможности и формы, открываются новые технические возможности для интеграции таких систем в общее информационное пространство на основе Web-технологий. Использование отечественных Web-технологий позволяет вывести работу с архивными материалами на более высокий технологический уровень, обеспечить доступ к ним всем заинтересованным сторонам.

Именно к таким продуктам относится разработанный в Институте проблем экологии и недропользования АН Республики Татарстан Корпоративный информационный архив (КИА), зарегистрированный в 2009 году в Федеральной службе Государственной регистрации (Лицензия №1081690049517). Необходимость создания КИА вызвана, во-первых, желанием сохранить исторический материал, который в течение десятилетий кропотливо собран, проанализирован и обработан учёными разных поколений; дополнить его современными данными и систематизировать по территории. Во-вторых, оперативно удовлетворять потребность специалистов в информации при решении задач по разведке и разработке месторождений, задач геологического изучения и мониторинга использования недр [2].

Вся информация организована в виде дерева месторождений в регионе «Татарстан». Месторождение содержит папки с данными по скважинам, геофизическим исследованиям, изученности месторождения, а также табличными данными. В свою очередь,

каждая ветка поддерева имеет свою древовидную структуру, распределенную по тематикам (рис. 1)

Основанием для создания информационного архива послужила необходимость систематизации информации при решении задач геологического изучения недр. Функциональной задачей КИА является хранение различных форматов исходной геолого-промысловой информации.

Цель использования Web-технологий в системе КИА — это создание удобного, простого для пользователей, оперативного, контролируемого доступа к архиву электронной информации, загруженной по объекту.

КИА обеспечит бережное хранение исторически бесценной и современной информации, а главное — контролируемый и избирательный к ней доступ.

Таким образом [2–5], система КИА позволяет хранить материалы дел скважин, каротажный материал в виде скан-образов и в LAS-формате, результаты исследовательских работ и структурного бурения в табличном виде и в виде растров. Предусмотрена возможность загрузки оцифрованных каротажных диаграмм по старому фонду скважин в LAS-формате. Разработаны структуры документов ветки «Табличные данные» (рис. 2), в которой реализована возможность загружать и пополнять информацию по результатам исследования скважин — это данные по пластопересечениям, проницаемым интервалам, перфорации, инклинометрии, реперным поверхностям, стратиграфическим отбивкам, отбору керна, конструкции скважин, бурению, толщинам пластов, свойству пластовой нефти, результатам опробования. Реализована возможность загрузки в систему КИА графического материала в форматах MapInfo, Corel Draw (рис. 3).

Система КИА позволяет хранить широкий набор сейсморазведочной информации от рапортов операторов до окончательных временных разрезов, карт и отчетов в segy, cdr, jpg, doc форматах (рис. 4). Исключение составляет полевой сейсмический материал, но при наличии достаточного объема памяти и этот вопрос решается положительно.

Нефтяные компании, у которых программа КИА установлена, отмечают удобство работы с архивом в части подготовки данных для работ, связанных с поиском, разведкой и разработкой полезных ископаемых и минимизирует физический износ и риск утраты исторически ценной информации.

**Итоги**

Размещение на каждый проектируемый объект (месторождение) в одной системе информации различного характера дает возможность получения целостной картины об изученности территории, в этом заключается уникальность продукта и его новизна.

**Выводы**

Недропользователям рекомендуется обобщить и привести все материалы, полученные в результате исследований на вверенной им территории месторождений в электронный вид, а для хранения материалов дел скважин, каротажного материала — в виде растров и в LAS-формате, результатов сейсморазведочных работ и наземной геофизики, как в цифровом виде, так и в растровом формате.

**Список литературы**


1. Опыт создания электронного архива проектно-сметной документации в ООО «ПермНИПИнефть» // Нефтяное хозяйство. 2010. №9. С. 28–30.
2. Андреева Е.Е, Баранова А.Г., Ганиев Р.Р., Гайнутдинов Р.И. и др. Хранение и архивация геолого-геофизической информации // Георесурсы. 2008. №2 (25). С. 10.
3. Ганиев Р.Р., Андреева Е.Е., Гайнутдинов Р.И., Жибрик О.Н. Управление архивной геолого- геофизической информацией на основе современных WEB-технологий //Нефть. Газ. Новации. 2011. № 9. С. 23–25.
4. Андреева Е.Е., Ганиев Р.Р., Гайнутдинов Р.И., Жибрик О.Н. и др. Новейшие WEB-технологии, используемые для развития инормационно-архивной системы КИА. Международная научно-практическая конференция Увеличение нефтеотдачи — приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья. Казань, 2011. С. 47.
5. Ганиев Р.Р., Андреева Е.Е., Гайнутдинов Р.И., Жибрик О.Н. Система КИА, как новый уровень управления архивом промыслово-геофизической информации. Конференция ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань, 2011.

*Рис. 1 — Древовидная структура, распределенная по тематикам*

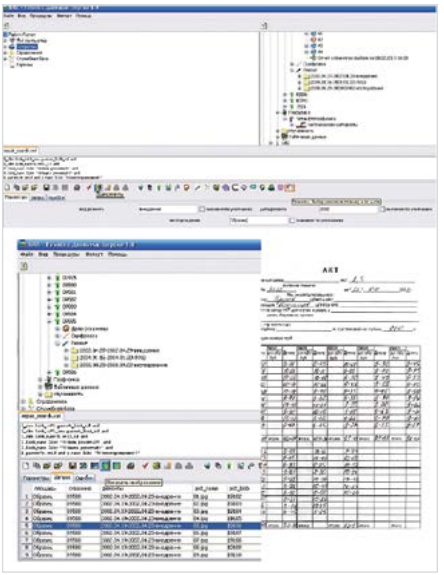


*Рис. 2 — Выбор и визуализация загруженного документа по ремонту скважины*

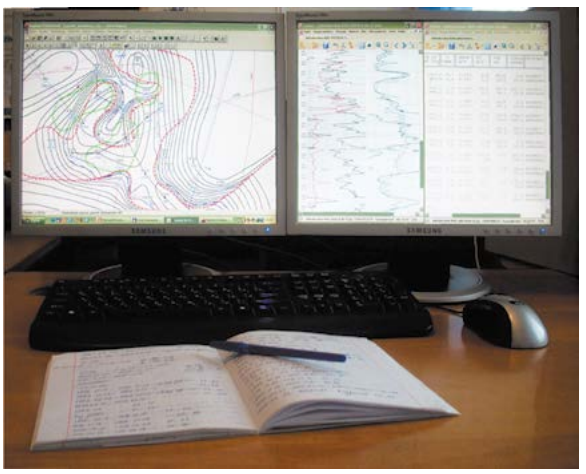


*Рис. 3 — Рабочее место геолога*

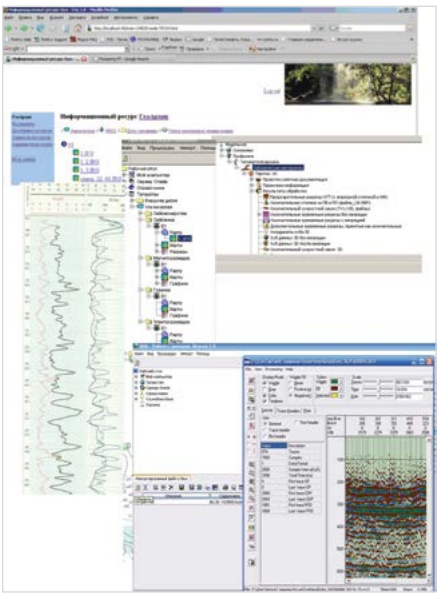


*Рис. 4 — Хранение информации в системе КИА*

# Information as a key factor in geological exploration works

UDC 550.8.02:65.012.2(470.41)

**Authors:**
**Evgeniya E. Andreeva** — senior researcher[1]; aee8277@rambler.ru
**Taslia M. Murtazina** — Ph. D., general director[2]; Murtazina_taslia@mail.ru

[1]Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation
[2]"Geodrilproekt", Kazan, Russian Federation

**Abstract**
The article is devoted to the problem of providing access to diverse geophysical information required for the development of exploration of exploration). In light of the innovative approach to the development of oil and gas fields at the present stage, the system of KIA (Corporate information file), to effectively and securely store and provide the actual material.

**Materials and methods**
Enterprise information archive.

**Results**
The uniqueness of the product and its novelty is keeping of each design object (field) in one system information of a different nature; there is a possibility of obtaining a holistic picture of the study site.

**Conclusions**
Resource users are encouraged to summarize and bring all materials obtained as a result of researches on the territory entrusted to them fields in the electronic form, and storage of case records of wells, well logs of the material is in the form of raster and LAS format, seismic survey results and ground Geophysics, including in digital form or in raster format.

**Keywords**
exploration, KIA, enterprise information archive, the development of oil and gas deposits, seismic surveys

**References**
1. *Opyt sozdaniya elektronnogo arkhiva proektno-smetnoy dokumentatsii v OOO «PermNIPIneft'»* [Experience of creation of electronic archive of design documentation in "PermNIPIneft'"]. Oil industry, 2010, issue 9, pp. 28–30.
2. Andreeva E.E, Baranova A.G., Ganiev R.R., Gaynutdinov R.I. and oth. *Khranenie i arkhivatsiya geologo-geofizicheskoy informatsii* [Storage and archiving of geological and geophysical data]. Georesources, 2008, issue 2, p. 10.
3. Ganiev R.R., Andreeva E.E., Gaynutdinov R.I., Zhibrik O.N. *Upravlenie arkhivnoy geologo- geofizicheskoy informatsiey na osnove sovremennykh WEB-tekhnologiy* [Management of archival geological and geophysical information on the basis of modern WEB-technologies]. OIL. GAZ. Novation, 2011, issue 9, pp. 23–25.
4. Andreeva E.E., Ganiev R.R., Gaynutdinov R.I., Zhibrik O.N and oth. *Noveyshie WEB-tekhnologii, ispol'zuemye dlya razvitiya inormatsionno-arkhivnoy sistemy KIA* [Latest WEB technologies used for the development of the information archive system KIA]. International scientific-practical conference enhanced oil recovery – priority direction of reproduction of hydrocarbon reserves, Kazan, 2011, p. 47.
5. Ganiev R.R., Andreeva E.E., Gaynutdinov R.I., Zhibrik O.N. *Sistema KIA, kak novyy uroven' upravleniya arkhivom promyslovo-geofizicheskoy informatsii* [System of the KIA, as a new level of library management geophysical information]. Conference GBU IPIN RT, Kazan, 2011.

СУРЭЛ

Полиуретаны и силоксаны
(силиконы)

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году.
Является ведущим предприятием по производству силоксановых и уретановых эластомеров.

Номенклатура продукции:
1. Полиуретаны
- форполимеры (преполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору от 35 до 95 А, по Шору – 55,60 D.
- форполимеры (преполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердость по Шору 70,75,80D.
- форполимеры (преполимеры) на основе капролактона для производства эластомеров. Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А 60, 75, 90.
- защитные полиуретановые покрытия (АИП)
- универсальное связующее для резиновой крошки
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения для изготовления эластомеров
- радиационно-термо-морозо-агрессивостостойкие фторуретаны для производства эластомеров
2. Силоксаны (силиконы)
- силоксановые композиции (силиконовые) композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей
3. Отвердители

Номенклатура продукции разработана с учетом всех возможных требований. Вместе с тем, мы готовы разработать новые продукты в соответствии с техническими требованиями заказчика.

ООО «СУРЭЛ»
190020, Россия г. Санкт-Петербург
Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н
т.: (812) 786-50-39, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94
ф.: +7 (812) 786-50-39, 252-76-76, 327-91-76
e-mail: surel@sp.ru

УДК 553.98:553.048:550.831

# Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири

**А.С. Пережогин**
геолог ОИСД
a.perezhogin@ggr.gazprom.ru

**А.А. Нежданов**
д.г.-м.н., заместитель начальника центра по научной работе
a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru

**А.С. Смирнов**
к.г.-м.н., начальник ОИАГГД
a.smirnov@ggr.gazprom.ru

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

**В связи с выработанностью значительной части традиционных запасов сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири (ЗС) возникла необходимость поиска новых, альтернативных объектов газодобычи. Одним из таких перспективных объектов являются сенонские отложения, из которых ПАО «Газпром» удалось получить промышленные притоки газа на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении.**

В последние годы надсеноманский газоносный мегакомплекс на севере Западной Сибири (ЗС) стал привлекать внимание газовиков в связи с высокой степенью выработанности запасов сеноманских газовых залежей на многих лицензионных участках (ЛУ) ПАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО).

Турон-сенонский газоперспективный комплекс гетерогенен по своему строению и содержит ловушки и залежи двух основных типов. Первый тип связан с газовыми залежами в гранулярных коллекторах (преимущественно глинистые алевролиты с небольшим содержанием песчаной фракции), приуроченных к газсалинской пачке. Залежи газа в газсалинской пачке открыты на Южно-Русском, Харампурском, Верхнечасельском, Ленском и Заполярном месторождениях, где получены промышленные притоки газа и определены его запасы по промышленным категориям $C_1$ и $C_2$. Газсалинская пачка распространена лишь в крайней восточной части бассейна, ее продуктивность контролируется, главным образом, сводовыми частями крупных антиклинальных структур, на которых газоносен сеноман, поэтому ресурсный потенциал газсалинского резервуара практически ограничен уже открытыми газовыми залежами.

Второй тип газоносности рассматриваемых отложений связан с порово-трещинными и трещинно-поровыми глинисто-кремнистыми коллекторами (опоками, опоковидными глинами и глинистыми опоками) нижней подсвиты березовской свиты сенонского возраста. Их газоносность установлена в центральных и западных районах ЯНАО по многочисленным газопроявлениям в процессе бурения глубоких скважин [1, 2]. Вплоть до последнего времени промышленных притоков газа из этих отложений получено не было вследствие низкой проницаемости глинисто-кремнистых коллекторов, что требовало использования «сланцевых» технологий. Реализация этого подхода на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении позволила геологической службе ПАО «Газпром» получить устойчивые промышленные дебиты сенонского газа из горизонтального ствола специальной скважины после многоступенчатого гидроразрыва. Этот факт является убедительным доказательством промышленной значимости сенонского газоносного комплекса и свидетельствует о необходимости его детального изучения. Пока же этот комплекс характеризуются низкой изученностью и отсутствием многих данных, необходимых для его успешного освоения.

В рамках реализации программы освоения сенонского газоносного комплекса нами выполнено изучение его строения как в региональном, так и локальном (в пределах отдельных ЛУ) масштабах. На региональном этапе изучения турон-сенонских отложений был построен ряд субширотных и меридиональных схем корреляции, а также изучены биостратиграфические материалы, в результате чего установлена как высокая степень литологической коррелируемости этих морских отложений, так и неоднозначность их биостратиграфического расчленения.

В результате проведенных исследований удалось установить, что газсалинская пачка и русскореченская толща слагают единое седиментационное тело, которое приурочено к регрессивной части кузнецово-ипатовского региоциклита (рис. 1). По сравнению с региональной стратиграфической схемой (РСС) верхнего мела ЗС 2004 г. уточнен возраст газсалинской пачки, которая «захватывает» и сенонские слои, при этом регрессивная газсалинская пачка закономерно омолаживается к центру бассейна, что полностью соответствует закону Головкинского-Вальтера о скольжении возрастных границ регрессивных геологических тел. Биостратиграфическое расчленение разрезов верхнего мела по данным различных исследователей значительно различается с колебаниями возраста отдельных стратонов в объеме веков относительной геохронологической шкалы. Причина этого — приуроченность определенных «трансгрессивных» комплексов фораминифер к фациям (возрастное скольжение которых является законом), что резко снижает их стратиграфическое значение. Поэтому можно заключить, что точная датировка возраста рассматриваемых отложений — задача будущих исследований, которые будут проведены при изучении керна новых сенонских скважин.

По скважинным данным построены карты толщин газсалинской пачки и глинисто-кремнистых отложений нижней подсвиты березовской свиты, по материалам геофизических

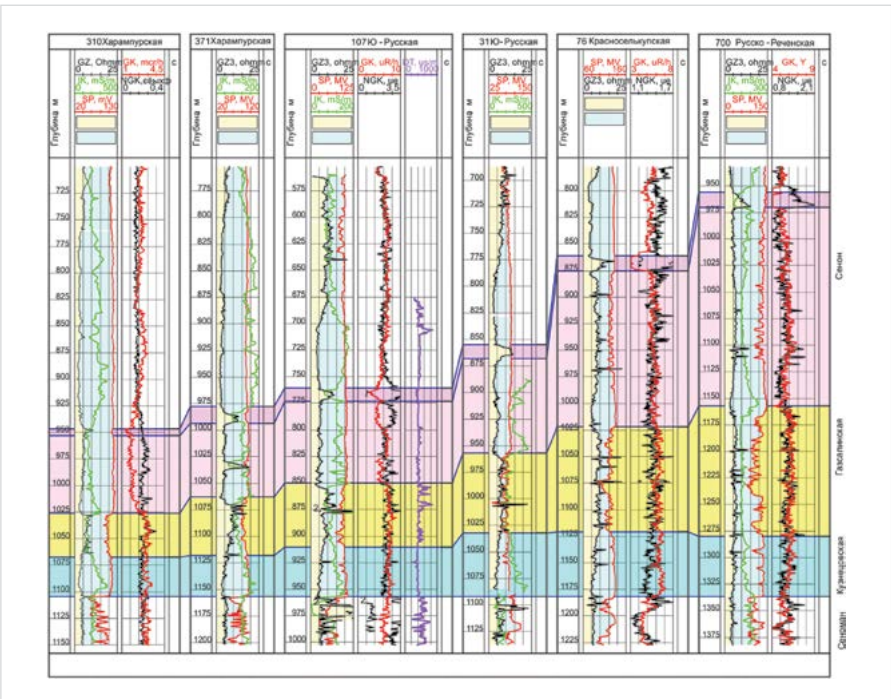



*Рис. 1 — Схема корреляции отложений сеномана — сенона от Русско-Реченской до Харампурской площади*

**Рассмотрены региональные особенности строения и газоносности сенонских отложений. Описана методика картирования зон повышенной продуктивности сенонских газовых залежей по данным сейсморазведки МОГТ 2D и 3D с использованием динамического анализа, детального анализа временных толщин и картированием трещиноватости. Эффективность методики доказана на примере Медвежьего месторождения. Использование данной методики в комплексе со сланцевыми технологиями позволит, в конечном итоге, поддержать уровень добычи газа на месторождениях ПАО «Газпром» в ЗС с падающей добычей сеноманского газа.**

**Материалы и методы**
Скважинная и сейсморазведочная МОГТ 2D, 3D информация по лицензионным участкам ПАО «Газпром» в Западной Сибири, сейсмостратиграфический анализ, геолого-промысловые исследования.

**Ключевые слова**
Западная Сибирь, Ямало-Ненецкий АО, газ, сенон, сейсморазведка МОГТ 3D, временные толщины, глинисто-кремнистые коллекторы, трещиноватость

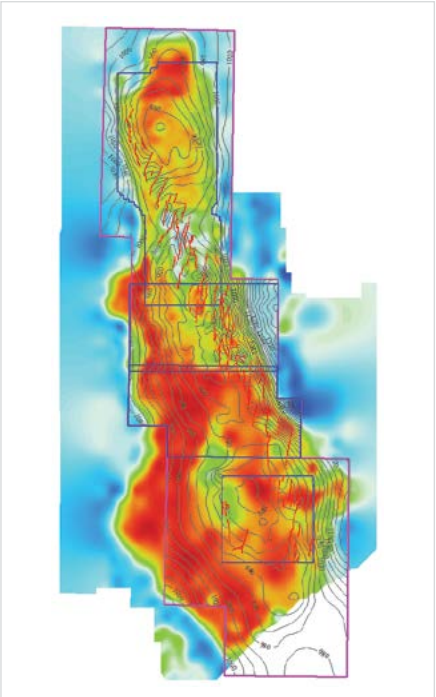


*Рис. 2 — Структурная карта по кровле ОГ $C_3$ с картой абсолютных амплитуд ОГ $C_3$ в виде цветокодированной подложки, Медвежье месторождение*

исследований скважин (ГИС) изучены вариации их литологического состава. Установлены основные закономерности изменения состава и строения турон — сенонских отложений, определяющие типы пород коллекторов и характер газоносности основного — нижнеберезовского резервуара надсеноманского продуктивного комплекса. Они заключаются в следующем:

- обогащение позднемеловых — палеогеновых отложений ЗС биогенно-хемогенным кремнеземом ($SiO_2$) является отражением глобальной эпохи кремненакопления в истории Земли;
- накопление осадков сенона ЗС происходило преимущественно (на большей ее части) в глубоководно-морском бассейне, при конседиментационных тектонических движениях, которые (наряду с наличием дельтовых источников питания) определяют изменение толщин рассматриваемых отложений, но (в связи с глубоководностью бассейна) не влияют на их литологический состав, который зависит, главным образом, от расстояния до источников питания бассейна терригенным материалом, наличия глубоководных течений.

На площадном этапе изучения газоносности надсеноманского комплекса были использованы данные сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D в комплексе с результатами бурения. В результате установлено, что в интервале сенонских отложений достоверно картируются динамические аномалии «типа залежь» (АТЗ), отражающие наличие газовых залежей. Причем эти залежи приурочены к антиклинальным структурам с сеноманскими газовыми залежами. Установлено, что сенонские газовые залежи имеют площадь как меньшую, так и большую по сравнению с сеноманскими залежами.

Рассматриваемые аномалии обусловлены резким понижением акустических жесткостей пород нижней подсвиты березовской свиты за счет газонасыщения. Волновая сейсмическая картина в объеме сенонских залежей является неоспоримым свидетельством их существования и масштабности. Такие аномалии выявлены на Медвежьем, Ямбургском, Вынгаяхинском, Вынгапуровском, Ямсовейском, Северо-Комсомольском, Комсомольском, Губкинском, Бованенковском и многих других месторождениях. Наличие газовых залежей в интервале сенонских отложений на этих месторождениях подтверждается газопроявлениями в процессе бурения, низкодебитными притоками газа, полученными при испытании отдельных скважин, данными газового каротажа, повышенными электрическими сопротивлениями пород, резко снижающимися за пределами динамических аномалий.

Наиболее крупную по площади динамическую аномалию такого типа удалось зафиксировать на Медвежьем месторождении (рис. 2). Она приурочена к наиболее приподнятой части Медвежьего мегавала. По площади данная аномалия в полтора раза превосходит сеноманскую газовую залежь. Следует отметить, что контур динамической аномалии отраженной волны $C_3$ слабо контролируется современным структурным планом — его абсолютные отметки изменяются от минус 980 м на севере и северо-востоке до минус 1120 м на юге. Предполагается, что газоносность сенона обусловлена заполнением сенонского резервуара газом за счёт глубинной дегазации, которая происходила под сверхвысоким давлением при неотектонических движениях. Сенонские газовые залежи отнесены нами к «флюидодинамическим» и фактически представляют собой рассасывающиеся «газовые пузыри». Эти залежи не имеют подошвенных вод и относятся к гидродинамически замкнутым, в связи с чем они характеризуются наличием АВПД со значениями коэффициента аномальности (Ка) 1,20–1,30 [3].

Если контур газоносности сенонских отложений однозначно картируется сейсморазведкой МОГТ, то оценка эффективных газонасыщенных толщин, как и других подсчетных параметров (в первую очередь, коэффициента газонасыщенности) вызывает серьезные затруднения. Высокая неснижаемая водонасыщенность кремнистых и глинистых пород сенона, в сочетании с их высокой сорбционной способностью затрудняют определение параметров коллекторов при петрофизических исследованиях керна, предполагаемый порово-трещинный микрослоистый тип коллекторов также осложняет их выделение по материалам ГИС. В условиях низкой информативности имеющихся данных ГИС важное значение для изучения газоносности сенона приобретает сейсморазведка МОГТ 3D.

Для картирования наиболее продуктивных участков сенонской залежи Медвежьего месторождения с целью постановки поисково-оценочного бурения по высокоплотным сейсморазведочным данным МОГТ 3D был проведен детальный анализ временных толщин в интервале нижней подсвиты березовской свиты и выполнен прогноз зон наибольшего газонасыщения на качественном уровне, на основе эффекта падения скорости сейсмических волн в газонасыщенных резервуарах, который математически был описан Ф. Гассманом еще в 1951 г. [4]. На первом этапе была выполнена корреляция основных и вспомогательных отражающих горизонтов (ОГ) в целевом интервале разреза: ОГ С3 (кровля нижней подсвиты березовской свиты), $C_4$ (средняя часть сенонского интервала), $C_{4\text{-}1}$ (подошвенная часть сенонского интервала), $C_5$ (интервал кузнецовской свиты) и Г (кровля сеномана) (рис. 3).

После увязки между собой прокоррелированных по разным кубам горизонтов, нами были рассчитаны и построены карты временных толщин между этими горизонтами. Для устранения влияния седиментационного фактора, проявляющегося в сокращении общих толщин сенонских отложений от крыльев к своду структуры, каждая карта временных толщин была нормирована на среднюю общую толщину интервала. Далее было нивелировано влияние компрессионного фактора, вызванного уплотнением пород с глубиной и проявляющегося в росте скоростей сейсмических волн. Для этого нормированные карты временных толщин были умножены на отношение постоянных скоростей до верхней точки кровли исследуемого интервала к значениям карты средних скоростей до этого интервала.

В результате были получены карты модельных временных толщин (рис. 4), которые отражают распределение наиболее

перспективных зон сенонских отложений, что подтверждается результатами испытания скважин: скважины, попадающие в зоны максимального увеличения временных толщин, характеризуются наибольшими дебитами. Так, в скважине №3 (номера скважин условные) был получен промышленный приток газа из верхней части интервала между ОГ С4 и $С_{4-1}$ (рис. 5), который характеризуется максимальным увеличением временных толщин. Интервал притока определен по данным термометрии и влагометрии.

Важное значение для получения промышленных дебитов из порово-трещинных коллекторов сенона имеет изучение естественной трещиноватости этих пород, установленной по данным сейсморазведки МОГТ 3D. Тектоно-диагенетическая трещиноватость сформировалась в результате дегидратации гелеобразного осадка, насыщенного кремнеземом, на этапе диагенеза и его последующей перекристаллизации. В дальнейшем, на неотектоническом этапе произошло дополнительное растрескивание пород по ослабленным зонам с образованием обширной сети трещин [5]. Для картирования зон трещиноватости был выполнен анализ седиментационных сейсмических срезов, на которых отчетливо прослеживаются полигональные нарушения различной геометрии. Характерно, что интенсивность этих полигональных нарушений увеличивается вблизи сдвиговых разломных зон. Заложение проектных поисково-оценочных и разведочных скважин на сенон, включая горизонтальные, выполнено с учетом положения трещин, закартированных авторами. Положительное влияние трещиноватости на дебитность притоков газа подтверждено скважиной 4С, горизонтальный ствол которой был заложен с пересечением трещинной зоны. На срезе куба когерентности отчетливо видно, что порт №2 расположен в непосредственной близости от трещины, фиксируемой по данным сейсморазведки (рис. 6). При вскрытии этого интервала произошло увеличение газопоказаний до 19,58%. По данным промыслово-геологических исследований порты гидроразрыва пласта (ГРП), расположенные в непосредственной близости от трещин, характеризуются как максимально работающие.

Полученные результаты подтверждают высокую практическую значимость сенонских отложений для поддержания уровня газодобычи на месторождениях ЗС, особенно при наличии развитой сети естественных макротрещин, фиксируемых по данным высокоплотной сейсморазведки. Геологические ресурсы сенонского газа на севере ЗС соизмеримы с уже существенно выработанными запасами сеноманского газа. Однако доля извлекаемых запасов газа в

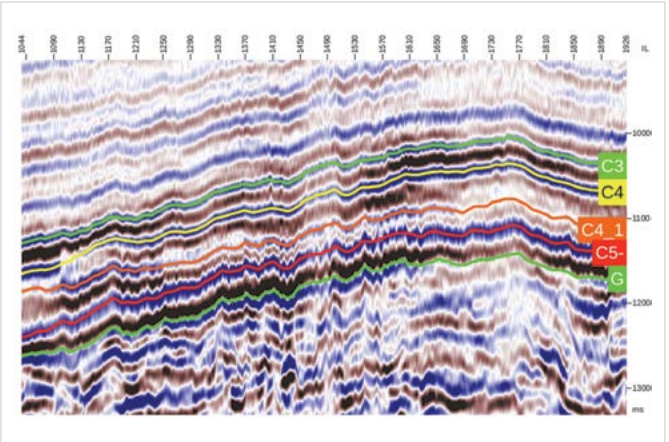



*Рис. 3 — Пример прослеживания отражающих горизонтов в интервале надсеноманских отложений на разрезе сейсмического куба амплитуд*

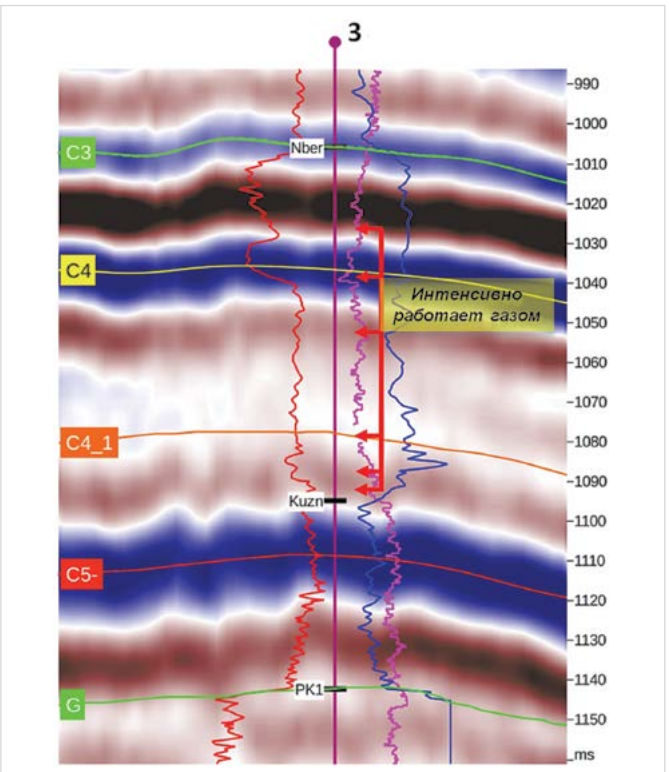



*Рис. 5 — Сопоставление работающих интервалов в скв. №3, выделенных по данным ГИС, с данными сейсмического волнового поля*

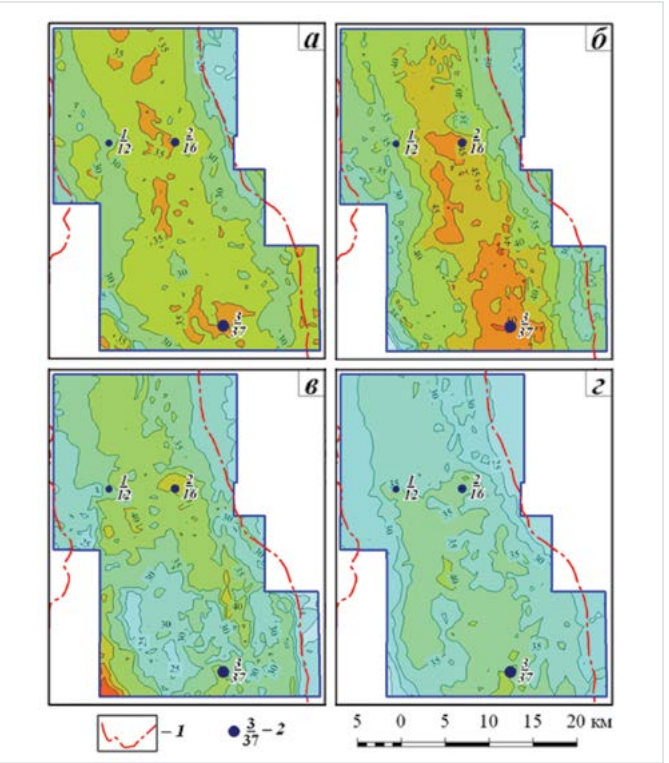



*Рис. 4 — Карты модельных изохор между исследуемыми отражающими горизонтами в интервале турон-сенонских отложений: а) $С_3$-$С_4$, б) $С_4$-$С_{4-1}$, в) $С_{4-1}$-$С_5$, г) $С_5$-Г. 1 — контур динамической аномалии ОВ С3; 2 — условный номер скважины/ дебит газа, тыс. м³/сут*

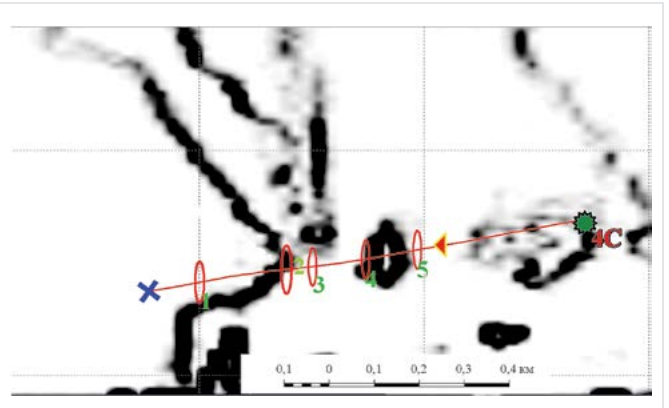



*Рис. 6 — Седиментационный срез куба когерентности на уровне второго порта ГРП скв. 4С Медвежьего месторождения*

порово-трещинных коллекторах сенона значительно ниже. Поэтому для успешного освоения потенциала сенонского газоносного комплекса необходимо использование «сланцевых» технологий добычи газа, первый опыт применения которых ПАО «Газпром» показал их эффективность.

**Итоги**

В данной работе доказано, что газсалинская пачка и русско-реченская толща образуют единое седиментационное тело. Также был уточнены границы распространения и возрастной диапазон газсалинской пачки. Определены контуры продуктивности сенонских газовых залежей по ряду месторождений в ЯНАО. Разработана методика прогноза продуктивных зон сенонских газовых залежей с учетом тектоно-диагенетической трещиноватости глинисто-кремнистых резервуаров сенона и результатов детального анализа временных толщин. По результатам исследования выбраны координаты заложения поисково-оценочной скважины, давшей промышленный приток газа из отложений сенона.

**Выводы**

Результаты выполненных исследований свидетельствуют о значительном потенциале сенонского газоносного комплекса севера ЗС. Они использованы для подготовки проекта геологоразведочных работ на сенонские отложения Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения. Применение высокоплотной сейсморазведки МОГТ 3D для изучения динамических аномалий, детального анализа временных толщин и картирования зон интенсивной трещиноватости позволило выбирать оптимальные участки для заложения специальных сенонских скважин и выбора их траектории. Использование данной методики в комплексе со сланцевыми технологиями позволит, в конечном итоге, поддержать уровень добычи газа на месторождениях ПАО «Газпром» в ЗС с падающей добычей сеноманского газа.

**Список литературы**


1. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1992. № 11. С. 25–28.
2. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Оглодков Д.Ю., Бондарев В.Л., Гудзенко В.Т. Миротворский М.Ю. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 2. С. 11–26.
3. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Скрылев С.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири // Газовая промышленность. 2012. № 676. С. 32–37.
4. Gassman F. Elastic waves through a packing of spheres // Geophysics, 1951, Vol. 15. pp. 673–685.
5. Пережогин А.С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений Медвежьего месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. №3. С. 26–32.


ENGLISH **GEOLOGY**

## Gas potential of Senonian deposits in the north of Western Siberia

UDC 553.98:553.048:550.831


**Authors:**
**Alexander S. Perezhogin** —geologist; a.perezhogin@ggr.gazprom.ru
**Alexey A. Nezdhanov** — Sc.D. deputy head of centre for research; a.nezhdanov@ggr.gazprom.ru
**Alexander S. Smirnov** — Ph.D., head of department; a.smirnov@ggr.gazprom.ru

LLC "Gazprom geologorazvedka", Tyumen, Russian Federation



**Abstract**

Due to the depletion of the significant part conventional reserves of Cenomanian gas deposits in the north of Western Siberia (WS) there was a need to find new, alternative gas production facilities. One of such promising facilities are Senonian deposits from which PJSC "Gazprom" managed to get industrial gas inflows on Medvezhie oil-gas condensate field.

Regional structural features and gas-bearing Cenomanian deposits are considered. A technique for mapping Senonian gas deposits increased productivity zones by CDP seismic data 2D and 3D using dynamic analysis, time thickness detailed analysis and fracture mapping. The effectiveness of a technique is proved by the example of Medvezhie Field. Using of this technique in complex with shale technologies will allow ultimately maintain the level of gas production in the fields of PJSC "Gazprom" in WS with declining production of Cenomanian gas.

**Materials and methods**

Well and CDP seismic 2D and 3D data on the license areas of PJSC "Gazprom" in Western Siberia, seismostratigraphic analysis, field-geological research.

**Results**

In this paper it is proved that gazsalinsk member and russko-rechenskaya stratum form a single sedimentary body. Were also refined distribution limits and age range of the gas gazsalinsk member. Defined pool outline of Senonian gas deposits in a number of fields in the Yamal-Nenets Autonomous District. The method of the forecast production zones Senonian gas deposits based on tectonic and diagenetic fracturing clay-siliceous reservoirs and the results of detailed analysis of time thickness. According to the study selected coordinates laying prospecting and appraisal well, which gave commercial gas inflow from the Senonian deposits.

**Conclusions**

The results of the research show a significant potential gas-bearing Senonian complex north of Western Siberia. They are used for the preparation of the geological exploration project on Senonian deposits Medvezhie oil-gas condensate field. Application of high-density 3D seismic CDP for the study of dynamic anomalies, detailed analysis of the time thickness and mapping zones of intense fracturing has allowed to choose the best sites for laying special Senonian wells and select their trajectory. Using of this technique in complex with shale technology will allow, ultimately, maintain the level of gas production on the fields of PJSC "Gazprom" in the WS with declining production of Cenomanian gas.



**Keywords**

Western Siberia, the Yamal-Nenets Autonomous District, gas, Senon, 3D seismic CDP, time thickness, clay-siliceous reservoirs, fractures


**References**


1. Agalakov S.E., Bakuev O.V. *Novye ob"ekty poiskov uglevodorodov v nadsenomanskikh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri* [New objects on hydrocarbon exploration in the under-Cenomanian deposits of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 1992, issue 11, pp. 25–28.
2. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Varyagov S.A., Oglodkov D.Yu., Bondarev V.L., Gudzenko V.T. Mirotvorskiy M.Yu. *Problemy otsenki neftegazoperspektivnosti otlozheniy nizhneberezovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri* [Problems relating to estimation of oil and gas potential of nizhne-berezovsky sub-suite in the north of the Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, issue 2, pp. 11–26.
3. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Skrylev S.A. *Stroenie i perspektivy gazonosnosti senonskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri* [Structure and prospects of gas content Senonian deposits of Western Siberia north]. Gas industry of Russia, 2012, issue 676, pp. 32–37.
4. Gassman F. Elastic waves through a packing of spheres. Geophysics, 1951, Vol. 15, pp. 673–685.
5. Perezhogin A.S. *Perspektivy neftegazonosnosti senonskikh otlozheniy Medvezh'ego mestorozhdeniya* [Perspectives of oil and gas bearing senonian sediments of Medvezhye field]. Higher Educational Institutions News. Oil and Gas, 2014, issue 3, pp. 26–32.

# Применение методов электрометрии при исследовании нефтяных месторождений

**В.П. Колесников**
д.т.н., директор по науке[1], профессор[2]

**Т.А. Ласкина**
инженер-геофизик[1], аспирант[2]

[1]ООО «НПО «Уралгеополе», Пермь, Россия
[2]Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

**НПО «Уралгеополе» занимается разработкой и внедрением современных технологий и оборудования в области электроразведки. Геофизические исследования в данной области проводятся нашими специалистами с 70-х гг. XX века, и отображены более чем в 150 научных публикациях и 90 научно-производственных отчетах, получен ряд патентов на геофизические методы.**

**Ключевые слова**
электроразведка, прогноз скопления углеводородов, выявление источников загрязнений, техногенные электромагнитные поля, электрическое зондирование, прямой поиск месторождений углеводородов, снижение стоимости георазведки

Одной из современных актуальных задач является разработка новых методик, направленных на повышение информативности, оперативности и экономической эффективности проведения геофизических изысканий при поиске залежей углеводородов.

На примере обследования ряда нефтяных месторождений Пермского края и Республики Татарстан, проводимого в период 1992–2016 гг. в рамках решения экологических (изучение углеводородного и хлоридного загрязнения) и опытно-методических нефтепоисковых задач, исследованы особенности и интенсивность проявления углеводородов в поле электрических характеристик среды в приповерхностной части разреза (рис. 1).

Был сформирован комплекс методов электроразведки, включающий:

1) метод индукционного зондирования, основанного на использовании промышленных (либо специально создаваемых) электромагнитных полей (ПМП) [1], обеспечивающий оперативность проведения региональной съемки и получения предварительной информации о наличии перспективных на нефть участков;
2) совокупность традиционных методов — ВЭЗ (и его современный вариант — метод групповых зондирований, позволяющий увеличить оперативность съемки в 2–5 раз), вызванной поляризации (ВП), переходных процессов (ЗБС) для проведения заверочных работ [2].

Сформированный комплекс методов был опробован на Бельском нефтяном месторождении (Пермский край). Полевая съемка проводилась с применением современных аппаратурно-программных комплексов – АМС-ЗОНД, МП-1 (ООО «НПО «Уралгеополе») [3–5].

По результатам интерпретации региональной съемки методом ПМП было выявлено наличие высокоомных зон с характерными особенностями:

а) субвертикальный характер;
б) повышение интенсивности проявления с глубиной;
в) согласованность контура аномальной зоны с местом расположения продуктивной скважины;
г) отсутствие выраженной аномальности в местах расположения скважин, обладающих весьма низким нефтесодержанием;
д) наличие проявлений аномальности в районе отсутствия скважин.

В целях заверки и выяснения физической природы выделенных аномальных зон, была проведена детализационная съемка отмеченным выше комплексом методов по двум профилям, один из которых был выбран проходящим вблизи продуктивной скважины вдоль направления аномальной зоны, выделенной по данным региональной съемки, а второй — вблизи западной окраины месторождения в относительно фоновой его части (рис. 2).

Аномальные особенности разреза, выделенные по данным различных методов электроразведки, пространственно коррелируемые между собой и с продуктивной частью месторождения, позволяют предположить их связь с влиянием нефтяной залежи и использовать в качестве критериев для прогноза наиболее перспективных зон.

**Выводы**

На основе анализа физико-химических факторов, сопровождающих залежи углеводородов, и опыта ведения экспериментальных работ сформирован комплекс взаимодополняющих классических и одного из нетрадиционных методов электрометрии, позволяющий при минимальных трудозатратах осуществлять оперативное получение информации об электрических свойствах среды до глубины

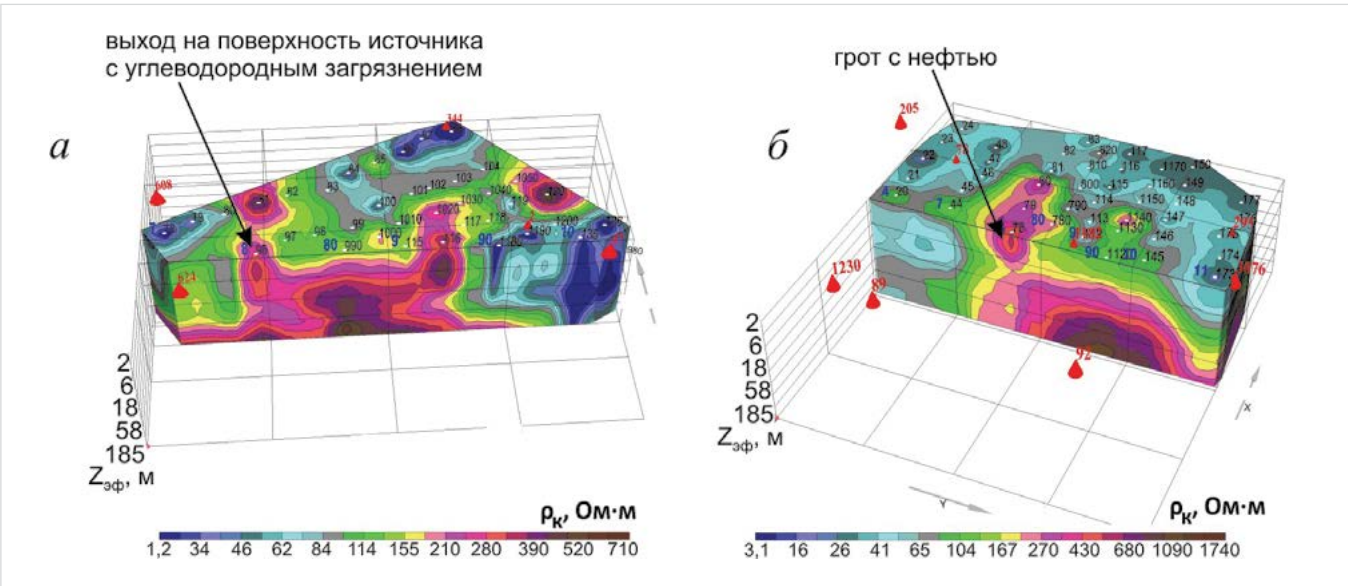



*Рис. 1 — Объемные отображения поля кажущихся сопротивлений на отдельных участках Чураковского и Кокуйского нефтяных месторождений (Пермский край)*

порядка первых сотен метров, обеспечивая возможность локализации перспективных участков и снижения объема последующих значительно более трудоемких детализационных работ, выполняемых комплексом взаимодополняющих методов электрометрии.

**Список литературы**


1. Колесников В.П., Ласкина Т.А. О результатах исследования возможностей методов электрометрии при поисках месторождений углеводородов в геоэлектрических условиях Пермского края // Геофизика. 2015. № 5. С. 41–46.
2. Колесников В.П., Ласкина Т.А., Артемьев Д.А. Многоэлектродные электрические зондирования с использованием инверсионной установки // Инженерные изыскания. 2016, № 2. С. 54–59.
3. Аппаратурно-программный комплекс для геоэлектроразведки АМС-1: пат. 97542 Рос. Федерация: МПК7: G01V3/02. Авторы и патентообладатели: Алатов С.А., Батяев И.М., Зеленин В.П., Карпов С.Б., Колесников В.П., Мельников А.К., Татаркин А.В.; 10.09.2010.
4. Программа обработки и интерпретации результатов вертикального электрического зондирования ЗОНД: свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ № 2004611865 Рос. Федерация. Авторы Колесников В.П., Кутин В.А., Мокроносов С.В., правообладатель Колесников В.П.; 11.01.2005.
5. Аппаратурно-программный комплекс ПМП-1: пат. 148256 Рос. Федерация. Авторы и патентообладатели: Колесников В.П., Дягилев Р.А., Колесников С.В.; 28. 09.2014.

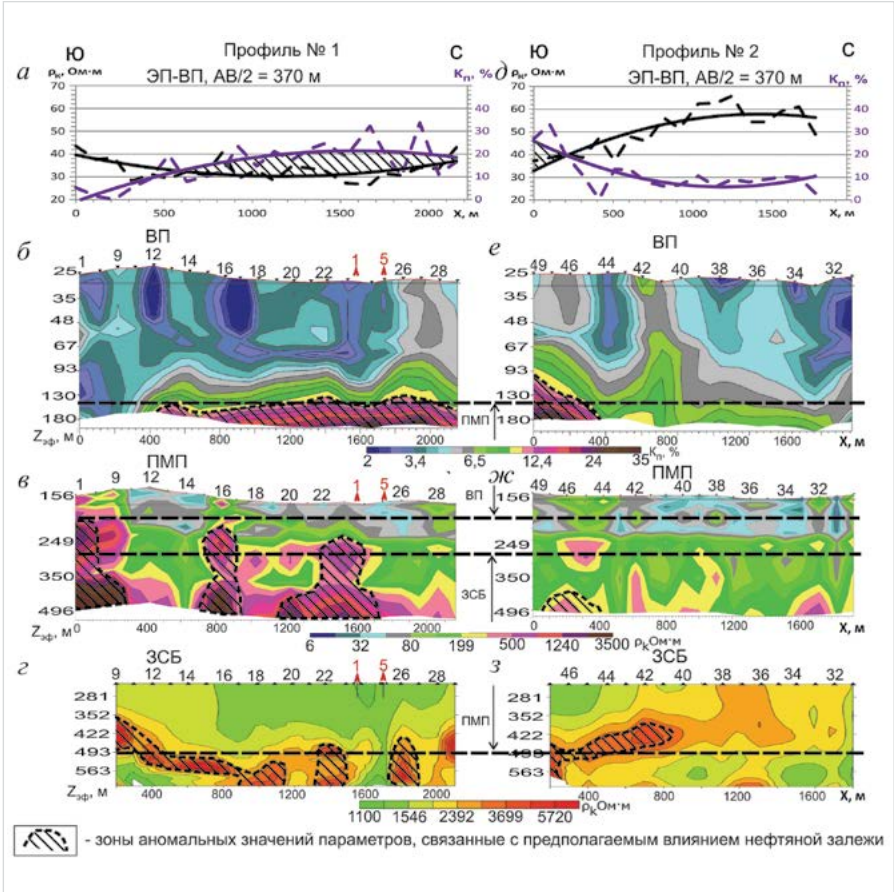
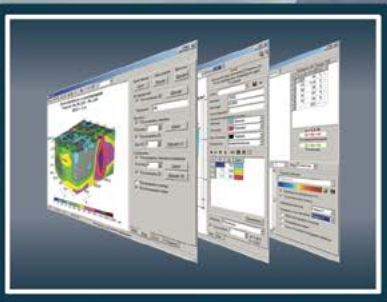




*Рис. 2 — Графики кажущегося электрического сопротивления и коэффициента вызванной поляризации (а, д); разрезы коэффициента вызванной поляризации (б, е) и кажущегося сопротивления (в, г, ж, з), полученные, соответственно, методами ЭП-ВП, ВЭЗ-ВП, ПМП и ЗСБ над залежью углеводородов (а, б, в, г) и предположительно фоновой частью месторождения (д, е, ж, з)*


НПО УралГеоПоле

ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ
- ПОИСК ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ
- ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ
- РЕШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ
- ВЫПОЛНЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
- СИСТЕМА ПРОГРАММ «ЗОНД»
- АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «АМС-1» (ВЭЗ, ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИЯ, МЕТОД ГРУППОВЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ И ДР.)
- АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ «ЗОНД-М»



www.uralgeopole.ru (342) 298-11-07

УДК 551

# Связь флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью глубоких горизонтов на севере Западной Сибири

**Ю.А. Загоровский**
геолог 1 категории отдела интерпретации сейсморазведочных данных инженерно-технического центра
u.zagorovskiy@ggr.gazprom.ru

ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия

**Описаны результаты изучения флюидальных давлений и активности флюидодинамических процессов по скважинным и сейсморазведочным МОГТ данным на территории деятельности ПАО «Газпром» в Западной Сибири. Приведены материалы, доказывающие, что инверсионные кольцевые структуры являются кинематическими аномалиями сейсмической записи, связанными с процессами вертикальной миграции флюидов. Установлена связь величины пластового давления с активностью процессов вертикальной миграции глубинных углеводородных газов, с тектоническим строением бассейна и нефтегазоносностью. Обоснованы высокие перспективы прироста запасов углеводородов за счет широкого распространения резервуаров с АВПД, нефтегазоносность которых не контролируется структурным планом.**

**Материалы и методы**
Анализ материалов испытания скважин, их геофизических исследований (349 скв.), площадной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) 3D и 2D на лицензионных участках ПАО «Газпром» в ЯНАО и прилегающих территориях, а также опубликованных и фондовых работ о результатах изучения проблемы АВПД в Западной Сибири и других нефтегазоносных бассейнах.

**Ключевые слова**
Западная Сибирь, Ямало-Ненецкий автономный округ, нефтегазоносность, аномально высокое пластовое давление (АВПД), инверсионные кольцевые структуры, ачимовская толща, тюменская свита

В настоящее время основной прирост запасов углеводородного (УВ) сырья на лицензионных участках (ЛУ) ПАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) осуществляется за счёт глубоко залегающих (более 3,5 км) отложений ачимовской толщи неокома и тюменской свиты юры с аномально высокими пластовыми и поровыми давлениями (АВПД и АВПоД), активными проявлениями УВ дегазации недр Земли. Эти особенности являются основной причиной, осложняющей проведение геологоразведочных работ на глубокие горизонты. Поэтому изучение закономерностей изменения флюидальных давлений и активности флюидодинамических процессов (обусловленных движением подземных флюидов) в глубоких горизонтах севера Западной Сибири (ЗС) — одна из важнейших задач нефтегазовой геологии в рассматриваемом регионе.

Анализ достоверности прямых замеров пластового давления и его расчета по кривым восстановления давления при промыслово-геологических исследованиях показал, что в большинстве случаев определения пластового давления в условиях АВПД не кондиционны из-за недоосвоенности продуктивных пластов при испытаниях. Использование методики прогноза АВПоД по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) А.И. Гальченко [1] позволяет определить лишь поровое давление в прилегающей к пласту глинистой покрышке, которое может отличаться на 10–20% от давления в пласте. Поэтому для безаварийной проходки и успешного освоения пласта необходим оперативный мониторинг АВПД в процессе бурения скважин.

Тем не менее, использование скважинной информации о флюидальных давлениях (после отбраковки) позволило установить основные закономерности изменения АВПД и АВПоД в глубоких горизонтах севера ЗС, построить карты значений коэффициента аномальности пластового давления (Ка), равного отношению пластового давления в пласте к гидростатическому давлению на глубине залегания этого пласта. Такие карты для пласта $Ю_2$ (кровля тюменской свиты), кровли и подошвы ачимовской толщи неокома на территорию ЯНАО являются основой для расчета плотности бурового раствора при поисково-оценочном и разведочном бурении на глубокие горизонты.

В условиях дефицита кондиционных скважинных данных информацию о пластовом давлении можно получать из материалов сейсморазведки [2], поскольку в зонах АВПД происходит резкое падение скорости сейсмических волн, что сопровождается кинематическими аномалиями сейсмической записи и появлениями «раздувов» временных толщин в объеме зоны АВПД. Материалы сейсморазведки МОГТ показывают, что такие кинематические аномалии широко распространены на севере ЗС. Речь идёт о так называемых «инверсионных кольцевых структурах» (ИКС) [3]. На временных сейсмических разрезах по верхним отражающим горизонтам (ОГ) это поднятия, а по нижним ОГ они трансформируются в прогибы, круглые в плане, амплитуда которых увеличивается вниз по разрезу (рис. 1). ИКС сопровождаются столбообразными зонами падения скоростей сейсмических волн, поэтому, предположения о том, что ИКС — кинематические аномалии сейсмической записи, или «газовые трубы», высказывались давно [4]. Однако лишь в последнее десятилетие были пробурены скважины, которые доказали это (скв. 2099 Хальмерпаютинская, 134 Юрхаровская, 2011 Пакяхинская). Они подтвердили наличие поднятий в ИКС и по

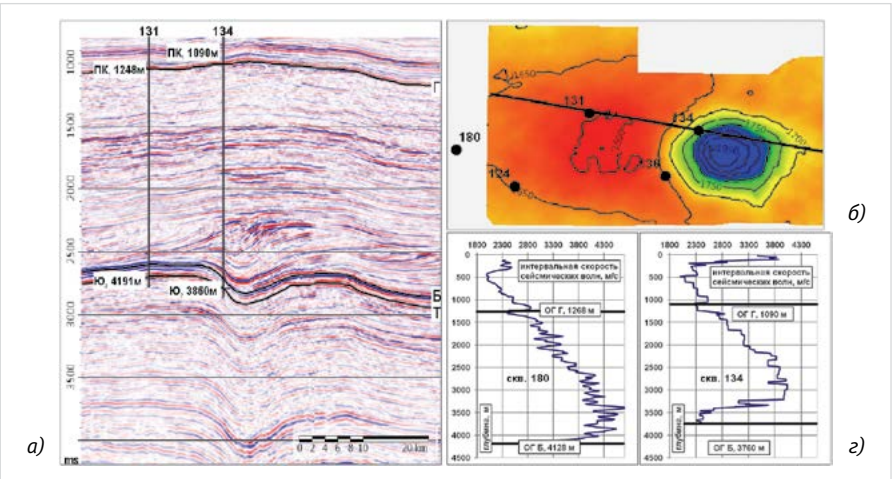



*Рис. 1 — Характеристика Юрхаровской ИКС: а – временной сейсмический разрез через Юрхаровское поднятие; б – карта временной толщины сеноман — нижнемеловых отложений (между ОГ Г–ОГ Б); в – интервальные скорости сейсмических волн в интервале (ОГ Г–ОГ Б) по данным ВСП в скважинах 180 и 134 (в)*

кровле юры (ОГ Б), резкое падение скоростей сейсмических волн (по данным вертикального сейсмического профилирования — ВСП, рис. 1в), увеличение Ка пластового давления, высокую газонасыщенность разреза ачимовской толщи и юры.

Кроме ИКС, на разных площадях севера ЗС в акустически однородных глинистых толщах в разных интервалах разреза присутствует много круглых в плане аномалий сейсмической записи, похожих на ИКС, но меньших размеров в плане (первые км) и с незначительной вертикальной протяженностью — так называемых «газовых пузырей». Например, на Ямбургском, Уренгойском и Заполярном месторождениях они локализованы в юрских отложениях, на Падинском месторождении — в отложениях верхнего мела. Часть из них вскрыта глубокими скважинами (Ямбургское, Уренгойское месторождения), для которых характерны более высокие Ка пластового давления, чем в соседних скважинах и большое количество осложнений в процессе бурения и испытания, связанные с газопроявлениями в юре. Например, скв. 501 Ямбургского месторождения вскрыла «газовый пузырь» в отложениях тюменской свиты (рис. 2). При этом произошёл неконтролируемый выброс газа, скважину удалось «задавить» лишь буровым раствором плотностью 2,25 г/см$^3$. Возможность выявления таких объектов сейсморазведкой МОГТ 3D путем картирования временных толщин позволяет повысить газобезопасность глубокого бурения.

Изучение размещения ИКС и поля аномально высоких флюидальных давлений (рис. 3) на севере ЗС позволило уточнить их природу. Фактом является связь ИКС с куполами антиклинальных структур, которые контролируют многозалежные месторождения УВ. В количественном отношении ИКС больше всего в наиболее погруженных частях Западно-Сибирского осадочного бассейна: Большехетской и Южно-Карской впадинах (рис. 3а). Территориально эти части бассейна связаны с наибольшими значениями Ка пластового давления (рис. 3б). Поэтому можно заключить, что активное структурообразование связано с формированием газовых труб, а наибольшую активность флюидодинамические процессы имеют в пределах прогибов. И активное структурообразование на севере ЗС, и формирование АВПД являются процессами «молодыми». Согласно теоретическим расчетам и построениям различных авторов, продолжительность существования АВПД не превышает 20 тыс. – 1,6 млн лет [5, 6]. Северная часть ЗС — арена активных неотектонических движений, связанных с развитием глобальной рифтовой системы Земли, частью которой являются западно-сибирские рифты [7]. Северная часть ЗС рассматривалась М.Я. Рудкевичем [8] в качестве самостоятельного суббассейна, имевшим историю тектонического развития несколько иную по сравнению с южной половиной ЗС. Это устойчивое прогибание в течение всего мезозоя, неотектоническая активизация с формированием линейных антиклинальных высокоамплитудных складок «геосинклинального» типа и наличие уникальных газовых скоплений, которые будто «накладываются» на нефтеносность с увеличением газовой составляющей на север — к зоне спрединга Северного ледовитого океана. Со всеми этими процессами коррелируется наличие низкоскоростной линзы (вероятно более газонасыщенной и с более высокими давлениями) в верхней мантии северной части ЗС [9]. Поэтому не стоит считать причиной АВПД в недрах севера ЗС элизионные процессы. Более подтверждается геологическими данными вывод о молодом возрасте и геотектонической природе флюидодинамических процессов, включая АВПД и формирование месторождений УВ, в первую очередь, газообразных.

Активные флюидодинамические процессы являются и первопричиной тектонических движений, в частности, неотектонического складкообразования, поскольку установлено увеличение значений Ка пластового давления в сводах антиклинальных структур на севере ЗС (рис. 4). Подобная обратная локальная связь Ка пластового давления с глубиной в пределах поднятий характерна и для других рифтогенных осадочных бассейнов, испытавших альпийский этап глобальной тектонической активизации — Предкавказского, Южно-Каспийского, Предкарпатского [10]. Наличие генетической связи газоносности, АВПД и флюидодинамических процессов объясняет широкомасштабную продуктивность глубоких горизонтов севера ЗС, слабо контролируемую структурным планом [11].

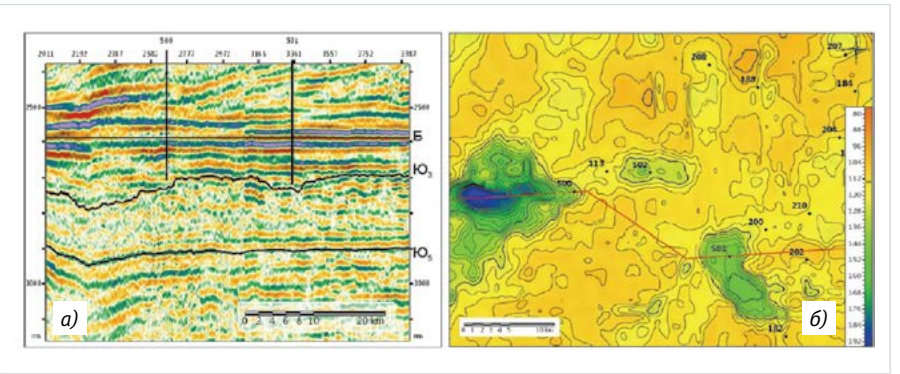



*Рис. 2 — а – Временной сейсмический разрез через Ямбургское месторождение, выровненный по ОГ Б; б – карта временных толщин (в миллисекундах – мс) интервала ОГ Б-ТЮЗ Ямбургского месторождения. Увеличение толщин связано с Ямбургской ИКС (слева от скв. 500) и «газовым пузырем», вскрытым скв. 501*

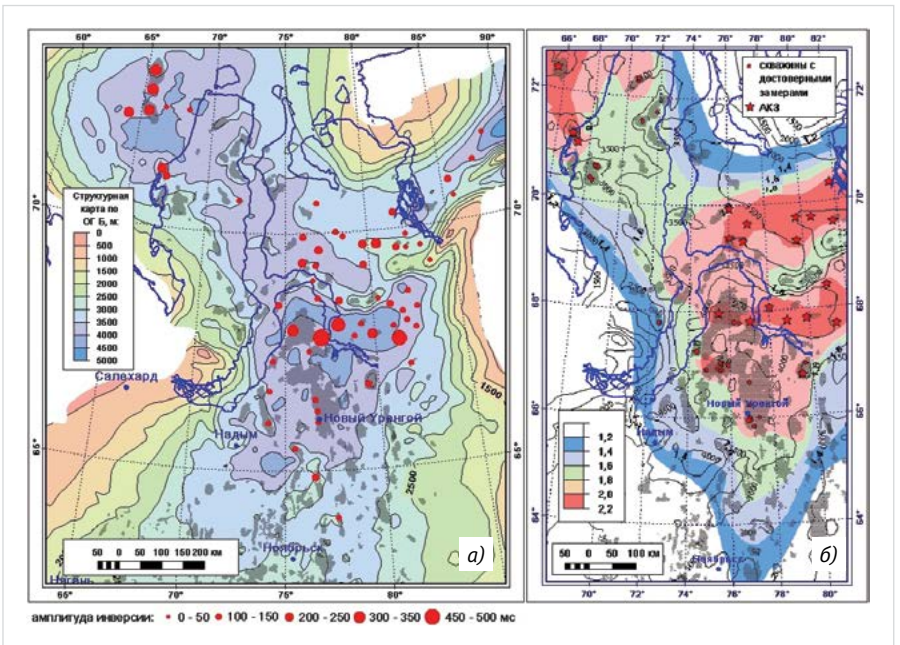



*Рис. 3 — а – Схема расположения ИКС в северной части ЗС на структурной карте по кровле юры (ОГ Б); б – карта Ка пластового давления в верхней части разреза тюменской свиты (средняя юра)*

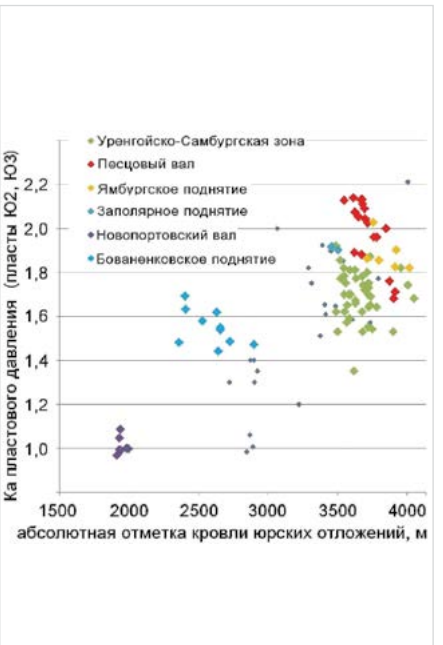



*Рис. 4 — Зависимость Ка пластового давления в пластах $Ю_{2-3}$ (средняя юра) от абсолютной отметки (справа)*

**Итоги**

Проведен анализ скважинных и сейсморазведочных данных об аномально высоком пластовом давлении в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты на лицензионных участках ПАО «Газпром» в ЯНАО, сделаны научные и практические выводы.

**Выводы**

1. «Инверсионные кольцевые структуры» (ИКС) являются кинематическими аномалиями сейсмической записи, связанными с каналами вертикальной струйной миграции углеводородных газов и АВПД. Закартированные ИКС сопутствуют многозалежным месторождениям углеводородов «шашлычного» типа с залежами как в верхнемеловых, так и в нижнемеловых и юрских отложениях, однако, с другой стороны, ИКС и другие флюидодинамические структуры (газовые трубы, газовые пузыри) являются зонами технологического риска при бурении на глубокие горизонты осадочного чехла.
2. Изучены основные закономерности изменения коэффициента аномальности пластового давления (Ка) по площади и по разрезу: рост Ка с глубиной по разрезу скважин, региональное увеличение Ка к наиболее прогнутым частям бассейна, локальное увеличение Ка к сводам антиклинальных поднятий.
3. Установлена связь АВПД в северных районах Западной Сибири с тектоническим строением бассейна, и особенностями нефтегазоносности (активное прогибание в мезозое, интенсивное и дифференцированное неотектоническое воздымание, газоносность).
4. Зона АВПД северных и арктических районов Западной Сибири связана с активностью флюидодинамических процессов. Она контролирует нефтегазоносность линзовидных резервуаров ачимовской толщи и тюменской свиты, вне строгой зависимости от их гипсометрического положения, что существенно повышает перспективы обнаружения новых крупных и гигантских залежей УВ в этих отложениях.

**Список литературы**


1. Гальченко А.И., Громонщикова Н.И., Лебедев И.Н. Характеристика поровых и пластовых давлений в геологических разрезах Западной Сибири. Эффективность геофизических исследований при разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области. Сборник научных трудов. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. С. 78–85.
2. Фертль У.Х. Аномальные пластовые давления. М.: Недра, 1980. 398 с.
3. Гиршгорн Л.Ш. Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты // Советская геология. 1987. № 4. С. 63–71.
4. Адиев Я.Р., Гатаулин Р.М. Кольцевые структуры — «газовые трубы» севера Западной Сибири // Геофизика. 2003. № S2. С. 23–33.
5. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. М.: Недра, 1989. 287 с.
6. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. Л.: Недра, 1971. 167 с.
7. Сурков В.С., Трофимук А.А. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1986. 149 с.
8. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 184 с.
9. Павленкова Г.А., Павленкова Н.И. Результаты сейсмических исследований верхней мантии на территории России. Сейсмические исследования земной коры: Сб. докл. Международ. научн. конф., г. Новосибирск, Академгородок, 23–25 ноября 2004 г. Новосибирск: СО РАН, 2004. С. 375–381.
10. Мелик-Пашаев В.С., Халимов Э.М., Серегина В.Н. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях. М.: Недра, 1983. 181 с.
11. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Меркулов А.В. и др Перспективы и технологии поисков и разведки залежей углеводородов в ачимовских и юрских отложениях Ямало-Ненецкого автономного округа // Геология нефти и газа. 2016. №2. С. 11–17.



OPAL
НЕФТЕПРОДУКТЫ В ВОДЕ

SERES environnement

- Анализатор содержания нефтепродуктов в воде OPAL.
- Предназначен для технологического контроля содержания нефтепродуктов в воде и выявления аварийных ситуаций.
- Взрывозащищенное исполнение.
- Непрерывный постоянный контроль.
- Принцип измерения — инфракрасный оптический.
- Диапазон измерения от 0 до 100 ppm (мг/л).
- Успешно эксплуатируется на технологических установках НПЗ РФ.

АРД Групп

ООО «АРД Групп»
г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

# The correlation between fluid-dynamic process and petroleum potential of deep horizons in the North of Western Siberia

UDC 551

**Author:**
**Yuri A. Zagorovsky** — 1 category geologist of Department of seismic data interpretation, the engineering and technical center;
u.zagorovskiy@ggr.gazprom.ru

LLC "Gazprom Geologorazvedka", Tyumen, Russian Federation

**Abstract**
The article describes the results of the analysis of borehole and seismic information about the abnormally high formation pressure in the Achimov and Tyumen formations in the territory of the activities of "Gazprom" in Western Siberia. The evidence to prove that the "inversion ring structures" are kinematic anomalies of the seismic records that related to the processes of jet vertical migration of fluids is given. The connection between the value of the reservoir pressure, the activity of the processes of vertical migration of deep hydrocarbon gases, the tectonic structure of basin and petroleum potential is shown. High prospects to increase hydrocarbon reserves with the wide distribution of the reservoirs with abnormal high pressure, petroleum potential of which is not controlled by the structural plan are shown.

**Materials and methods**
Analysis of well-testing data, geophysical research wells data (349 wells) and CDP-seismic data (3D, 2D) on license blocks of "Gazprom" in the Yamal-Nenets Autonomous district and adjacent areas.

**Results**
The analysis of borehole and seismic data about the abnormally high formation pressure in the Achimov and Tyumen formations at the license areas of "Gazprom" in the Yamal-Nenets Autonomous district. Scientific and practical insights are done.

**Conclusions**
1. "Inversion ring structures" are kinematic anomalies of the seismic records associated with channels of jet vertical migration of hydrocarbon gases and Abnormally high formation pressure. Such objects are accompanied by a multi-Deposit formations deposits of hydrocarbons ("shashlyk" – type deposits) in upper Cretaceous, lower Cretaceous and Jurassic sediments, but, on the other hand, "Inversion ring structures" are zones technological risk during drilling.
2. The main features of fluid pressure distribution are found: the increase of pressure with depth in well cross-section, the regional increase of pressure to the arched parts of the pool, a local increase in of pressure to the vaults anticlinal uplifts.
3. The connection of abnormally high pressure in the Northern region with the tectonic of the basin, and petroleum potential is found (active subsidence in the Mesozoic, intense neotectonic uplift, gas content).
4. The area of abnormally high pressure in the Northern and Arctic regions of Western Siberia linked to the activity of fluid-dynamic processes. It controls the oil and gas content of lenticular reservoirs of Achimov and Tyumen formations, outside the strict according to their hypsometric position. This fact increases the prospects of finding new, large and giant deposits of hydrocarbons in these sediments.

**Keywords**
Western Siberia, Yamalo-Nenets Autonomous district, petroleum potential, abnormally high formation pressure, inversion ring structure, Achimov formation, Tyumen formation

**References**
1. Gal'chenko A.I., Gromonshchikova N.I., Lebedev I.N. *Kharakteristika porovykh i plastovykh davleniy v geologicheskikh razrezakh Zapadnoy Sibiri. Effektivnost' geofizicheskikh issledovaniy pri razvedke neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Tyumenskoy oblasti* [Characteristics of pore and formation pressure in geological sections of Western Siberia. The effectiveness of geophysical methods to the exploration of oil and gas fields in the Tyumen region]. Thesises. Tyumen: *ZapSibNIGNI*, 1988, pp. 78–85.
2. Fertl' U.Kh. *Anomal'nye plastovye davleniya* [Abnormal formation pressure]. Moscow: *Nedra*, 1980, 398 p.
3. Girshgorn L.Sh. *Disgarmonichnye podnyatiya v osadochnom chekhle severa Zapadno-Sibirskoy plity* [Disharmonious uplift in the sedimentary cover of the Northern West Siberian plate.] *Sovetskaya geologiya*, 1987, issue 4, pp. 63–71.
4. Adiev Ya.R., Gataulin R.M. *Kol'tsevye struktury — "gazovye truby" severa Zapadnoy Sibiri* [Ring structure — "gas pipe" of the North of Western Siberia]. Russian Geophysics, 2003, issue 2S, p. 23–33.
5. Dobrynin V.M., Serebryakov V.A. *Geologo-geofizicheskie metody prognozirovaniya anomal'nykh plastovykh davleniy* [Geological-geophysical methods of predicting abnormal formation pressures]. Moscow: *Nedra*, 1989, 287 p.
6. Anikiev K.A. *Prognoz sverkhvysokikh plastovykh davleniy i sovershenstvovanie glubokogo bureniya na neft' i gaz* [Forecast ultra-high formation pressures and improvement of deep drilling for oil and gas]. Leningrad: *Nedra*, 1971, 167 p.
7. Surkov V.S., Trofimuk A.A. *Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoy kory Zapadno-Sibirskoy plity* [Mega-complexes, and deep crustal structure of the West Siberian plate]. Moscow: *Nedra*, 1986, 149 p.
8. Rudkevich M.Ya. *Paleotektonicheskie kriterii neftegazonosnosti* [Paleotectonic criteria for oil and gas potential]. Moscow: *Nedra*, 1974, 184 p.
9. Pavlenkova G.A., Pavlenkova N.I. *Rezul'taty seysmicheskikh issledovaniy verkhney mantii na territorii Rossii* [The results of seismic studies of the upper mantle on the territory of Russia]. Thesises of international scientific conference "Seismic studies of the earth's crust", Novosibirsk: SB RAS, 23-25 November 2004, pp. 375–381.
10. Melik-Pashaev V.S., Khalimov E.M., Seregina V.N. *Anomal'no vysokie plastovye davleniya na neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh* [Abnormally high reservoir pressures in oil and gas fields]. Moscow: *Nedra*, 1983, 181 p.
11. Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Merkulov A.V. and other *Perspektivy i tekhnologii poiskov i razvedki zalezhey uglevodorodov v achimovskikh i yurskikh otlozheniyakh Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga* [Prospects and techniques of hydrocarbon depo sits exploration in the Achimov and Jurassic deposits of the Yamalo-Nenets autonomous okrug]. Oil and gas geology, 2016, issue 2, pp. 11–17.

УДК 550.3

# Сейсморазведочные работы в транзитных зонах севера Западной Сибири

**В.И. Кузнецов**
д.г.-м.н., заместитель генерального директора по науке
vikuznetsov@novatek.ru

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

**В связи с уменьшением фонда крупных месторождений требуется изучение малоразмерных как по латерали, так и по вертикали, геологических объектов. Ловушки углеводородов по современным представлениям, как правило, являются неструктурными со сложным распределением свойств в пространстве. Соответственно, для оптимизации процесса разведки и рентабельной разработки месторождений нефти и газа необходима максимально достоверная информация. Следует отметить, что сейсморазведка имеет свои граничные условия применения и ограничения по разрешающей способности метода. Дополнительные трудности возникают при работе в сложных поверхностных условиях, в частности, в данной статье речь пойдет об исследованиях нефтегазовых объектов с использованием сейсморазведки в условиях предельного мелководья, транзитных зонах или зонах перехода суша-море.**

**Материалы и методы**
На примере съемок 3D сейсморазведки, проведенных компанией «НОВАТЭК» на своих лицензионных участках, расположенных в районе Тазовской и Обской губы Западной Сибири, рассматриваются аспекты для решения обозначенных проблем с применение многовариантных систем возбуждения, приема и регистрации, т.е. комбинированного использования взрывов, поверхностных источников, пневмоисточников — в сочетании с донными, поверхностными и погруженными геофонами и гидрофонами, применение перекрытия и специальной технологии увязки данных, полученных разными системами, в том числе разных (лето, зима) полевых сезонов.

**Ключевые слова**
3D сейсморазведка, предельное мелководье, донные «косы», транзитные зоны

**Особенности транзитных зон**

Проблема исследования территорий с наличием водных акваторий, прилегающих к суше, стоит достаточно давно. Обычно имеются в виду мелководные акватории, прилегающие к побережью морей, перспективные на наличие углеводородов. Поэтому первые опыты по изучению так называемой «транзитной зоны» сейсмическими методами базировались исключительно на технологиях морской сейсморазведки (Дресвянская площадь в Печорской губе, шельфовое продолжение Харасавейского месторождения). Хотя, по определению, технология работ должна включать в себя элементы как морских, так и сухопутных работ.

Применительно к условиям Западной Сибири к транзитным зонам можно отнести районы с наличием крупных озер, Обскую, Байдарацкую и Тазовскую губы. Толщина водного слоя в этих водоемах не превышает первых метров и, естественно, о применении элементов морской сейсморазведки не может быть и речи. С позиций сейсморазведки транзитная зона — это акватория, где применение буксируемой морской сейсмокосы невозможно из-за малых глубин; правильное согласование геофонов со средой значительно затруднено, использование взрывчатых веществ в качестве источника запрещено, применение пневмоисточника неэффективно, а обычный вибросейсмический источник не даст нужного эффекта из-за слабости грунта. Кроме того, это и зона, где повышаются требования к экологической безопасности работ, и возрастает сложность их организации.

Одной из наиболее существенных методических проблем, связанных с проведением сейсмических работ в транзитных зонах, является более детальное изучение неоднородностей верхней части разреза и определение статических поправок. На суше информацию о верхней части разреза обычно дают сейсмокаротажные исследования в неглубоких скважинах и специальные работы методом преломленных волн. Используется также изучение параметров волн в начальной части обычных сейсмограмм. На мелководье ввиду отсутствия скважин основным методом изучения верхней части разреза является сейсморазведка отраженными и преломленными волнами, часто с привлечением дополнительных методик и технических средств.

Отличительной особенностью сейсморазведочных работ в переходных зонах является также многовариантность используемых технических средств: различные источники сейсмических сигналов — пневмоисточники и взрывные методы возбуждения, различные сейсмические приемные устройства — многокомпонентные группы геофонов и гидрофонов. Для взаимной увязки сейсмических данных, полученных разными техническими средствами, необходимо предусматривать перекрытие наблюдений и увязку данных, полученных с использованием различных технических средствах.

**Геологоразведка на Юрхаровском месторождении**

Первый опыт работ в условиях предельного мелководья был приобретен в Тазовской губе в пределах Юрхаровского лицензионного участка. 90% запасов Юрхаровского месторождения расположено в акватории Тазовской губы. При этом в сухопутной части месторождения развиты многолетнемерзлые породы (ММП) мощностью в сотни метров, а в акватории — зона растепления. Глубина Тазовской губы меняется от 0,5 до 5 м. Для того, чтобы построить связную геологическую модель, необходимо было применить технологии исследования транзитных зон как в летнем, так и в зимнем варианте с учетом специфики проведения работ в Заполярье. Отдельной проблемой являлась совместная обработка данных сухопутной и морской сейсморазведки с тем, чтобы исключить огромные вариации скоростей в верхней и глубинной части разреза, приводящие к существенным искажениям поля изохрон. На рис. 1 приведен пример сейсмического временного разреза через Тазовскую губу, иллюстрирующий искажения волновой картины, связанные с наличием толщи многолетнемерзлых пород (ММП) на суше и зоной растепления под водоемом, и различия в «качестве» данных сухопутной и морской сейсморазведки при стандартной постановке полевых работ и обработки. К этому следует добавить наличие «дыры» шириной в первые километры, связанные с тем, что морской профиль не «доходил» до берега, а сухопутный профиль не «выходил» на лед. Отличия в волновой картине связаны с различными используемыми источниками сейсмических колебаний на суше и в акватории Тазовской губы как по энергии так по форме сигнала.

На первом этапе были выполнены летние полевые сейсморазведочные работы 3D в акватории Тазовской губы по разработанной технологии отработки транзитных зон. Поскольку, согласно технологии, часть приемной расстановки располагалась на берегу, то использованы двухкомпонентные (геофон + гидрофон) донные косы для водной среды и болотные сейсмоприемники для суши в варианте телеметрического приема. Для возбуждения сейсмических сигналов использована группа воздушных пушек общим объемом 12 л.

Минимальная глубина, на которую могло заходить судно с источником сейсмических колебаний, составляла 1.5 м, что обусловило наличие значительных зон набора кратности. Для уменьшения площади таких зон в прибрежной зоне проводилось сгущение линий пунктов возбуждения, что позволило, кроме этого, существенно повысить окончательную кратность накопления по ОГТ (местами – до 200) и, соответственно, увеличить

соотношение сигнал/помеха. Следует отметить, что, не смотря на все предпринятые меры, качество материалов в акватории губы существенно уступает наземным данным как по соотношению сигнал/помеха, так и по частотному составу и по уровню шумов. Связано это, в первую очередь, с отсутствием на тот момент специализированного сейсмического источника колебаний для условий мелководья. Использовалась группа достаточно хороших источников, но для стандартных морских работ с глубиной водной толщи не менее 6 м. В результате летних работ получено около 160 км² 3D съемки с кратностью от 42 до 200 и размером бина 25x25 м. Пример полученных сейсмограмм общего пункта возбуждения (ОПВ) при регистрации на приемную косу с расположением части каналов в воде, а части каналов — на берегу, дан на рис. 2. Отмечается пониженное качество регистрации в наземной части расстановки, что связано с ветровой помехой и условиями «летней» установки приборов.

Специфические климатические условия района проведения работ позволили уже через 3 месяца реализовать «стыковочные» зимние работы по технологии транзитных зон. Технология включает в себя максимальный «выход» с приемной расстановкой на лед. В качестве источника использовались взрывы в скважине, что позволило получать данные высокого качества. На участках водоохранных зон и охранных зон газопроводов, где запрещено использование взрывных источников сейсмических волн, использованы невзрывные импульсные электродинамические источники («Енисей»). Кроме того, эти источники выходили на лед в случае промерзания воды до дна. При наличии водного слоя работы не проводились из-за требований безопасности и резкого ухудшения соотношения сигнал/помеха. Приемные линии и линии возбуждения располагались с перекрытием или с продолжением по отношению к линиям приема и возбуждения летних работ, что позволило получить полное перекрытие по «ковру» кратности летних и зимних работ. На рис. 3 приведен пример полевых сейсмограмм общего пункта возбуждения зимних транзитных работ в сухопутной части Юрхаровского месторождения. Параметры возбуждения группы невзрывных источников определялись опытным путем. Отмечается закономерное ухудшение качества данных по сравнению с взрывным источником, а также наличие сильной волны — помехи при возбуждении и регистрации на льду. Очевидно, следует учесть опыт работ в канадской Арктике и рекомендовать на будущее делать распилы льда со стороны приемной расстановки, что существенно уменьшает амплитуду волны — помехи. Некоторое ухудшение качества данных сейсморазведки связано с техногенным фактором, поскольку работы проводились в условиях работающего промысла.

В результате проведенных зимних работ получен массив данных с номинальной кратностью 42 и размером бина также 25x25 м. Фактическое результирующее поле пунктов приема и возбуждения летне-зимних работ приведено на рис. 4. Разными цветами показаны различные типы приемников и источников, использованные при реализации проекта.

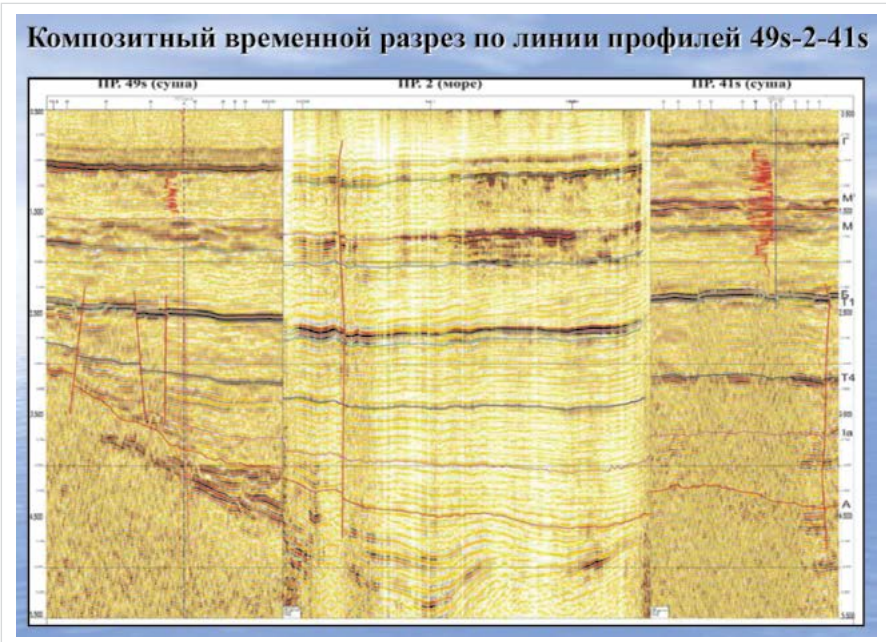



*Рис. 1 — Пример временного сейсмического разреза через Тазовскую губу*

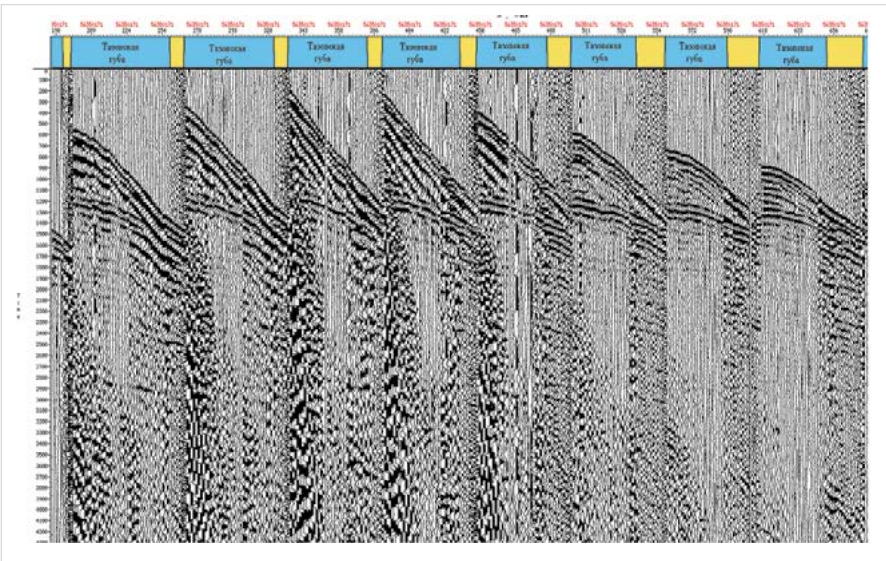


*Рис. 2 — Пример сейсмограмм ОПВ при регистрации на приемную косу с расположением каналов в воде и на берегу (возбуждение группой морских источников)*

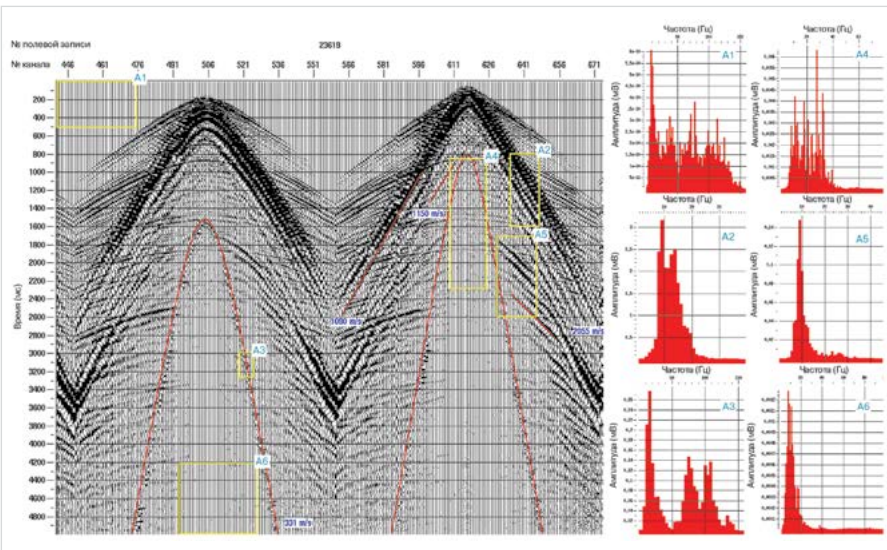


*Рис. 3 — Пример полевых сейсмограмм общего пункта возбуждения (взрывной источник) и их амплитудно-частотных спектров с наземного участка месторождения, расположенного в транзитной зоне Тазовской губы*

Результат достаточно уникальный, поскольку за счет комплекса методических приемов работы в транзитных зонах в условиях сложнейших поверхностных условий Заполярья удалось получить сплошной массив 3D данных.

Не менее сложная задача состоит в обработке таких материалов, так как кроме разнородности из-за различных параметров источников, условий возбуждения, регистрирующей аппаратуры, условий приема существует трудно решаемая задача учета неоднородностей в верхней части разреза в случае развития многолетнемерзлых пород.

После применения комплекса методических приемов обработки, включающего в себя фазо-частотные коррекции, обработку с сохранением истинных соотношений амплитуд, учет дефицита скоростей за счет отсутствия зоны ММП под акваторией Тазовской губы, компенсацию средне и высокочастотных аномалий в ВЧР, удалось получить временные разрезы достаточно хорошего качества.

На рис. 5 дан пример временного разреза через наземную и морскую части Юрхаровского месторождения. Как видно из рисунка, практически не заметна линия перехода суша-море (показана вертикальной линией), т.е. удается скомпенсировать значительную часть неоднородности полевого материала и добиться динамической выразительности. Отмечается некоторое понижение частоты записи в глубоких интервалах разреза в морской части разреза. Наиболее яркий «структурный» элемент на сейсмическом временном разрезе — это так называемая инверсионная структура в нижнемеловом и юрском интервалах (время Т0 = 2300–4700 мс.) На самом деле этот элемент волновой картины связан с низкоскоростными аномалиями, которые, в свою очередь, обусловлены наличием залежи углеводородов и зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) в нижнемеловом интервале геологического разреза. После скоростного анализа и корректного пересчета временного сейсмического разреза в глубинный, получены истинные глубинные разрезы, по которым проведена интерпретация и решены геологические задачи.

Разработанный и примененный на Тазовской губе комплекс летне-зимних работ для условий транзитных зон севера Западной Сибири позволяет решать проблемы транзитных зон для этого региона с получением материалов 3D сейсморазведки высокого качества. Это дает возможность решать стоящие перед геофизиками важные задачи прогноза свойств сложнопостроенных ловушек нефти и газа, расположенных в районах со сложными поверхностными условиями.

На основе полученного опыта были проведены подобные работы в Северо-Восточной, акваториальной части Южно-Тамбейского лицензионного участка в Обской губе, в морской и транзитной частях Геофизического лицензионного участка, второй сезон проводятся работы на Северо-Обском участке недр, ведутся работы по технологии исследований транзитных зон на новом Нях-хартинском участке. В процессе работ совершенствовались применяемые оборудование и система наблюдений в 3D сейсморазведке (рис. 6). Увеличение количества приемных

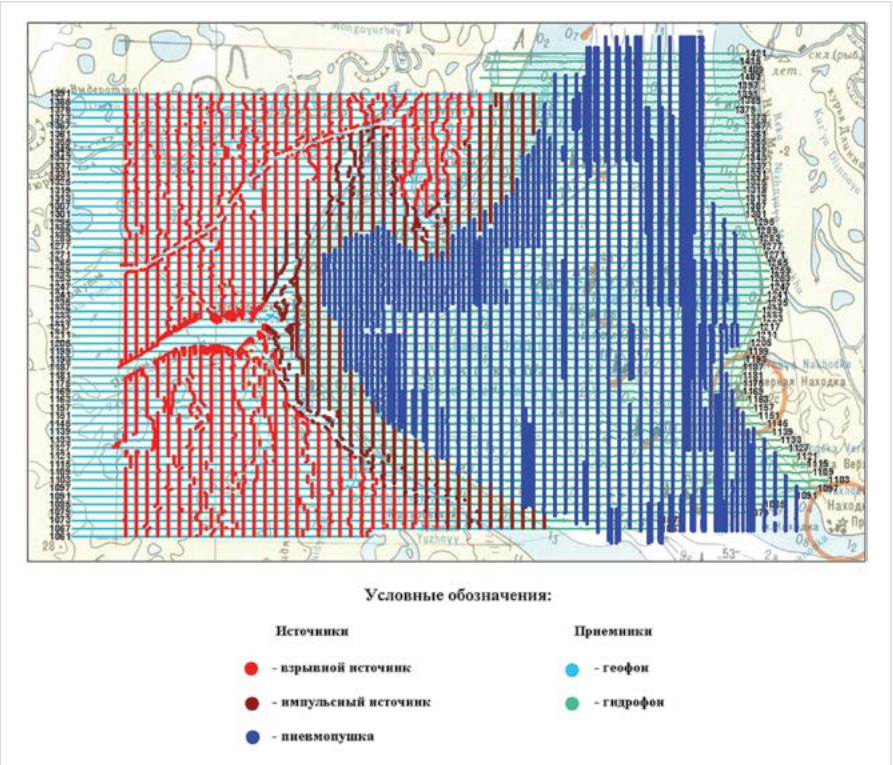



*Рис. 4 — Фактическое результирующее поле пунктов приема и возбуждения летне-зимних сейсмических работ 3D в транзитной зоне*

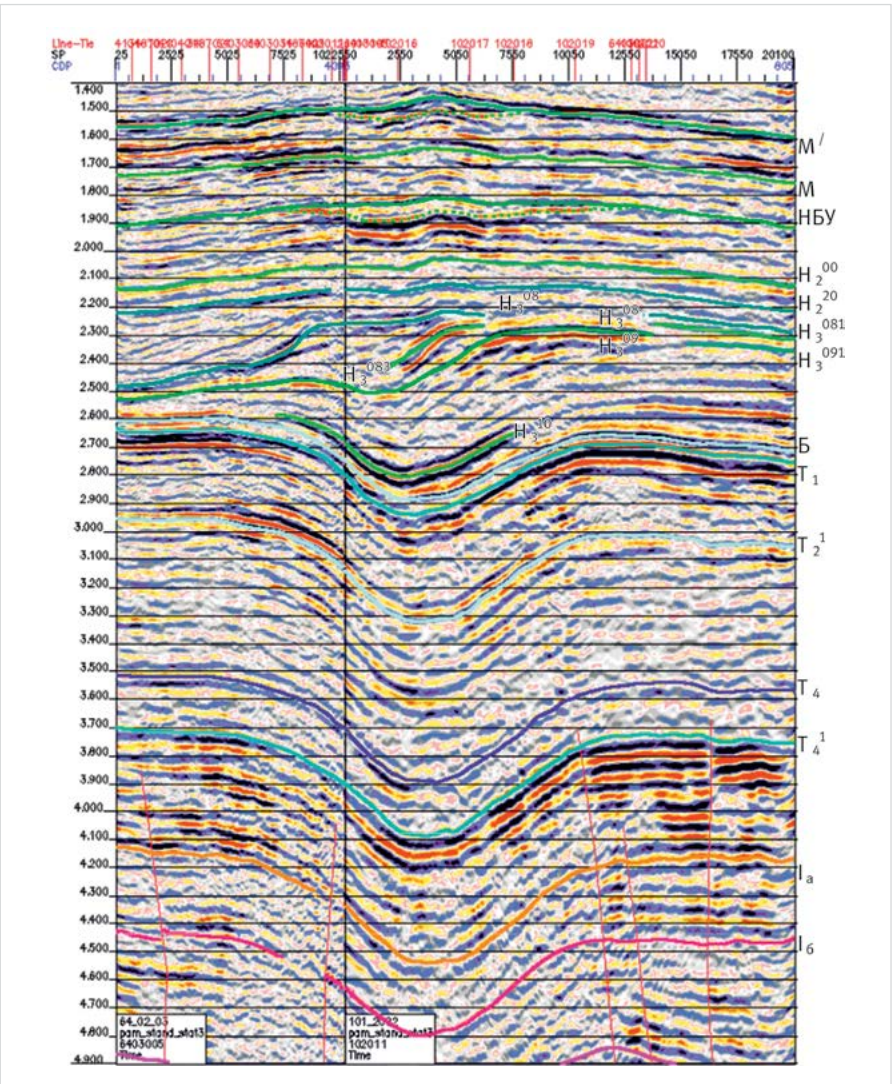



*Рис. 5 — Пример временного разреза через наземную и морскую части месторождения, расположенного в транзитной зоне Тазовской губы*

линий позволило улучшить характеристики и получать широкоазимутальные данные, повысилось качество исходных сейсмограмм. Основным отличием проводимых исследований на Няхартинском участке является «переход» на отечественное оборудование для возбуждения и регистрации сейсмических волн.

**Итоги**

Проведенные исследования и разработанная технология работ позволили повысить качество и достоверность получаемых в транзитных зонах материалов сейсморазведки, что, соответственно, увеличивает достоверность создаваемых с использованием этих данных геологических и гидродинамических моделей и, как следствие экономическую эффективность деятельности компании.

Уникальность результата том, что несмотря на применение разнородного комплекса технических средств и методических приемов, в условиях сложнейших поверхностных условий Заполярья удалось получить сплошной массив 3D данных.

**Выводы**

Разработанный и примененный комплекс летне-зимних работ для условий транзитных зон севера Западной Сибири позволяет решать проблемы транзитных зон для этого региона с получением материалов 3D сейсморазведки высокого качества.

Этот опыт может быть использован другими компаниями и распространен на другие участки. Например, при работах в акваториях многочисленных озер, находящихся на территории Западной Сибири. На сегодня, при использовании стандартных технологий сейсморазведочных работ на таких участках получают нерегулярность по характеристикам системы наблюдений (кратность накапливания, спектр удалений, азимутов в бине), что приводит к понижению достоверности и качества окончательных материалов исследований.

*Рис. 6 — Сейсморазведка 3D в транзитной зоне Обской губы на лицензионном участке ОАО «НОВАТЭК»*

ENGLISH **GEOPHYSICS**

## Seismic exploration work in the transit zones in the north of Western Siberia

UDC 550.3

**Author:**
**Vladislav I. Kuznetsov** — Sc.D., deputy general director, science; vikuznetsov@novatek.ru

LLC “NOVATEK Scientific and technical center”, Tyumen, Russian Federation

**Abstract**

Due to reduction in the stock of major production fields, it is required that geological features which are small size ones both laterally and vertically be researched. Hydrocarbon traps, from present day perspective, are, as a rule, unstructured with complicated distribution of properties in space. Consequently, in order to optimize the process of oil prospecting and for profitable oil and gas field development, maximally reliable information is needed. It is noteworthy that seismic survey has its constraints in application and limitations in terms of the method resolution capacity. Additional difficulties arise when operating under challenging surface conditions, and specifically speaking, this article deals with research of oil and gas bearing features using seismic exploration under shallow water conditions, in transition zones or land-to-sea transition zones.

**Materials and methods**

Using the example of 3D seismic exploration surveys carried out by “NOVATEC” Company in its licensed sites located in the area of the Taz Gulf and the Gulf of Ob in Western Siberia, aspects for solution of the issues identified are under consideration using polyvariant systems of stimulation, acceptance and registration, i.e. combined use of explosions, near surface sources — combined with bottom, surface and submerged geophones and hydrophones, use of shut-down and a special technology of coordinating data obtained by different systems including different (summer, winter) field seasons.

**Results**

Research undertaken and the technology of work developed have enabled higher quality and reliability of seismic survey materials obtained in the transition zones, which, consequently, increases reliability of the geological and hydrodynamic models created using these data and, hence, economic efficiency of the company’s operations. Uniqueness of the result consists in the fact that, despite the use of non-uniform package of technical means and methodological techniques, in the environment of the most severe surface conditions of the Arctic Circle, a complete array of 3D data has been successfully obtained.

**Conclusions**

A set of summer and winter operations developed and used for transition zones of the north in Western Siberia enables the problems of transition zones to be resolved for this region with high quality seismic survey 3D materials obtained.

This experience can be used by other companies and applied to other areas. For example, when working in the surface area of the numerous lakes situated in the territory of Western Siberia. Currently, when using standard technologies for seismic survey operations in such areas, irregularity of monitoring system characteristics results (stacking fold, distance spectrum, azimuths in bin), which reduces reliability and lowers the quality of the final survey materials.

**Keywords**

3D seismic survey, extreme shallow waters, bottom cables, transition zones

УДК 551.24+553.981

# Эффективность технологии «палеообработки» на примере сейсморазведочных работ МОГТ-3D в Саратовской области

**Г.Н. Андреев**
к. г-м. н., заместитель директора по геологии
zpg.pole2015@yandex.ru

ООО «ЗПГ Поле», Волгоград, Россия

**В статье приводится пример эффективного использования технологии сейсморазведки, названного авторами «палеообработкой», в сейсмогеологических условиях Саратовского правобережья, характеризующихся сложной изрезанной поверхностью карбонатного палеозоя, оказывающей сильное искажающее влияние на годографы отраженных волн от границ осадочного разреза.**

**Материалы и методы**
Данные сейсморазведки МОГТ-3D.

**Ключевые слова**
сейсморазведка, технология «палеообработки», геологическая эффективность

Волгоградская геофизическая экспедиция была организована в 1960 г. как подразделение Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики (НВНИИГГ). За прошедшие годы она меняла название, статус, стала самостоятельным предприятием — трестом «Запприкаспийгеофизика», ЗАОр «Народное предприятие «Запприкаспийгеофизика», ОАО «Запприкаспийгеофизика», АО «Запприкаспийгеофизика».

На протяжении первых 25 лет своей деятельности основной ее задачей было внедрение современных достижений геофизической науки в практику и, что не менее важно, разработка собственных технико-методических приемов и технологий применительно к сложным сейсмогеологическим условиям Нижнего Поволжья. В число таких направлений входило внедрение в практику работ метода ОГТ в конце 60-х гг. Из собственных разработок наибольшее применение нашли приемы оптимизации систем наблюдения в методе ОГТ, системы возбуждения сейсмических колебаний — способ детонирующего шнура, способ шпуровых зарядов, минимизация взрывных источников при размещении зарядов ниже зоны малых скоростей, что дало возможность получить ряд патентов, в том числе на способ высокоразрешающей сейсморазведки с использованием зарядов малого веса.

Из приемов, радикально повысивших эффективность сейсморазведки при поисках сложнопостроенных объектов — рифогенных структур девонского возраста, тектонически экранированных ловушек в условиях сложного строения верхней части разреза — следует выделить способ обработки и интерпретации сейсмических материалов, названный авторами изобретения «способом палеообработки» [1]. Его активное внедрение началось в конце 80-х гг. XX столетия при поисках погребенных девонских рифов в Волгоградской области, когда Волгоградская геофизическая экспедиция перешла от опытно-методического направления своей деятельности к производственной по выполнению прямых заказов нефтегазовых компаний по поиску ловушек УВ.

Эффект от внедрения этой технологии был впечатляющим.

В сложных сейсмогеологических условиях Волгоградского Правобережья открытие месторождений характеризовалось коэффициентом «успешности» 0,1–0,2. Использование «палеообработки» скачком повысило коэффициент подтверждаемости структур до 0,9–0,95 по материалам сейсморазведки МОГТ-2D.

Только в Волгоградской области, по данным АО «Запприкаспийгеофизика», было открыто более 30 месторождений нефти в малоразмерных рифовых ловушках площадью от 0,50 км$^2$ до 1,5 км$^2$ первыми же поисковыми скважинами. В их числе: Ново-Кочетковское, Центрально-Становое, Ново-Красинское, Медведевское и другие месторождения. В Саратовской области, были открыты Луговое, Разинское, Западно-Гурьяновское, Рубежинское и другие месторождения.

Этот метод вскоре взяли на «вооружение» другие геофизические организации: АО «Волгограднефтегеофизика», ООО «Геопроект», ГК «Петроальянс».

В чем причина резкого повышения геологической эффективности данного методического приема? Она будет понятна, если вначале укажем основную причину неэффективности стандартных методических приемов сейсморазведки применительно к условиям работ в платформенной части Русской плиты на территории Волгоградской и Саратовской областей.

Основная причина низкой геологической эффективности заключалась в характерной особенности геологического разреза, сложенного породами перми, карбона и девона, и перекрытыми отложениями мезозоя и кайнозоя.

В верхней части разреза выделяется так называемая «первая жесткая граница» — переход от сравнительно низкоскоростных отложений с V = 1700–2000 м/с к высокоскоростным с V = 5500–6000 м/с, поверхность которых осложнена многочисленными врезами. Диапазон изрезанности довольно широк — от мелкой шероховатости до впадин с перепадами глубин от 0 до 300 и более метров. Они представляют собой захороненные палеодолины, заполненные преимущественно терригенными породами без явно выраженной слоистости. Изрезанность палеозойского рельефа приводит к тому, что при работах по технологии МОГТ-2D или МОГТ-3D в стандартной модификации происходит сильное искажение годографов отраженных волн. В результате, на выходе обработки сейсмических данных, происходит искажение линий $t_0$ отраженных волн от самых верхних границ карбона, в том числе и опорных отражений, к числу которых в разных условиях относятся горизонты верхнего и среднего карбона $RpC_3$, $RpC_2pd$, $nC_2ks$, $nC_2mk$.

Искажаются и более глубоко залегающие границы целевых интервалов разреза — отложения нижнего карбона и девона.

При стандартном подходе к интерпретации с неизбежностью возникают ложные структуры, внешне весьма «привлекательные». Их разбуривание по подготовленным паспортам на бурение в 9 случаях из 10 заканчивалось нулевым результатом — структуры оказывались «фантомами».

Исключить искажающее влияние изрезанной поверхности карбонатного палеозоя на отражения от более глубокозалегающих границ, избежать появления ложных структур, как следствие негиперболичности

годографов отраженных волн, — в этом состоит основная и единственная цель палеообработки.

Осуществляется эта задача получением так называемых «палеовременных разрезов», когда приемники и источники сейсмических колебаний «погружаются» на некоторую устойчивую протяженную по площади поверхность ниже искажающей границы. Для каждого региона выбирается свой опорный горизонт, который в процессе обработки трансформируется в горизонтальную линию. Заметим, что такое выравнивание не эквивалентно процедуре палеореконструкции, когда из стандартного временного разреза получают палеоразрез на определенное геологическое время для целей палеотектонического анализа.

В сложных сейсмогеологических условиях зачастую невозможно непрерывно проследить опорный горизонт на временном разрезе, поскольку он бывает почти полностью разрушен из-за временной близости к искажающему горизонту. Но даже если он удовлетворительно прослеживается на временном разрезе, стандартное выравнивание как раз и приводит к появлению несуществующих геологических структур. Отметим также, что для получения палеовременных разрезов не требуется знание скоростной характеристики среды по данным глубоких скважин.

Палеообработка проходит по алгоритмам, принятым в технологии получения стандартных разрезов, с использованием коррекции статических поправок и перебора скоростей ОГТ. Палеовременной разрез не содержит искажений, присущих такой процедуре, как получение глубинных динамических разрезов по алгоритму PSDM, требующего к тому же знания скоростной среды и непрерывной корреляции отражающих горизонтов. На палеовременных разрезах восстанавливаются реальные временные соотношения между отражающими горизонтами, динамические особенности отражений подчеркивают специфику геологического строения, будь то рифовые образования, тектонические нарушения или иные неструктурные особенности геологического разреза.

Основным недостатком палеовременных разрезов является то, что они дают очень четкую картину геологического строения во временном представлении только на «палеовремя», но по определению не могут характеризовать современное строение с учетом позднейших тектонических движений. Чтобы получить реальную геометрию опорной границы, необходимо либо использовать данные глубокого и структурного бурения, либо привлекать глубинные трансформации PSDM с многоэтапным подбором структурно-геологической модели для получения удовлетворительной корреляции опорного горизонта. Но как показывает опыт работы в сложных условиях, глубинная трансформация разрезов или кубов 3D не всегда приводит к желаемому результату.

В качестве примера успешного применения «палеообработки» приведем некоторые результаты работ в Саратовской области на Таволожском лицензионном участке, отработанном по технологии сейсморазведки 3D с применением вибраторов NOMAD-65, кратностью 132 и размером бина 25x25 м.

В результате обработки были получены временной, палеовременной мигрированные кубы данных, глубинный куб PSDM, а также выполнен многоатрибутный анализ волнового поля по материалам палеовременнного куба.

Основные особенности волнового поля видны на рис. 1 и 2, показывающих влияние сложного строения верхней части разреза на отражения от границ осадочной толщи по всему интервалу вплоть до поверхности фундамента.

На временном разрезе опорная граница $пC_2ks$ — подошва каширских отложений — прослежена только в правой части сечения временного куба. Сквозная интерпретация волнового поля возможна только в этой части профиля, составляющей примерно половину его длины.

На палеовременном разрезе (рис. 2) восстановлена непрерывная корреляция горизонтов и карбона и девона, а также поверхность протерозойских отложений. На нем убедительно отображается главная особенность геологического строения района работ — наличие двух структурных этажей, разделяющихся по региональной поверхности размыва осадочной толщи «терригенного девона» — по горизонту пD3k, подошве отложений «карбонатного девона». В верхний структурный этаж входят осадочные породы карбона и верхнего девона, в нижний — отложения среднего и нижнего девона, подверженные активному тектогенезу.

С практической точки зрения важно отметить, что существующую в центре

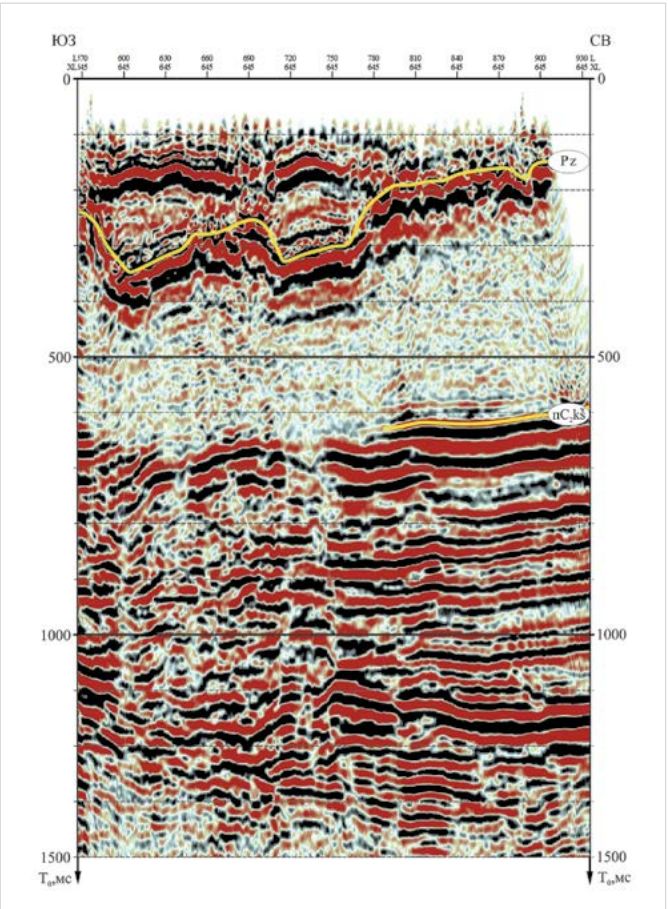



*Рис. 1 — Crossline временного куба 3D*

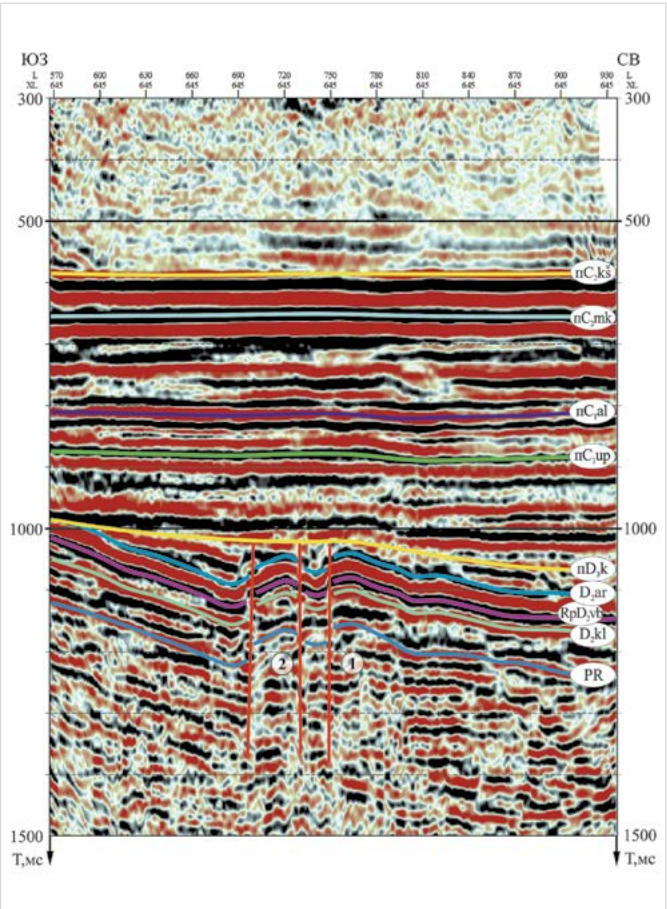



*Рис. 2 — Crossline палеовременного куба 3D. Достигнута непрерывная корреляция отражающих границ карбона, девона и поверхности протерозоя*

профиля двухвершинную структуру невозможно было закартировать по данным стандартной сейсморазведки. Ранее по данным сейсморазведки 2D с помощью палеовременной трансформации была закартирована вершина 1.

Поисковым бурением на ней было открыто Декабрьское месторождение нефти в среднем девоне.

По материалам сейсморазведки 3D плановое положение вершины 1 полностью подтвердилось и заметно улучшилось сейсмическое изображение вершины 2, на котором также возможна постановка поискового бурения с вероятным приростом ресурсов УВ.

Приведенные примеры убедительно демонстрируют утверждение о высокой геологической эффективности данного методического приема, при котором достигается практически непрерывная корреляция всех целевых границ. Это дает возможность строить достоверные геологические модели в виде палеовременных карт на время опорного горизонта с выделением на них точного планового положения искомых объектов, апикальных частей вершин структур, тектонических нарушений, которые в данных геологических условиях играют определяющую роль структурообразующего элемента.

При достигнутой непрерывной корреляции отражений на палеовременных разрезах удобно проводить структурно-тектонический анализ на основе серии палеовременных карт по каждому из опорных или целевых границ разреза.

Наибольший эффект использования технологии палеообработки отмечается при переходе от полевой методики 2D к 3D. Пересъемка старых площадей по технологии 3D привела к заметному уточнению геологических моделей ранее открытых месторождений. В их числе Ново-Кочетковское, Зимнее, Осеннее, Весеннее в Волгоградской области, Луговое, Рубежинское, Декабрьское, Смеловское и Западно-Гурьяновское в Саратовской области.

На палеовременном разрезе куба 3D через Рубежинское месторождение, открытое на Таволожском ЛУ, видно криволинейное очертание тектонического нарушения, через которое прошла скважина — первооткрывательница нефтяных залежей в среднем девоне, вскрывшая дважды поверхность протерозойских отложений.

По материалам палеовременных кубов с высоким соотношением сигнал-помеха уверенно проведен атрибутный анализ и прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при наличии на площади параметрической информации по данным 4-х глубоких скважин. Карты пористости и эффективных толщин целевых горизонтов среднего девона характеризуются дифференциацией значений данных параметров, позволяющей корректировать положение точек бурения.

**Итоги**

Применением «палеообработки» в сейсморазведке МОГТ- 3D удалось добиться непрерывной устойчивой и неискаженной корреляции горизонтов карбона, девона и поверхности протерозойских отложений.
Технология «палеообработки» резко повысила эффективность сейсморазведки 2D и 3D. Коэффициент подтверждаемости поисковых объектов достиг 1.0 по структурному фактору и 0.9 — по наличию УВ.
В результате выполненных сейсморазведочных работ по технологии МОГТ-3D на Таволожском лицензионном участке площадью более 250 км2 и примененного способа «палеообработки» построены палеовременные и палеоструктурные карты по всем целевым горизонтам карбона и девона, начиная от реперной поверхности — подошвы отложений каширского горизонта — вплоть до поверхности протерозоя.

**Выводы**

Благодаря непрерывной устойчивой корреляции отражающих горизонтов по всей площади работ, полученные карты с высокой степенью точности и достоверности содержат информацию не только об основных чертах геологического строения территории, но и о ее характерных особенностях. Отчетливо отображаются микроформы палеорельефа кровли протерозоя и облекающие их наслоения нижнего и среднего девона. На палеоразрезах уверенно отображается конфигурация тектонических сбросов, изменение их амплитуды по простиранию.
На основании результатов интерпретации палеовременного куба 3D уточнено строение ранее выявленных месторождений и перспективных объектов и даны рекомендации по заложению поисковых и разведочных скважин.

**Список литературы**


1. Патент на изобретение №2221262. Способ сейсмической разведки для изучения осадочного чехла при наличии сильно изрезанных акустически жестких границ. Заявл. 14.03.2003. Опубл. 10.01.2004.


ENGLISH **GEOPHYSICS**

## Efficiency of “paleoprocessing” of seismic data 3D of Tavolozhsky licence area of Saratov region


UDC 553.98:553.048:550.831



**Author:**
**Georgy N. Andreev** — Ph.D., deputy general director, chief geologist; zpg.pole2015@yandex.ru

LLC “ZPG Field”, Volgograd, Russian Federation



**Abstract**

The paper presents results of effective using of seismic technology, named by authors “paleoprocessing”, in complex seismogeological conditions of Saratov region. The territory is characterised by very complicated surface of carbonate Paleozoic, which has negative effect to reflection traveltime curves, distorting reflected waves from the borders of sedimentary section.

**Materials and methods**

Seismic data 3D.

**Results**

Use of “paleoprocessing” made possible continuous stable not distorted correlation of Carboniferous and Devonian seismic horizons. The implementation of this technique sharply increases geological efficiency of seismic survey 2D and 3D. 9 of 10 structures are confirmed by prospect wells.
As a result of 3D seismic survey within Tavolozhsky license area of more than 250 square kilometers and used technology of «paleoprocessing» paleotime and paleostructure maps were constructed for all target horizons, starting from marker surface – bottom of Kashir horizon – up to Proterozoic surface.

**Conclusions**

Due to continuous stable correlation of reflectors along the whole work area resulting maps carry information with high accuracy and reliability not only about features of geological structure but about its specific peculiarities. Microforms of Proterozoic paleorelief and overburden Low and Middle Devonian sedimentary members are sharply defined. Within paleosections configuration of tectonic faults and their amplitude changing at the strike are mapped with reliability.
On the basis of interpretation results of paleotime 3D cube the geological model of early discovered oil fields and prospective objects have been adjusted. Recommendation were done to lay out new prospect wells.



**Keywords**

seismic survey,
technique of “paleoprocessing”,
geological efficiency


**References**


1. Invention patent № 2221262. *Sposob seysmicheskoy razvedki dlya izucheniya osadochnogo chekhla pri nalichii sil'no izrezannykh akusticheski zhestkikh granits* [Technique of seismic survey for study of sedimentary cover in presence of rough hard boundaries]. Declared 14.03.2003. Published 10.01.2004

нам 90 лет

Юбилейный 2016 год

# «НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**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;
- Нестандартное оборудование на заказ.

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

**Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:**

- Проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- Проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- Ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.


**Россия, 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**

УДК 550.3

# Оценка возможности применения результатов динамического анализа 3D сейсморазведки для определения насыщенности пород коллекторов

**Ф.С. Салимов**
начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи[1]

**А.В. Лялин**
кандидат к.г-м.н., начальник отдела мониторинга сейсмогеологических моделей[2]

**Ш.Х. Султанов**
д.т.н., профессор[3]
ssultanov@mail.ru

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
[3]ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

**Представлено обоснование способа прогнозирования насыщенности коллекторов по результатам динамического анализа волновой картины. В результате анализа атрибута «интенсивность амплитуды сейсмической волны» было выделено и рассмотрено 4 участка по интенсивности оси синфазности.**

**Материалы и методы**
В работе использованы результаты анализа разработки залежи нефти по Западно-Повховскому участку и переинтерпертации данных 3D сейсморазведки.

**Ключевые слова**
интенсивность оси синфазности, сейсморазведка 3D, насыщенность, коллектор

Способ определения насыщенности пород методами сейсморазведки является не новым, и с разной степенью успешности решался и решается разными специалистами и исследователями.

На общее рассмотрение представлено обоснование способа разделения водонасыщенных, нефтеводонасыщенных и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ1 васюганской свиты залежей нефти Повховского лицензионного участка по результатам динамического анализа волновой картины. Использованы программные возможности комплекса «PARADIGM», в частности — изменение интенсивности амплитуды сейсмической волны для дифференциации водонасыщенных, нефтеводонасыщенных и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ1 васюганской свиты (рис. 1) [3].

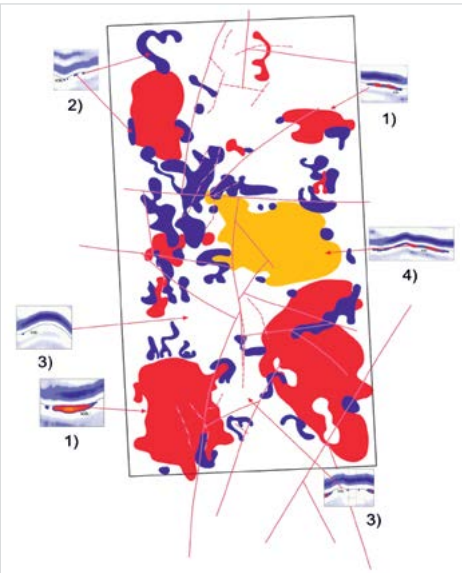
В результате анализа атрибута «интенсивность амплитуды сейсмической волны», по которому наиболее точно можно определить насыщенность пород, были выделены следующие участки (рис. 2, 3, 4):

1) повышенной интенсивности оси синфазности, соответствующий отсутствию углеводородов (УВ);
2) средней интенсивности оси синфазности, соответствующий нефте-водонасыщению;
3) отсутствия динамической выраженности оси синфазности, соответствующий залежи УВ;
4) зона относительно средне-высокой интенсивности оси синфазности, соответствующий залежи УВ, либо нефтеводонасыщению.

При анализе в центральной части Западно-Повховской залежи выделили повышение амплитуд (участок с «желтой» заливкой), который классифицируется как зона относительно средне-высокой интенсивности оси синфазности ЮВ1 (рис. 4). В структурно-тектоническом плане данный участок относится к перемычке между Южно-Копейтяхинской и Восточно-Копейтяхинской антиклиналями. Местоположение куста 442 находится в некоторой эксклюзивной зоне распространения коллекторов пласта ЮВ1, с отличными от общей залежи УВ физическими свойствами, что возможно связанно как с литолого-фациальными, так и с тектоническими факторами. Данный вопрос требует отдельного изучения.

При сопоставлении участков повышенной интенсивности оси синфазности, соответствующим зонам отсутствия нефтенасыщения, с данными фактической добычи эксплуатационных скважин, получено подтверждение в 60% случаев.

Для подтверждения и сопоставления полученных результатов по насыщению коллекторов пласта ЮВ1 при динамическом анализе с фактическими данными состава добываемой продукции из эксплуатационных скважин рассмотрен пример восточной части залежи пласта ЮВ1. Район по динамическому анализу характеризуется отсутствием углеводородов, либо водо-нефтенасыщением. Обширная область на временном сейсморазрезе отмечена жёлто-оранжевой окраской (рис. 5).




*Участки:*
*1) повышенной интенсивности оси синфазности (отсутствие УВ);*
*2) средней интенсивности оси синфазности (нефтеводонасыщение);*
*3) отсутствия динамической выраженности оси синфазности (залежь УВ);*
*4) зона относительно средне-высокой интенсивности оси синфазности (залежь УВ, нефтеводонасыщение)*

*Рис. 1 — Схема изменения интенсивности амплитуды сейсмической волны, иллюстрирующая дифференциацию водонасыщенных, нефтеводонасыщенных и нефтенасыщенных участков коллекторов пласта ЮВ1 васюганской свиты Западно-Повховского участка*

На данном участке практически все добывающие скважины при запуске давали безводную нефть (рис. 6), за исключением скважин № 7300, 7316, имеющих пониженные гипсометрические глубины с интерпретацией электрокаротажа по пласту ЮВ1 как водонасыщенные (рис. 7). Остальные скважины имеют нефтенасыщенную кровельную часть продуктивного пласта. Анализ эксплуатации скважин показал: скважина № 7100 (толщина нефтенасыщения — 4 м, регрессивных характер разреза) начала резко обводняться через полтора года; скважина № 7106 (толщина нефтенасыщения — 2 м) начала резко обводняться через 6 месяцев; № 7100 (толщина нефтенасыщения — 4 м, трансгрессивный тип разреза) резко обводнилась после проведения ГРП через 1 год.

Таким образом, можно сделать вывод, что большая часть пласта вышеперечисленных скважин водонасыщена и водонефтенасыщена. Скорость прорыва пластовой воды зависит от типа разреза и от создания сообщения по всей мощности пласта искусственными методами при интенсификации призабойной зона пласта (ПЗП). При динамическом анализе атрибута осей синфазности, зоны интерпретируются как водонасыщенные при наличии нефтенасыщенной части пласта меньшей, относительно водонасыщенной и при высокой подвижности воды.

По мере приближения или удаления от зон тектонических нарушений уменьшается или увеличивается водонасыщение продуктивных пород (рис. 8).

В плане, на карте динамического анализа мгновенного ускорения, выявленной тектонической обстановки, отмеченный по

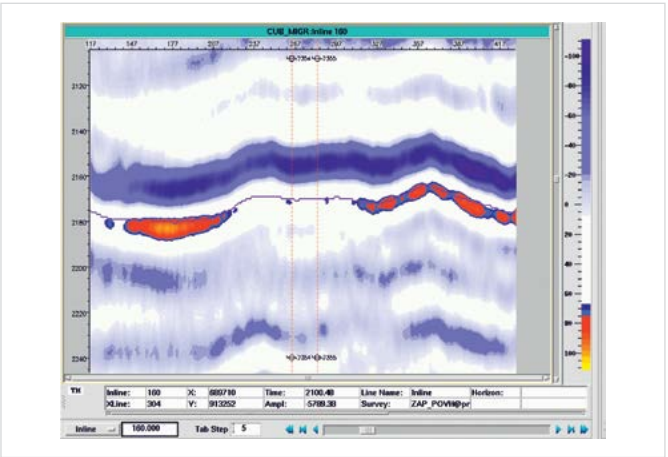


*Рис. 2 — Временной разрез по линии InLine 160. Участки повышенной интенсивности оси синфазности ЮВ1 (отсутствие УВ) и отсутствия динамической выраженности оси синфазности (залежь УВ) Западно-Повховского участка*

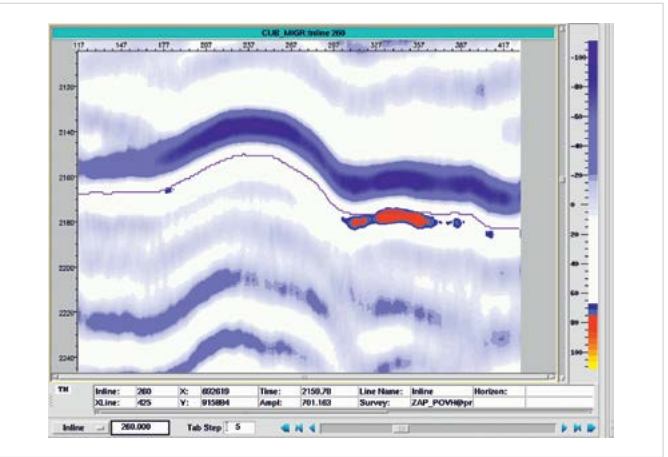


*Рис. 3 — Временной разрез по линии InLine 260. Участки повышенной интенсивности оси синфазности пласта ЮВ1 (отсутствие УВ) и отсутствия динамической выраженности оси синфазности (залежь УВ) Западно-Повховского участка*

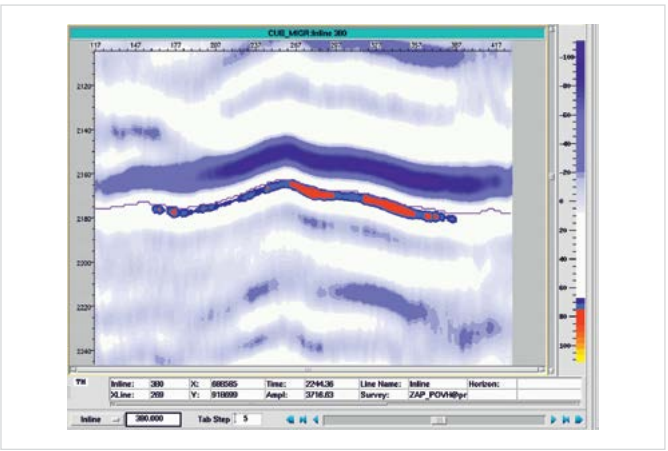


*Рис. 4 — Временной разрез по линии InLine 260. Зона относительно средне-высокой интенсивности оси синфазности пласта ЮВ1 (залежь УВ, нефтеводонасыщение) Западно-Повховского участка*

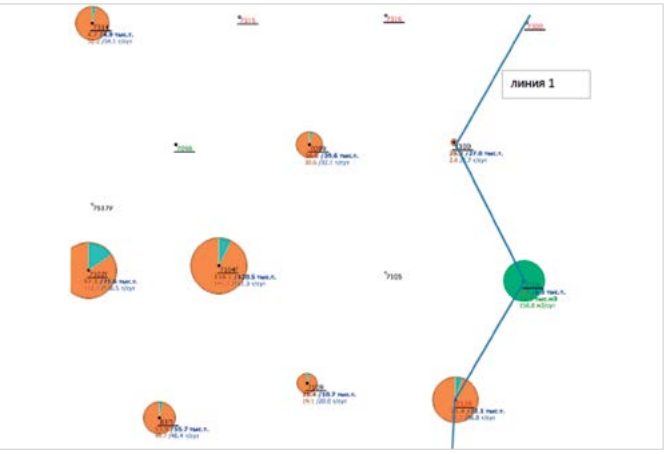



*Рис. 6 — Выкопировка карты разработки по участку скважин №№ 7106, 7300 пласта ЮВ1 Западно-Повховского участка на момент запуска скважин в работу*

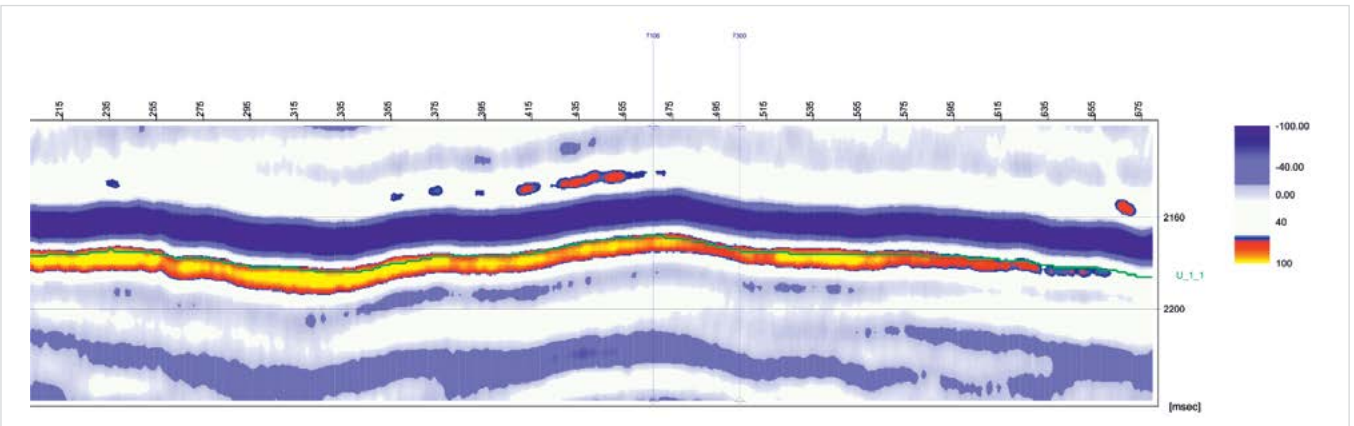



*Рис. 5 — Временной разрез по линии InLine 377 с распределением интенсивности оси синфазности по пласту ЮВ1, район скважин №7106, 7300 Западно-Повховского участка*

рисунку участок повышенной водонасыщенности располагается в зоне спокойной обстановки (рис. 9).

На Северо-Повховском участке данный анализ не выполнялся в виду невозможности получения приемлемых результатов из-за низкого качества сейсмического материала.

**Итоги**

В результате проведенной работы оценены возможности применения результатов динамического анализа для определения насыщенности пород коллекторов.

**Выводы**

Результаты анализа разработки залежи нефти по Западно-Повховскому участку и переинтерпертации 3D сейсморазведки указывают на возможность использования методики по определению насыщенности продуктивных пород при оценке потенциальных запасов новых участков на более качественном уровне, указывает на появление дополнительных рисков получения обводнённой продукции.

Можно с уверенностью говорить о получении инструмента по прогнозированию насыщенности коллекторов на основе динамического анализа, подтверждаемое работой добывающих скважин.

Зависимость между длительностью безводной эксплуатации добывающих скважин от расстояния до тектонических нарушений верхнеюрских продуктивных отложений была так же получена и в других районах Западной Сибири. Исследователями отмечается влияние разломов на удалении до 1,5 км. Выявлена закономерность в увеличении обводнённости продукции при удалении от зоны тектонических нарушений. Подтверждение результатов динамического анализа по определению насыщенности пород коллекторов составляет порядка 60%.

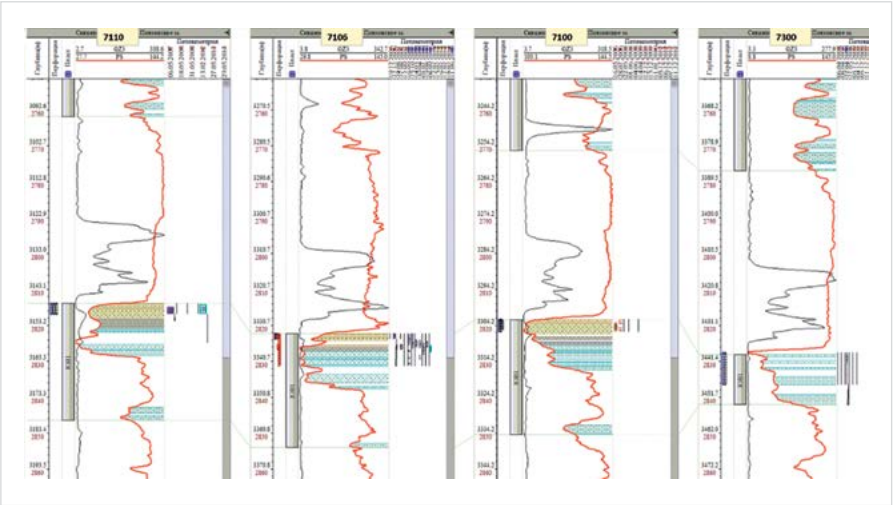


*Рис. 7— Геологический профиль пласта ЮВ1 Западно-Повховского участка по линии скважин 1*

**Список литературы**


1. Афонин Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин // Бурение и нефть. 2008. № 9. С. 22–25.
2. Попов И.П., Томилов А.А., Авершин Р.В. и др. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 3. С. 51–58.
3. Салимов Ф.С. Особенности строения пласта ЮВ1 Западно-Повховского участка, выявленные по данным динамического анализа сейсмического волнового поля. Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: Материалы международной научно-практической конференции. Казань, 2015. С. 257.
4. Тимурзиев А.И. Особенности контроля продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложнённых структурами горизонтального сдвига // Нефтяное хозяйство. 2010. № 10. С. 76–80.
5. Малец О.Н., Турдыматов А.Н., Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Использование статистических методов

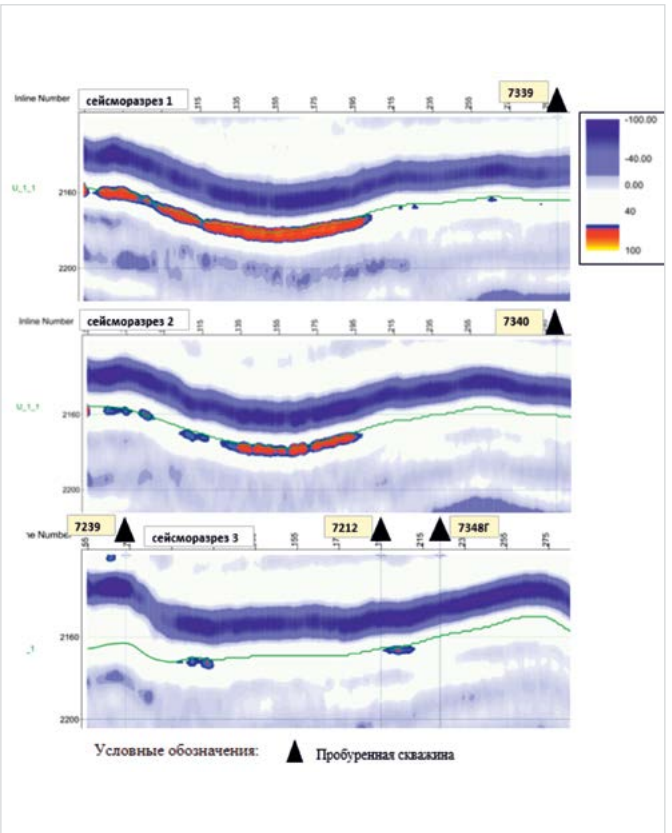




*Рис. 8 — Временной разрез по линиям InLine 187, 207, 247 с распределением интенсивности оси синфазности по пласту ЮВ1 в южной части залежи*

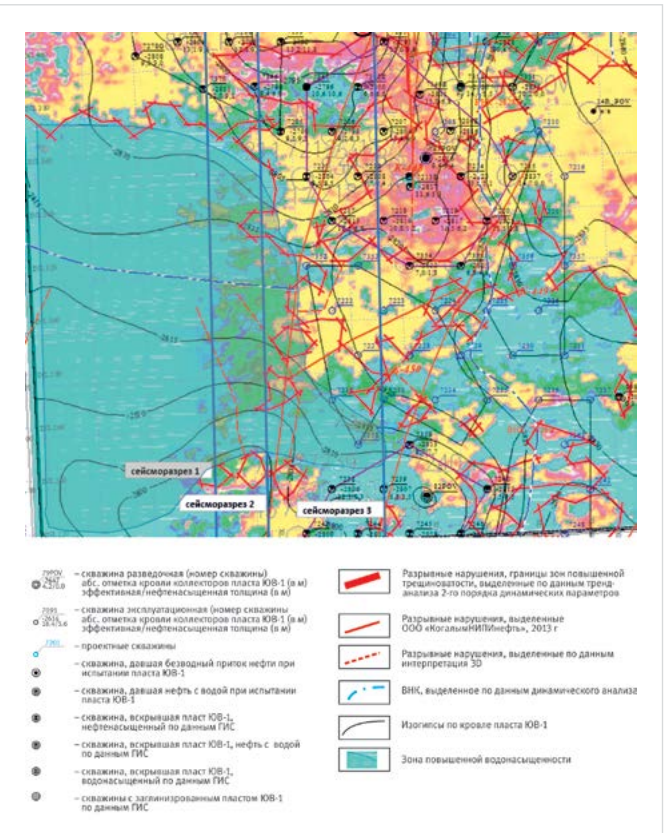



*Рис. 9 — Совмещение в плане зоны повышенной водонасыщенности с распределением мгновенного ускорения по пласту ЮВ1 Западно-Повховского участка, в южной части залежи*

обработки геологической информации для объективной и качественной классификации продуктивных пластов // Нефтепромысловое дело. 2008. №2. С. 4–6.
6. Каждан М.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Дулкарнаев М.Р. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 103–125.
7. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Габитов А.А. Дифференциация продуктивного пласта по литолого-фациальным зонам на основе электрометрических моделей кривых альфа-ПС для обоснования технологий доизвлечения нефти // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 81–102.
8. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Муслимов Б.Ш. Методика построения лито-фациальных схем-карт для анализа процесса формирования пласта ЮС1 Восточно-Сургутского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №6 (45). С. 34–36.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.3

# The assess the possibility of applying the results of dynamic analysis of 3D seismic surveys for determining the saturation of reservoir rocks

**Authors:**
**Farid S. Salimov** — chief of technology officer improve oil recovery[1]
**Alexander V. Lyalin** — Ph.D., chief of monitoring seismic geological models department[2]
**Shamil Kh. Sultanov** — Sc.D., professor[3]; ssultanov@mail.ru

[1]LLC "LUKOIL-Western Siberia""Povhneftegaz", Kogalym, Rissian Federation
[2]LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation
[3]FSBEI HPE, Ufa State Petroleum Technological University (USPTU), Ufa, Russian Federation

**Abstract**
The reasoning behind the method of predicting saturation coefficient according to the results of dynamic analysis of a wave pattern. The analysis of the attribute "intensity amplitude seismic waves" were selected and reviewed 4 plot intensity axis of correlation.

**Materials and methods**
The study used the results of the analysis of development of oil deposits in West-Povkhovskoye site and preintermediate 3D seismic data.

**Results**
The result of this work evaluated the possibility of applying the results of dynamic analysis for determining the saturation of reservoir rocks.

**Conclusions**
The results of the analysis of development of oil deposits in West-Povkhovskoye site and preintermediate 3D seismic surveys indicate the possibility of using the methodology to determine the saturation of a productive species when evaluating potential stocks of new sites on a more qualitative level, indicates the occurrence of additional risks of getting watered products. It's safe to talk about a tool for the prediction of the saturation coefficient based on the dynamic analysis confirm the work of wells. The relationship between the duration of the anhydrous operation of producing wells on the distance to tectonic disturbances of the upper Jurassic productive deposits was also obtained in other regions of Western Siberia]. Researchers noted the impact of faults at a distance of 1.5 km. The regularity in water production increases with distance from the zone of tectonic disturbances. Confirmation of the results of dynamic analysis for determining the saturation of reservoir rocks is about 60%.

**Keywords**
the intensity axis of correlation,
3D seismic, saturation,
reservoir

**References**
1. Afonin D.G. *Obosnovanie stepeni vliyaniya razlomov na effektivnost' raboty skvazhin* [Substantiation of the degree of influence of breaking on an efficiency of the wells working]. *Burenie i neft'*, 2008, issue 9, pp. 22–25.
2. Popov I.P., Tomilov A.A., Avershin R.V. and oth. *Novye tekhnologii v neftegazovoy geologii i razrabotke mestorozhdeniy* [New technologies to be applied in petroleum geology and fields development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, issue 3, pp. 51–58.
3. Salimov F.S. *Osobennosti stroeniya plasta YuV1 Zapadno-Povkhovskogo uchastka, vyyavlennye po dannym dinamicheskogo analiza seysmicheskogo volnovogo polya.* [Features of structure formation of JuV1 West Puhovskaja of the site, identified according to dynamic analysis of seismic wave field]. Problems of increasing the efficiency of oil fields development at the late stage. Materials of the international scientific practical conference. Kazan, 2015, p. 257.
4. Timurziev A.I. *Osobennosti kontrolya produktivnosti skvazhin na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri, oslozhnennykh strukturami gorizontal'nogo sdviga* [Features of wells deliverability control in Western Siberia fields, complicated by horizontal fault structures]. Oil industry, 2010, issue 10, pp. 76–80.
5. Malets O.N., Turdymatov A.N., Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E., Kotenev Yu.A. *Ispol'zovanie statisticheskikh metodov obrabotki geologicheskoy informatsii dlya ob"ektivnoy i kachestvennoy klassifikatsii produktivnykh plastov* [Application of statistic methods for processing geological data for objective and qualitative classification of production layers]. Oilfield engineering, 2008, issue 2, pp. 4–6.
6. Kazhdan M.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Dulkarnaev M.R. *Vosstanovlenie litologo-fatsial'noy obstanovki formirovaniya produktivnogo gorizonta s ispol'zovaniem sovremennykh geoinformatsionnykh tekhnologiy* [Recovery of productive horizon litho-facial environment forming with using of modern geoinformation technologies]. Oil and gas Business, 2013, issue 6, pp. 103–125.
7. Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Kazhdan M.V., Gabitov A.A. *Differentsiatsiya produktivnogo plasta po litologo-fatsial'nym zonam na osnove elektrometricheskikh modeley krivykh al'fa-PS dlya obosnovaniya tekhnologiy doizvlecheniya nefti* [Productive horizon differentiation by litho-facial zones based on the sp-log electrometric models for justification of the enhanced oil recovery technologies]. Oil and gas business, 2013, issue 6, pp. 81–102.
8. Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Kazhdan M.V., Muslimov B.Sh. *Metodika postroeniya lito-fatsial'nykh skhem-kart dlya analiza protsessa formirovaniya plasta YuS1 Vostochno-Surgutskogo mestorozhdeniya* [Method of creation the litho-facial scheme-maps for analysis of Vostochno-Surgutskoe field YUS1 East Surgut deposit]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 6 (45), pp. 34–36.

УДК 550.3+620.1

# Информационный метод определения типа нефти с использованием биомаркеров

**К.И. Гасанзаде**
аспирант
hasanzade.kanan@gmail.com

Национальное аэрокосмическое агентство, Баку, Азербайджан

**Известно, что каждый тип нефти, добываемый в различных регионах, имеет свой набор биомаркеров, потенциально определяющих этот тип. В системе идентификации источников разливов нефти на основе биомаркеров NORDTEST рекомендуется методология, содержащая многоуровневый подход. В первом уровне этой методологии представляется базовая информация об углеводородах и о степени их деградации, формируемая с применением газового хроматографа. Во втором уровне газовый хроматограф используются в режиме мониторинга избранных ионов для определения диагностических отношений для полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) и нескольких гопановых и стерановых биомаркеров. На третьем уровне осуществляется статистический подход к результатам, полученным на предыдущих уровнях.**

**Введение**

Хорошо известно, что сырьевая нефть образовалась много миллионов лет тому назад как результат загнивания биомассы деревьев и животных. Всякие отложения и камни, покрыв этот органический материал, создали анаэробную среду, где под влиянием температуры и давления сформировалась нефть [1]. Сырьевая нефть, добытая в различных регионах, естественно, сформировалась из различных биоорганических источников, а также при различных внешних условиях (давление и температура). Как результат, каждый тип нефти, добываемый в различных регионах, имеет свой набор биомаркеров, потенциально определяющих этот тип. Эти биомаркеры являются комплексными углеводородными молекулами, сохраняющими структурную близость с природным продуктом, сформированным из мертвых организмов. Эти биомаркеры устойчивы к деградации и используются для определения возраста и внешней среды, в условиях которой была сформирована нефть.

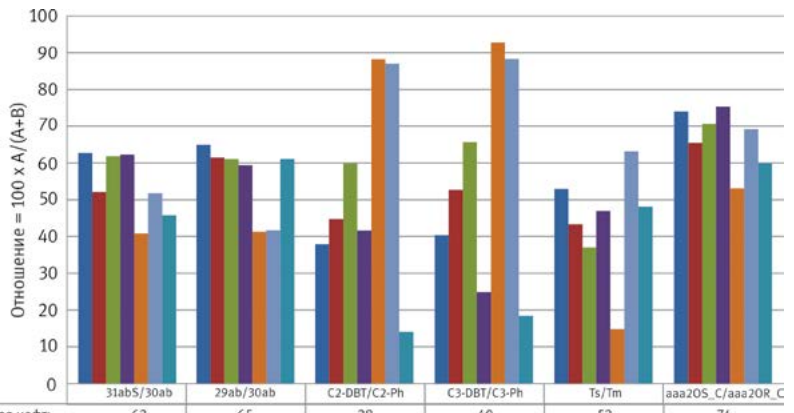
Эти биомаркеры также могут быть использованы для определения типа нефти [1–4].

Как сообщается в работе [2], в системе идентификации источников разливов нефти NORDTEST рекомендуется методология, содержащая многоуровневый подход. В первом уровне этой методологии представляется базовая информация об углеводородах и о степени их деградации, формируемая с применением газового хроматографа. Во втором уровне газовый хроматограф используется в режиме мониторинга избранных ионов для определения диагностических отношений для полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) и нескольких гопановых и стерановых биомаркеров. На третьем уровне осуществляется статистический подход к результатам, полученным на предыдущих уровнях. Все диагностические отношения, которые имеют высокий уровень изменчивости, исключаются из рассмотрения. Наиболее устойчивые диагностические отношения используются для проведения корреляционного анализа с целью определения потенциального источника. Однако в случае комплексного характера разлива нефти, т.е. при разливе в море различных типов нефти, появляющиеся изобарические помехи не позволяют вырабатывать точную идентификационную информацию о типах вылитой нефти.

**Краткое изложение существующей методики**

Согласно методу NORDTEST, для выбора диагностических биомаркеров конкретного источника нефти необходимо иметь данные о большом множестве потенциально полезных соединений [2]. При использовании технологии GC-MS(SIM) это потребует осуществления многократных инжекций одного и того же образца для получение всех специфических ионных хромотограмм и проведения очистительных работ для устранения помех, приводящих к искажению результатов. После этого, из-за снижения максимальной способности проведения одномерного газохроматического анализа количество потенциально полезных биомаркеров может быть уменьшено.

В работе [3] сообщается о проведенном эксперименте по определению типа нефти с использованием информативных биомаркерных отношений. Для определения




| | 31abS/30ab | 29ab/30ab | C2-DBT/C2-Ph | C3-DBT/C3-Ph | Ts/Tm | aaa20S_C/aaa20R_C |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ризерная нефть | 63 | 65 | 38 | 40 | 53 | 74 |
| Южная Луизиана | 52 | 61 | 44 | 53 | 43 | 65 |
| Аляска, сырьевая нефть | 62 | 61 | 60 | 66 | 37 | 70 |
| Макмастер, №3, Онтарио | 62 | 59 | 41 | 25 | 47 | 75 |
| Легкая нефть Басра | 41 | 41 | 88 | 93 | 15 | 53 |
| Берри, Саудовская Аравия | 52 | 42 | 87 | 88 | 63 | 69 |
| Нигерийская нефть | 46 | 61 | 14 | 18 | 48 | 60 |

*Рис. 1 — Отношения диагностических биомаркеров, используемых для различения типов легкой нефти, образцы которых взяты из различных источников*

**Все диагностические отношения, которые имеют высокий уровень изменчивости, исключаются из рассмотрения. Наиболее устойчивые диагностические отношения используются для проведения корреляционного анализа с целью определения потенциального источника. В предлагаемом информационном методе ставится задача вычисления такого режима проведения измерительного эксперимента по исследованию биомаркерных отношений, при котором появляющаяся неопределенность результатов экспериментов или их информативность достигнет наименьшего значения. Такой подход к решению задачи определения типа нефти в смысловом отношении аналогичен к известному методу исключения из рассмотрения сильно изменчивых диагностических отношений.**


**Материалы и методы**

Для достижения поставленной цели сформирована математическая задача нахождения условий достижения экстремума функционала оценки информативности результатов экспериментальных исследований биомаркерных отношений. Решение задачи безусловной вариационной оптимизации осуществлено по методу Эйлера.



**Ключевые слова**

биомаркеры, сырьевая нефть, информация, оптимизация, функционал, хроматограмма


характеристик этих биомаркерных отношений были исследованы образцы легкой сырьевой нефти, добываемой в США, Канадае, Саудовской Аравии, Ираке и Нигерии. Было определено, что ионные хроматограммы достаточно информативны для оценки образцов. Сравнение ионных хроматограмм по признакам биомаркеров, таким как стераны и гопаны, позволили определить наличие четких различий по этим признакам у исследуемых образцов.

Проведенные исследования показали, что образцы сырой нефти, взятые с близлежащих географических местностей, различаются труднее. Использование только нескольких стерановых и гопановых отношений позволяет получить некоторые малые различия по испытуемым образцам, и здесь необходима статистическая обработка результатов многочисленных исследований. Было обнаружено, что добавление к диагностическим отношениям алкилатных дибензотиофенов и фенантренов позволяет получить более четкое различение образцов нефти взятых даже с географически относительно близлежащих источников (рис.1)

В таб. 1 приведены полные и сокращенные названия биомаркеров, используемых для определения типов нефти исследуемых образцов, показанных на рис.1

**Предлагаемый метод**

Далее в настоящей статье мы рассмотрим вопрос об информационной оптимизации метода биомаркеров, используемого для определения типа нефти.

Допустим, что проводится серия экспериментальных исследований в количестве *n*, при этом количество используемых биомаркерных отношений пропорционально номеру проводимого исследования, т.е. в 1-м эксперименте используемся 2 отношения; во 2-м эксперименте — 4 отношения, в 3-м — 8 отношений и т.д.

Считаем, что количество достоверно различаемых градационных уровней m находится в неявной функциональной связи, т.е. имеет место зависимость

$$m=m_0+f(N) \qquad (1)$$

где N=0; f(N)=0

При этом допускаем, что функция f(N) удовлетворят следующему ограничительному условию

$$\sum_{i=0}^{n}\left(m_0+f(N_i)\right)=C \qquad (2)$$

С учетом вышеизложеннего, можно составить следующий дискретный функционал безусловной вариационной оптимизации

$$F_d=\sum_{i=0}^{n}N_i\cdot\log_2\left[m_0+f(N_i)\right]+\lambda\sum_{i=0}^{n}\left(m_0+f(N_i)\right) \qquad (3)$$

где $\lambda$ — множитель Лагранжа.

В непрерывной форме выражение (3) принимает следующий вид

$$F_H=\int_0^{N_{max}}N\log_2\left[m_0+f(N)\right]dN+\lambda\int_0^{N_{max}}\left(m_0+f(N)\right)dN. \qquad (4)$$

Выражение (2) в непрерывной форме имеет вид

$$\int_0^{N_{max}}\left(m_0+f(N)\right)dN=C, \qquad (5)$$

где $c=const$.

Решение задачи оптимизации заключается в следующем.

1) Определение оптимальной функции $m_1=f(N)$opt при котором Fн достигает экстремальной величины.
2) Определение характера экстремума и выработка рекомендации по выбору функции $m_1=f(N)$
3) В случае, если при функции $m_1=f(N)_{opt}$ $F_н$ достигает максимума, то функция $f(N)_{opt}$ наименее желанная для использования в данной задаче и наоборот, если при решении задачи $F_н$ достигает минимума, то вычисленная функция наиболее желанная для проведения серийных экспериментальных исследований. Для исследования возможностей реализации предлагаемого метода проведем модельное исследование.

**Модельное исследование**

Согласно методу Эйлера оптимальная функция, приводящая функционал (4) к экспериментальной величине, определяется из условия

$$\frac{d\left\{N\log_2\left[m_0+f(N)\right]+\lambda\left(m_0+f(N)\right)\right\}}{d\left(f(N)+m_0\right)}=0. \qquad (6)$$

Из условия (6) получим следующее уравнение

$$\frac{N}{\ln 2\cdot\left[m_0 f(N)\right]}+\lambda=0. \qquad (7)$$

Из выражения (5) находим

$$\left(m_0+f(N)\right)=\frac{N}{\lambda\cdot\ln 2}. \qquad (8)$$

| Biomarkers | Abbreviation |
|---|---|
| aaa20S_Cholestane | aaa20S_C |
| abb20R_Cholestane | abb20R_C |
| 17a(H),21b(H)-Hopane | 30ab |
| 17a(H),21b(H)-22S-Homohopane | 31abS |
| 17a(H),21b(H)-22R-Homohopane | 31abR |
| 17a(H),21b(H)-30-Norhopane | 29ab |
| Dibenzothiophene | DBT |
| Phenanthrene | Ph |
| Dimethyl or ethyl substation | C2 |
| C3 substation | C3 |

*Таб. 1 — Полные и сокращенные названия биомаркеров, используемых для определения типов нефти исследуемых образцов*

С учетом выражений (5) и (8) получим

$$-\int_{0}^{N_{\max}} \frac{N}{\lambda \ln 2} dN = C. \quad (9)$$

Решение уравнение (9) относительно $\lambda$ обозначим как $\lambda_0$.

Из выражения (8) находим

$$-\lambda = \frac{N_{\max}^2}{C \cdot 2 \ln 2}. \quad (10)$$

С учетом (8) и (10) получим

$$f(N) = \frac{2NC}{N_{\max}^2} - m_0. \quad (11)$$

При выполнении условия (11) функционал (4) достигает максимальной величины.

Следовательно, при выполнении условия (11) оптимальная функция $f(N)$ должна расти от $N_0$. При выполнении этого условия функционал (4) достигает максимума, т.е. максимизируется неопределенность, связанная с исходом проводимого эксперимента по определению типа нефти. По этой причине оптимальным следует признать такую функцию $f(N)$, которая убывает с ростом $N$.

**Итоги**

Таким образом, предлагаемый информационной метод определения типа нефти с использованием биомаркеров созвучен с методикой NORDTEST, согласно которому диагностические отношения с большим разбросом исключается из рассмотрения.

В отличие от такого порядка, в предлагаемом информационном методе требуется проведения серии экспериментов с растущим количеством биомаркеров, при этом с ростом количество биомаркеров их величина должна стабилизироваться в определенной узкой зоне тем самым уменьшив неопределенность в результирующей информации, используемой для определения типа нефти.

**Выводы**

Предлагаемый подход к решению задачи определения типа разлитой нефти с использованием биомаркеров обладает более высокой степенью объективности, т.к. имеет четкое математическое обоснование с применением элементов теории информации и функционального анализа. Здесь исключаются всевозможные субьективные оценки, присущие известному методу, предусматривающего удаление из рассмотрения наиболее изменчивых биомаркерных отношений. Предложенный метод может повысить эффективность проводимых практических работ по определению типа разлитой нефти с использованием биомаркеров.

**Список литературы**


1. Hickman C., Bowman K., Crude oil and Natural gas formation, BP energy education program, PB Australia Pty Ltd, 2008.
2. Faksnes L.,Weiss H., Daling P., Revision of the Nordtest Methodology for oil spill identification, SINTEF report stf66 A02028, 2002.
3. Michelle M., Jack C., Chris E., Barry B. Fingerprinting Crude Oils And Tarballs Using Biomarkers And Comprehensive Two - Dimensional Gas Chromatography. Available at: www.restek.com
4. Zhendi W., Fingas M., Yang C., Hollebone B. Biomarker fingerpriting: application and limitation for correlation and source identification of oils and petroleum products. Preper. Pap.-Am.Chem.Soc., Div. Fuel Chem, 2004, issue 49(1), pp. 332–334.


ENGLISH **AUTOMATION**

## Information method for determination of crude oil type using biomarkers

UDC 550.3+620.1


**Author:**
**Kanan I. Hasanzade** — postgraduate; hasanzade.kanan@gmail.com

Aerospace Agency, Baku, Azerbaijan



**Abstract**

It is well-known that all types of crude oil produced in different regions have its own set of biomarkers potentially determining this type. In the known system of identification of sources of oil sticks on the basis of biomarkers NORDTEST the methodology based on multilevel approach is proposed. At the first level of this methodology the basic information on hydrocarbons and level of their degradation formed by gas chromatograph is presented. At the second level the gas chromatograph is used in regime of monitoring of selected ions for determination of diagnostic relations for polycyclic aromatic hydrocarbons and several hopans and sterans biomarkers. At the third level the statistic approach on results received in the previous levels is applied. All diagnostic relations with high level of variation are removed from the consideration. The most robust diagnostic relations used for carrying out the correlation analysis to determine the potential source. The suggested information method provides for determination of such a regime for carrying out of measuring experiment on research of biomarker relations upon which the uncertainty of results of experiments or their informativeness would reach the minimum. Such an attitude to solution of task of determination of oil type is similar in sense with known method based on removal of strongly variable diagnostic relations.

**Materials and methods**

It was formulated the mathematical task on determination of conditions providing for extremum of functional representing the estimate of information content of results of experimental researches of biomarkers relations to solve described problem. Solution of unconditional variation optimization task is carried out using the Euler method.

**Results**

In comparison with the known method the suggested information method provides for carrying out of series of experiments with increasing number of biomarkers where upon increase of number of biomarkers their value should be stabilized in the some narrow zone meaning decrease the uncertainty in resulting information used for determination of oil type.

**Conclusions**

The suggested approach for solution of task on determination of spilled crude oil type using biomarkers make it possible to derive more objective results because it is well-grounded using the theory of information and functional analysis. The all possible subjective errors in estimates generic for known method based on removal of highly variable biomarker relations are lacking in suggested method. The suggested method can lead to increase of effectiveness of practical works on determination of spilled crude oil type using biomarkers.



**Keywords**

biomarkers, crude oil, information, optimization, functional, chromatogram


**References**


1. Hickman C., Bowman K., Crude oil and Natural gas formation, BP energy education program, PB Australia Pty Ltd, 2008.
2. Faksnes L.,Weiss H., Daling P., Revision of the Nordtest Methodology for oil spill identification, SINTEF report stf66 A02028, 2002.
3. Michelle M., Jack C., Chris E., Barry B. Fingerprinting Crude Oils And Tarballs Using Biomarkers And Comprehensive Two - Dimensional Gas Chromatography. Available at: www.restek.com
4. Zhendi W., Fingas M., Yang C., Hollebone B. Biomarker fingerpriting: application and limitation for correlation and source identification of oils and petroleum products. Preper. Pap.-Am.Chem.Soc., Div.Fuel Chem, 2004, issue 49(1), pp. 332–334.

# elwatec
wärmetechnik

**Одна из ведущих мировых фирм по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.**

HTRI

Принимает участие в работе исследовательской корпорации по теплопередаче в процессах нефтепереработки, нефтехимии и энергетики Heat Transfer Research, Inc. (HTRI) и использует для инженерных расчетов программные продукты корпорации.

Оборудование может применяться для температур до 1100 °C и давления до 350 бар. Общая потребляемая мощность нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Компания многократно производила оборудование в диапазоне 1-8000 кВт. При проектировании нагревателей ориентир — исключительно на потребности заказчика.

Компания сертифицирована в соответствии с ISO 9001:2008, DGRL (PED) 97/23/EC до модуля H1, имеет свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. Высокие стандарты качества постоянно проверяются и подтверждают путем внешнего аудита.

Продукция компании обладает сертификатами в соответствии с требованиями Директивы 97/23/EC по оборудованию, работающему под давлением (DGR), Модуль D, D1, H и H1 и взрывозащищенному оборудованию по стандарту Ex.


- **elwatec Wärmetechnik GmbH**
  **Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany**
  **Tel.: +49 231 950 98 708, Mob.: +49 173 270 47 53**
  **noga@elwatec.com**
  **www.elwatec.com/ru**
- **Кирилл Нога — Торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии**

УДК 622.24

# Исследование влияния дизельного топлива на резину эластомера винтового забойного двигателя в температурном интервале 25–90°С

**А.В. Епихин**
старший преподаватель
epikhinav@mail.ru

**В.В. Мельников**
магистрант

**А.А. Бер**
преподаватель

**К.М. Минаев**
к.х.н., доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Томск, Россия

**Научная работа посвящена исследованию влияния дизельного топлива на геометрические параметры образцов резины ИРП-1226, которая является одним из основных материалов для изготовления эластомеров винтовых забойных двигателей. Рассматриваются результаты исследований для температурного интервала среды 25–90 °С.**

**Материалы и методы**
Исследовались образцы резины ИРП-1226 путем полного погружения в дизельное топливо. Длительность эксперимента составляла 480 часов. Диапазон исследуемых температур — 25–90°С.

**Ключевые слова**
бурение, винтовой забойный двигатель, буровой раствор, эластомер, дизельное топливо

Активное развитие наклонно направленного бурения и потребность в применении высокомоментных долот с оптимальной частотой вращения до 150 об/мин стало предпосылкой к широкому распространению винтовых забойных двигателей (ВЗД) в строительстве скважин. Кроме того, с применением винтовых забойных двигателей осуществляется большая часть буровых работ в капитальном и подземном ремонте скважин [1].

Опыт эксплуатации в различных горно-геологических условиях обнаружила у ВЗД недостаток в виде низкого срока службы рабочей пары (в особенности эластомера — резиновой обкладки статора). Согласно статистике, в год у буровых подрядчиков в среднем возникает до 12 простоев, связанных с выходом из строя ВЗД. Дополнительные спускоподъёмные операции вследствие этого приводят к увеличению затрат времени на строительство скважины на 5–10 %.

В общих указаниях к эксплуатации винтовых забойных двигателей отмечено, что повышение температуры в призабойной зоне влияет на прочность эластомера статора и понижает ресурс двигателя. Буровой раствор, содержащий реагенты на углеводородной основе, приводит к набуханию резиновой обкладки (эластомера) статора, и преждевременному выходу из строя двигателя. Дифференциальное давление, превышающее рекомендуемое максимальное рабочее значение на приводе объёмного двигателя, сокращает срок работы статора [2].

Предметом настоящего исследования является рабочая пара ВЗД: ротор – статор, а именно резиновая обкладка статора (эластомер) [3–4]. Было оценено влияние температуры на изменение геометрических параметров эластомера в присутствии дизельного топлива как одного из типов дисперсионной среды буровых растворов на углеводородной основе.

Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм и выдерживались в пластиковых контейнерах с полным погружением в дизельное топливо при атмосферном давлении. В ранее проведенных работах исследователей наиболее часто упоминается неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам в виде набухания или уменьшения габаритных размеров [1, 4, 5]. Поэтому оценка результатов эксперимента проводилась по изменению геометрических размеров резинового образца.

Первоначально было проанализировано исследование четырех температурных точек: 25, 50, 75, 90°С. Длительность эксперимента — 480 часов, что обусловлено нормативным значением времени работы ВЗД по паспортным данным, которое обычно составляет от 200 до 600 часов. Показания изменения диаметра образцов снимались ежесуточно с применением электронного штангенциркуля.

При обработке полученных данных подтвердились ранее озвученные гипотезы о том, что неустойчивость эластомеров по отношению к агрессивным средам проявляется в виде увеличения (набухания) или уменьшения габаритных размеров (рис. 1). Но в первой серии экспериментов было определено, что в температурном интервале 50–75°С наблюдается резкое изменение динамики варьирования геометрических размеров образца от уменьшения (интервал 25–50°С) к увеличению (75–90 °С) [6]. С целью дополнительного исследования было решено провести серию экспериментов для

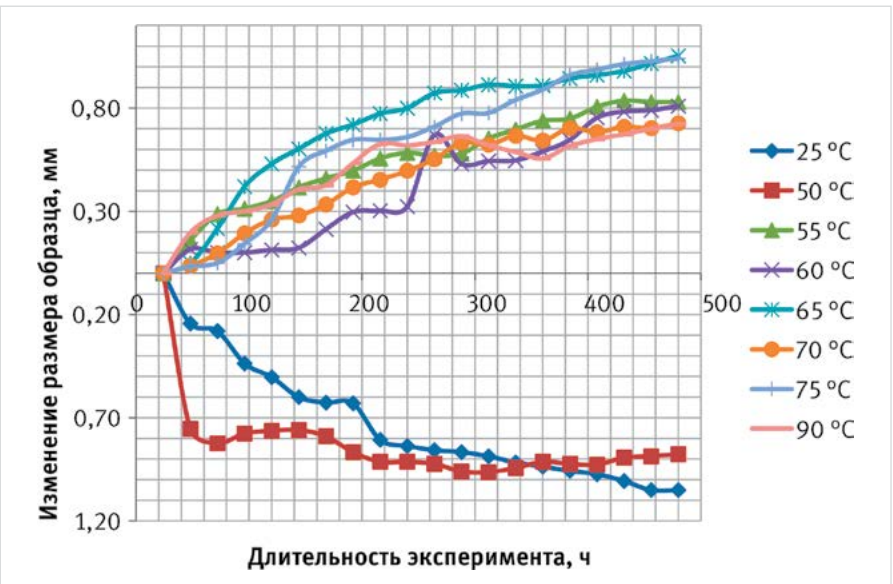



*Рис. 1 — Зависимость относительного изменения образца эластомера от времени нахождения в дизельном топливе при различных температурах*

температурного интервала 50–75°С с шагом 5°С. Результаты представлены на рис. 1.

Исследование температурного интервала 50–75°С показало, что для всех серий экспериментов наблюдается интенсивное набухание образцов. Анализ представленного графика позволяет сделать вывод, что относительное изменение размеров эластомера достигает 3,4%, что может существенно сказываться на процессе взаимодействия пары ротор – статор, а также на энергетических характеристиках двигателя. Согласно графику на рис. 1, температура 50°С является переходной для эластомера, после которой уменьшение геометрических размеров сменяется увеличением. Резина ИРП-1226 является не вулканизированной, следовательно, она подвержена интенсивному взаимодействию со стороны дисперсионной среды бурового раствора. При низких температурах наблюдается интенсивное растворение пластификатора ИРП-1226, что приводит к уменьшению геометрических размеров образца, а также к снижению его упругости. В этом случае будет наблюдаться увеличение зазоров между винтом и обкладкой статора, что при прочих равных условиях приведет к снижению коэффициента полезного действия ВЗД. Кроме того, вымывание пластификатора из эластомера приведет к увеличению напряжений как в его структуре, так и на границе соединения со статором. Как следствие, это будет способствовать возникновению трещин в эластомере и нарушению сплошности его контакта со статором. При температурах более 50°С к процессу вымывания пластификатора ИРП-1226 добавляется процесс интенсивного заполнения пор резины дизельным топливом, чему способствует тепловое расширение резины. В таком случае зазор между эластомером и ротором будет уменьшаться и для работы двигателя потребуется создание большего момента, что в совокупности с падением упругости резины (вследствие вымывания пластификатора) приведет к ускоренному износу эластомера.

Взаимодействие дизельного топлива с резиной ИРП-1226 было подтверждено в результате визуального анализа эксперимента (рис. 2). По ходу эксперимента наблюдалось сильное потемнение дизельного топлива, а также интенсивное расслаивание образца, которое выражалось в выпадении в осадок резиновой крошки. Это наблюдение позволяет подтвердить предположение о том, что образцы ИРП-1226 неустойчивы к воздействию дизельного топлива, особенно, при повышенных температурах. Следовательно, использование винтовых забойных двигателей с эластомерами из ИРП-1226 совместно с применением буровых растворов на углеводородной основе — нерентабельно.

Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол_а).

**Итоги**

Доказано влияние дисперсионной среды бурового раствора (в рамках данного исследования — дизельного топлива) и температуры на состояние эластомера винтового забойного двигателя. Дано описание процессов, происходящих в эластомере под воздействием различных температур в присутствии дизельного топлива. Охарактеризовано возможное влияние этих процессов на технические характеристики двигателя. Применение полученных результатов позволит разработать методику по повышению ресурса эластомеров винтовых забойных двигателей.

**Выводы**

По результатам исследования подтверждено влияние дизельного топлива на геометрические параметры эластомера ВЗД. Определены температурные точки, при которых происходит наибольшее влияние на эластомер, рассчитана величина относительных значений его деформации. Сформулирована гипотеза о структурных изменениях в резине под воздействием дизельного топлива и их влиянии на работу эластомера винтового забойного двигателя. Результаты исследований могут быть использованы при тестировании альтернативных материалов для изготовления эластомеров и химических реагентов для защиты резины ИРП-1226 в процессе работы винтового забойного двигателя. Дальнейшие исследования будут посвящены вопросам комплексного воздействия забойных условий на техническое состояние эластомера с целью создания математической модели его работы и износа.

**Список литературы**


1. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей. диссертация. ... доктора технических наук: 05.02.08. Пермь, 2003. 386 с.
2. Устройство и работа винтовых забойных двигателей. Режим доступа: http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tekhniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatelej.html
3. Бродский Ю.А, Файнштейн И.З., Заворотный В. Буровые растворы на углеводородной основе // Специальное приложение к журналу "НЕФТЬ и КАПИТАЛ". 2003. №7 [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove (Дата обращения 30.09.2016)
4. Балденко Д.Ф., Коротаев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей // Бурение и нефть. 2012. Март. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1 (Дата обращения: 30.09.2016)
5. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые гидравлические машины. Винтовые забойные двигатели. М.: ИРЦ Газпром, 2007. Т.2. 470 с.
6. Мельников, В.В., Епихин А.В. Анализ влияния промывочной жидкости на углеводородной основе на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей при различных температурах. Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Томск: ТПУ, 2016. Т. 2. С. 753–756.

*Рис. 2 — Внешний вид образцов ИРП-1226 до (слева) и после (справа) эксперимента при температуре 60°С*

ХИЩНИК
ТЕХНИКА ДЛЯ СУРОВЫХ УСЛОВИЙ

Топкие болота, снежная целина и водные преграды — все это родная стихия «ХИЩНИКА».
Широкий модельный ряд позволяет выбрать технику, отвечающую Вашим требованиям.

ООО «МЕГ ВЕСТ»
626110, Тюменская обл., Тобольский р-н, с. Бизино, ул. Ремонтников, 23.
тел/факс в г. Тобольске:
8(3456) 24-55-85. 8-912-815-02-09
mezenin1234@yandex.ru
WWW.MEGVEST.RU



UDC 622.24

# Research of diesel influence on the rubber elastomer screw downhole motor within the temperature range 25–90°C

**Authors:**
**Anton V. Epikhin** — senior lecturer; epikhinav@mail.ru
**Vasiliy V. Melnikov** — undergraduate
**Alexander A. Ber** — senior lecturer
**Konstantin M. Minaev** — Ph.D., assistant professor

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

**Abstract**
The scientific work is devoted to the influence of diesel fuel on the geometric parameters of the rubber samples IRP-1226, which is one of the basic materials for the production of elastomers, screw downhole motors.
We consider the results of studies for the temperature of the medium range 25-90 °C.

**Materials and methods**
We tested samples of rubber IRP-1226 through total immersion in diesel fuel. Experiment duration was 480 hours. The range of temperatures 25–90 °C in experimental work.

**Results**
It proved the effect of the dispersion medium of mud (in this study - diesel) and temperature on the state of the elastomer screw downhole motors. A description of the processes occurring in the elastomer under the influence of different temperatures in the presence of diesel fuel. Characterized by the possible impact of these processes on the technical characteristics of the screw downhole motor. Application of the results will allow to develop a technique to improve the resource elastomers screw downhole motors.

**Conclusions**
Research results confirmed the effect of diesel fuel on the geometric parameters of the elastomer PDM. The temperature point at which the greatest influence on an elastomer calculated magnitude values relative deformation. A hypothesis about the structural changes in the rubber under the influence of diesel fuel and their impact on the work of the elastomer screw downhole motors was made. The research results can be used for testing of alternative materials for the production of elastomers and chemical materials for protection for the rubber IRP-1226 during operation of the screw downhole motor. Further research will focus on integrated impact downhole conditions on the technical condition of the elastomer in order to create a mathematical model of his work and wear.

**Keywords**
Drilling, a screw downhole motor, drilling fluid, elastomer, diesel, PDM

**References**
1. Korotaev Yu.A. *Issledovanie i razrabotka tekhnologii izgotovleniya mnogozakhodnykh vintovykh gerotornykh mekhanizmov gidravlicheskikh zaboynykh dvigateley* [Research and development of technology production of multiple-screw hydraulic downhole motors gerotor mechanisms] Dissertation Doctor of Technical Sciences: 05.02.08. Perm, 2003, 386 p
2. *Ustroystvo i rabota vintovykh zaboynykh dvigateley* [Design and operation of downhole drilling motors]. Available at: http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tekhniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatelej.html
3. Brodskiy Yu.A, Faynshteyn I.Z., Zavorotnyy V. *Burovye rastvory na uglevodorodnoy osnove* [Oil-based drilling fluids] Available at: http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove (accessed 30.09.2016)
4. Baldenko D.F., Korotaev Yu.A. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya otechestvennykh vintovykh zaboynykh dvigateley* [Current state and prospects of development of domestic screw downhole motors]. Burenie i neft', 2012, March. Access: http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1
5. Baldenko D.F., Baldenko F.D., Gnoevykh A.N. *Vintovye gidravlicheskie mashiny Vintovye zaboynye dvigateli* [Screw rotor machines. Bottomhole motors]. Moscow: *IRTs Gazprom*, 2007, Vol. 2, 470 p.
6. Mel'nikov, V.V., Epikhin A.V. *Analiz vliyaniya promyvochnoy zhidkosti na uglevodorodnoy osnove na kharakteristiki reziny elastomerov vintovykh zaboynykh dvigateley pri razlichnykh temperaturak* [Analysis of the effect of oil- based mud on the characteristics of rubber elastomers screw downhole motors at different temperatures] Problems of Geology and Mineral Resources Development works XX International Symposium Academician MA Usov students and young scientists, devoted to the 120th anniversary of Tomsk Polytechnic University, Tomsk: TPU, 2016, Vol. 2, p. 753–756.

СИСТЕМЫ

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ХОЛДИНГ

**Оборудование, позволяющее экономить**

- **Скважинный щелевой фильтр с диспергатором - ЕВК**
- **Специальный хвостовик с диспергатором - ЕВК**
- **Сепаратор ЕВК-6**
- **Сепаратор-смеситель ЕВК-5**
- **Регулятор расхода ЕВК-ЛЁН87**
- **Газовая заслонка ЕВК-100**
- **Запорно-регулирующее устройство ЕВК-Анаконда**

Модернизация и технологическое развитие является приоритетной задачей развития государства. Выполнение данной задачи невозможно без внедрения новых технологий и оборудования, которые позволяют снижать издержки, повышать рентабельность, улучшать условия труда работников и экологическую обстановку. Для предприятий нефтедобывающей отрасли необходима безаварийная и чёткая работа нефтяных скважин и установок для замеров количества нефти и газа.

В рамках вышеизложенного, ООО «СИСТЕМЫ ЕВК» предлагает оригинальное оборудование системы «ЕВК», основой которого является запатентованная система «турбофильтр-диспергатор».

По отзывам нефтедобывающих компаний, которые успешно испытали данное оборудование, таких как ООО «Башнефть-Добыча», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть» и др. экономия средств на ремонте и обслуживании одной замерной установки составляет в среднем 300 000 рублей в год, а экономия средств на ремонте и обслуживании одной скважины составляет в среднем 1500 000 рублей в год.

**423800, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, ул. Техническая, д. 51**

**Тел. 8-987-005-81-65, E-mail: ceo_evk@mail.ru, www.evksystems.ru**

УДК 622.24

# Определение эффективности работы забойного компенсатора колебаний давления бурового раствора на лабораторном стенде

**Т.Н. Миннивалеев**
к.т.н., доцент
timxn@yandex.ru

Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Октябрьский, Россия

**Циркуляция бурового раствора осуществляется поршневыми буровыми насосами, являющимися источниками неравномерного движения жидкости в бурильной колонне. Колебания расхода и давления промывочной жидкости приводят к повышению динамичности бурильного инструмента, преждевременному износу и нарушению режима работы долота; нарушению герметичности пласта; неустойчивой работе и отказам забойных двигателей; уменьшению срока службы деталей насоса; нагнетательная линия находится под влиянием высокого давления со значительной величиной его колебания. Эти факторы приводят к непредвиденным негативным последствиям. В статье представлен разработанный забойный гидромеханический компенсатор колебаний давления промывочной жидкости, устанавливаемый в компоновку низа бурильной колонны, приводится описание лабораторного стенда для его испытаний и их результаты.**

**Материалы и методы**
Для решения поставленных задач использовались основные законы теоретической механики, гидромеханики, аналитические и экспериментальные методы. Испытательный стенд.

**Ключевые слова**
скважина, буровой насос, промывочная жидкость, колебания давления, забойный гидромеханический компенсатор, стендовые исследования, амплитуда, датчик давления

Бурение нефтегазовых скважин является сложным процессом, сопровождающимся неизбежным возникновением колебательных процессов бурильного инструмента и промывочной жидкости, которые, в свою очередь, оказывают существенное влияние на технико-экономические показатели бурения в целом [1, 2, 3, 4].

В виду конструктивных особенностей, буровой поршневой насос является источником интенсивных колебаний расхода и давления промывочной жидкости [2, 4]. В условиях, когда средний уровень давления промывочной жидкости достигает 10 МПа и более, неравномерность ее движения становится причиной не только колебаний давления в гидросистеме, но и дополнительной раскачки колонны бурильных труб с той же частотой [7]. Упругие волны в столбе промывочной жидкости вызывают колебания угловой скорости, гидравлической силы, момента и мощности на валу забойного двигателя, возбуждающие продольные и крутильные колебания забойного двигателя и всего бурильного инструмента [2]. Большая неравномерность частоты вращения вала приводит к тому, что сильно сужается область устойчивой работы забойных двигателей в зоне низких частот вращения, вследствие чего имеют место частые остановки забойных двигателей, при повышенной нагрузке на долото и особенно при бурении в упругопластичных породах.

Для снижения неравномерности расхода и давления промывочной жидкости в процессе бурения был разработан забойный гидромеханический компенсатор, представленный на рис. 1 [5].

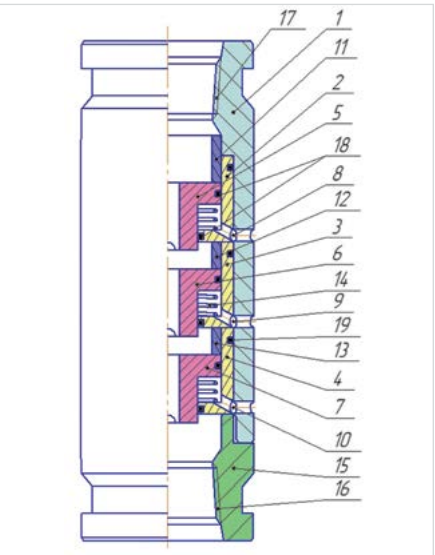



*Рис. 1 — Забойный гидромеханический компенсатор: 1 — корпус; 2, 3, 4 — перегородки; 5, 6, 7 — поршни; 8, 9, 10 — каналы связи с затрубьем; 11, 12, 13 — втулки; 14 — пружины; 15 — переводник; 16, 17 — присоединительные резьбы; 18, 19 — уплотнения*

Компенсатор устанавливается в компоновку бурильного инструмента посредством переводников и замковых резьб *16* и *17*. Пульсирующая жидкость поступает в компенсатор, давит на поршни *5, 6, 7* и тем самым сжимает пружину в подпоршневом пространстве, соединенном с затрубьем сквозными каналами *8, 9, 10*. Происходит снижение амплитуды колебаний давления промывочной жидкости в полости бурильного инструмента.

Для проведения лабораторных испытаний разработанного забойного гидромеханического компенсатора создан лабораторный стенд на кафедре нефтепромысловых машин и оборудования Филиала ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском (рис. 2).

Лабораторный стенд представляет собой замкнутую систему циркуляции, состоящую из емкости *1*, заполняемой жидкостью, бурового насоса 9МГр *2*, обеспечивающего подачу жидкости, гидромеханического компенсатора *3*, датчика давления *6*, запорных устройств *5* и *9*, шлюза передачи данных *7* и ЭВМ *8*.

Целью лабораторных исследований гидромеханического компенсатора является:

- определение величины амплитуды давления, возникающей в трубопроводе при работе бурового насоса в момент нагнетания;
- оценка степени гашения пульсации давления гидромеханическим компенсатором при работе бурового насоса.

Стенд позволяет исследовать работу гидромеханического компенсатора. Буровой насос *2* нагнетает жидкость из емкости в циркуляционную систему. Жидкость проходит через гидромеханический компенсатор, где

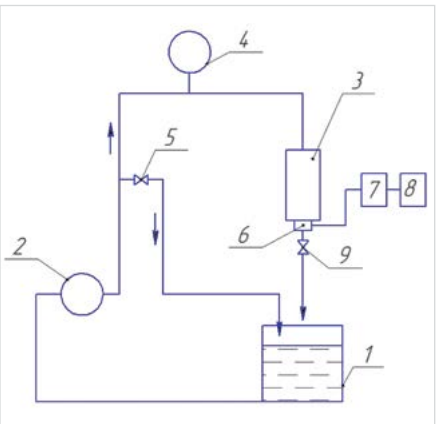



*Рис. 2 — Схема стенда для гидравлических испытаний гидромеханического компенсатора колебаний давления жидкости: 1 — емкость; 2 — буровой насос 9 МГр; 3 — гидромеханический компенсатор; 4 — манометр; 5,9 — запорное устройство; 6 — датчик давления; 7 — шлюз передачи данных GW-485.01(конвертер RS-232/RS-485); 8 — ЭВМ*

происходит гашение колебаний давления, далее жидкость снова поступает в емкость. Посредством датчика давления производится замер колебаний давления жидкости на выходе из компенсатора. Посредством запорного устройства 5 можно изменять расход жидкости, проходящей через компенсатор. Посредством запорного устройства 9 в гидросистеме устанавливалось необходимое рабочее давление.

Удалив из корпуса компенсатора демпфирующие элементы, аналогичным образом производится замер колебаний давления циркулирующей жидкости.

При разработке измерительной части стенда исходили из следующих положений. При работе бурильного инструмента возникают пульсации давления, и дискретные замеры давления через большие промежутки времени не могут характеризовать процесс, вследствие чего необходима значительная частота опроса давления в течение определенного периода времени.

Для осуществления регистрации измеряющегося во времени давления в гидросистеме лабораторного стенда необходимо, чтобы измерительная система датчика давления обладала малой инерционностью [6]. В противном случае она будет искажать измерения. Данному условию удовлетворяют тензометрические датчики, имеющие частоту собственных колебаний в пределах 330–1000 Гц.

Принцип работы тензометрических измерительных преобразователей давления заключается в изменении электрического сопротивления проводников, закрепленных на упругом элементе (мембране), в зависимости от их деформаций, вызванных давлением рабочей среды.

*Рис. 3 — Преобразователь давления измерительный ПДИ*

В отличие от аналоговых амплитудно-моделированных сигналов, цифровые передаются на значительные расстояния практически без помех. Помимо возможности передачи информации без помех, цифровые сигналы обладают и другими преимуществами перед аналоговыми: простота запоминания, удобство использования, возможность применения ЭВМ для обработки больших массивов информации [6]. Поэтому целесообразно преобразовывать аналоговые сигналы в цифровые как можно раньше.

Для регистрации изменения давления жидкости в процессе проведения лабораторных исследований были использованы датчики типа ПДИ-01 (рис. 3). В лабораторной установке использованы датчики с верхним пределом 16 МПа. Датчик подключался к компьютеру через шлюз передачи данных GW-485.01 (конвертер RS-232/RS-485), на котором запускается программа регистрации Manograph.

| Наименование параметра | Значение параметра |
|---|---|
| 1. Верхний предел измерений избыточного давления (ВПИ) | 16 МПа |
| 2. Пределы погрешности, % от верхнего предела измерений | ±0,25 |
| 3. Дискретность измерений (задается программно), с, не менее | 0,02 |
| 4. Выходной сигнал | Цифровой по интерфейсу RS-485 |
| 5. Параметры электропитания: | |
| - напряжение питания, В | 5-17 |
| - род тока | постоянный |
| - потребляемый ток, мА, не более | 5 |
| - потребляемая мощность, Вт, не более | 0,085 |
| 6. Параметры линии связи | контрольный |
| - тип кабеля | 4 |
| - количество жил | 1,5 |
| - сечение жилы, мм$^2$, не более | 25 |
| - сопротивление, Ом/ км, не более | 0,1 |
| - общая емкость, мкФ, не более | 0,4 |
| 7. Габаритные размеры, мм | 113x53 |
| 8. Масса, кг, не более | 0,2 |
| 9. Условия эксплуатации: | |
| - диапазон рабочих температур, °С | От минус 40 до 85 |
| - относительная влажность при 35 °С до, % с конденсацией влаги | 95 |

*Таб. 1 — Основные технические характеристики ПДИ-01-02*

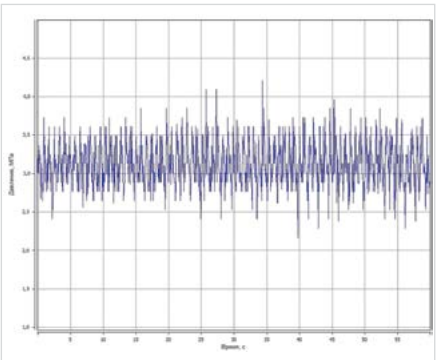


*Рис. 4 — График изменения давления при среднем давлении 3 МПа без компенсатора*

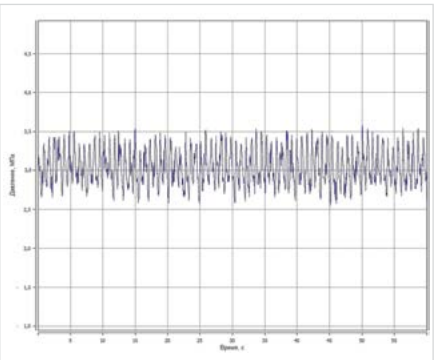


*Рис. 5 — График изменения давления при среднем давлении 3 МПа с компенсатором*

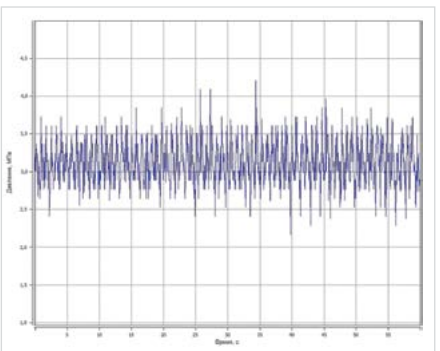


*Рис. 6 — График изменения давления при среднем давлении 5 МПа без компенсатора*

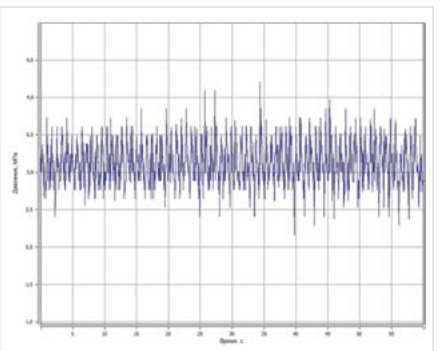


*Рис. 7 — График изменения давления при среднем давлении 5 МПа с компенсатором*

Технические характеристики использованного преобразователя давления представлены в таб. 1.

Передача информации внешнему устройству производится по протоколу Modbus через интерфейс RS-485. Основной задачей ЭВМ являются: преобразование, контроль, индикация, протоколирование рабочего процесса, управление и регулирование рабочим процессом.

В результате проведенных испытаний были получены графики изменений давления, представленные на рис. 4–7.

На рис. 4 показаны результаты замеров изменения давления в гидросистеме лабораторной установки при ее работе без ступеней гашения компенсатора при среднем давлении 3 МПа. Из рисунка видно, что размах амплитуды колебаний давления достигает 1,5 МПа и является значительной величиной. На рис. 5 представлен график изменения давления в гидросистеме с установленными в компенсатор ступенями гашения. Из графика видно, что при среднем давлении 3 МПа размах амплитуды колебаний давления достигает примерно 0,8 МПа.

Аналогичные результаты были получены при установлении давления в гидросистеме лабораторной установки 5 МПа (рис. 6, 7).

Таким образом, проведенные стендовые исследования гидромеханического компенсатора подтверждают его работоспособность. В частности, при установлении среднего давления 3 МПа и 5 МПа в гидросистеме возникают колебания давления жидкости с размахом амплитуд, достигающих 1,5 МПа и 2,5 МПа соответственно. При включении в лабораторный стенд гидромеханического компенсатора при аналогичных средних давления в гидросистеме размах амплитуд колебаний давления снизился приблизительно до 0,8 МПа и 1,5 МПа соответственно. Аналогичные результаты были получены и при установлении в гидросистеме других величин давления. Таким образом, установка забойного гидромеханического компенсатора в лабораторный стенд позволила снизить амплитуду колебаний давления жидкости практически в 2 раза, что говорит о высокой эффективности его работы.

**Итоги**

Показано, что буровой насос является источником интенсивных колебательных процессов при бурении скважин, величина коэффициента неравномерности давления промывочной жидкости достигает значения 0,5 и выше. Предложена конструкция забойного компенсатора, снижающего амплитуду колебаний давления промывочной жидкости.

**Выводы**

1. Для снижения негативного воздействия колебаний давления промывочной жидкости на процесс бурения скважины в работе предложена конструкция многоступенчатого забойного гидромеханического компенсатора, защищенная патентом.
2. Установка забойного гидромеханического компенсатора в лабораторный стенд позволяет снизить неравномерность давления промывочной жидкости практически в 2 раза.
3. Положительные результаты лабораторных испытаний разработанного устройства свидетельствуют о высокой эффективности его работы.

**Список литературы**


1. Басниев К.С., Кочина И.Н, Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416 с.
2. Миннивалеев Т.Н. Разработка компенсатора для защиты трубопроводов и оборудования от колебаний давления и гидроударов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. №4 (90) С. 164–168.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. М: Недра, 1985. 196 с.
4. Низамов Х.Н., Дербуков Е.И., Применко В.Н. Волновые процессы в гидросистеме закачки бурового раствора в пласт и способы их устранения // Нефтепромысловое дело. 1996. №11. С. 20–24.
5. Патент 2516734 РФ, МПК F16L 55/04. Компенсатор промывочной жидкости. Заявл. 28.01.2013. Опубл. 20.05.2014.
6. Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей: дис. докт. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2006. 266 с.
7. Шлык Ю.К. Повышение эффективности турбинного бурения путем улучшения характеристик турбобура и передачи забойной информации по механико-гидравлическому каналу связи: дис. докт. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2000. 237 с.


ENGLISH **DRILLING**

UDC 622.24

## Assessing the performance and efficiency of bottom hole hydro-mechanical compensator pressure fluctuations of the drilling mud on a laboratory bench


**Author:**

**Timur N. Minnivaleev** — Ph.D., associate professor; timxn@yandex.ru

Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Russian Frderation



**Abstract**

Circulation of drilling mud is provide by piston mud pumps, which are sources of non-uniform motion of fluid in the drill string. Oscillations of flow rate and pressure of washing liquid leads to increase agility drill bit, premature wear and malfunction of the bit; the leakage of the reservoir, and unstable operation of and failure of downhole motors, reducing component life of the pump; the discharge line is under high pressure because of the significant size fluctuations, leading to unforeseen negative consequences. The article presents the developed hydromechanical downhole compensator pressure fluctuations of the washing fluid that is installed in the bottomhole Assembly, describes the laboratory stand for testing and the results of its testing.

**Materials and methods**

In order to solve the tasks were used the basic laws of theoretical mechanics, fluid mechanics, analytical and experimental methods. Laboratory stand.

**Results**

It is shown that the mud pump is the source of intense oscillatory processes during drilling, the value of the irregularity factor of the pressure of the washing fluid reaches a value of 0.5 and above. The proposed design of the downhole compensator reduces the amplitude of pressure fluctuations of the washing liquid.

**Conclusions**

1. The design of multi-stage downhole hydraulic-mechanical compensator to reduce the negative impact of fluctuations in the pressure of flush liquid in the process of drilling a well is proposed. The developed design is protected by a patent.
2. Installation of downhole hydraulic-mechanical compensator in the laboratory stand allows to reduce the uneven pressure of the flushing liquid is almost 2 times.
3. Positive results of laboratory tests of the developed device showed high effectiveness of its work.



**Keywords**

well, mud pump, drilling fluid, the pressure fluctuations downhole hydraulic-mechanical compensator, bench research, amplitude, pressure sensor


**References**


1. Basniev K.S., Kochina I.N, Maksimov V.M. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground hydromechanics]. Moscow: *Nedra*, 1993, 416 p.
2. Minnivaleev T.N. *Razrabotka kompensatora dlya zashchity truboprovodov i oborudovaniya ot kolebaniy davleniya i gidroudarov* [Designing of the compensator for protecting pipelines and equipment from pressure fluctuation and hydraulic impacts]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2012, issue 4 (90), pp. 164–168.
3. Mirzadzhanzade A.Kh., Entov V.M. *Gidrodinamika v burenii* [Hydrodynamics in drilling]. Moscow: *Nedra*, 1985, 196 p.
4. Nizamov Kh.N., Derbukov E.I., Primenko V.N. *Volnovye protsessy v gidrosisteme zakachki burovogo rastvora v plast i sposoby ikh ustraneniya* [Wave processes in hydraulic pumping drilling mud into the formation and the ways of their elimination]. *Nefteprom yslovoe delo*, 1996, issue 11, pp. 20–24.
5. Patent 2516734 RF, MPK F16L 55/04. *Kompensator promyvochnoy zhidkosti* [Flush Water Compensator]. Declared 28.01.2013. Published 20.05.2014.
6. Khuzina L.B. *Povyshenie effektivnosti bureniya naklonnykh i gorizontal'nykh skvazhin s ispol'zovaniem kompleksa vibrousiliteley* [Improving the efficiency of drilling inclined and horizontal wells with the use of a complex of fibrosicistica]. Doctoral dissertation, Ufa: *UGNTU*, 2006, 266 p.
7. Shlyk Yu.K. *Povyshenie effektivnosti turbinnogo bureniya putem uluchsheniya kharakteristik turbobura i peredachi zaboynoy informatsii po mekhaniko-gidravlicheskomu kanalu svyazi* [improving the efficiency of turbine drilling by improving the characteristics of the turbodrill downhole and transmit information by mechanical-hydraulic method of communication]. Doctoral dissertation, Ufa: *UGNTU*, 2000, 237 p.

Традиции. Качество. Инжиниринг. Инновации.

# СокТрейд
Инженерные Системы

## Производство боксов приборных под зарегистрированной маркой Diabox™

СПЕ/SPE ДИАБОКС™ за счёт его диагонального деления, особенно удобен для установки на дне или на задней стенке.

### ОСОБЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

- Согласованные принадлежности, клапанные блоки и элементы обогрева для модельного ряда СПЕ/SPE ДИАБОКС™, позволяют производить целый ряд стандартных исполнений «СЕЙФ ЛИНКи» и реализовать монтажные варианты индивидуально для каждого случая применения.
- Разнообразие монтажных систем.

## Производство клеммных коробок взрывозащищенных типа СТК

Коробки взрывозащищенные СТК предназначены для распределения электроэнергии в сетях электроснабжения, освещения, обогрева, управления, использования в искробезопасных цепях, установки устройств управления и индикаторов.

### ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Потенциально взрывоопасные зоны помещений и наружных установок в соответствии с маркировкой взрывозащиты и нормативными документами регламентирующими условия применения оборудования во взрывоопасных зонах.

## Интегрированные анализаторные комплексы – поточные анализаторы

Поточные анализаторы применются для автоматизации контроля и управления технологическими процессами, позволяют снизить стоимость эксплуатации установки.

### ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

- Поточные анализаторы физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов.
- Анализаторы температурных характеристик нефти и нефтепродуктов.
- Анализаторы примесей в нефти и нефтепродуктах.
- Анализаторы качества воды.

8-800-5550730
(БЕСПЛАТНО ПО РОССИИ)
info@soctrade.ru
www.soctrade.ru

# ЛИЗИНГ СПЕЦТЕХНИКИ И НЕФТЯНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

## НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ПОЗВОЛЯЕТ НАМ ЧЕТКО ПОНИМАТЬ ПОТРЕБНОСТИ ВСЕХ УЧАСТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мы разработали специальные финансовые продукты,
способные удовлетворить множество специфических задач:

- При выполнении работ по строительству нефтегазовых объектов
- При выполнении работ по бурению и исследованию скважин
- При выполнении работ по подъему жидкости из скважины
- При текущем и капитальном ремонте скважин

## ФАКТОРИНГ ДЛЯ ПОДРЯДЧИКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

### ПРОБЛЕМА

Российские строительные и сервисные компании часто сталкиваются с ситуацией, когда, выиграв тендер у крупной нефтегазовой компании на подрядные работы, по условиям тендера они получают оплату со значительной отсрочкой. Несмотря на это тендером предусмотрен жесткий график выполнения работ, для которых необходима специализированная техника.

### РЕШЕНИЕ ОТ ООО «СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ»

ООО «СЛК» предлагает строительным и сервисным компаниям нефтегазового сектора финансовый продукт, благодаря которому Вы сможете приобрести необходимую Вам технику, не отвлекая собственные средства.

При этом, под гарантию подрядного договора, мы готовы финансировать с авансом, равным 0%.

**СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ**

**18 лет на рынке!**

Для получения подробной консультации по финансовым услугам обращайтесь в наш Единый информационный центр:

**+7 499 576 57 78 • 8 800 100 32 44**

**www.oooslk.ru**

УДК 622.276

# Определение дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения

**А.В. Насыбуллин**
д.т.н., начальник отдела РИТ и МПС
arslan@tatnipi.ru

**В.Ф. Войкин**
инженер отдела РИТ и МПС
vadim_voykin@tatnipi.ru

«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

**В данной статье приведен анализ комплексного потенциала течения при пятиточечной системе закачки с одной трещиной бесконечной проводимости. Авторами статьи разработан программный модуль на MatLab для гидродинамических расчетов выведенных уравнений. В частности программы, разработанные авторами статьи можно использовать для более глубокого понимания процессов площадного заводнения с помощью комплексного потенциала течения.**

**Материалы и методы**
Гидродинамические расчеты.

**Ключевые слова**
комплексный потенциал течения, установившийся приток жидкости, горизонтальная скважина, длина горизонтального ствола

В связи с тем, что большинство нефтяных месторождений Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки, наблюдается сложная структура остаточных запасов. Она характеризуется сосредоточением нефти в прикровельной части пласта, зонах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, недренируемых участках. Вовлечение таких запасов в разработку путем создания больших градиентов давления приводит, как правило, к опережающему обводнению скважин за счет образования водяного конуса. Поэтому в данных условиях широко применяется метод горизонтального бурения, позволяющий обеспечить большую зону контакта с пластом, высокую продуктивность скважин и высокие дебиты при небольших депрессиях. При проектировании месторождений с применением вертикальных и горизонтальных скважин существует необходимость создания систем разработки, а, следовательно, методик расчета производительности этих систем аналитически или численно. Численный расчет реализован в широко применяющихся в отрасли гидродинамических моделях [1]. Однако, применение комплексного потенциала течения для горизонтальных скважин до сих пор актуально. Это позволяет сократить количество вариантов при расчете на гидродинамических моделях. Уравнения притока к одиночной горизонтальной скважине рассматривались многими исследователями [2–5].

Площадная закачка наиболее полно освещена в трудах М. Маскета, Р.Т. Фазлыева. Изучением комплексного потенциала течения в трещиноватых пластах занимались такие ученые, как В.П. Пилатовский, Р.Т. Фазлыев, И.М. Абдурахманов.

В работе [6] Р.Т. Фазлыев исследовал фильтрацию однородной несжимаемой жидкости в изотропном пласте, вскрытом системой скважин площадного заводнения. На основе методов теории функции комплексного переменного, в частности, свойств эллиптических функций Якоби и Вейерштрасса, получено решение гидродинамической задачи по определению характеристик фильтрационного потока в прямоугольном элементе площадного заводнения, вскрытом произвольным конечным числом эксплуатационных и нагнетательных скважин (рис. 1).

В работе Р.Т. Фазлыева приведено следующее уравнение комплексного потенциала течения при площадной системе закачки:

$$F(z) = \sum_{n=1}^{N} \frac{q_n}{2\pi}\left[\ln \sin \frac{\pi(z - z_n)}{2a} + \sum_{v=1}^{\infty} \ln\{\gamma_{nv}\tau_{nv}\}\right] + Cz + D$$

$$\gamma_{nv} = 1 - h^{2v} \exp\left[\frac{\pi i(z - z_n)}{a}\right] \qquad (1)$$

$$\tau_{nv} = 1 - h^{2v} \exp\left[-\frac{\pi i(z - z_n)}{a}\right]$$

$$h = \exp\left(-\frac{\pi d}{a}\right)$$

$$C = \frac{-i\sum_{n=1}^{N} q_n Im\, z_n}{4ad}$$

В [7] В.П. Пилатовский привел работу прямолинейной макротрещины в поступательном потоке (рис. 2). Для оси трещины Г

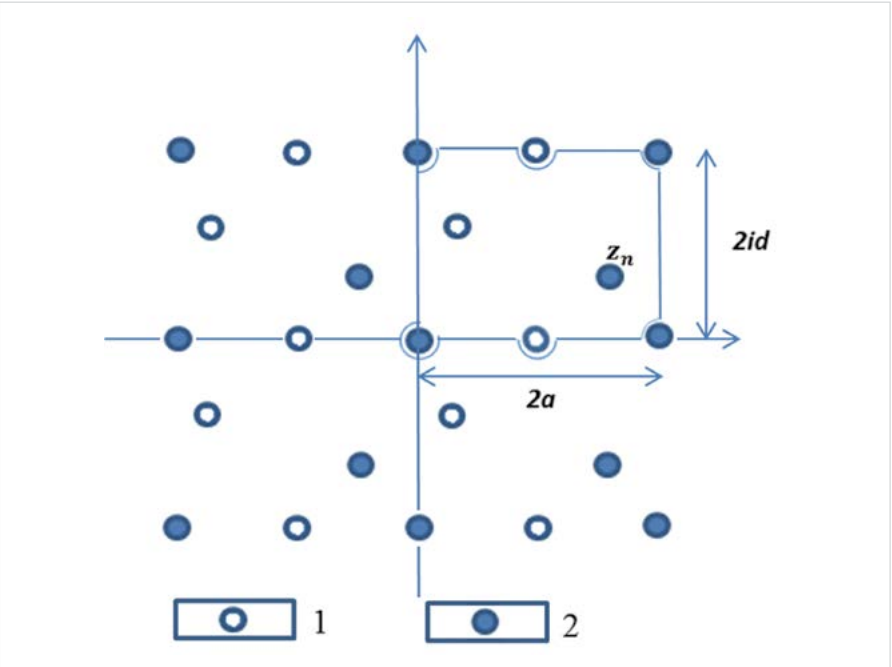



*Рис. 1 — Параллелограм периодов двоякопериодического течения жидкости: 1 — нагнетательная скважина; 2 — эксплуатационная скважина*

раскрытие трещины определяется по параболическому закону:

$$h=h_0\,(1-s^2)\ (|s|<1) \qquad (2)$$

где $h$ — раскрытие трещины.

$$\zeta=d+e^{i\beta}\,Ls\ (|s|<1) \qquad (3)$$

и комплексного потенциала течения

$$F(z)=A\ lnz \qquad (4)$$

автором книги было получено следующее уравнение

$$W(z) = A\ln z - \frac{w_0(z-d)}{\pi z_0} + \frac{w_0}{2\pi}\left[1-\frac{(z-d)^2}{z_0^2}\right]\ln\frac{z-d-z_0}{z-d+z_0} + C \qquad (5)$$

где $\delta_0$ — проницаемость в середине трещины.

Известная формула М. Маскета [8] для дебита пятиточечной системы площадного заводнения при квадратной сетке скважин имеет вид:

$$Q = \frac{\pi kh}{\mu}\frac{\Delta P}{\ln\frac{c}{r} - 0{,}6188} \qquad (6)$$

Результаты работ М. Маскета показали полное совпадение с работами Р.Т. Фазлыева, что доказывает ценность работ Р.Т. Фазлыева по изучениею комплексного потенциала течения через функции Вейерштрасса.

Использовав уравнения представленные в работах Р.Т. Фазлыева, а также разработки, проведенные В.П. Пилатовским с трещинами бесконечной проводимости, можно получить комплексный потенциал течения площадной системы закачки с конечным числом горизонтальных скважин.

В качестве примера авторами статьи разработан комплексный потенциал течения для пятиточечной системы закачки с одной горизонтальной скважиной (рис. 3).

Приняв угол $\beta=0$, полученное уравнение можно представить в следующем виде:

$$W(z) = F(z) - \frac{2w_0 z}{\pi L} + \frac{w_0}{2\pi}\left(\left(1-\left(\frac{2z}{L}\right)^2\right)\log\frac{\left(z-\frac{L}{2}\right)}{\left(z+\frac{L}{2}\right)}\right) \qquad (7)$$

$$w_0 = \frac{\pi Re\left(F'(r)\right)}{2}$$

$F(z)$ берется из формулы (1).

Используя уравнения, приведенные ниже, можно найти давление в любой точке месторождения:

$$W(z)=\varphi+i\psi$$
$$\varphi=-(kP/\mu) \qquad (8)$$

Для определения дебита используется разница в давлениях между добывающей скважиной с № 0 из (рис. 3) и ближайшей к ней нагнетательной скважиной. Очевидно, что такие вычисления представляют определенные трудности, поэтому авторами статьи разработан программный модуль на языке MatLab. Для облегчения сравнения и анализа полученных формул, пример оформлен как в статье [9].

*Пример.* Сравниваются формула М. Маскета для пятиточечной системы площадного заводнения, уравнение (1) и уравнение (7). Требуется определить дебит добывающей скважины, если известно, что забойное давление добывающих скважин — 8 Мпа, нагнетательных — 10 МПа, вязкость — 5 мПа•с, проницаемость — 0,1 мкм², радиусы скважин — 0,05 м, стороны элемента заводнения — 600 м, длина горизонтальной скважины — 500 м. Подставив соответствующие значения в выражения, находим, что формула М. Маскета дает следующий результат 149,12 м³/сут; для уравнения (1) 149,09 м³/сут; для уравнения (7) 160,5 м³/сут.

Пример, представленный выше, показывает возможность совместного использования трудов Р. Т. Фазлыева и В. П. Пилатовского для определения комплексного потенциала течения горизонтальных скважин при площадных системах закачки.

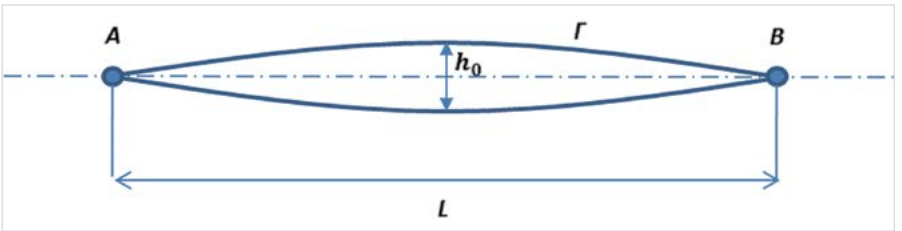



*Рис. 2 — Раскрытие трещины h*

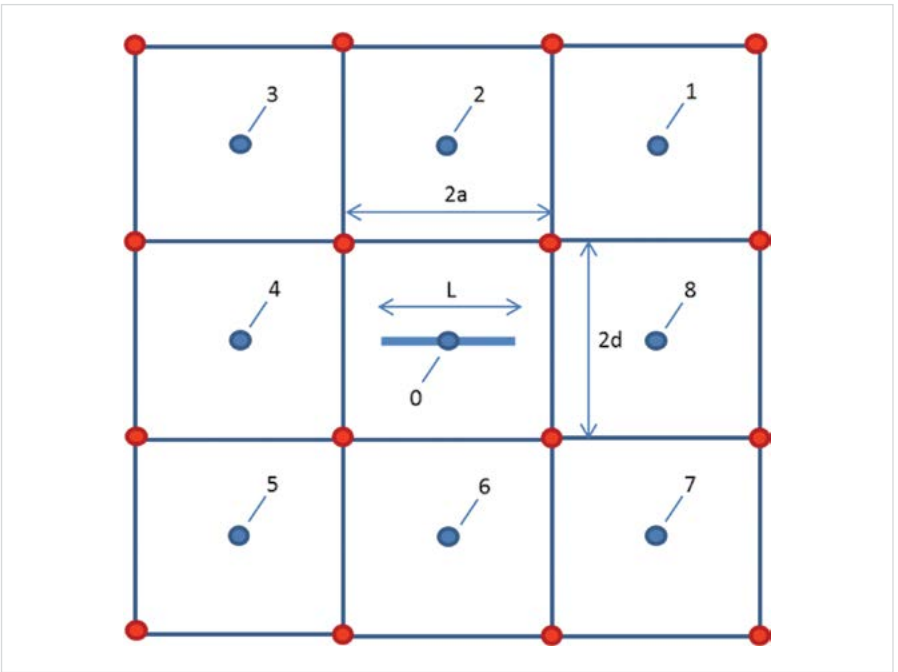



*Рис. 3 — Горизонтальная скважина в пятиточечной системе*

**Итоги**

Получен комплексный потенциал течения площадной системы закачки с одной горизонтальной скважиной для пятиточечной системы заводнения.

**Выводы**

Исследования, проведенные авторами статьи, могут быть использованы как доказательство актуальности использования трещин бесконечной проводимости при моделировании площадных систем закачки с горизонтальными скважинами.

**Список литературы**


1. Хисамов Р.С., Насыбуллин А.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2008. 255 с.
2. Борисов Ю П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных и газовых месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Недра, 1964. 320 с.
3. Sada D., Josh, S.D. Horizontal wells technology. Tulsa. Oklahoma. Pennwell publishing company, 1991, 535 p.
4. Renard G.I., Dupuy J.M. Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells technology. Paper SPE, Feb. 1990.
5. Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В., Васильев В.В., Астахова А.Н. Управление моделью установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. № 6. С. 27–32.
6. Фазлыев Р.Т. Площадное заводнение нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 256 с.
7. Пилатовский В. П. Основы гидромеханики тонкого пласта. М.: Недра, 1966. 320 с.
8. Muskat M. The flow of homogeneous fluids through porous media. Ann Arbor, Mich., J. W. Edwards, In., 1946, 763 p.
9. Насыбуллин А.В., Войкин В.Ф. К определению дебита горизонтальной скважины на установившемся режиме в элементе заводнения // Георесурсы. 2015. №4(63). С. 36–38.

# The determination of the flow rate of horizontal wells at steady state in the flooding

UDC 622.276

**Authors:**
**Arslan V. Nasybullin** — Ph. D., department head of RIT and the IPU; arslan@tatnipi.ru
**Vadim F. Voykin** — engineer of RIT and the IPU; vadim_voykin@tatnipi.ru

"TatNIPIneft" JSC "Tatneft" named after V.D. Shashin, Bugulma, Russian Federation

**Abstract**
This article provides analysis of the complex potential of the flow at the five-point injection system with a single infinite fracture conductivity. The authors developed a software module in MatLab for the hydrodynamics equations is derived. In particular the program developed by the authors can be used for a deeper understanding of the processes of areal flooding with the complex potential of the flow.

**Materials and methods**
Hydrodynamic calculations.

**Results**
The complex potential of the flow area of the injection system with a horizontal bore for the five-point waterflood.

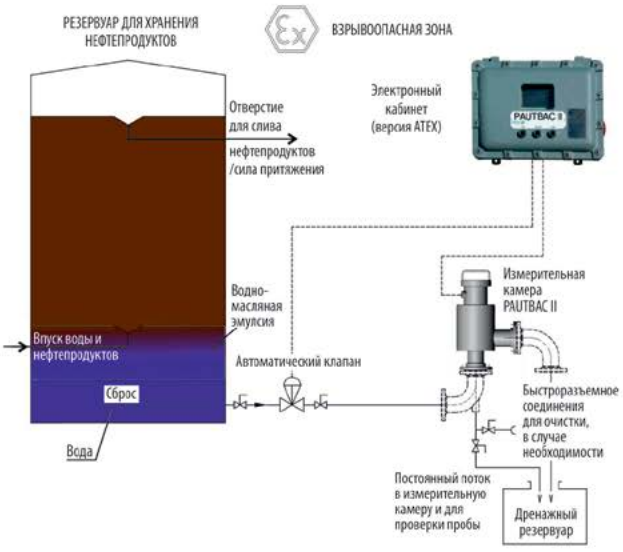
**Conclusions**
Research conducted by the authors, can be used as evidence of the relevance of the use of infinite conductivity fractures when modeling areal systems of injection with horizontal wells. Using the equations presented in the works of R. T. Fazlyev and development conducted by V. P. Pilachowski cracked infinite conductivity, it is possible to obtain the complex potential of the flow area of the injection system with a finite number of horizontal wells.
As an example, the authors have developed a complex potential of the flow for the five-point system with one horizontal injection well.

**Keywords**
the complex potential of the flow,
the established flow of liquid,
a horizontal well,
the horizontal length of the barrel

**References**
1. Khisamov R.S., Nasybullin A.V. *Modelirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Simulation of oilfield's development]. Moscow: *VNIIOENG*, 2008, 255 p.
2. Borisov Yu.P., Pilatovskiy V.P., Tabakov V.P. *Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy gorizontal'nymi i mnogozaboynymi skvazhinami* [The development of oil and gas fields by horizontal and multihole wells]. Moscow: *Nedra*, 1964, 320 p.
3. Sada D., Josh, S.D. Horizontal wells technology. Tulsa. Oklahoma. Pennwell publishing company, 1991, 535 p.
4. Renard G.I., Dupuy J.M. Influence of formation damage on the flow efficiency of horizontal wells technology. Paper SPE, Feb. 1990.
5. Nasybullin A.V., Lifant'ev A.V., Vasil'ev V.V., Astakhova A.N. *Upravlenie model'yu ustanovivshegosya pritoka zhidkosti k gorizontal'noy skvazhine i treshchine beskonechnoy provodimosti* [Controlling over the model of liquid stable inflow towards a horizontal well and a crack of endless conductivity]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, 2014, issue 6, pp. 27–32.
7. Fazlyev R.T. *Ploshchadnoe zavodnenie neftyanykh mestorozhdeniy* [Waterflooding of oilfields]. Moscow: *Nedra*, 1979. 256 c.
8. Muskat M. The flow of homogeneous fluids through porous media. Ann Arbor, Mich., J. W. Edwards, In., 1946, 763 p.
9. Nasybullin A.V., Voykin V.F. *K opredeleniyu debita gorizontal'noy skvazhiny na ustanovivshemsya rezhime v elemente zavodneniya* [Definition of production rate in a horizontal well at steady mode in the object of flooding]. Georesources, 2015, issue 4(63), pp. 36–38.

PAUTBAC II
СЛИВ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ

SERES environnement




Система автоматического слива подтоварной воды Pautbac II.

Взрывозащищенное исполнение.

Установка на действующий резервуар без остановки технологического процесса.

Работает с любым типом нефтепродукта.

Система позволяет:

- сократить потери нефтепродуктов;
- полностью исключить влияние человеческого фактора;
- защитить резервуар от бактерий и коррозии;
- значительно снизить нагрузку на очистные системы;
- оптимизировать вместимость резервуара;
- повысить уровень безопасности.

АРД Групп

ООО «АРД Групп»
г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

УДК 622.276

# Исследование влияния нестационарного двухфазного притока на обводнение горизонтальных скважин с МГРП

**Н.В. Шупик**
соискатель
scann500@gmail.com

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), Москва, Россия

**В статье сделана попытка анализа наблюдаемых особенностей обводнения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом (МГРП) при нестационарном двухфазном притоке в низкопроницаемых недонасыщенных нефтяных пластах Западной Сибири на основе гидродинамического моделирования. Созданы фильтрационные модели, расчеты на которых показывают, каким образом интегральная динамика обводненности скважин по стволу и трещинам гидроразрыва меняется в зависимости от комплекса параметров, таких как: тип скважины (наклонно-направленная с гидроразрывом, горизонтальная, горизонтальная с МГРП); тип интенсификации притока; количество трещин, технология их создания, определяющие параметры трещин прискважинной зоны; свойства, объемы и тип дренируемых областей; стадия эксплуатации скважин и технологические режимы; свойства флюидов и динамические изменения относительных фазовых проницаемостей в смеси.**

**Материалы и методы**
Моделирование в апробированном пакете гидродинамического моделирования с корректным расчетом потоков при массовом применении ГРП на примере типового участка реальной залежи с неоднородным коллектором в юрских отложениях Западной Сибири.

**Ключевые слова**
обводнение скважин,
многостадийный гидроразрыв,
низкопроницаемый коллектор,
недонасыщенный коллектор,
трудноизвлекаемые запасы,
интенсивные системы разработки,
нестационарные процессы

**Введение**

Пласты юрских отложений Западной Сибири характеризуются сложным строением и ухудшенными свойствами. На пластах данного типа формально отсутствует как таковая подстилающая подошвенная вода, пласты монолитные толщиной около 10 м с регрессивным типом свойств, переходящих в глину ниже уровня ВНК. Причины обводнения скважин различного типа на юрских отложениях Западной Сибири в зонах отсутствия явной подстилающей воды на данный момент окончательно не выяснены. Существуют различные рабочии версии, которые закладываются при адаптации в фильтрационные модели: перетоки с нижележащего водоносного пласта по трещинам с неограниченным ростом трещин гидроразрыва вниз, трещинообразование от нагнетательных скважин, списание запасов, нефизичные фазовые проницаемости по воде, капиллярные эффекты [1–2], эффекты нестационарной фильтрации и др.

Анализ причин обводнения высокотехнологичных дорогостоящих скважин, интенсивно дренирующих большие объемы коллектора высокими темпами, по сравнению с наклонно-направленными скважинами, будет способствовать совершенствованию применяемых технологических решений [3] на основе понимания происходящих явлений фильтрации и особенностей притоков смеси флюидов из пласта к скважинам, в том числе поможет повысить качество проектирования систем разработки в низкопроницаемых пластах на основе скважин различного типа.

В недонасыщенных по нефти областях коллектора нефть начинает двигаться медленнее, чем при предельном нефтенасыщении. И чем ниже нефтенасыщенность, тем выше обводненность продукции скважин. Чем выше скорость фильтрации при неустановившемся режиме, тем выше обводненность продукции скважины. Чем больше трещин дренируют недонасыщенные пропластки при регрессивном типе разреза в монолитном пласте, тем выше интегральная обводненность продукции всей скважины. Влияние суммарного баланса фазовых проницаемостей и проскальзывания воды при усилении технологических режимов горизонтальных скважин с МГРП во время дренирования при определенных геолого-технологических условиях особым образом сказывается на обводненности продукции добывающих горизонтальных скважин с МГРП.

**Анализ наблюдаемых особенностей обводнения скважин**

По результатам геолого-промыслового анализа выявляются различные характерные типы поведения обводненности продукции горизонтальных скважин с МГРП на юрских отложениях и наклонно-направленных скважин с ГРП на линзовидных и слоистых Ачимовских толщах.

1. Сущность первого типа состоит в том, что горизонтальные скважины с МГРП при запуске в работу в начальный, наиболее активный период могут при определенных условиях иметь более высокую входную обводненность, снижающуюся при выходе эксплуатации скважины на установившийся режим (рис. 1).
2. При системах разработки с чередованием рядов добывающих наклонно-направленных скважин (ННС) с ГРП и рядов ГС с МГРП могут устанавливаться разные уровни обводненности в зависимости от типа скважин. По рядам добывающих ННС уровень обводненности устанавливается ниже — около значений 0,2 д. ед. (зоны без заливки на рис. 2), а для рядов ГС с МГРП выше — на уровне 0,4 д. ед. (зоны с заливкой на рис. 2), и почему в начальный высокопроизводительный период работы горизонтальной скважины с МГРП наблюдается более значительный выход воды (рис. 2). Данная проблема по определению источника обводнения горизонтальных скважин с МГРП возникла при адаптации показателей работы скважин различного типа в секторной модели участка одного из объектов к реальным промысловым данным.
3. В Ачимовских линзовидных и слоистых пластах наблюдается тип обводнения, как разновидность первого типа, когда динамика обводненности пилообразная и коррелирует с таким же поведением дебитов — в данном случае, вероятно, не в связи с процессами фильтрации при трещинообразовании. Показатели обводненности длительно держатся на низких уровнях без языкового обводнения, при этом в геолого-технологических моделях наблюдаются значительные объемы неколлектора и отсутствие возможности воспроизведения энергетики и дебитов жидкости, то есть в моделях линзы или пропластки значительно изолированы. Фактические дебиты жидкости выше, чем можно рассчитать для изолированных линз классическими аналитическими и численными способами при выявленных геологических свойствах модели.
4. Также отдельным наиболее резким типом обводнения служит обводнение от нагнетаемой воды и приход воды в трещины ГС МГРП или стволы РГС. Моделирование прихода закачиваемой воды в ствол разветвленной скважины может быть осуществлено с помощью ГРП на нагнетательной скважине с направлением трещин в сторону стволов РГС, при этом в динамике обводненности РГС будут наблюдаться резкие пики с возможной синхронизацией временных рядов технологических показателей влияющей и реагирующей скважин при учете количества стволов РГС.

**Воспроизведение особенностей процессов обводнения при помощи фильтрационного моделирования**

Рассмотрим далее воспроизведение процессов обводнения первого и второго типа горизонтальных скважин с МГРП посредством фильтрационного моделирования на секторной модели фактического участка одного из пластов юрских отложений Западной Сибири.

**Описание объекта и модели**

Гидродинамические расчеты проведены в программном комплексе гидродинамического моделирования RFD tNavigator [4].

Участок секторного моделирования представлен юрскими отложениями Западно-Сибирской низменности. Расположен в зоне понижения структурных поверхностей. Фильтрационно-емкостные свойства неоднородные и характеризуются значениями эффективной проницаемости от 4 мД у кровли коллектора, переходя в глину к подошве. Начальная нефтенасыщенность в долях эффективной пористости около 0,8 д. ед. у кровли и снижается до уровня остаточной нефтенасыщенности к подошве. Участок пласта практически монолитный. Свойства пластовых флюидов (PVT-свойства) в модели заданы в соответствии с утвержденными для объекта параметрами. В таб. 1 приведены основные физико-химические свойства пласта и флюидов.

**Анализ влияния двухфазного притока на обводнение вдоль вертикальной составляющей трещин МГРП**

Горизонтальная скважина длиной около 500 м с четырьмя поперечными трещинами через всю толщину низкопроницаемого пласта с регрессивным типом разреза, переходящим в глину в зоне ниже уровня водонефтяного контакта, с длиной полукрыла около 80 м. Представим далее характеристику поведения обводненности данной добывающей горизонтальной скважины W1, при этом вопрос качества фактического ограничения трещин МГРП по высоте не берется во внимание.

Проведем анализ обводнения трещин на основе виртуальных перфораций фильтрационной модели. Рис. 3–5 демонстрируют снизу вверх пропорциональность притока по фазам воды и нефти для трех уровней недонасыщения в регрессивном типе разреза толщиной около 10 м.

Проницаемость изменяется от 10 мД у кровли выделенного коллектора данной геологической модели до 1 мД у подошвы при снижающейся нефтенасыщенности к подошве до уровня остаточной, то есть трещины скважины пересекают слои модели с нефтенасыщенностью в зоне минимальной подвижности смеси нефти и воды по фазовым проницаемостям. При этом типы пропорций дебитов разделились на основе виртуальных перфораций на три приближенно равные группы: снизу профиля трещины больше приток водной фазы, особенно в активный период, в средних пропластках приток равнофазной смеси, в верхних более значителен приток нефтяной составляющей потока смеси. При этом в активный начальный период эксплуатации скважин более подвижная нефтяная фаза также больше проскальзывает, но в сумме в начальный период на данной

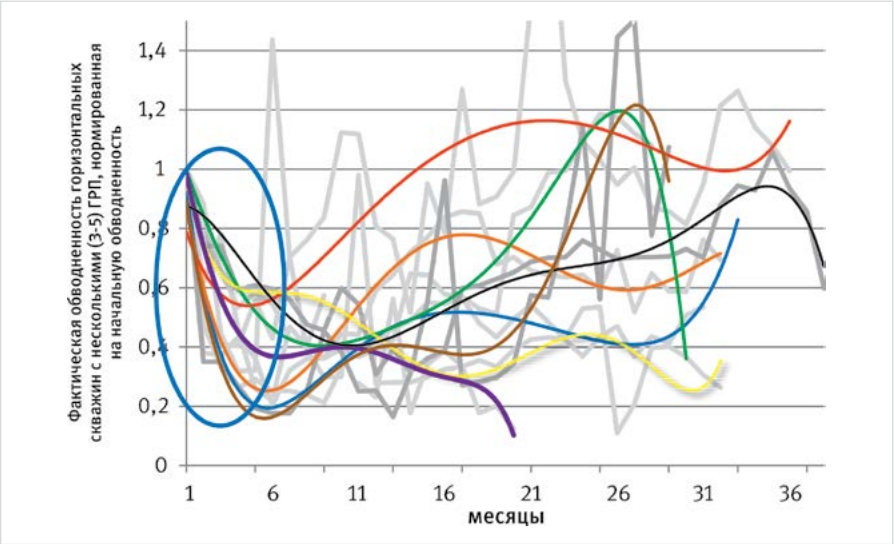



*Рис. 1 — Полиномиальные тренды фактических обводненностей горизонтальных скважин с МГРП, нормированных на начальную точку*

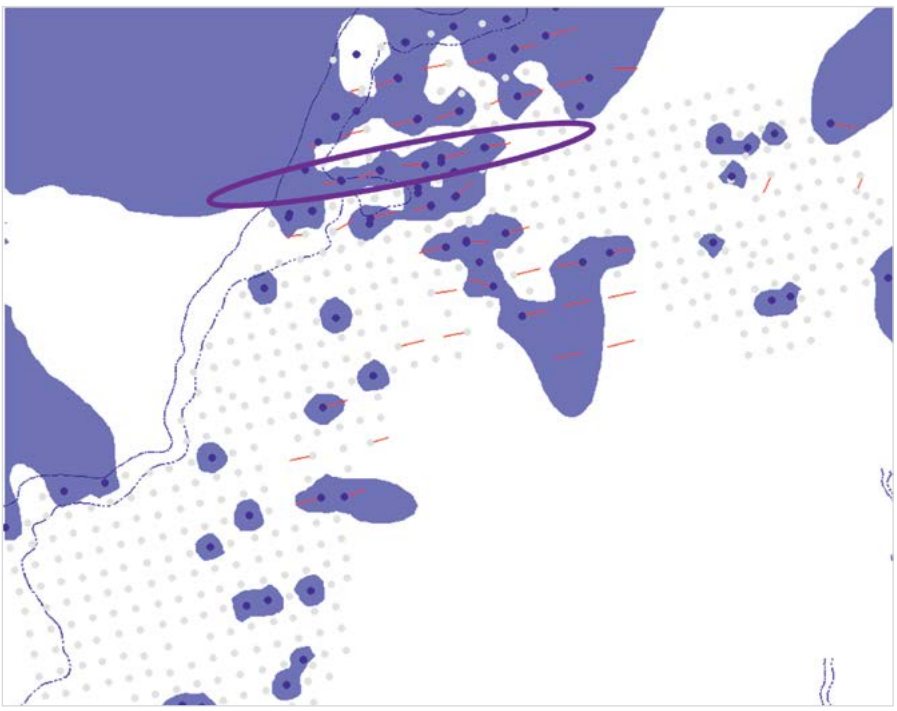


*Рис. 2 — Группировка уровней входной обводненности по типу скважин*

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Пластовая температура, °C | 96 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³ | 835 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³ | 759 |
| Среднее давление насыщения, Бар | 103 |
| Газосодержание, м³/т | 84 |
| Объемный коэффициент нефти, д. ед. | 1.205 |
| Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м³ | 1015 |
| Плотность воды в пластовых условиях, кг/м³ | 986 |
| Коэффициент сжимаемости воды, 1/ГПа | 0.489 |
| Начальное пластовое давление, Бар | 260 |
| Эффективная проницаемость, мД (средняя/мин.-макс.) | 2.5/0–24 |
| Средняя эффективная пористость, д. ед. (средняя/мин.-макс.) | 0.12/0.06–0.18 |
| Средняя начальная нефтенасыщенность (в долях эффективной пористости), д. ед. (средняя/мин.-макс.) | 0.76/0.40–0.86 |

*Таб. 1 — Основные физико-химические свойства флюидов и пласта $ЮВ_1$*

скважине обводненность повышается при данном соотношении переменных пласта и технологических режимов.

При регрессивном типе разреза с нисходящими к подошве свойствами пласта по виртуальным перфорациям низа трещины МГРП (ячейки 96,46,41 –96,46,49) дебит воды выше дебита нефти. Наблюдаем проскальзывание более подвижной водной фазы в виде увеличения пропорции в период фильтрационной активизации (рис. 3).

По виртуальным перфорациям середины трещины МГРП (96,46,28 – 96,46,40) дебит воды приближенно равен дебиту нефти. Наблюдаем относительно равные пропорции дебитов фаз в области минимума функции подвижности смеси при равнозначных вязкостях, то есть при равных подвижностях фаз приток в нестационарный период пропорционален (рис. 4).

По виртуальным перфорациям верха трещины МГРП (96,46,18 – 96,46,28) дебит воды меньше дебита нефти. Наблюдаем проскальзывание более подвижной нефтяной фазы в начальный период интенсивного отбора (рис. 5).

Таким образом, в суммарных технологических показателях будет проявляться большая обводненность в начальный период. На ННС с обводненностью происходит то же самое, но значительно меньше сказывается в абсолютном выражении.

Рассмотрим далее поведение обводненности другой горизонтальной скважины с МГРП W2 по первому и второму типу обводнения совместно. Обводненность горизонтальных добывающих скважин с МГРП в монолитном пласте регрессивного типа разреза с понижением свойств к подошве выше в начальный неустановившийся период, соответственно поведению дебитов. Далее она снижается и устанавливается на более высоком уровне, чем обводненность тех же скважин без МГРП. То есть из области трещин, пересекающих наиболее недонасыщенные пропластки, поступает большее количество воды в продукцию горизонтальных добывающих скважин по анализу работы виртуальных перфораций, относящихся к области трещин МГРП добывающих горизонтальных скважин фильтрационной модели.

Далее в случае скважины с более интенсивным темпом обводнения сравнительный анализ динамики обводнения горизонтальных скважин по фильтрационной модели показывает более динамично нарастающий темп обводнения при наличии нескольких поперечных трещин гидроразрыва.

Проведем оценку влияния по диапазону неопределенностей алгоритмов расчета притока к трещинам МГРП на проектирование технологических показателей обводненности. Рассмотрим поведение обводненности скважины W4, представленной на рис. 6. Проведены два расчета с МГРП в симуляторах с различными алгоритмами расчета притока к трещинам гидроразрыва. Расчеты близки по значениям обводненности, за исключением начального неустановившегося периода. Также в одном из симуляторов проведен расчет без МГРП, который показал различные уровни и темпы обводнения горизонтальной скважины по сравнению с расчетами с несколькими поперечными трещинами на всю толщину пласта. При этом обводненность неустановившегося периода также немного отличается от установившегося периода. То есть на обводненность скважин влияют в том числе и технологические режимы эксплуатации.

**Характеристика обводнения ГС с МГРП при распределении потоков в плане**

Проанализируем далее неравномерность характера обводнения по трещинам при взаимодействии трещин между собой по площади на примере характеристики притока к трещинам горизонтальной скважины с МГРП W5 и ННС с ГРП.

Расчёт в симуляторе показывает, что к перфорациям между трещинами приток

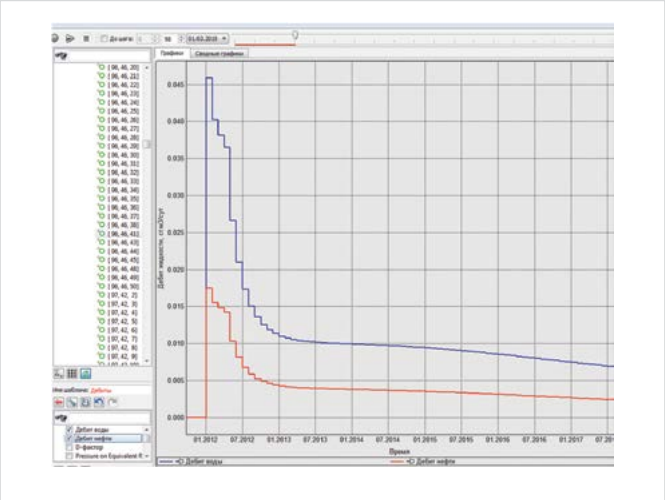


*Рис. 3 — Превышение пропорции дебита более подвижной водной фазы из нижних слоев трещины*

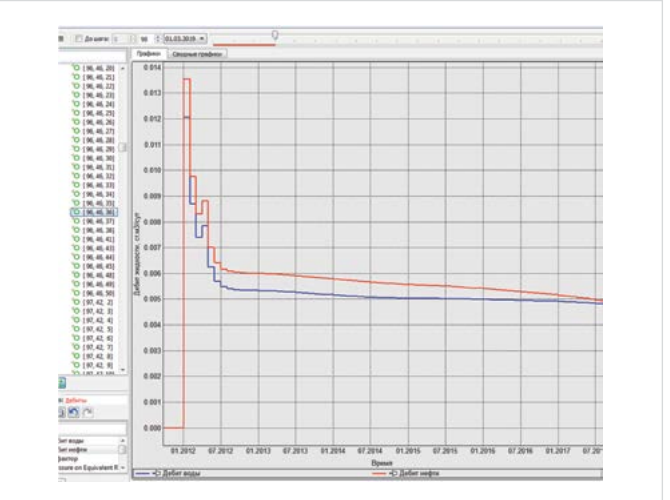


*Рис. 4 — Пропорции дебитов воды и нефти из средних слоев притока в трещину при равных скоростях фаз*

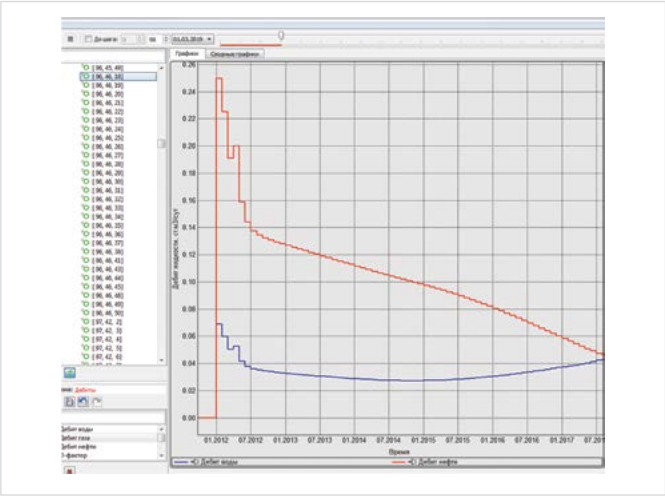


*Рис. 5 — Пропорции дебитов воды и нефти из верхних слоев притока в трещину*

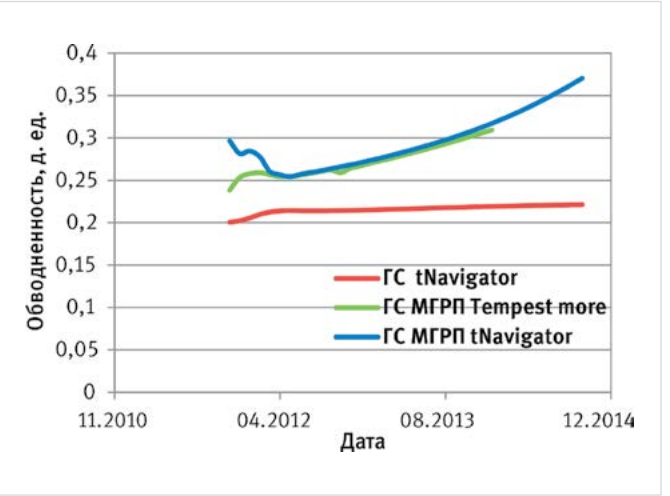



*Рис. 6 — Различия динамики обводненности горизонтальной скважины W4 с МГРП и без МГРП в расчетах на различных симуляторах*

незначителен из-за искривления линий тока, поэтому расчеты с перфорацией ствола между трещинами и без практически идентичны.

Течение флюида к скважинам в общем виде можно представить так:

1.1. Вертикальная / наклонно-направленная скважина без ГРП — весь приток направлен только к перфорациям.

1.2. Горизонтальная скважина без ГРП — весь приток направлен только к перфорациям.

2.1. Вертикальная / наклонно-направленная скважина с ГРП — основной приток направлен к трещине (к виртуальным перфорациям), часть притока направлена к реальным перфорациям, т.к. к ним есть доступ. Пропорции добычи по перфорациям по отношению к Kh сохраняются.

2.2. Горизонтальная скважина с МГРП — в том участке, где трещин нет, приток направлен к перфорациям — соотношение добычи и Kh сохраняется. В том участке, где есть ГРП, вся перфорация окружена трещинами — основной приток идёт к трещинам, а в перфорации практически ничего не приходит (к ней нет доступа). Из-за этого соотношение добычи и Kh здесь меняется, однако закономерность сохраняется — Kh больше, приток тоже больше.

Схематичная иллюстрация пунктов 2.1. и 2.2. — на рис. 7, где красные стрелки отражают приток к трещине, чёрные — к перфорации.

Крылья трещин работают сильнее там, где нет интерференции между трещинами (рис. 8), поэтому следует ожидать и различного поведения обводненности по различным трещинам и вдоль них самих, а также при различных расстояниях между трещинами и взаимодействии делящихся областей потоков. Количество расчетных ячеек между трещинами также мало в данных типах сетки и требует оценки.

Таким образом, объясняется практическое отсутствие различий в расчетах между перфорированными и неперфорированными участками горизонтальной скважины между трещинами. А эффективность работы трещин по расчетам на основе данного типа притока при близком их расположении снижается в связи с интерференцией, ослаблением и разделением на области дренирования разнонаправленных потоков (рис. 8).

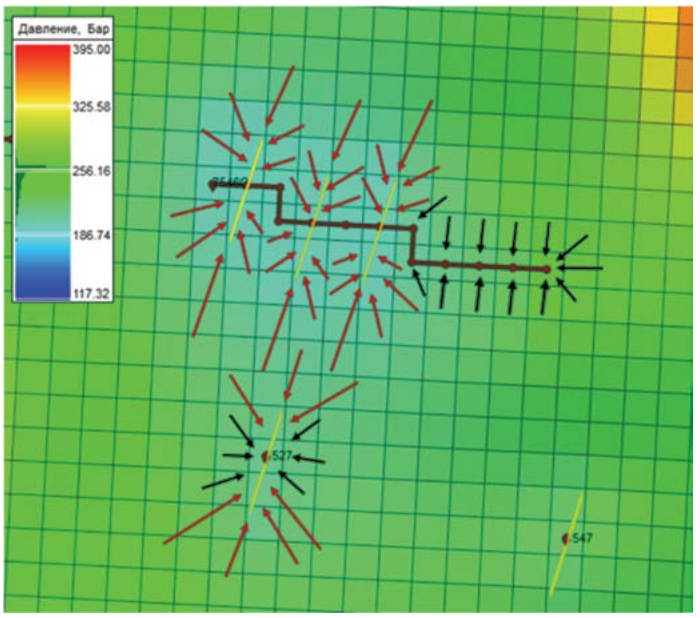



*Рис. 7 — Приток к реальным (черные) и виртуальным (красные) перфорациям скважин различного типа*

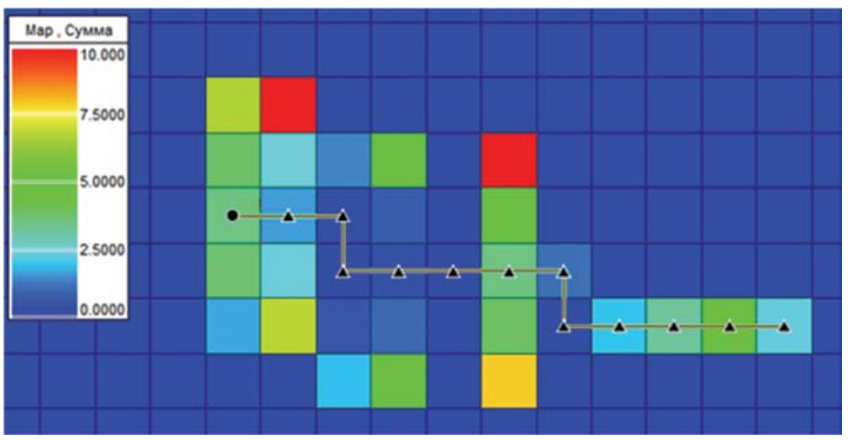



*Рис. 8 — Интерференция и ослабление потоков между трещинами ГС с МГРП W5*

**Оценка обводнения вдоль ствола горизонтальной скважины с МГРП**

Из особенностей распределения притока к реальным перфорациям ствола горизонтальной скважины и трещинам МГРП в плане вытекает причина отсутствия различий обводненности в результате расчетов перфорированного ствола ГС полностью и только в местах притока из трещин, то есть приток и обводнение происходят в модели из области трещин.

**Итоги**

По фактическим данным работы скважин на объектах разработки Западной Сибири выявлены и воспроизведены с помощью фильтрационного моделирования особенности обводнения горизонтальных скважин с МГРП в низкопроницаемых недонасыщенных пластах.

В начальный интенсивный период работы скважин происходит накапливание более подвижной водной фазы в суммарной продукции скважин по сравнению с установившимся периодом. Фазовый приток по вертикали в трещинах, пересекающих разнонасыщенные пропластки, нестабилен и меняется в зависимости от комплекса параметров

**Выводы**

Динамика обводненности горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом определяется в основном обводнением трещин при эллиптическом потоке и обусловлена интерференцией и ослаблением потоков между трещинами, степенью начальной водонасыщенности пласта, интенсивностью режима эксплуатации.

**Благодарность**

Автор признателен компании Rock Flow Dynamics за разработанный инструментарий в симуляторе tNavigator, с помощью которого осуществлялось исследование, и помощь в его использовании при анализе полученных результатов.

**Список литературы**

1. Индрупский И.М. Влияние капиллярно удерживаемой воды на процессы вытеснения в лабораторных и пластовых условиях. II Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». М.: ВНИИнефть, 2009. Том 2. С. 162–168.
2. Шупик Н.В. Влияние капиллярных концевых эффектов на работу скважин различного типа в недонасыщенных коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №7(46). С. 32–36.
3. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
4. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.

22-23 МАРТА 2017 г.
Ямало-Ненецкий автономный округ
г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
Межрегиональная специализированная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ
Выставка пройдет в рамках Новоуренгойского газового форума
2017 ВЫСТАВКА Газ. Нефть. Новые Технологии - Крайнему Северу
Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой
Оператор выставки:
SIBExpoSERVICE
ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»,
г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50 – многоканальный
e-mail: ses@avmail.ru
www.ses.net.ru
Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ



# Study of influence of unsteady two-phase inflow on water cut dynamics of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing

UDC 622.276

**Authors:**
**Natalia V. Shupik** — applicant; scann500@gmail.com

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russian Federation

**Abstract**
In this paper the author tried to analyze observable features of water cut of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing in case of non-stationary two-phase inflow in low-permeable undersaturated oil reservoirs of Western Siberia using flow simulations. The author developed filtration models, calculations under which show how integral dynamics of wells water cut under shaft and fissures of hydraulic fracturing change depending on the complex of parameters, such as: well type (directional with hydraulic fracturing, horizontal, horizontal with multi-stage hydraulic fracturing); type of stimulation; amount of fissures, technology of their formation, which determine parameters of the fissures near the well; features, volumes and type of drainable areas; stage of wells operation and operating practices; features of fluids and dynamic changes of relative permeability in the mixture.

**Materials and methods**
Simulation using approved flow simulation software with proper account for fluid flows in the presence of massive hydraulic fracturing for the example of typical area of the real inhomogeneous Jurassic reservoir of Western Siberia.

**Results**
Under actual data of wells operation on development objects of Western Siberia, the author determined and reproduced (with the help of filtration modeling) the features of water cut of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing in low-permeable undersaturated reservoirs. In initial intensive period of well operation, accumulation of more movable aqueous phase (in comparison with the stable period) takes place. Vertical phase inflow in fissures, which cross differently saturated interlayers, is unstable and changes depending on the complex of parameters.

**Conclusions**
Water cut dynamics for horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing is determined mostly by water cut of fissures in case of elliptic flow and is caused by interference and decrease of flows between fissures, level of initial water saturation of reservoir, operation rate.

**Keywords**
water cut, multi-stage hydraulic fracturing, low-permeable reservoir, undersaturated reservoir, hard-to-recover oil, intensive development systems, nonstationary processes

**References**
1. Indrupskiy I.M. *Vliyanie kapillyarno uderzhivaemoy vody na protsessy vytesneniya v laboratornykh i plastovykh usloviyakh* [Influence of capillary-retained water on displacement processes in laboratory and reservoir conditions]. II International scientific symposium “Theory and practice of methods of reservoir recovery increase”. Moscow: *VNIIneft'*, 2009, Vol. 2, pp. 162–168.
2. Shupik N.V. *Vliyanie kapillyarnykh kontsevykh effektov na rabotu skvazhin razlichnogo tipa v nedonasyshchennykh kollektorakh* [Capillary end effect of wells different types at undersaturated reservoirs]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 7(46), pp. 32–36.
3. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. and other. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [New principles and technologies of oil and gas fields’ development]. Part 2, Moscow-Izhevsk: Institute of computer researches, 2009, 484 p.
4. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.

# Компания ЭНЕРГАЗ: 9 лет динамичного развития

**Станислав Барышев**
журналист

Москва, Россия

**Осенью в ЭНЕРГАЗе традиционно подводят итоги производственной деятельности. Как всегда, готов к публикации подробный отчет, приуроченный к очередной годовщине со дня рождения компании. Однако, отмечая в 2016 году свое девятилетие, энергазовцы пристально вглядываются в будущее.**

Грядет 10-й год работы этого коллектива в сфере производства и поставок технологического оборудования газоподготовки для топливно-энергетического комплекса и других отраслей промышленности. С какими результатами входит ЭНЕРГАЗ в свой юбилейный год? Этот вопрос и стал поводом для статьи.

На протяжении нескольких лет мне довелось вблизи наблюдать энергазовцев в деле, ощущать их человеческий и профессиональный настрой в самых сложных ситуациях становления и развития компании. Поэтому с полным основанием могу констатировать: эта сплоченная команда вызывает искреннее уважение своей способностью сочетать коллективную волю, личное упорство и профессиональную целеустремленность. Глубокое знание производства и инженерная ответственность за качество своих проектов — эти рабочие и жизненные принципы вошли здесь в повседневную норму.

Но это только одна правда. Во многих семьях с укоризной скажут: «Дорогой мой, ты отдал ЭНЕРГАЗУ столько лет! И столько времени провел в командировках»... Как бы там ни было, но эти две жизненные правды накрепко соединились в непреложную истину: энергазовцы выбирают свое дело не только по судьбе, но и по призванию. А значит, не считаясь со временем, они всегда и везде находятся в профессиональной готовности и нацелены на качественный результат.

ЭНЕРГАЗ сложился за эти годы как профессиональная инженерная корпорация — это головное предприятие «ЭНЕРГАЗ», инженерно-производственная компания «БелгородЭНЕРГАЗ», сервисно-техническая фирма «СервисЭНЕРГАЗ».

Согласованно и эффективно действуют они под единым брендом в одном из важнейших сегментов производства и поставок технологического оборудования. Притом, что каждый коллектив имеет четко выраженные функционал, компетенцию и зону ответственности. Этим во многом объясняется их успешное сотрудничество и товарищеская солидарность.

ЭНЕРГАЗ осуществляет проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок и систем газоподготовки для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей промышленности.

Эта группа компаний обладает уникальным организационным и инженерным опытом, накопленным при реализации 120 проектов на территории 40 регионов России и стран СНГ. В целом, начиная с 2007 г., поставлено и введено 240 установок газоподготовки.

В итоге, здесь наработана значительная практика инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах особого назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

*Фото 1. Энергоцентр Усинского месторождения. БППГ «ЭНЕРГАЗ» в эксплуатации*

И каждый проект — это не только запись в референц-листе или лаконичный абзац в официальном производственном отчете. Это всегда событие — отдельный куплет в профессиональной поэме, которая складывается по уникальным «инженерным рифмам». В ЭНЕРГАЗе хорошо знают: без человеческой души, концентрации опыта, сил и воли самый выдающийся технологический замысел останется лишь «неживым» листом бумаги.

Без личного профессионального проявления и максимального напряжения инженерные задумки создателей никогда не воплотятся в размеренной работе газовых турбин, не перейдут в энергию давления на транспортных газопроводах, не разольются теплом и электрической энергией к промышленным потребителям и домам людей. Именно с такой самоотдачей трудятся сегодня энергазовцы.

**ВЫПОЛНЕННЫЕ ПРОЕКТЫ (10.2015–09.2016)**

Однако отдадим должное производственному отчету. В нем отмечены наиболее значимые объекты, на которых ЭНЕРГАЗ в период с октября 2015 по сентябрь 2016 гг. ввел в действие технологическое оборудование газоподготовки.

**Энергоцентр собственных нужд на Усинском месторождении (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)**

В августе текущего года на Усинском нефтяном месторождении введен в эксплуатацию энергоцентр на базе ГТУ-ТЭЦ. Установленная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 100 МВт (номинальная — 125 МВт), тепловая мощность — 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «Авиадвигатель», каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭ-25ПА мощностью 25 МВт. Тепловую мощность выдают 5 котлов-утилизаторов.

Основное и резервное топливо — попутный нефтяной газ. Необходимое качество газа в соответствии с проектными параметрами по чистоте, температуре и давлению обеспечивает многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», в состав которой входят дожимная компрессорная станция (ДКС) и блочный пункт подготовки газа (БППГ).

БППГ (фото 1) предназначен для фильтрации и измерения расхода газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и блоком фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм. Дополнительный функционал — подготовка топлива для котельной собственных нужд. С этой целью БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования. Производительность пункта — 2 430...24 059 м$^3$/ч.

После предварительной подготовки основной поток газа направляется в ДКС, которая компримирует газ до давления в диапазоне 4,5...5 МПа и подает его в турбины ГТУ-ТЭЦ. ДКС состоит из трех компрессорных установок (КУ) винтового типа. Каждая КУ производительностью 23 794 м$^3$/ч рассчитана на 100% нагрузку от общего объема топлива, подаваемого на энергоблоки. Расход газа корректируется двухуровневой системой регулирования.

**СКНС Талаканского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)**

На двух объектах Талаканского месторождения (ДНС-2 и ЦПС) проведена реконструкция компрессорных станций низких ступеней сепарации (СКНС). В рамках проекта специалисты ЭНЕРГАЗа ввели в действие две компрессорные установки низкого давления (фото на стр. 85).

КУ производительностью по 3500 м$^3$/ч сжимают низконапорный (минус 0,02 МПа изб.) попутный нефтяной газ и закачивают его под давлением 0,7 МПа в транспортный газопровод.

Очистку газа на входе в каждый компрессор выполняет высокоэффективный сепаратор (двухступенчатый фильтр-скруббер) с автоматической дренажной системой. С учетом отрицательного давления на всасывании, КУ снабжены датчиками кислорода для контроля его содержания в сжимаемом газе.

**СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)**

ЭНЕРГАЗом также осуществлен пуск двух компрессорных установок с аналогичными техническими характеристиками и функционалом. Эти КУ (фото 2) составили основу СКНС, недавно построенной на Северо-Лабатьюганском месторождении (район ДНС-3).

**Стенды для испытаний газовых турбин (ЗАО «Невский завод»)**

В Санкт-Петербурге на «Невском заводе» испытательные стенды газовых турбин оснащены новой компрессорной станцией от компании ЭНЕРГАЗ. ДКС топливного газа

*Фото 2. КУ низкого давления в составе СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения*

*Фото 3. Оборудование газоподготовки для испытательных стендов «Невского завода»*

(фото 3) подготавливает и подает газ необходимой чистоты и температуры в испытуемые газовые турбины под давлением в диапазоне 1,5...4,3 МПа.

Это оборудование газоподготовки произведено по специальному проекту и успешно функционирует в условиях разной продолжительности испытаний ГТУ и высокой интенсивности запусков и остановов.

Производительность ДКС достигает 11000 м$^3$/ч и контролируется двухуровневой системой регулирования: в диапазоне 15...100% — золотниковым регулированием компрессора, в диапазоне 0...15% — байпасной линией с перепускными клапанами. Блок фильтрации обеспечивает соответствие топлива установленным параметрам: содержание механических примесей в газе на выходе ДКС — не более 2 мг/кг, степень очистки от капельной влаги и твердых частиц размером более 10 мкм — 100%.

Отметим, что за последние годы специалисты ЭНЕРГАЗа оснастили компрессорными станциями стенды испытаний газовых турбин ПАО «Протон - Пермские моторы» и АО «ОДК - Газовые турбины».

**ГТУ-ТЭЦ на Центральной ТЭЦ г. Санкт-Петербург (ОАО «ТГК-1»)**

На площадке ЭС-1 Центральной ТЭЦ построена ГТУ-ТЭЦ на базе двух современных энергоблоков суммарной электрической мощностью 100 МВт, тепловой — 100 Гкал/час. В составе каждого блока — газотурбинная установка Siemens SGT-800 и водогрейный котел-утилизатор.

Компания ЭНЕРГАЗ подготовила к эксплуатации ДКС для компримирования и подачи топливного газа в турбины ГТУ-ТЭЦ под рабочим давлением 3,3 МПа. В составе этой компрессорной станции три КУ производительностью по 2,655 кг/с (фото 4).

ГТУ-ТЭЦ в Санкт-Петербурге стала 60 энергогенерирующим объектом, где применяется оборудование газоподготовки «ЭНЕРГАЗ». Единичная электрическая мощность турбин на этих энергоблоках представлена диапазоном от 3,5 до 175 МВт, суммарная же мощность превысила 4 200 МВт.

**СКНС Алехинского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»)**

В составе СКНС Алехинского месторождения (район ЦПС) действуют 4 компрессорные установки низкого давления (фото 5), поставленные и введенные в эксплуатацию ЭНЕРГАЗом. Эти КУ производительностью по 7 тыс. м$^3$/ч осуществляют доочистку, сжатие и закачку нефтяного газа в транспортный газопровод под давлением 1,7 МПа.

Ранее единственным источником низконапорного ПНГ для СКНС был цех подготовки и перекачки нефти. Теперь для сбора и компримирования газа от других объектов проведена модернизация КУ. Реконструирована система входных газопроводов с монтажом переключающей арматуры и датчиков давления, модифицированы система автоматизированного управления нижнего уровня (САУ КУ) и САУ верхнего уровня, разработано и установлено новое программное обеспечение.

**ПРОЕКТЫ НА СТАДИИ РЕАЛИЗАЦИИ**

В настоящее время на различных стадиях готовности к пуску (поставка, монтаж, пусконаладка, испытания) находятся еще 44 установки подготовки и компримирования газа.

**Энергоцентр «Ярега» («ЛУКОЙЛ-Коми»)**

Для энергоцентра, строящегося на Ярегском нефтетитановом месторождении, ЭНЕРГАЗ поставил и готовит к эксплуатации САУ газоснабжения и систему комплексной газоподготовки (ДКС и БППГ). Это оборудование обеспечит топливным газом ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 75 МВт и тепловой — 79,5 Гкал/ч.

*Фото 4. Дожимная компрессорная станция для ГТУ Центральной ТЭЦ Санкт-Петербурга*

*Фото 5. Модернизированные КУ на СКНС Алехинского месторождения*

**Испытательный стенд АЛ-31СТ («УМПО»).**

На стенде проходят эквивалентно-циклические испытания газотурбинных двигателей АЛ-31СТ. В рамках модернизации объект будет оснащен дожимной КУ, предназначенной для снабжения газогенератора испытуемых турбин газом с установленными параметрами по давлению, расходу и температуре.

**Восточно-Уренгойский лицензионный участок («Роснефть»).**

На площадке УКПГиК будет функционировать многомодульная установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УПТГ, состоящая из 8 блоков, обеспечит газоснабжение более 10 объектов. Это газотурбинная электростанция, установка низкотемпературной сепарации, котельная, установка стабилизации конденсата, ДКС низконапорных газов, установка регенерации метанола и др.

**ГТЭС Южно-Нюрымского м/р («Сургутнефтегаз»).**

На строящейся газотурбинной электростанции собственных нужд готовится к монтажу ДКС ангарного типа. Компрессорная станция служит для подготовки и подачи попутного нефтяного газа в турбины энергоагрегатов «Урал-4000» производства АО «Авиадвигатель».

**ТЭЦ «Восточная», Владивосток («РАО ЭС Востока»).**

Газотурбинный энергоблок новой станции, созданный на базе трех ГТУ LM6000 PF Sprint (GE Energy), оснащается системой газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (фото 6). Технологическое оборудование включает 3 двухступенчатые КУ, блочный пункт подготовки газа и газовый ресивер.

**Восточно-Мессояхское м/р («Газпромнефть-Развитие»).**

Здесь ЭНЕРГАЗ выполняет сразу два проекта: 1) на ЦПС готовятся к вводу 2 КУ для компримирования попутного газа концевой ступени сепарации и газа из сеноманской воды; 2) в составе ГТЭС месторождения предпусковую подготовку проходит установка подготовки топливного газа, состоящая из 4 КУ ангарного типа.

**Советское и Вахское м/р («Томскнефть»).**

На установках предварительного сброса воды (УПСВ-3 и УПСВ-4) запускаются вакуумные компрессорные станции (фото 7). ВКС предназначены для сбора и транспортировки низконапорного ПНГ. Ранее ЭНЕРГАЗ ввел в эксплуатацию аналогичное оборудование на УПСВ-5 и УПСВ-9.

**Могилевская ТЭЦ-1 («Могилевэнерго»).**

Станция модернизируется с возведением современной парогазовой установки. Подготовку топлива для ПГУ будет выполнять пункт подготовки газа (фото 8), состоящий из системы фильтрации, двух компрессорных установок и подземного резервуара для сбора конденсата и шлама.

**Пякяхинское м/р («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).**

Для работы в составе компрессорной станции нефтяного газа ЭНЕРГАЗ поставил и готовит к вводу 9 КУ различного функционального

*Фото 6. Система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» установлена на площадке ТЭЦ «Восточная»*

*Фото 7. Вакуумная КС в составе УПСВ-4 Вахского месторождения*

*Фото 8. Пункт подготовки газа обеспечит топливом ПГУ Могилевской ТЭЦ-1*

*Фото 9. Многофункциональная СПГ для центра энергоснабжения ОАО «Ангстрем-Т»*

назначения и типа (винтовые, поршневые). Это оборудование обеспечит сжатие и транспортировку ПНГ 1-й и 2-й ступеней сепарации от УПН, газа от концевой сепарационной установки, а также газа деэтанизации конденсата.

**Энергоцентр завода микроэлектроники «Ангстрем-Т».** В Зеленограде на площадке научно-производственного комплекса АО «Ангстрем-Т» построен собственный центр энергоснабжения — автономная газопоршневая электростанция и котельная. Топливо будет поступать через многофункциональную систему подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 9), которая объединяет входной блок фильтрации, пункт учета газа, систему тонкой очистки и ДКС.

**ТСЖУ Большехетской впадины («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).** Транспортная система жидких углеводородов с месторождений Большехетской впадины оснащена КС низкого давления для компримирования и закачки в газопровод попутного газа, поступающего с концевой сепарационной установки. Ведется подготовка оборудования к испытаниям в составе объекта.

**ТЭЦ Национального исследовательского университета «МЭИ», Москва.** ЭНЕРГАЗ принимает участие в реконструкции ТЭЦ МЭИ. В рамках этого проекта будет построена ПГУ мощностью 10 МВт. Для обеспечения нового парогазового энергоблока газовым топливом на эксплуатационную площадку доставлена компрессорная установка.

**ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р («Роснефть»).** На месторождении возводится газотурбинная электростанция мощностью 24 МВт. Очистку, сжатие и подачу ПНГ в турбины будет осуществлять установка компримирования топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УКТГ размещается в отдельном здании, включает систему газоподготовки и компрессорный блок, состоящий из четырех КУ.

**Учебный центр ОАО «Сургутнефтегаз».** В составе тренажерного полигона будет функционировать компрессорная установка-симулятор, предназначенная для компримирования атмосферного воздуха в целях демонстрации технологических процессов при сборе и трубопроводном транспорте газа. КУ может действовать в двух режимах — обучение и экзамен.

Добавим также, что в группе компаний ЭНЕРГАЗ значительно наращивается объем плановых работ по комплексному техническому обслуживанию установок и систем газоподготовки, дожимных компрессорных станций и пунктов подготовки топливного газа.

**РАЗВИТИЕ СЕРВИСА**

По состоянию на 1 августа 2016 г. общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составила 6 818 000 часов. Естественно, что для нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса технологического оборудования требуется своевременное сервисное обслуживание, а также, при необходимости, модернизация, доукомплектование, текущий или капитальный ремонт (фото 10).

В группе ЭНЕРГАЗ эти обязанности выполняет сервисно-технический дивизион, созданный еще в 2008 г. Только за прошедшие 12 месяцев мобильные группы специалистов «СервисЭНЕРГАЗа» осуществили более 40 выездов для проведения сервисных мероприятий на различных объектах, включая удаленные и труднодоступные (Крайний Север, Дальний Восток и др.).

В текущем году открыто новое направление — реализуется Программа по предоставлению услуг долгосрочного сервиса. Заключены первые длительные контракты (сроком на 36 месяцев) на проведение послегарантийного ТО установок подготовки и компримирования газа.

Ширится признание квалификации и инженерного опыта энергазовцев со стороны заказчиков. Помимо техобслуживания установок, поставленных ЭНЕРГАЗом, «СервисЭНЕРГАЗ» все чаще приглашается для комплексного сервиса на оборудовании других поставщиков и производителей.

Так, нынешним летом выполнены работы на трех КУ (поставка «НОЭМИ»), действующих в составе компрессорной станции №4 «Западный Тэбук» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Также проведено комплексное обслуживание пяти газодожимных установок (поставка «НОЭМИ» и НПК «Уникмаш»), функционирующих на трех объектах ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» — это вакуумная компрессорная станция №4, газовая компрессорная станция, газотурбинная электростанция.

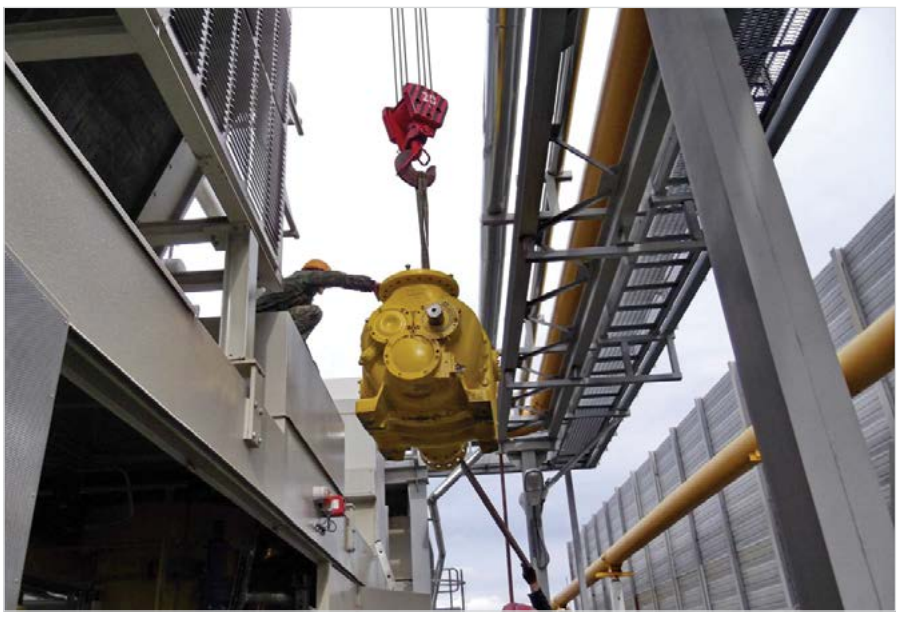


*Фото 10. Демонтаж компрессора для последующего ремонта*

**Предстоящий 10-й год своей производственной биографии энергазовцы связывают с дальнейшим укреплением сотрудничества. И через эту публикацию передают свой искренний профессиональный привет и большую благодарность всем коллегам и партнерам за совместный труд по развитию энергетики и нефтегазовой отрасли нашей страны.**

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

# Наша продукция проверена временем

**В сентябре 2016 года НПФ «Политехника» поставила два Полевых склада горючего (ПСГ) для ООО «Стройгазконсалтинг» в рамках строительства газопровода «Сила Сибири», общей вместимостью более 4000 м³. Первый склад уже смонтирован в Олёкминске, второй планируется ввести в строй в первых числах октября в Алдане. Для компании поставки полевых складов ГСМ уже давно стали обыденностью.**

ООО НПФ «Политехника» поставляет на мировой рынок полевые склады горючего около 10 лет. А начиналось все с восстановления производства мобильных емкостей, незаслуженно забытых в начале 80-х гг., хотя эти резинотканевые резервуары успешно применялись в армии и различных отраслях народного хозяйства. Заменив материал оболочки на современные инновационные материалы, компания стала поставлять полимерные эластичные резервуары (ПЭР) в реальную экономику, в том числе и в нефтегазовую отрасль.

Сегодня НПФ «Политехника» является лидером по поставкам в северные регионы полевых складов горючего. Так, совсем недавно в рамках развития проекта строительства магистрального газопровода «Сила Сибири 1» (Восточный маршрут) и Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения компания отгрузила ПСГ общим объемом 1500 м³. Заказчик — ЗАО «Стройтрансгаз». Склад представляет собой парк из нескольких полимерных эластичных резервуаров ПЭР-Н подушечного типа, которые предназначены для хранения нефтепродуктов.

Таким образом, заказчик, отказавшись от традиционных стальных аналогов, получил возможность уменьшить сроки работ и экономию финансовых средств из-за существенного снижения затрат на доставку оборудования, отсутствия затрат на строительство массивных бетонных фундаментов и привлечение высококлассных аттестованных сварщиков.

Полевой склад горючего производства НПФ «Политехника» обладает высокой мобильностью, короткими сроками монтажа и демонтажа, возможностью размещения на неподготовленных поверхностях, многократностью применения, относительно низкой ценой, надежностью, экологичностью. Он не подвержен коррозии и воздействию окружающей среды. ПСГ имеет широкий диапазон рабочих температур от -50 °С до +70 °С. После демонтажа такого склада не требуется рекультивация земли.

Полимерный эластичный резервуар изготавливается из высокопрочной ткани с двусторонним полиуретановым покрытием, и имеет срок службы 10 лет. По необходимости склад из таких резервуаров легко перемещать, поскольку склад объёмом до 1000 м³ быстро разбирается, укладывается в одном стандартном 20-ти футовом контейнере и перевозится любым видом транспорта. Монтируется же ПСГ в течение 3 рабочих дней бригадой из 8 человек.

ООО НПФ «Политехника» производит и другие изделия.

Не секрет, что нефтяные амбары или ямы стали неотъемлемой чертой любого нефтепромыслового района. Это самый простой, удобный и дешёвый способ хранения нефти и нефтешлама. Но какой вред они наносят окружающей хрупкой северной природе! Проблему можно решить с помощью эластичных или каркасных (гибридных) емкостей производства ООО НПФ «Политехника», которые позволят с минимальными затратами обеспечить накопление скважинной продукции, товарной нефти и пластовой воды в необходимых количествах на любой буровой площадке.

К промышленному производству инновационных гибридных резервуаров (ГР) НПФ «Политехника» приступила недавно. Они стали компромиссным вариантом, впитавшим все значимые преимущества стальных

*ПСГ-17500, Ямал, Сабетта. Эксплуатируется 4-й год, объем переваленного топлива — 70000 м³*

*ПСГ-2500, Тогульское месторождение, Ванкорнефть*

**ПСГ-5000 установлен в марте 2016 взамен устаревшего парка эластичных резервуаров Arctic King Tank 125 м³ производства SEI Industries Ltd. (Канада).**

*из отзыва АО «Чукотская горно-геологическая компания»*

*ПГС-5000, Kinoross, Купол. Эксплуатируется 2-й год, в 2016 г. склад увеличится до 10000 м³*

резервуаров. К таким преимуществам относится прочность, присущая вертикальным стальным резервуарам (РВС), которая достигается у гибридов применением изогнутых гофрированных оцинкованных стальных листов (0,7–1,2 мм). Наружная конструкция ГР из таких листов может быть оперативно доставлена на удаленный полевой участок и собрана бригадой из 4–5 человек за 2–3 дня с помощью болтовых соединений и без применения тяжелой техники. Гибридные резервуары (срок эксплуатации 25 лет) можно устанавливать на кольцевом ленточном бетонном фундаменте или на кольцевом стальном уголке, закрепленном в грунте с помощью винтовых свай. Такие сваи применяются даже для обустройства фундамента на вечномерзлых грунтах.

В стальной конструкции (стакане) могут размещаться 2 или 3 слоя покрытий-вкладышей, гарантирующих полную защиту. Первый внутренний слой, сразу за сталью, уложен из нетканого полотна Дорнит. Он обеспечивает защиту от механических повреждений следующих слоев. Второй слой — герметичный вкладыш-стакан из синтетической ткани с двусторонним ПВХ или ТПУ покрытием, предназначен для герметичности содержания налитого в него продукта или дополнительной защиты от утечки при установке третьего внутреннего вкладыша в случае его повреждения. Третий внутренний вкладыш закрытого типа может устанавливаться в исключительных ситуациях, требующих полной защиты и герметичности. ГР оснащают сливо-наливными и дренажными отводами, ставят воздушный патрубок для выпуска воздуха. После установки и подключения вкладышей на резервуар устанавливается кровля, которая выполняется из оцинкованного листа или гибкой ПВХ мембраны.

В результате, гибридные резервуары ГР получили прочность традиционных стальных резервуаров типа РВС, при значительно меньшей толщине стенки и массы конструкции, плюс мобильность, надежность и возможность повторного использования после демонтажа. Добавим, что оцинкованные листы не подвержены коррозии как с внешней стороны, так и изнутри в связи с отсутствием контакта стальной стенки с наливным продуктом или подтоварной водой.

Внутренние вкладыши-стаканы по мере необходимости заменяются новыми, что облегчает задачу использования резервуара для различных продуктов и веществ.

Для полноценного решения хранения ГСМ в предложениях компании есть эластичный газгольдер для сбора паров нефтепродуктов. Он устанавливается в обвязке с резервуаром, и служит для улавливания и возврата больших и малых «дыханий» с возможностью слива образующегося конденсата.

Следует отметить, что развитие предприятия идет по трем направлениям — поиск новых материалов и совершенствование технологий для производства имеющихся предложений, а также расширение номенклатуры изделий за счет разработки новинок.

Например, для хранения агрессивных жидкостей ООО НПФ «Политехника» предлагает ёмкости, состоящие из двух оболочек с разными материалами. Внутренняя оболочка обладает стойкостью к заливаемому продукту, а наружная несет на себе прочностную нагрузку.

Для бытовых нужд «Политехника» разработала бытовые портативные топливные мягкие баки (ПТМБ) и портативные ранцевые канистры (ПРК), которые серийно производятся вместимостью от 6 до 500 л. В них также применяется двухоболочечная технология. Данный вид изделий под общим брендом «СУПЕРБАК™» широко используется любителями активного отдыха. Область применения — походы, яхтинг, 4х4, ралли-рейды, малая авиация, экспедиции и далее везде, где размер имеет значение. ПРК и ПТМБ своей практичностью уже заслужили доверие потребителей.

Добавим, что высокую оценку эластичным резервуарам уже дали специалисты таких компаний, как Роснефть, Газпром, Транснефть, Лукойл, ННК, СГК, СТГ, Халибуртон, Дойтаг, ТОТАЛЬ и многие другие нефтяные и нефтесервисные компании, а также Министерства Обороны РФ, Вьетнама, Казахстана и МЧС РФ.

**109316, Россия, Москва,**
**ул. Волгоградский пр.,**
**д. 47, блок-офис 201.**
**+7(495) 783-01-67**
**info@poli.ru**
**www.poli.ru**

*Гибридный резервуар*

*ПСГ-600, Тоцкий полигон, Мин. обороны РФ*

*ПСГ-600, Тоцкий полигон, Мин. обороны РФ*

# ПЛК REGUL R600 — отечественный контроллер для ответственных применений

**Инженерная компания «Прософт-Системы» широко известна на рынке автоматизации энергетических и нефтегазовых объектов как разработчик и поставщик оборудования противоаварийной автоматики, ВЧ-связи, АСУ ТП подстанций и др. Сегодня компания также предлагает комплексное решение по автоматизации не только электротехнического оборудования, но и технологических процессов любой сложности.**

Для жестких условий эксплуатации был разработан программируемый логический контроллер общепромышленного назначения — ПЛК REGUL R600, входящий в семейство программируемых контроллеров REGUL RX00. Это современный высокопроизводительный ПЛК, который применяется при построении АСУ ТП различной сложности:

- АСУ ТП ответственных применений, требующих повышенной надежности оборудования;
- АСУ ТП необслуживаемых объектов, требующих повышенной готовности оборудования;
- высокоточных измерительных систем ответственного применения;
- отказоустойчивых систем управления технологическими объектами с быстроменяющимися физическими процессами.

Отличительные характеристики контроллера REGUL R600:

- широкий температурный диапазон эксплуатации от -40 до +60°С;
- «вандалоустойчивый» корпус;
- поддержка «горячего» резервирования;
- поддержка «горячей» замены модулей;
- запись архивов внутри контроллера с метками времени (для удаленных необслуживаемых систем);
- минимальное время цикла программы 1 мс;
- ОС реального времени QNX;
- свободное расширение системы.

ПЛК REGUL R600 обладает встроенным модулем GPS/ГЛОНАСС и поддерживает различные протоколы обмена данными: IEC-61870-5-101/104, OPC DA/UA, Modbus TCP/RTU. Полностью металлический корпус контроллера и подбор соответствующей элементной базы обеспечивают хорошую ЭМС защиту и неприхотливость в реальных условиях эксплуатации, в том числе на удаленных объектах с негарантированным температурным режимом.

В качестве среды разработки используется программное обеспечение Epsilon LD собственной разработки компании «Прософт-Системы».

На базе ПЛК REGUL R600 разработаны следующие решения:

- микропроцессорная система автоматизации комплекса очистных сооружений (МПСА СОПДСВ);
- измерительно-вычислительный комплекс REGUL для системы измерения количества и показателей качества нефти СИКН (ИВК СОИ СИКН);
- система автоматического управления аппаратами воздушного охлаждения газа (САУ АВО);
- программно-технический комплекс «РЕГУЛ» для создания систем автоматики нефтеперекачивающих станций и резервуарного парка (МПСА НПС, ПНС, РП, САРД);
- микропроцессорная система автоматизации пожаротушения (МПСА ПТ) «РЕГУЛ» и другие.

Одним из последних реализованных проектов стало внедрение в мае 2016 г. микропроцессорной системы автоматизации станции очистки производственно-дождевых и сточных ввод (МПСА СОПДСВ) на линейной производственно-диспетчерской станции (ЛПДС) «Демьянское» Тобольского управления магистральных нефтепроводов АО «Транснефть – Сибирь».

В рамках системы ПЛК REGUL R600 контролируют параметры работы СОПДСВ, в автоматическом режиме управляют оборудованием и защищают его. Оперативный контроль и управление работой СОПДСВ осуществляется как с отдельно стоящего АРМ оператора, так и с щитовой панели оператора. ПЛК взаимодействует с АРМ оператора, панелью оператора и вышестоящей МПСА ЛПДС через резервированную сеть Ethernet с использованием протокола Modbus TCP.

Для обеспечения высокой надежности при создании системы было применено «горячее» резервирование модулей центральных процессоров и модулей блоков питания ПЛК REGUL R600. Высокая отказоустойчивость системы достигнута также за счет дублирования внутренней шины контроллера на основе технологии EtherCAT, имеющей «кольцевую» топологию. Кроме того, с помощью специальных средств система защищена от наведения паразитного сигнала, импульсных помех, перенапряжений и вторичных воздействий молний.

Специалисты компании «Прософт-Системы» выполнили полный комплекс работ по внедрению, включая разработку конструкторской и эксплуатационной документации, изготовление и поставку оборудования, наладку и ввод в эксплуатацию. В том числе проведено обучение персонала принципам работы с системой непосредственно на объекте. Сегодня МПСА СОПДСВ на базе контроллера REGUL R600 работает в штатном режиме.

ProSoft® SYSTEMS

**ООО «Прософт-Системы»**
**620102, г. Екатеринбург,**
**ул. Волгоградская, 194А**
**Тел.: +7 (343) 356-51-11**
**Факс: +7 (343) 310-01-06**
**info@prosoftsystems.ru**
**www.prosoftsystems.ru**

# ПРОГРАММИРУЕМЫЕ ЛОГИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ **REGUL RX00**

для построения ответственных и отказоустойчивых технологических систем

ПЛК REGUL R500

- «горячее» резервирование
- «горячая» замена модулей
- время цикла от 1 мс
- высокоточные измерительные каналы
- веб-интерфейс
- встроенные архивы
- диапазон рабочих температур от -40 до +60° С
- поддержка визуализации
- единое программное обеспечение Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3

Выставка «Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность 2016», стенд F2
(г. Альметьевск)

ProSoft® SYSTEMS

www.prosoftsystems.ru

таграс | ЭНЕРГОСЕРВИС

# Мы обеспечиваем надежное энергоснабжение!

Р.А. Афлетонов
директор ООО «ТаграС-ЭнергоСервис»

ООО «ТаграС-ЭнергоСервис» — одно из крупнейших предприятий Республики Татарстан в энергетической отрасли, имеющее 30-летний опыт работы и научных инноваций и обладающее квалифицированными специалистами. Коллектив предприятия составляют более 2 000 человек.

Во всех нефтяных регионах Республики Татарстан созданы сервисные подразделения по обслуживанию, строительству и ремонту энергетических объектов, которые оснащены современной техникой и способны решать любые вопросы энергоремонтного комплекса «под ключ», в том числе изготовление металлоконструкций и электротехнических изделий.

Также в результате планомерной работы по расширению сферы деятельности сегодня помимо предприятий группы компаний «Татнефть», сторонних предприятий, независимых нефтяных компаний Республики Татарстан и соседних регионов, организованы работы на объектах ОАО «АК «Транснефть», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Тепло-Тюмени», АО «Ямалкоммунэнерго», ООО «ЮКОЛА-нефть», ПАО «Белкамнефть», Управления судебного департамента в Пермском крае и другим предприятиям Российской Федерации.

### Основные направления деятельности:

- Капитальное строительство энергообъектов, текущий и капитальный ремонт электро- и теплоэнергетического оборудования, электродвигателей, КТП.
- Экплуатация электроустановок.
- Эксплуатация тепловых установок.
- Поставка тепловой энергии.
- Эксплуатация, сервисное обслуживание и прокат электротехнического оборудования.
- Эксплуатация теплоэнергетического оборудования, реализация тепловой энергии для промышленных предприятий.
- Эксплуатация теплоэнергетического оборудования, реализация тепловой энергии для объектов социального назначения.
- Эксплуатация теплоэнергетического оборудования, реализация тепловой энергии для промышленных предприятий Ашальчинского месторождения залежей сверхвязкой нефти.
- Капитальный ремонт и строительство объектов электро- и тепло-снабжения.
- Ремонтно-наладочные работы энергетического оборудования и услуги производственного характера.
- Обеспечение подачи электроэнергии для выполнения режима работы скважин.
- Обеспечение тепловой энергией для технологических нужд буровых передвижными котельными установками типа ПКН-2М.

### Кроме того, ООО «ТаграС-ЭнергоСервис» изготавливает на собственных площадях:

- электрические щиты низковольтных устройств;
- металлоконструкции для ВЛ и КТП;
- станции управления по характеристикам заказчика;
- станции управления насосными агрегатами тип СУ-0,4 кВ;
- изготовление щитов силового управления Типа ЩСУ-0,4 кВ;
- КТП-40÷160-6,10/0,4 У1;
- щиты силового управления типа ЩСУ-0,4 кВ;
- вводно-распределительные устройства типа ВРУ-0,4 кВ;
- постаменты под КТП;
- шкафы для спецодежды.

# Ремонт электрических машин

**Производит ремонт:**

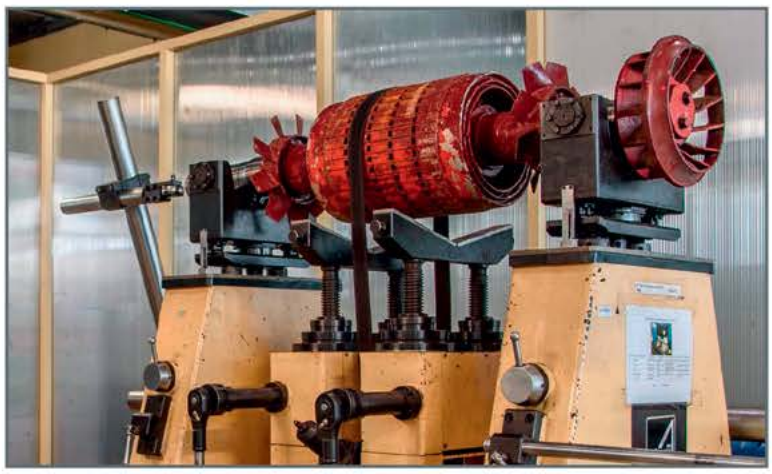
- электрических машин общепромышленного исполнения мощностью до 8000 кВт, взрывозащищенного исполнения до 1600 кВт, синхронных электродвигателей до 10000 кВт, напряжением до 10 кВ;
- сварочных и силовых генераторов;
- индукционных регуляторов напряжения, высокочастотных преобразователей частоты (ВПЧ), двигателей постоянного тока;
- сварочных и сухих трансформаторов, выпрямителей, в т.ч. залитых компаундом, источников питания (ИПМ) для дегидраторов;
- автогенераторов, электроинструментов;
- подшипников скольжения для насосов и электродвигателей;
- силовых трансформаторов 6/ (10) 0.4 кВ мощностью до 1600 кВА;
- силовых трансформаторов 35-110 кВ мощностью до 10000 кВА;
- измерительных трансформаторов НОМ-6, НОМ-10, НТМИ-6, НТМИ-10;
- катушек электромагнитов (пускатель, контактор и т.д.);
- РЛНД;
- распределительных высоковольтных устройств Типа РВНО-10/630;
- КТП-40÷160-6,10/0,4 У1.

**Оказывает сервисные услуги:**

- восстановление изношенных стальных валов, чугунных и стальных подшипниковых щитов, узлов взрывозащиты, алюминиевых деталей мойка деталей и обмоток на установке «KARCHER» с последующей аэродинамической сушкой;
- снятие многослойной старой краски с корпуса двигателя для лучшего охлаждения на водопескоструйной установке «OERTZEN» с последующей окраской;
- балансировка роторов весом до 8 тн., вентиляторов;
- диагностика состояния электродвигателей;
- доставка электрооборудования;
- вибродиагностика электроагрегатов;
- перевод люминесцентных светильников на светодиодные.

**Коллектив ООО «ТаграС-ЭнергоСервис» благодарит своих заказчиков за доверие и приглашает к взаимовыгодному сотрудничеству новых партнеров.**

Приемная: +7 8553 38-95-05
Маркетинг: +7 8553 38-95-16
tagras-es.ru
таграс-энергосервис.рф



конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС**
**Ялта, Крым, 10–14 октября**
TOGC.INFO

Комплексное изучение всех технологических операций, входящих в процесс строительства горизонтальных и разветвленных скважин, с их последующим анализом и нахождением инновационных предложений.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
**Пермь, 11–14 октября**
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами Лукойла, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ – ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ**
**Москва, 11–15 октября**
GEOVERS.COM

Инновации в наземно-скважинной сейсморазведке и каротаже. Презентации отечественного ПО к импортозамещению.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ – КУДРЯВЦЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ**
**Москва, 17–19 октября**
CONFERENCE.DEEPOIL.RU

Постоянно действующая, ежегодная конференция для научного сообщества геологов-нефтяников бывшего постсоветского пространства.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
**Сочи, 17–22 октября**
CONF4.OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуального контроля скважин в процессе добычи нефти и газа.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ**
**Альметьевск, 19–21 октября**
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ**
**Самара, 19–21 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.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
**Москва, 20 октября**
N-G-K.RU

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин.

конференция и выставка **SPE**
**Москва, 24–26 октября**
RCA.SPE.ORG

Ведущее техническое мероприятие SPE в регионе, где эксперты нефтегазовой отрасли обмениваются знаниями на технических и панельных сессиях, круглых столах и постерных сессиях.

**БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**
**Рига, Латвия, 24–26 октября**
CCAPITAL.CO.UK

Платформа, объединяющая все звенья нефтяной цепочки региона: представителей нефтепереработки, трейдеров, международных банков, судовладельцев и сервисных организаций.

конференция и выставка **POWER-GEN RUSSIA**
**Москва, 25–27 октября**
POWERGEN-RUSSIA.COM

Обзор уникального мирового и российского опыта по ключевым вопросам электроэнергетики наряду с новейшими практическими решениями для энергетического рынка России.

выставка **NDT Russia**
**Москва, 25–27 октября**
NDT-RUSSIA.RU

Эффективная площадка для демонстрации, продажи и последующего внедрения разработок в области неразрушающего контроля и технической диагностики.

выставка **PCVEXPO: НАСОСЫ. КОМПРЕССОРЫ. АРМАТУРА**
**Москва, 25–27 октября**
PCVEXPO.RU

Выставка промышленных насосов, компрессоров и трубопроводной арматуры, которую посещают представители компаний: «СИБУР», «Татнефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и др.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
**Москва, 31 октября**
ROGSUMMIT.RU

Площадка взаимодействия для руководителей отраслевых и сервисных нефтегазовых компаний, представителей федеральных министерств, а также экспертов сегмента «upstream».

конференция **ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ**
**Москва, 1 ноября**
MIDSTREAMSUMMIT.RU

Саммит соберет более 200 представителей компаний сегментов «midstream» и «downstream», представителей федеральных министерств, нефтегазовых ассоциаций и отраслевых компаний России.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
**Ижевск, 2–3 ноября**
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефти на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

выставка **ADIPEC**
**Абу-Даби, ОАЭ, 7–10 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.

выставка **НЕДРА ЯКУТИИ**
**Якутск, 8–10 ноября**
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.

выставка **ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**
**Москва, 9 ноября**
GEORAZVEDKAFORUM.COM

Стратегические вопросы геологоразведки обсуждаются представителями государственного управления и руководителями добывающих компаний и производителей сервисных услуг и оборудования.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
**Волгоград, 9–11 ноября**
REGIONEX.RU

Место встречи крупнейших нефтяных компаний, поставщиков оборудования и услуг для нефтегазовой отрасли, специалистов-нефтяников.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
**Москва, 10–11 ноября**
CTTIMES.ORG

Старейший в России профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей соответствующего оборудования.

образовательная программа
**ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ**
**Москва, 21–25 ноября**
EAGE.RU

Программа образовательных курсов по геонаукам. Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.

выставка **НЕФТЬ ГАЗ ХИМИЯ**
**Красноярск, 21–25 ноября**
KRASFAIR.RU

Площадка для демонстрации последних разработок, технологий, новейшего оборудования. В регионе реализуются одни из самых масштабных инвестиционных проектов России.

выставка **НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ**
**Нижневартовск, 21–22 ноября**
SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в нефтяной столице России.

конференция **НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ**
**Санкт-Петербург, 24–25 ноября**
OILTERMINAL.ORG

Обсуждение перспектив развития нефтяной промышленности, рынков производства и сбыта, индустрии транспортировки и хранения нефти, как на экспорт, так и внутреннем рынке России.

выставка **OIL AND GAS TURKMENISTAN**
**Ашхабад, Туркменистан, 7–9 декабря**
MIOGE.RU

Развитие нефтяной, газовой и химической промышленности Туркменистана требует масштабных капитальных вложений в действующие месторождения и перспективные резервы.

конференция **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
**Москва, 8 декабря**
N-G-K.RU

Запланировано обсуждение программы импортозамещения и локализации технологий и оборудования для шельфовых проектов.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
**Оренбург, 15–17 февраля**
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

конференция **АРКТИКА И ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ**
**Москва, 16-17 февраля**
ARCTIC.S-KON.RU

Обсуждение актуальных вопросов и перспектив освоения Арктического и Континентального шельфа, роли Арктики в удовлетворении спроса на энергоресурсы.

выставка **ТЕРРИТОРИЯ NDT 2017**
**Москва, 1–3 марта**
EXPO.RONKTD.RU

Ежегодный форум средств и технологий неразрушающего контроля. Отраслевые круглые столы «НК в промышленности».

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
**Казань, 15–17 марта**
EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
**Москва, 16 марта**
N-G-K.RU

Ежегодная встреча руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний со своими подрядчиками.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
**Сочи, 20–25 марта**
CONF3.OILGASCONFERENCE.RU

Проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Строительство промысловых и магистральных трубопроводов, техника и технология ГНБ.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
**Новый Уренгой, 22–23 марта**
EXPONET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

конференция **МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ**
**Ижевск, 22–23 марта**
KONFERENC-NEFT.RU

Цель — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
**Москва, 17–20 апреля**
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

تحت رعاية صاحب السمو الشيخ خليفة بن زايد آل نهيان رئيس دولة الإمارات العربية المتحدة

Under the patronage of H.H. Sheikh Khalifa Bin Zayed Al Nahyan, the President of the United Arab Emirates

# ADIPEC أديبك

The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference

**7-10 November 2016**

Host

ADNOC أدنوك

## STRATEGIES FOR THE NEW ENERGY LANDSCAPE

# TOP 5 REASONS TO VISIT

## DO BUSINESS

ADIPEC represents a global opportunity for you to connect with over 2,000+ exhibiting companies within the complete Oil and Gas supply chain. Discover new technologies and solutions that optimise costs and drive efficiencies.

## NETWORK

Meet with existing clients to protect your market share and network with new clients to drive new business growth and opportunities – ADIPEC attracts an audience of over 95,000 visitors from 120 countries.

## EXCHANGE KNOWLEDGE

Learn from world class industry experts through the 106 technical conference sessions, industry panel sessions, ministerial sessions, global business leaders sessions and from over 850 speakers making ADIPEC the largest Oil and Gas conference knowledge platform in the world today.

## GENERATE QUALIFIED LEADS

Gain access to the people that matter, who shape the energy industry and influence the decision making process. Target key professionals with purchasing power looking for innovations and technical solutions in your sector.

## OPTIMISE YOUR TRAVEL BUDGETS

Meet the industry's leading companies under one roof across four days of high-level networking and business opportunities. Four days at ADIPEC could equal a year's worth of travelling around the world, meeting with clients and prospects.

## REGISTRATION NOW OPEN
## www.adipec.com/visreg

## ONE GLOBAL INDUSTRY. ONE CITY. ONE MEETING PLACE.

Supported By

UNITED ARAB EMIRATES MINISTRY OF ENERGY · جهاز حماية المنشآت الحيوية والسواحل · TRA هيئة تنظيم الاتصالات TELECOMMUNICATIONS REGULATORY AUTHORITY · مصدر Masdar A MUBADALA COMPANY · غرفة أبوظبي ABU DHABI CHAMBER · هيئة أبوظبي للسياحة والثقافة ABU DHABI TOURISM & CULTURE AUTHORITY · مجلس أبوظبي للتعليم Abu Dhabi Education Council

Official Airline: Etihad Airways

Official Travel Agent: Travel & Services

Host City: Abu Dhabi

Official Hotel: Hyatt Capital Gate Abu Dhabi

Official Media Partner: Pipeline Oil & Gas Magazine

Knowledge Partner: IHS Markit

Conference Organiser: Society of Petroleum Engineers

ADIPEC Organised By: dmg::events global energy

Russian Oil&Gas Industry Week

# НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

**18–19 апреля 2017**
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
**www.oilandgasforum.ru**

**17-я международная выставка**

# НЕФТЕГАЗ–2017

**17–20 апреля 2017**
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
**www.neftegaz-expo.ru**

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

Global Oil&Gas
Atyrau

# Global Oil&Gas

## 16-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

**11-13 апреля 2017**

Спорткомплекс "Атырау"
Атырау, Казахстан

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE
ITeca

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

# САХАПРОМЭКСПО-2016
# НЕДРА ЯКУТИИ

**8-10 ноября 2016 г. г.ЯКУТСК**

Нефть и Газ. Горное дело. Уголь майнинг
Золотодобыча. Газификация. Экология. Спецтехника.

тел: (383) 3356350
e-mail:ses@avmail.ru
www.ses.net.ru

Генеральный информационный партнер:
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Организаторы:

Выставочная компания Сибэкспосервис
г. Новосибирск

Выставочная компания СахаЭкспоСервис
г. Якутск

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

16+

XIV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
# •ВЫСТАВКА•
# «НЕФТЬ. 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.

**15 - 17 ФЕВРАЛЯ**

**г. Оренбург**

ООО «УралЭкспо»
тел./факс: (3532) 67-11-02, 67-11-05, 45-31-31
e-mail: uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

# Российский Нефтегазохимический Форум

# Газ. Нефть. Технологии

XXV юбилейная международная выставка

## 23-26 мая 2017

Республика Башкортостан, г.Уфа
Выставочный комплекс
ВДНХ ЭКСПО

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ # БВК #GNT

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ

СОДЕЙСТВИЕ

Российское Газовое Общество

**25 ЛЕТ!**
**ВСТРЕТИМ ЮБИЛЕЙ ВМЕСТЕ!**

БВК
БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

25 лет содействуем развитию нефтегазовой индустрии

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

# НЕФТЬ И ГАЗ

27–30 июня 2017

МОСКВА

www.mioge.ru

НА НОВОЙ ПЛОЩАДКЕ в “КРОКУС ЭКСПО”

Самая масштабная в России международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

- 652 компании - участника из 40 стран мира
- 5 национальных экспозиций: Германии, Италии, Китая, Финляндии, Чехии
- Общее количество посещений: 25 424

ufi Approved Event

Данные Свидетельства аудиторской проверки выставки MIOGE 2015

RPGC Moscow

13-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

27–29 июня 2017

МОСКВА · МВЦ “КРОКУС ЭКСПО”

www.oilgascongress.ru

Организатор
Группа компаний ITE

ITE

# OGT EXPO

# OIL AND GAS TURKMENISTAN EXHIBITION

## 21-я международная выставка “Нефть и Газ Туркменистана 2016”

**7-9 декабря 2016 Ашхабад / Туркменистан**

## Нефть и Газ Туркменистана 2016

| | | |
|---|---|---|
| Название Выставки | : | Нефть и Газ Туркменистана |
| Веб-сайт | : | ogtexpo.com |
| E-mail | : | info@ogtexpo.com |
| Время проведения | : | 15 - 17 НОЯБРЬ, 2016 |
| Время работы выставки | : | 10.00 - 18.00 |
| Место проведения | : | Конгресс центр г. Ашхабад |
| Периодичность проведения | : | один раз в год / 21-ая |
| Выставочная площадь | : | 8000 кв.м |
| Число участников в прошлом году | : | 103 компаний из 20 стран |
| Ожидаемое количество участников | : | 150 |
| Организаторы | : | Министерство нефтегазовой промышленности и минеральных ресурсов Туркменистана, Торгово-промышленная палата Туркменистана |
| Со - организатор | : | Net Organization |

www.ogtexpo.com

net organization

+90 212 272 61 62
(Ext: for English 106, русский 107)
net@netorganization.net
www.netorganization.net

**23-24 ноября**

**г. Нижневартовск**
**Дворец Искусств, ул. Ленина, 7**

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

# НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2016

**Организаторы:**
**Администрация г. Нижневартовска,**
**Нижневартовская торгово-промышленная палата,**
**ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск**

**Телефон/факс:**
**(383) 335-63-50**

SIB Expo SERVICE

**E-mail: vkses@yandex.ru**
**www.ses.net.ru**

**22 – 24 ноября 2016**

**КРАСНОЯРСК**

**Приглашаем к участию!**

**Крупнейшая за Уралом специализированная выставка**

## «Нефть. Газ. Химия»

- новейшее оборудование и технологии от ведущих компаний России и зарубежья
- деловая программа по актуальным вопросам геоотрасли и нефтегазовой промышленности

**Организатор – ВК «Красноярская ярмарка»**

**Официальная поддержка:**

МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19
тел.: +7 (391) 22-88-616
22-88-611 – круглосуточно
nedra@krasfair.ru
www.krasfair.ru

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

# Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

## 20 октября 2016 | 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

**OIL-GAS.RU**
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

**OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

## 8 декабря 2016 | 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

**OIL-GAS.RU**
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

**OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

## 16 марта 2017 | 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

**OIL-GAS.RU**
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

**OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

## 23 мая 2017 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

**OIL-GAS.RU**
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

**OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

## 12 сентября 2017 | 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

**OIL-GAS.RU**
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой 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

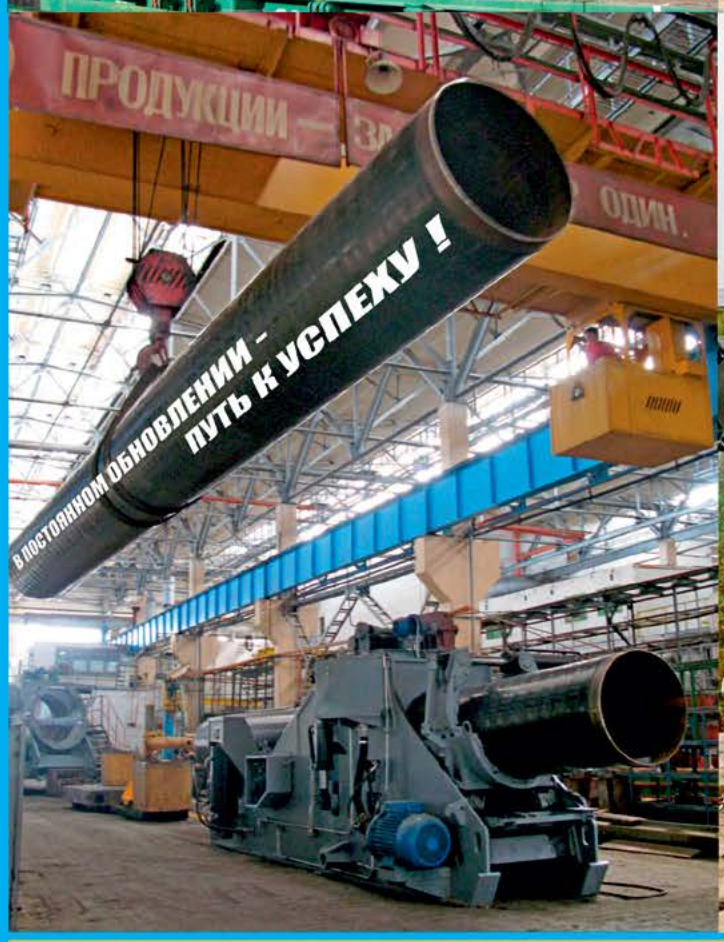
Download on the App Store | GET IT ON Google play

АЛЬМЕТЬЕВСК
18-20 октября 2017
Проводится при поддержке
Президента Республики Татарстан,
Правительства Республики Татарстан
ПАО «ТАТНЕФТЬ»
TATNEFT
16-я специализированная
выставка столицы нефти
Татарстана
НЕФТЬ.ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ.
ЭКОЛОГИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
NT-EXPO.RU

открытое акционерное общество

# «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

## оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов



Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки). Другое специальное оборудование.

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

www.nano34.ru +7 (8442) 50-62-30

# БРОНЯ

## СВЕРХТОНКАЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ

**НАНОСИТСЯ КАК КРАСКА -**
**ДЕЙСТВУЕТ КАК ТЕПЛОВОЙ БАРЬЕР**

### КЛАССИК И КЛАССИК НГ

Базовый продукт, наносится как краска - действует как тепловой барьер!

### УНИВЕРСАЛ И УНИВЕРСАЛ НГ

Бюджетная версия модификации Броня Классик и Броня Стандарт. Выгодно! Доступно! Эффективно!

### СТАНДАРТ И СТАНДАРТ НГ

Специальная доступная версия модификации Броня Классик - идентичные теплофизические характеристики, но ограничение максимальной температуры до +140°С.

### АНТИКОР

Уникальный материал, который можно наносить прямо на ржавую поверхность

### МЕТАЛЛ

Бюджетная версия модификации Броня Антикор. Выгодно! Доступно! Эффективно!

### ОГНЕЗАЩИТА И ОГНЕЗАЩИТА НОРД

Однокомпонентный состав предназначен для повышения предела огнестойкости стальных конструкций от 45 мин. до 120 мин.

### ФАСАД И ФАСАД НГ

Обладает повышенной паропроницаемостью, позволят использовать его на ограждающих конструкциях зданий и сооружений

### СТЕНА И СТЕНА НГ

Бюджетная версия модификации Броня Фасад. Выгодно! Доступно! Эффективно!

### ЛАЙТ И ЛАЙТ НГ

Тепло-звукоизоляционная шпатлевка. Наносится толстыми слоями, отлично выравнивает утепляемую поверхность.

### ЗИМА И ЗИМА НГ

Сверхтонкая теплоизоляция, с которой можно работать до - 35 °С

### НОРД И НОРД НГ

Бюджетная версия модификации Броня Зима. Выгодно! Доступно! Эффективно!

NEW!

ПОЛИМЕРНЫЙ ГИДРОИЗОЛЯТОР
### АКВАБЛОК

Применяется для устройства кровельных покрытий, балконов, лоджий, полов, санузлов, фундаментов, подвалов и других сложных геометрических плоскостей

ВОЛГОГРАДСКИЙ ИННОВАЦИОННЫЙ РЕСУРСНЫЙ ЦЕНТР

WWW.NANO34.RU
БРОНЯ.РФ

г. Волгоград,
ул. Батальонная, 13А
(8442)49-50-91, 50-62-30
info@nano34.ru