№1 (68) МАРТ 2019

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

ТАТНЕФТЬ

Опыт создания цепного привода, монтируемого над устьем скважины

НОВАТЭК

Тектоническая модель строения отложений Шугинского малого вала

ТЕХНОЛОГИИ

Прогнозирование разреза ниже забоя скважины методом ВСП

Мероприятия по повышению нефтеотдачи месторождений ВВН

Многокритериальная оценка геолого-геохимических данных по Ямалу

Производство оборудования для заканчивания скважин и контроля притока в России

BAKER HUGHES

Available on the App Store

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

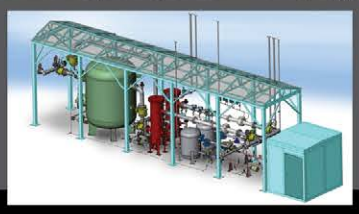
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

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

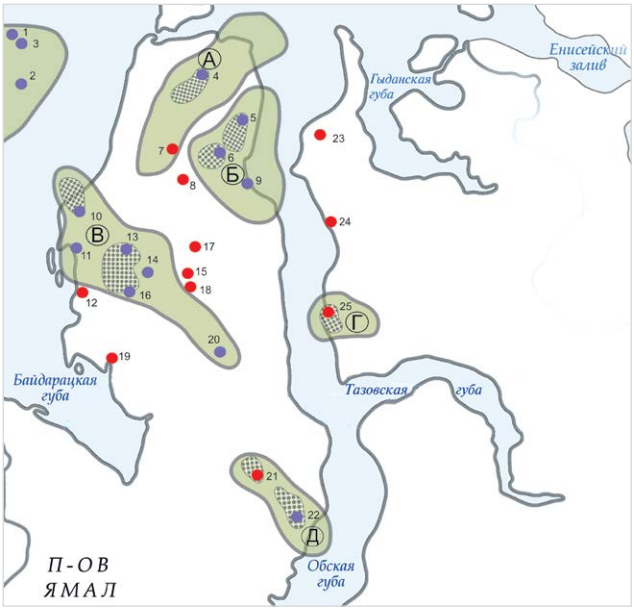
СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

11 В.В. Судакова, В.Ю. Панасенко, А.Г. Наймушин. Тектоническая модель строения доюрских отложений Шугинского малого вала, прогноз нефтегазоносности палеозоя

18 В.Л. Шустер, С.А. Пунанова. Выбор первоочередных объектов в глубокозалегающих отложениях Ямальского полуострова на основе многокритериальной оценки геолого-геохимических данных



Геофизика

22 Г.А. Шехтман. Прогнозирование разреза ниже забоя скважины модификациями метода вертикального сейсмического профилирования

Юбилей

28 А.В. Гловацкий — про жизнь, профессию, страну и РУСЭЛПРОМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

34 Р.А. Ахунов, А.А. Цинк, А.А. Исаев. Комплекс мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождения высоковязкой нефти

38 К.В. Валовский, И.Г. Шамсутдинов, Н.В. Федосеенко, В.М. Валовский. Опыт создания цепного привода ПЦ 35-3,5-0,5/2,5, монтируемого над устьем скважины

Компрессоры

42 ЭНЕРГАЗ: Особенности технологического процесса подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (68) март 2019

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

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

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

Hilden, Germany,
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: www.runeft.ru
УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-19/02-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 05.03.2019
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

48 А.Г. Хакимов. Статическая устойчивость газопроводов

Трубы

53 М.В. Песин, В.Ф. Макаров. Развитие цифровых технологий в исследовании остаточных напряжений

Арматура

56 НЕКСТ ТРЕЙД. Обработка деталей из вольфрамокобальтового сплава методом механической обработки на станке с ЧПУ

КИПиА

Оборудование

58 РУСТ-95. Пружинный преобразователь для клапанов микрорасхода

Программное обеспечение

60 Ю.В. Волков, С.Е. Валеева, М.Р. Фаткулин, Т.Р. Хабибулов. Использование современного программного обеспечения для оптимизации разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Диагностика

62 PERGAM R&D. Модель утечки газа для расчета интенсивности потока газа, детектируемого системой ДЛС-КС

Энергетика

64 Энергетические программы ЗАО «БОРИСФЕН»: четверть века надежности и проверенного качества

68 В.И. Завидей, М.А. Свиридов, В.Н. Рущинский. Состояние и перспективы внедрения систем мониторинга и технического диагностирования электрических машин и аппаратов

МЕРОПРИЯТИЯ

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Бикбаев Т.Н. / general@runeft.ru

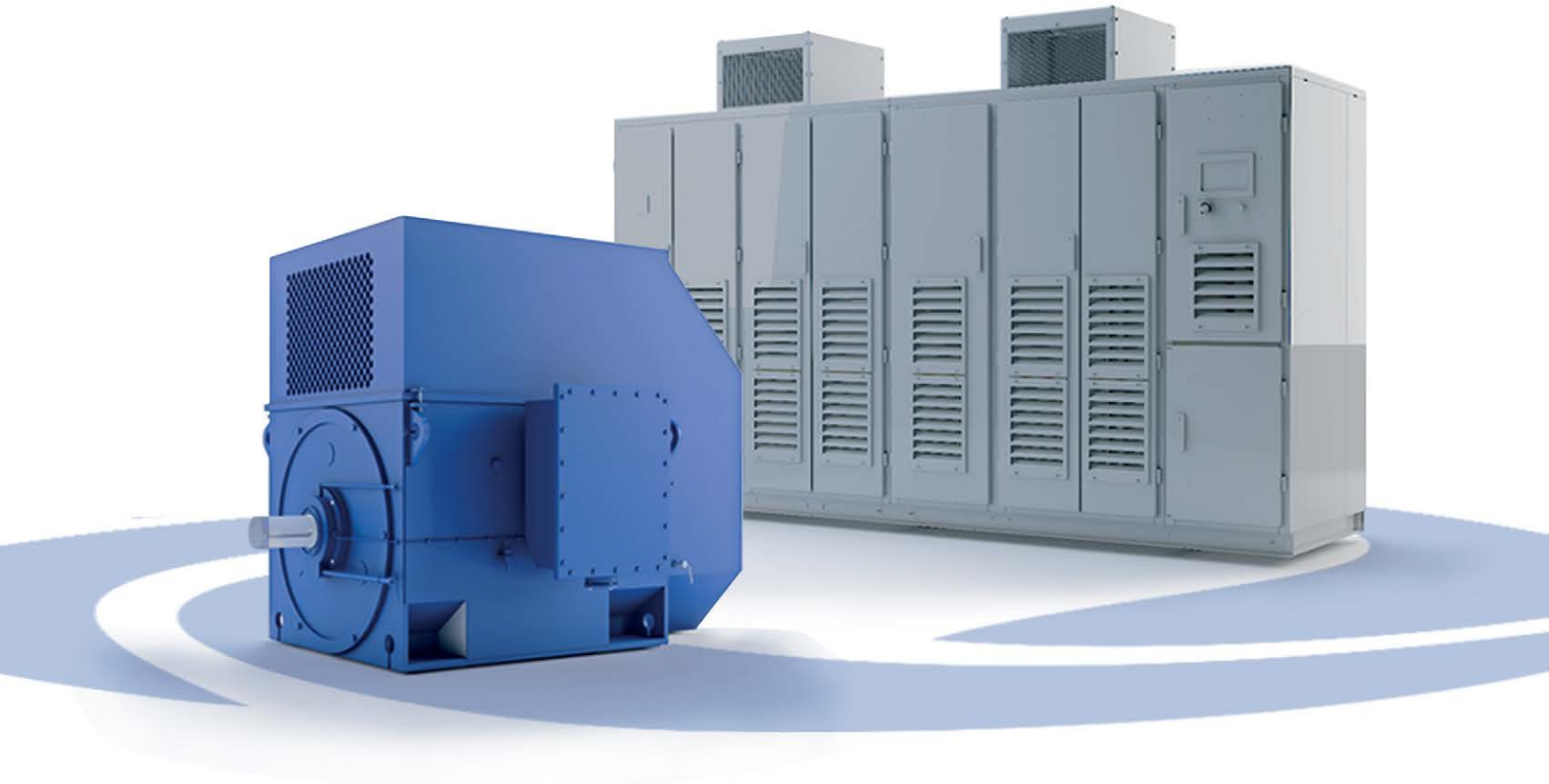
ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

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:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Ахапкин М.Ю. — к.т.н.
Аширмамедов М.А. — д.г.-м.н. (Туркменистан)
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Ишматов З.Ш. — к.т.н.
Кемалов А.Ф. — д.т.н., профессор
Кемалов Р.А. — к.т.н.
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Лукьянов О.В.
Мануков В.С.
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Муртазина Т.М. — к.т.н.
Николаев А.В. — д.ф-м.н, член-корреспондент РАН
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Теляшев Э.Г. — д.т.н., профессор
Шустер В.Л. — д.г.-м.н., профессор

Комплектный электропривод РУСЭЛПРОМ



- Диапазон мощностей 315 кВт – 20 мВт
- Номинальное напряжение 3, 6, 10 кВ

ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ + ЧАСТОТНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ

Пара специально подобрана по мощности, моменту, перегрузочным характеристикам и другим параметрам, обеспечивает слаженную работу технологического оборудования и позволяет получить максимальную эффективность при сбалансированном решении.

РУСЭЛПРОМ - единый производитель и поставщик комплекта

Мы несем полную ответственность за качество и слаженность работы компонентов, гарантийные обязательства, а также решаем вопросы сервисного обслуживания в течение всего жизненного цикла продукта.

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru
8 (800) 301-35-31
+7 (495) 788-28-27
РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

ООО «ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС»

ООО «ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС» создано в 1992 г. как инжиниринговая компания с целью комплексных поставок средств АСУТП, включая КИПиА и запорно-регулирующую арматуру (клапаны) для обеспечения безопасности технологических процессов на объектах металлургической, горно-добывающей, нефтяной, химической, нефтехимической промышленностей РФ, а также для промышленно-строительного комплекса РФ.

С момента основания, компания занимается поставкой высокотехнологичного оборудования, проводит инженерно-технические консультации, шефмонтаж и пуско-наладку поставленного оборудования. По Вашему запросу мы готовы предоставить референс-лист наших поставок.

ООО «ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС» зарекомендовала себя надежным, проверенным поставщиком оборудования, с которым легко выстроить взаимовыгодное успешное сотрудничество. Предлагаемые нами деловые отношения дают качественный и реалистичный подход к требованиям Клиентов и Партнеров.

Яркие решения для автоматизации технологических процессов в промышленности

В настоящее время, Заказчику необходимо не просто купить комплект оборудования, а получить решение их задач, что называется - «под ключ», в короткие сроки и за приемлемую цену. Именно это и стало основной нашей задачей.

ООО «ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС» концентрирует свои усилия на оптимальном выборе оборудования для каждого конкретного случая. Этому способствует постоянный мониторинг технических новинок, оптимизация работы с производителями оборудования и большой опыт наших специалистов.

ООО «ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС» является официальным партнером мировых лидеров-производителей продукции КИПиА (копии сертификатов от наших Партнеров находятся на нашем сайте: www.ingavtomatika.ru , в разделе: скачать, сертификаты Партнеров).

Наш адрес: 117545, РФ, г. Москва,
ул. Подольских Курсантов,
дом 3, офис 312
ООО «ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС»
Тел./факс: +7 (495) 647 79 08
E-mail: info@ingavtomatika.ru
Интернет сайт: www.ingavtomatika.ru

ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС

Генеральный директор
ООО «ИНЖАВТОМАТИКАСЕРВИС»
Двужилов Александр Семёнович

OIL&GAS
EXPOSITION

ISSUE:
1 (68) March 2019

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

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ahapkin M.Yu. — Ph.D.
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corresponding member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Ishmatov Z.Sh. — Ph.D.
Kemalov A.F. — Sc.D., professor
Kemalov R.A. — Ph.D.
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Lukyanov O.V.
Manukov V.S.
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Murtazina T.M. — Ph.D.
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Sc.D.
Telyashv E.G. — Sc.D., corresponding member, RAS
Shuster V.L. — Sc.D., professor

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Valentina V. Sudakova, Victor Yu. Panasenko, Anton G. Naymushin. A tectonic model for the structure of pre-jurassic sediments Suginsky small shaft, forecast of petroleum potential of the Paleozoic....11

Vladimir L. Shuster, Svetlana A. Punanova. Selection of primary organization objects of the preparation in the deep seals of the Yamal peninsula based on multicriteral estimation of geological and geochemical data....18

Geophysics

Gregory A. Shekhtman. Prediction of the cross section below the TD by means of the versions of the VSP method.... 22

PRODUCTION

Oil production

Rashit M. Akhunov, Aleksandr A. Tsink, Anatoliy A. Isaev. An action plan to enhance oil recovery from heavy crude oilfield.... 34

K.V. Valovky, I.G. Shamsutdinov, N.V. Fedoseyenko, V.M. Valovsky. Development of PTs 35-3.5-0.5/2.5 chain drive mounted above wellhead.... 38

TRANSPORT

Pipeline

Akim G. Khakimov. Static stability of gas pipeline.... 48

Pipe

Mikhail V. Pesin, Vladimir F. Makarov. The development of digital technologies in the study of residual stresses....53

Software

Juri V. Volkov, Svetlana E. Valeeva, Mukhammedrakhim R. Fatkulin, Timur R. Khabibulov. The use of modern software to optimize the development of oil fields with hard-to-recover reserves 60

Electrical engineering

Viktor I. Zavidey, M.A. Sviridov, V.N. Rushchinskiy. Status and prospects of implementing monitoring systems and technical diagnostics of electrical machines and devices 68

Activities 73

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

ISSUE DATE: 05.03.2019

CIRCULATION: 10 000 copies

Наши последние разработки

С 2018 года ООО «Глобус» начал производить новое исполнение расходомеров (ультразвуковых «Ирга-РУ» и вихревых «Ирга-РВ») - расходомер-счетчик. Укомплектованный датчиками давления и температуры расходомер обеспечивает в реальном времени преобразование расхода измеряемой среды к стандартным условиям. Выходные сигналы передаются с электронного блока расходомера.

Это полноценный счетчик, уже хорошо зарекомендовавший себя в системах учета (АСУ ТП).

Обработка метрологической информации, ее архивация происходит удаленно.

Разработана версия с индикацией на электронном блоке расходомера. На экран нарастающим итогом выводится объем ($м^3$/ч), приведенный к стандартным условиям или, по желанию заказчика, в тоннах и/или килограммах в час, что особенно актуально для пара и технических газов.

Расходомеры «Ирга-РВ» могут обеспечить любой выходной сигнал, что позволяет встроить их практически в любую работающую систему учета газа, пара, жидкости, тепловой энергии:

- частотный
- числоимпульсный
- токовый
- цифровой *(вывод на внешний контроллер или вычислитель)*
- по протоколу HART
- по протоколу RS485 Modbus RTU
- и т.д.

ООО «ГЛОБУС»
308023, г. Белгород, ул. Садовая, 45-а
+7 (472-2) 26-42-50, 26-18-46, 31-33-76
sale@irga.ru globus@irga.ru
www.irga.ru

AMTEK

Advanced Metrological Technologies

since 1996

+7 (495) 540-51-31

E-mail: info@amtek.ru

www.amtek.ru

Компания "АМТЕК" была основана в 1996 году, как официальное представительство группы зарубежных производителей, специализирующихся в области измерительных технологий и контроля качества в нефтегазовой промышленности.

На сегодняшний день АМТЕК является независимой компанией и предлагает свои услуги в сфере поставки оборудования, консалтинга и сертификации измерительных приборов в России и ближнем зарубежье.

Jiskoot	Clif Mock	Faure Herman	Omni
Великобритания	США	Франция	США

УДК 550.8.072: 551.73 (571.121)

Тектоническая модель строения доюрских отложений Шугинского малого вала, прогноз нефтегазоносности палеозоя

В.В. Судакова
к.г.-м.н., эксперт отдела региональных работ и моделирования нефтегазоносных систем[1]
Valentina.Sudakova@novatek.ru

В.Ю. Панасенко
главный специалист отдела геофизической интерпретации[1]

А.Г. Наймушин
заместитель генерального директора — главный геолог[2]

[1]ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», Тюмень, Россия
[2]ООО «ЯРГЕО», Надым, Россия

Цель работы — изучить структурно-тектонические особенности строения доюрского основания Шугинского малого вала, выработать критерии поиска залежей углеводородов в глубоких палеозойских горизонтах. Собраны и проанализированы материалы обобщения геолого-геофизических данных и научно-исследовательских работ, посвященных изучению доюрских отложений на территории ЯНАО и Западной Сибири. Проведена интерпретация сейсмических материалов МОГТ 3Д, 2Д в интервале палеозойского комплекса. Впервые создана взбросово-надвиговая структурно-тектоническая модель доюрского комплекса, выделены сейсмокомплексы: триасовый, пермский, каменноугольный, девонский. Разработаны общие поисковые критерии обнаружения залежей УВ в доюрском комплексе ЯНАО. Обнаружено новое геологическое явление в пределах Шугинского вала — структуры горизонтального сдвига в осадочном чехле, и необычный парагенез структур в фундаменте — структуры типа «пропеллеров».

Материалы и методы
Материалы глубокого разведочного, параметрического и сверхглубокого бурения, интерпретация данных сейсморазведки МОГТ 2Д, 3Д, анализ результатов наиболее известных научных исследований по доюрскому фундаменту Западной Сибири.

Ключевые слова
доюрское основание, палеозойский комплекс, фундамент, разлом, трещиноватость, сейсмокомплексы

Введение

В настоящее время в фундаменте Западной Сибири открыто 82 месторождения УВ, признаки нефтегазоносности получены на 120 площадях. Большинство залежей приурочено к контактной зоне: чехол – «акустический фундамент». Известны случаи обнаружения залежей в глубоких палеозойских горизонтах на Новопортовском нефтегазоконденсатном, Малоичском и Рогожниковском нефтяных месторождениях и др. Многие недропользователи и особенно крупные нефтегазовые компании проявляют большой интерес к палеозойским объектам.

Механизм формирования и особенности строения палеозойских залежей углеводородов до сих пор не ясны, не созданы эталонные модели. Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ в палеозойском «фундаменте» находится на стадии разработки. Освоение «фундаментных» залежей требует нестандартных научно-производственных решений. Все это обусловлено сложным структурно-тектоническим строением доюрского комплекса, неоднозначностью и недостаточностью имеющегося фактографического материала, особенностями тектонического развития территории в целом.

В последние годы в Западной Сибири проведен большой объем региональных и площадных сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, детальных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, которые уточнили геологическое строение поверхности доюрского основания. Был создан структурный каркас по ОГ А и обновлена геологическая карта фундамента. Бурение новых поисково-разведочных и глубоких параметрических скважин дало ценную геологическую информацию о вещественном составе триасовых и палеозойских отложений. На сегодняшний день на территории ЯНАО пробурено 207 скважин со вскрытием доюрского основания, из них 12 параметрических скважин, две сверхглубокие (СГ-6, СГ-7). Новые сведения подтвердили перспективы нефтегазоносности доюрских отложений, однако, новых месторождений в доюрском комплексе ЯНАО выявлено не было.

На государственном балансе запасов по территории ЯНАО в палеозое числится всего одна газоконденсатная залежь на Новопортовском месторождении. Открытая еще в 1980 г. залежь до сих пор не вовлечена в разработку, геологическая модель палеозойских отложений широкой общественности не известна. По результатам детальных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на месторождении и исследований пелеозойского керна в 30 скважинах был сделан вывод о сложном тектоническом строении палеозойского фундамента, приуроченности залежей УВ к ловушкам гипергенного типа и локальным зонам трещинно-кавернозно-карстовых коллекторов в карбонатах [1]. Предполагается, что процессы выветривания воздействовали на породы кровли фундамента, формируя площадные коры выветривания, а также проникали на большие глубины по тектоническим нарушениям, формируя линейно-трещинные коры выветривания. В работе [1] был сделан вывод, что местоположение нефтегазоносных кор выветривания карбонатных пород в большей мере контролируется тектоническим фактором, поэтому при поиске и разведке палеозойских залежей УВ необходимо картировать древние разломы и приуроченные к ним зоны трещинно-кавернозно-карстовых коллекторов.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д (сп. 69/09-10, 5/13-14, 15/15-16) на исследуемом участке позволили детально изучить геологическое строение территории Шугинского малого вала не только по горизонтам осадочного чехла, но и складчатого палеозойского основания. В результате обобщения материалов площадной сейсморазведки с материалами бурения новых скважин, впервые была построена взбросово-надвиговая структурно-тектоническая модель доюрского основания. Согласно сейсмическим материалам доюрский комплекс был расчленен на: триасовый вулканогенно-осадочный ССК 5, пермский конгломератовый ССК 4, каменноугольный терригенно-карбонатный ССК 3, девонский карбонатный ССК 2 и нерасчлененный нижнепалеозойский ССК 1 подкомплексы (Рисунки 1, 2).

Методика работ

Специалистами ведущих отраслевых научных институтов: ФГБУ «ЗапСибНИИГиГ», АО «СНИИГГиМС», ИНГГ СО РАН, ОАО «СибНАЦ» на протяжении многих лет ведутся планомерные исследования палеозойского фундамента и чехольных триасовых отложений на территории Западной Сибири, проводится сбор данных о глубинах залегания и вещественном составе доюрских отложений, палеонтологической изученности и определений относительного возраста пород, определений скоростей сейсмических волн в образцах керна. По мнению большинства ведущих специалистов Западной Сибири палеозойский мегакомплекс делится на два типа: складчатый фундамент и чехольный палеозой. Большую часть исследованных пород составляют базальты. Данные о формационной идентификации базальтоидов доюрского основания Западной Сибири были проанализированы Бочкаревым В.С. [2], который пришел к выводу о наличии в фундаменте Западной Сибири формаций островных дуг, океанических и континентальных окраин, внутриконтинентальных рифтовых систем.

Анализ и обобщение геолого-геофизических и геохимических материалов последних лет, результатов наиболее известных научных исследований по доюрскому фундаменту Западной Сибири, материалов глубокого параметрического и сверхглубокого бурения, приводят нас к выводу, что поиск и разведка залежей в доюрском комплексе требует целенаправленных комплексных геолого-геофизических и тектонофизических

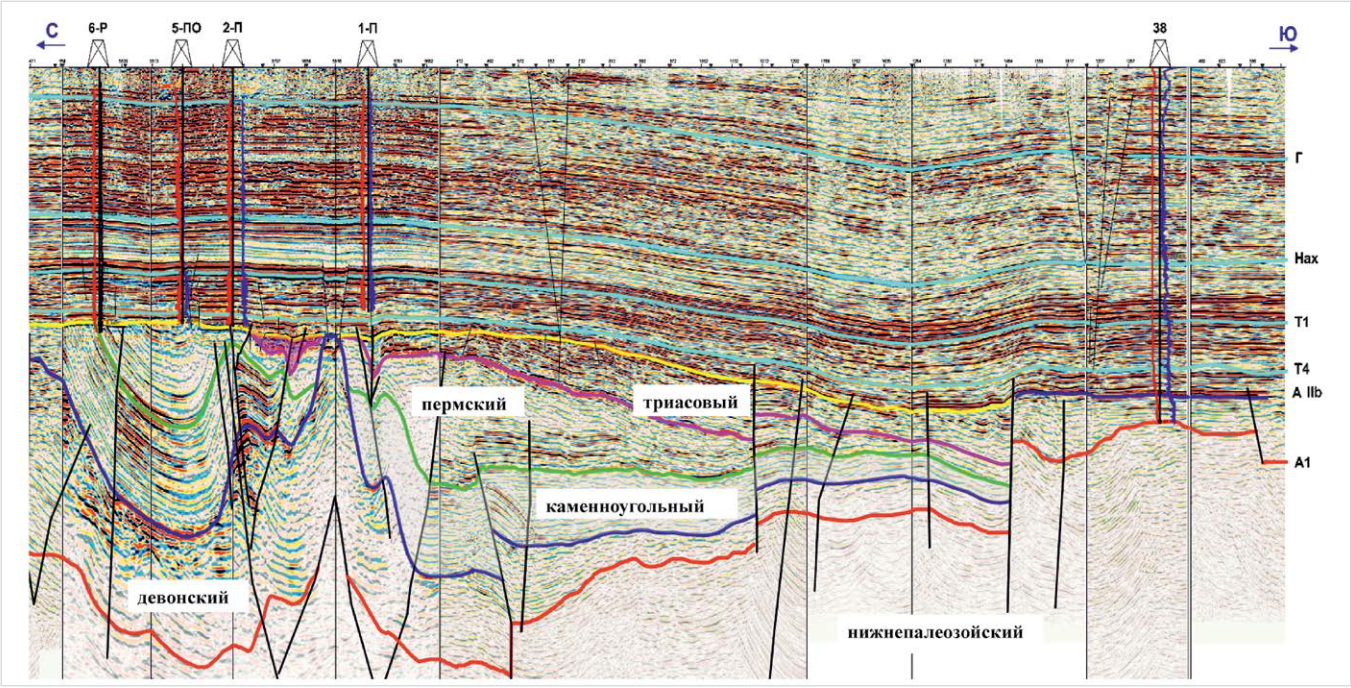


Рис. 1 — Композитный временной разрез по линии скважин 6-Р, 5-ПО, 2-П, 1-П и 38
Fig. 1 — Composite time section along the line of wells 6-P, 5-PO, 2 - P, 1-P and 38

исследований, как регионального, так и детального масштабов.

На основании обобщения имеющихся материалов по доюрскому комплексу Западной Сибири [3, 4, 5, 6, 7], анализа геологических и сейсмических моделей залежей углеводородов, открытых в доюрском комплексе в Шаимском, Красноленинском, Уватском, Нюрольском, Ямальском и других НГР, нами были разработаны общие поисковые критерии промышленных скоплений УВ в палеозойском и триасовом нефтегазоперспективных комплексах, которые сводятся к следующему:

1. Приуроченность залежей УВ к крупным унаследованным антиклинальным зонам, к сводам древних структур, где верхушки доюрского основания эродированы и представлены зонами дезинтеграции пород (коры выветривания).
2. Наличие глубинных амплитудных разломов, активной геодинамики, приводившей к формированию зон повышенной трещиноватости, по которым могли проникать гидротермальные растворы, что приводило к возникновению зон разуплотнения в структурах растяжения, открытой трещиноватости.
3. Расположение залежей гипсометрически выше и вблизи границ выклинивания базальных слоев осадочного чехла, содержащих потенциально производящие нефтегазоматеринские толщи. Ловушки должны быть выше уровня нефтегазогенерации в осадочных толщах.
4. Вещественный состав пород доюрского комплекса должен быть преимущественно терригенного или карбонатного состава. В вулканогенно-обломочном комплексе потенциальные коллекторы связаны с туфами, лавакластитами и туффитами.
5. Доюрский комплекс должен быть надежно перекрыт мощными непроницаемыми породами с хорошими флюидо-упорными свойствами, способными сохранить залежь, роль покрышек могут выполнять глины средней и нижней юры.
6. Наличие смежной области устойчивого погружения нафтидопроизводящих осадочных толщ и отсутствие признаков деструктивного метаморфизма нафтидов.

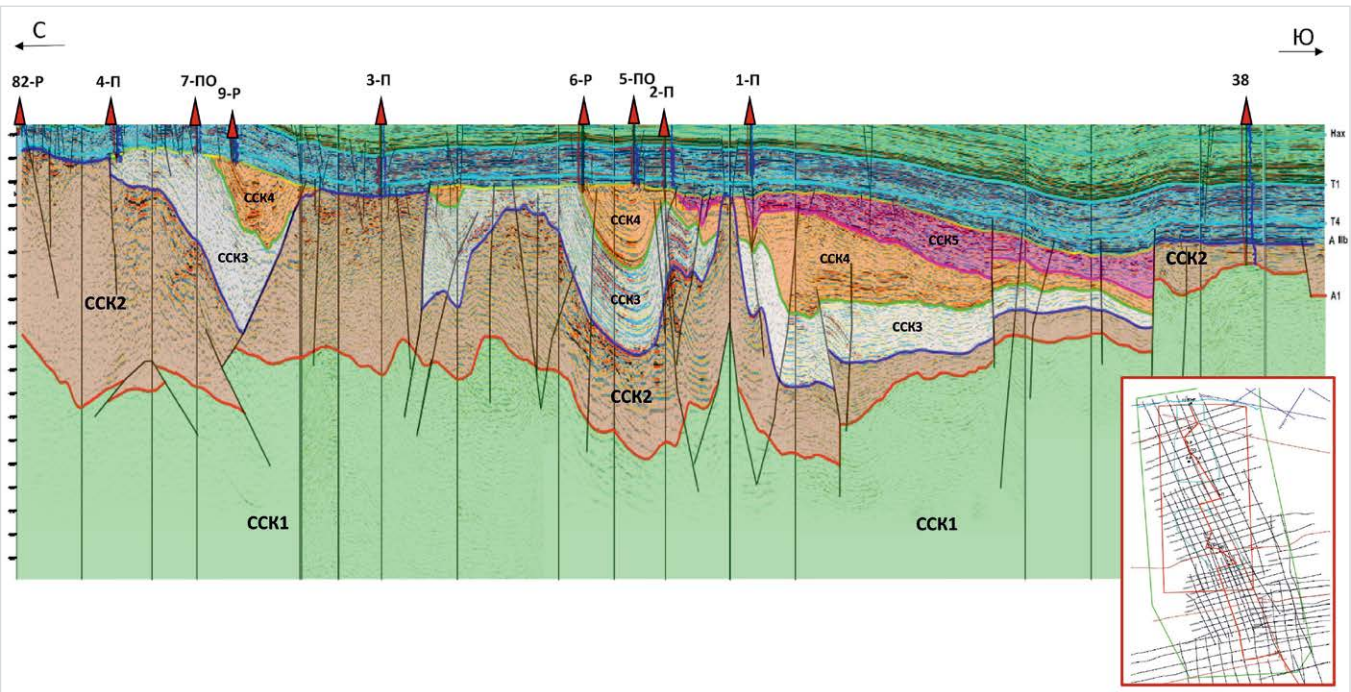


Рис. 2 — Композитный временной разрез вдоль оси малого вала через скважины 82-Р, 4-П, 7-ПО, 9-Р, 3-П, 6-Р, 5-ПО, 2-П, 1-П, 38
Fig. 2 — Composite time section along the axis of the small shaft through wells 82-P, 4-P, 7-PO, 9 - P, 3 - P, 6-P, 5-PO, 2-P, 1-P, 38

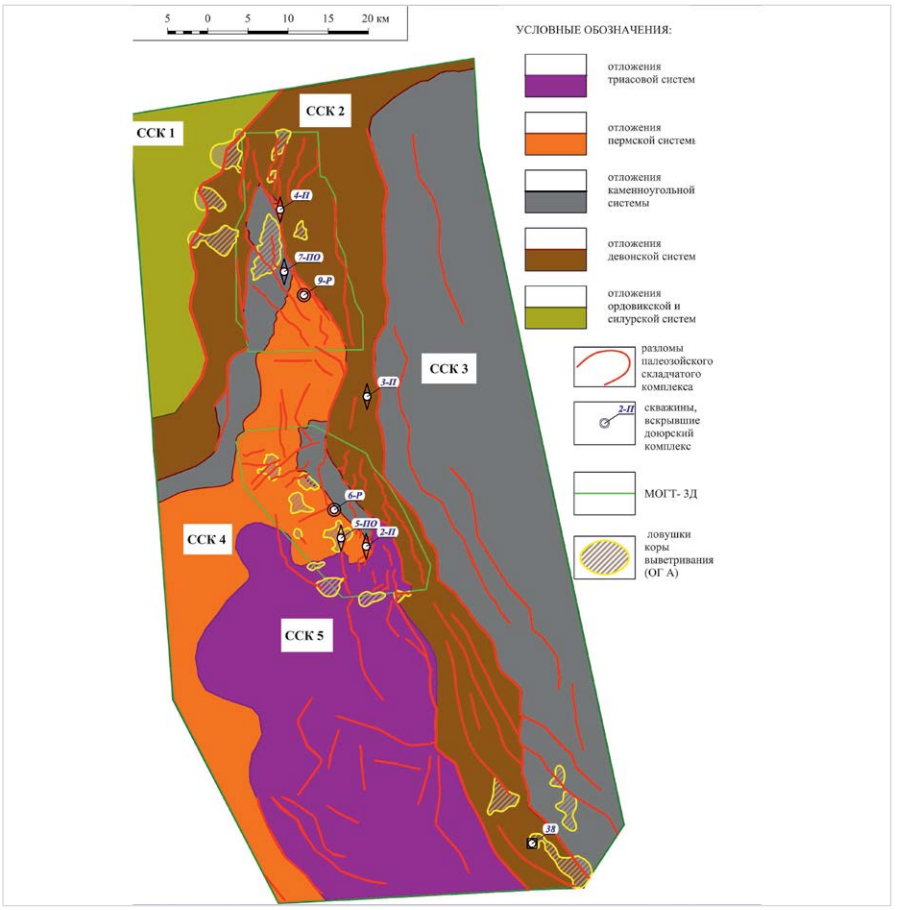


Рис. 3 — Схема распространения сейсмостратиграфических комплексов (ССК) в пределах площади исследований на уровне отражающего горизонта А
Fig. 3 — The scheme of the seismic stratigraphic complexes (SSC) propagation within the limits of the research area at the level of the reflecting horizon A

Результаты работ

Согласно схемам тектонического районирования, палеозойское основание исследуемого участка относится к Уральскому складчатому поясу (Уральской моноклизе), имеет орогенно-складчатое гетерогенное строение, сложено терригенно-карбонатными и эффузивно-осадочными формациями, по кровле выступов доюрского основания часто развиты мощные коры выветривания.

В волновом поле отраженных волн были прослежены отражающие горизонты, ограничивающие выделенные сейсмические комплексы: А — кровля доюрского комплекса или подошва осадочного чехла, Iа — кровля триасовой серии, II — кровля пермских, IIа — кровля каменноугольных, IIб — кровля девонских отложений, А1 — подошва осадочного палеозоя или кровля кристаллического фундамента. Строение выделенных комплексов значительно осложнено разрывной тектоникой взбросово-сбросового типа, отображающей сложную историю формирования палеозойского складчатого комплекса малого вала в условиях рифтогенеза и субдукционно-обдукционного тектогенеза.

По сейсмическим материалам был составлен каркас глубинных разломов, по которым происходили взбросово-надвиговые подвижки тектонических пластин палеозойских подкомплексов при коллизии островных дуг. В зоне контакта пород палеозоя и перекрывающих его базальных осадочных комплексов выделены кулисообразные нарушения более мелкого порядка, отображающие правостороннее закручивание северной части Шугинского малого вала во время субмеридионального сдвига блоков палеозойского основания, который повлек за собой смятие консолидированных осадков чехла и разрывы пластов чехла вдоль сдвига блоков фундамента. Эти области, вероятно, характеризуются повышенной раздробленностью пород зоны контакта «чехол-фундамент», и могут содержать коллекторы трещинно-кавернозного типа в гипергенных ловушках.

Считаем, что наиболее подвержены вторичным процессам породы палеозойских выступов, находящиеся длительное время над базисом эрозии, разбитые разломами, трещинами, и сложенные карбонатными породами, по которым формируются в основном кавернозный и трещинно-кавернозный типы коллекторов. Подобный разрез карбонатных пород вскрыт на близлежащем Новопортовском месторождении, где доказана гипергенная природа палеозойских резервуаров.

На площади работ палеозойские отложения вскрыты на разную толщину от 7 до 604 м. В скважинах №№ 2, 4, 5, 6, 9 вскрыты массивные конгломерато-галечниковые грубообломочные породы предположительно пермской молассы, содержащие обломки вулканитов, известняков, углей. По РИГИС коллекторы отсутствуют. Исключение составляет скважина 4, в которой в интервалах 2716,4–2719,0; 2741–2743,8; 2756–2759,1 м выделены прослои неясного насыщения, которые не опробованы. Результаты испытаний пермских отложений в вышележащем интервале 2682–2690 м, где притока не получено, убедили геологов в бесперспективности палеозойских отложений. Скважина 5 была испытана на границе чехол-фундамент и в интервале 3082–3087 м, получен фильтрат бурового раствора с пленкой нефти. В скважине 9, вскрывшей пермские отложения на толщину 58 м, в интервале пермских гравийно-галечниковых конгломератов, коллекторов выделено не было, и испытаний палеозойских интервалов не проводилось.

Каменноугольные отложения (IIа) на площади вскрыты предположительно скважиной 7. Они залегают на склонах девонского выступа под пермскими терригенными отложениями и детально охарактеризованы в параметрической скважине 1 Янгиюганской, расположенной в 100 км к западу от участка. Отложения представлены флишоидными углеродистыми кремнисто-карбонатными сланцами, известняками, брекчиями (янгиюганская толща), средне-позднепалеозойские толщи надвинуты на метаплагиограниты венда (надсубдукционные офиолиты островной дуги). В скважине 1 Янгиюганской вскрыто 2980 м палеозойских пород с глубины 1115 м. Испытание палеозоя проведено в двух объектах в открытом стволе в процессе бурения (КИИ-146). В интервале 1587–1713 м (трещиноватые вулканогенные породы) испытание показало наличие интенсивных газопроявлений, получен высокодебитный приток пластовой воды насыщенной газом углеводородного состава (горит при поджигании). В другом интервале 2593–2624,6 м (кислые эффузивы) притока пластовых флюидов не установлено, объект «сухой».

Девонские отложения (IIб) — основные продуктивные отложения на Новопортовском газоконденсатном месторождении. В соседней Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции в интервале раннего франа — раннего карбона залегает нефтегазоматеринская толща — доманик. Массивные известняки, доломиты и слоистые водорослевые, органогенно-обломочные и брекчиевые биостромы заполняют впадины вдоль гряд: Чернышова, Чернова, Гамбурцева, где формировались мелководные рифогенные банки и оолитовые отмели. На исследуемой площади отложения девона предположительно вскрыты в скважине 3 (интервал 3340–3344 м), расположенной на девонском горсте, где вскрыты карбонатные отложения с обломками пирокластов. По данным ГИС проницаемых интервалов в палеозое не выделено, совместное испытание с нижнеюрскими отложениями в ОС (интервал 3273–3362 м) дало слабый приток ФБР с водой.

Доюрские образования скважины 38 в интервале 4398–4968 м также отнесены к верхнему девону на основании определений фораминифер, водорослей и брахиопод, выполненных палеонтологами Э.К. Сташковой и З.А. Леоновой (ОАО «КамНИИКИГС», Пермь, 2009 г.) [8]. Представлены вулканическими породами с небольшим объемом осадочных и смешанных пород типа цеолитизированных туфов, туффитов, с прослоями известняков с фораминиферами, радиоляритов, лав андезито-базальтов. Девонские отложения ритмично построены, сложены преимущественно глубоководными кремнистыми породами и вулканитами островодужного типа, углы наклона слоев до 40 градусов к оси керна. Испытание палеозойских интервалов (4963–5010, 4733–4798, 4587–4623, 4452–4483 м)

проведено в открытом стволе, притоков не получено, отмечается интенсивный выход воздуха из бурильных труб при установке пакера. По данным ГИС коллекторов в палеозое не выделено, поинтервальной перфорации в колонне не проводилось. В кровле палеозоя (4406–4415, 4415–4421 м) выделяется вулкано-терригенная толща: туфогравелиты, лапиллии с рассеяным органическим веществом в обломках пород и пленками УВ по сколу [8]. В целом, палеозойские отложения в разрезе скважины 38 не содержат значимых концентраций УВ, поэтому не обладают высокими перспективами нефтегазоносности, но перекрывающие их отложения нижней юры содержат толщи нефтегазоматеринских пород с повышенным газогенерационным потенциалом. Эти отложения выклиниваются вверх по склону малого вала, и углеводородные флюиды, образовавщиеся в юрских нефтегазоматеринских толщах, могут быть отжаты из погруженных восточных областей в разуплотненные выступы и ловушки гипергенного типа.

В связи с преимущественной газоносностью северных районов Западной Сибири, а также близостью Новопортовского газоконденсатного месторождения в палеозое, в выделенных ловушках ожидается открытие газовых и газоконденсатных залежей.

Характерной особенностью формирования девонских отложений является зависимость от развития Уральской складчатой системы, которая начала интенсивно расти именно в девоне (герцинская складчатость), сформировала передовые и межгорные прогибы, каменноугольные бассейны (Печорский) и бассейны каменных солей (Предуральский прогиб). Межгорный прогиб на западе площади сформировался на рубеже девона — перми при быстром росте окружающих гор, одновременно заполнился продуктами их разрушения – пермской терригенной молассой, а позже триасовыми терригенными осадками. В то же время восточная часть площади исследований, представлявшая собой карбонатную платформу задугового бассейна, начинает надвигаться на межгорный прогиб по серии взбросов, обнажая часть карбонатного комплекса, который мог подвергаться деструкции и позже, в нижнеюрское время, служил местным источником сноса (пласты Ю14, Ю13, Ю12). Песчаники нижней юры, вскрытые в скважине 6, визуально отличаются очень белым цветом и карбонатностью состава, похоже источником обломочного материала служили карбонатные массивы, рифогенные постройки, возможно девонско-каменноугольного возраста.

Таким образом, анализ геологических и сейсмических данных, структурно-тектоническое расчленение доюрского комплекса исследуемого участка показало, что под предъюрский эрозионный срез на уровень ОГ А выходит девонский карбонатный горст северо-западного простирания, верхняя часть которого была смыта и переотложена в пределах смежных впадин нижнеюрскими реками. Рост девонского горста могли спровоцировать эндогенные процессы субдукции палеоостровной дуги, а оживление тектонической деятельности могло происходить и в более поздние периоды, за счет горизонтальных движений Земной коры, вызванных спредингом Арктического рифта. Осевая

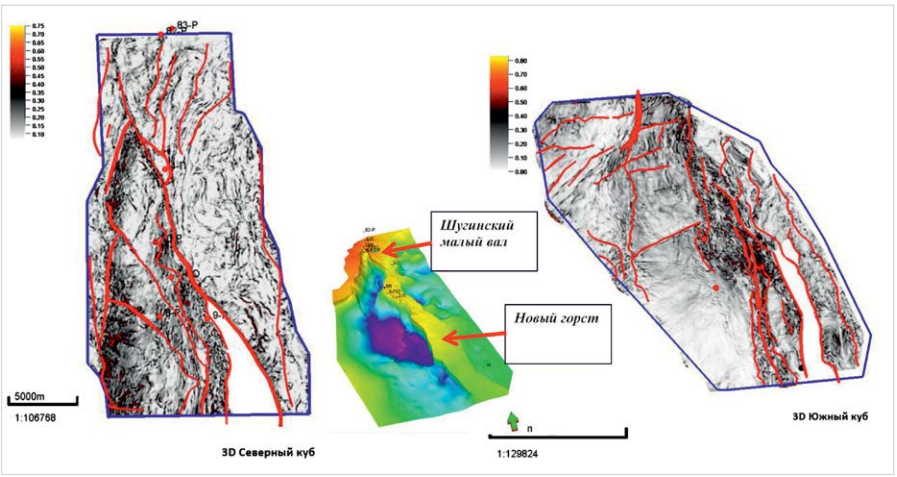


Рис. 4 — Выделение тектонических нарушений в доюрском комплексе по данным МОГТ-3Д на стратиграфических срезах кубов «Variance» вдоль ОГ IIb (девон)
Fig. 4 — Isolation of tectonic dislocations in the pre-Jurassic complex according to MOGT-3D data on stratigraphic slice of "Variation" cubes along the OG IIb (Devon)

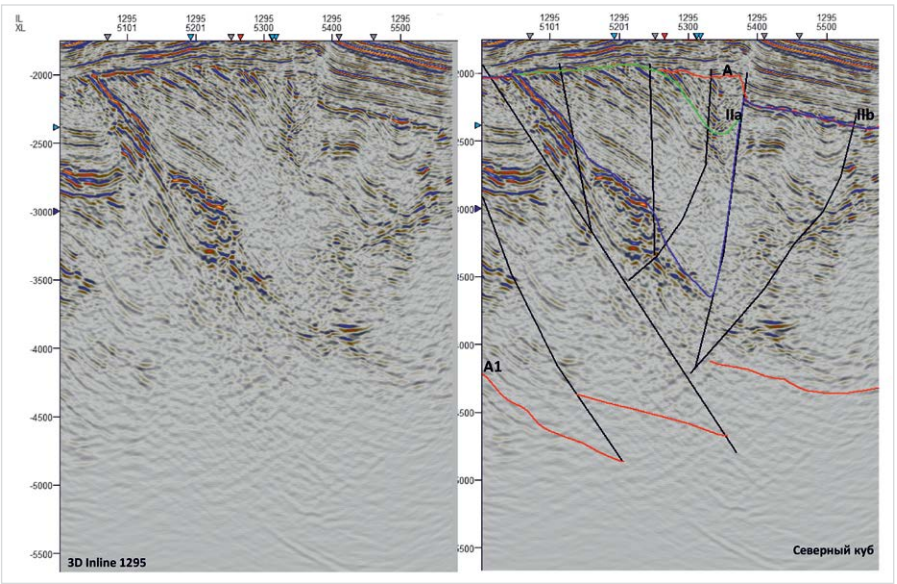


Рис. 5 — Пример выделения тектонических нарушений по данным МОГТ 3D
Fig. 5 — Example of allocation of tectonic dislocations according to seismic acquisition 3D

часть малого вала в настоящее время — сложнодислоцированная чешуйчато-складчатая палеозойская структура, образованная при тангенциальном сжатии Земной коры в результате поддвига под Восточно-Европейскую платформу восточных островных дуг, с последующей коллизией.

Схема распространения сейсмостратиграфических комплексов (ССК) в пределах площади исследований на уровне отражающего горизонта А была составлена по результатам корреляции ОВ палеозойских подкомплексов и трассирования тектонических нарушений в палеозойском комплексе (рис. 3). Кровля доюрского основания состоит из гетерогенных сейсмостратиграфических комплексов, выходящих под предъюрский эрозионный срез. На карту вынесены границы предполагаемых ловушек гипергенного типа (желтыми полигонами), которые приурочены к дезинтегрированным выступам палеозойских пород. При подборе подсчетных параметров для оценки перспективных ресурсов по категории Дл необходимо учитывать вещественный состав доюрских пород, исходя из имеющихся сведений о коллекторах в девонско-каменноугольных карбонатах и пермских конгломератах.

По нашему мнению, наиболее перспективен для поисков залежей нефти и газа — девонский сейсмокомплекс (далее — ОГ IIб). Поверхность ОГ IIб разбита серией нарушений и имеет резко расчлененный рельеф (рис. 4). На сейсмических данных МОГТ 3Д тектонические нарушения хорошо прослеживаются в полях структурных атрибутов отражающих горизонтов (когерентности, кривизны). На вертикальных сечениях временных кубов МОГТ 3Д (рис. 5) хорошо видны границы смещения осей синфазности и амплитуд отраженных волн, по которым можно выделить поверхности разломов. На стратиграфических срезах кубов «Variance» вдоль ОГ IIб (девон) трассировались полигоны разломов по латерали. По материалам работ МОГТ 2Д это сделать сложнее. Как видим на рисунках, разломы в палеозойском комплексе малого вала листрического типа.

В волновом поле доюрского основания на сейсмических кубах МОГТ-3Д прослеживаются разломы–взбросы, наклоненные на восток, по которым происходило выдавливание

осевой части Шугинского малого вала. Был сделан вывод, что Шугинский малый вал — структура сжатия со сдвиговой правосторонней компонентой. В палеозойском складчатом комплексе на месте Шугинского вала был прогиб, заполненный пермскими терригенными отложениями, типа молассы. С востока к прогибу примыкает древний блок предположительно девонских карбонатных пород, который был надвинут на межгорный прогиб в результате закрытия глубинного рифта и субдукции древней островной дуги. К востоку от него расположена Нижненадымская зона прогибов, которая интенсивно погружалась при формировании отложений осадочного чехла.

Иной механизм формирования у Нового горста, который представляет собой древнюю структуру эндогенного генезиса, рост которой сопровождается разломами типа «пальмового дерева». Если предположения о карбонатном составе палеозойского основания Нового горста верны, то разломная тектоника могла сформировать трещины в палеозойском карбонатном выступе, что привело бы к формированию дополнительной емкости и трещинной проницаемости. Насыщение палеозойских коллекторов углеводородами могло происходить за счет миграции из нефтегазоматеринских пород с востока. В толще палеозойских пород вдоль надвигов могли сформироваться залежи УВ жильного типа, которые выделяются, например, на шельфе Каспийского моря (Локбатан, Нефтяные Камни, Азербайджан).

Вопросы обоснования нового типа залежей пластово-жильного типа рассмотрены в работах ОАО «ЦГЭ», Москва [9]. Такие структуры формируются в осадочном чехле за счет горизонтальных сдвигов фундамента и называются авторами структурами горизонтального сдвига (СГС), в поперечном сечении они образуют цветковые структуры, характерные для геодинамических условий транспрессии (сдвиг и сжатие, «тюльпан») и транстенсии (косое растяжение, «пальма») [9]. Их основной геодинамической сущностью является принадлежность к зоне активного контакта континентальной и океанической плит с субдукцией, синсдвиговым растяжением и сжатием. Следствием такого взаимодействия является возникновение активного восходящего и нисходящего тепло-массо-переноса в виде гидротермальных систем, содержащих, в том числе, и углеводороды погребенных шельфовых осадков, газогидратных полей, углеводороды гипергенных процессов глубинного метасоматоза в условиях повышенных температур и давлений.

При детальном расчленении доюрского комплекса на подкомплексы: триас, пермь, карбон и девон, а также, при трассировании тектонических нарушений было замечено, что осевая часть Шугинской брахиантиклинали осложнена структурами «пропеллерного» типа. Технология сейсморазведки 3Д позволила впервые выявить на кубах МОГТ-3Д (север, юг) в палеозое необычный парагенез структур. Он представлен в плане линейными системами кулисообразно расположенных сбросов и взбросов, приуроченных к горизонтальным сдвигам в фундаменте. На разных крыльях сдвига сместители взбросов наклонены в противоположные стороны, образуя структуру, напоминающую лопасти пропеллера (рис. 6). Чехол как бы «сопротивляется» горизонтальному перемещению расположенного под ним монолитного блока фундамента. Поля напряжений в палеозойском комплексе при этом распределяются в шахматном порядке: погружающийся блок пропеллера сдавливается (динамически напряженная зона-вертикальное поле напряжений), а воздымающийся блок с веерообразными нарушениями может растрескиваться, создавая динамически разряженную вертикальную зону, которую мы видим в пределах, например, севера участка — района Шугинской структуры (скважины №№ 82, 83).

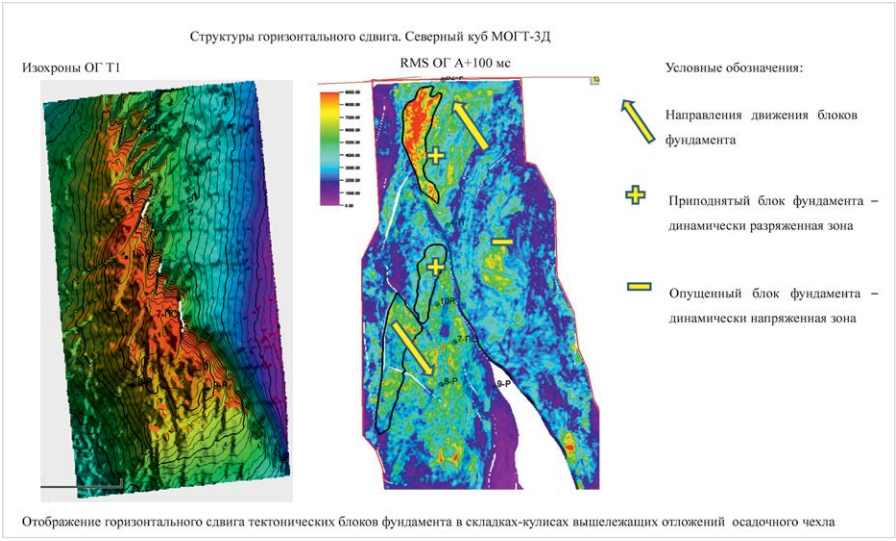


Рис. 6 — Схематическая кинематика структур «пропеллерного» типа
Fig. 6 — Schematic kinematics of "propeller" type structures

Итоги

Проведен анализ геологических моделей залежей углеводородов в доюрском комплексе в Шаимском, Красноленинском, Уватском, Нюрольском, Ямальском и других НГР, определен их сейсмический волновой облик.

Составлена схема районирования доюрского основания исследуемого участка, согласно которой основание сложено гетерогенными комплексами, выходящими под предъюрский эрозионный срез, отложениями: триаса, перми, карбона и девона.

Получены структурные карты поверхностей сейсмо-стратиграфических комплексов палеозоя в разломно-блоковом варианте.

Проведен палеотектонический анализ, в результате которого выяснено, что Шугинская структура является структурой инверсионного развития.

Проведен динамический анализ отраженных волн от поверхности комплексов палеозоя. Выделены амплитудные аномалии сейсмической записи, предположительно связанные с газонасыщенными прослоями в складчатом палеозое.

Выводы

Получены поисковые критерии прогноза перспективных объектов в палеозойском комплексе Западной Сибири. Впервые построена надвиговая структурно-тектоническая модель строения доюрского комплекса. Сделан вывод о тектонозависимости динамических характеристик отраженных волн палеозойских горизонтов. Выделены перспективные объекты в глубоких горизонтах палеозоя. Результаты исследований легли в основу разработки программы геолого-разведочных работ на участке.

Литература

1. Журавлев Е.Г., Облеков Г.И. Гипергенная газоносная формация фундамента Новопортовского месторождения. Геология нефти и газа. 2000. №5. С. 39–43.
2. Бочкарев В.С., Брехунцов А. М., Дещеня Н.П. Палеозой и триас Западной Сибири. СО РАН Геология и геофизика. 2003. Т.44. №1–2, С. 120–143.
3. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Тематический сборник ООО «Совет ВОИР НИИНГП», 2016. 288 с.
4. Клещев К.А., Шеин В. С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.
5. Фундамент структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности // Материалы I Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых. Тюмень: «СибНАЦ», 2008. 236 с.
6. Фундамент структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности // Материалы II Всероссийской научной конференции с участием иностранных ученых. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. 210 с.
7. Шустер В.Л. Геологические основы моделирования залежей нефти и газа в фундаменте и оценка рисков при их поисках. М., 2000. 230 с.
8. Ехлаков Ю.А., Угрюмов А.Н., Санфирова С.С. Материалы о палеозойском фундаменте района Ярудейского мегавала // Горные ведомости. 2009. №1 (66). С. 14–27.
9. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. №3. С. 3–11

UDC 550.8.072: 551.73 (571.121)

A tectonic model for the structure of pre-jurassic sediments Suginsky small shaft, forecast of petroleum potential of the paleozoic

Authors
Valentina V. Sudakova — Ph.D., expert of the department of regional works and modeling of oil and gas systems[1]; Valentina.Sudakova@novatek.ru
Victor Yu. Panasenko — chief specialist of the department of the geophysical interpretation[1]
Anton G. Naymushin — deputy general director — chief geologist[2]

[1]NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation
[2]LLC "YARGEO", Nadym, Russian Federation

Abstract
The aim of the work is to study the structural and tectonic features of the structure of the pre – Jurassic base of the Shuginsky small shaft, to develop criteria for the search for hydrocarbon deposits in the deep Paleozoic horizons. Collected and analyzed materials generalization of geological and geophysical data and research works on the study of pre-Jurassic sediments in the territory of the Yamal-Nenets Autonomous district and Western Siberia. The interpretation of 3D, 2D seismic materials in the range of the Paleozoic complex is carried out. For the first time, an upthrust- thrust structural-tectonic model of the pre-Jurassic complex was created, seismic complexes were identified: Triassic, Permian, Carbon, Devonian. General search criteria for the detection of hydrocarbon deposits in the pre-Jurassic YANAO complex have been developed. Discovered a new geological phenomenon within Shuginsky shaft - structure horizontal shear in the sedimentary cover, and unusual assemblage of structures in the basement - structure "propellers".

Materials and methods
Materials of deep exploratory, parametric and superdeep drilling, interpretation of the data of seismic exploration of MOGT 2D, 3D, analysis of the results of the most famous scientific research on the pre-Jurassic Foundation of Western Siberia.

Keywords
pre-jurassic base, paleozoic complex, foundation, fault, fracture, seismic complexes.s

Results
The analysis of geological models of hydrocarbon deposits in the pre-Jurassic complex in Shaim, Krasnoleninsky, Uvatsky, Nyurolsky, Yamalsky and other NGR is carried out, their seismic wave shape is defined. A scheme of zoning of the pre-Jurassic base of the investigated area is drawn up, according to which the base is composed of heterogeneous complexes under the pre-Jurassic erosion section, deposits: Triassic, Permian, Carboniferous and Devonian. Structural maps of the surfaces of seismic-stratigraphic complexes of the Paleozoic in the fault-block version are obtained.
The paleotectonic analysis was carried out, as a result of which it was found out that the Shugin structure is the structure of inversion development.
The dynamic analysis of reflected waves from the surface of Paleozoic complexes is carried out. Amplitude anomalies of seismic record, presumably associated with gas-saturated layers in the folded Paleozoic, are identified.

Conclusions
The search criteria for the forecast of perspective objects in the Paleozoic complex of Western Siberia are obtained. For the first time the thrust structural-tectonic model of the structure of the pre-Jurassic complex was built. It is concluded that the dynamic characteristics of the reflected waves of Paleozoic horizons are tecton-dependent. Selected promising sites in the deep horizons of the Paleozoic. The results of the research formed the basis for the development of a program of geological exploration on the site.

References
1. Zhuravlev E.G., Oblekov G.I. G*ipergennaya gazonosnaya formatsiya fundamenta Novoportovskogo mestorozhdeniya* [Hypergenic gas-bearing formation of the Foundation of the Novoportovskoye field]. Geology of oil and gas, 2000, issue 5, pp. 39–43.
2. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A. M., *Deshchenya N.P. Paleozoy i trias Zapadnoy Sibiri* [Paleozoic and Triassic of Western Siberia]. SB RAS Russian Geology and Geophysics, 2003, V.44, issues 1–2, pp. 120–143.
3. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Geological structure and petroleum potential of Paleozoic deposits of Western Siberia]. Thematic collection OOO "Sovet VOIR NIIRP", 2016, 288 p.
4. Kleshchev K.A., Shein V. S. *Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Petroleum Prospects of the Foundation of Western Siberia]. Moscow: VNIGNI, 2004, 214 p.
5. *Fundament struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoysko-kaynozoyskogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti* [The Foundation of the framing structure of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas potential] // Proceedings of the I all-Russian scientific conference with the participation of foreign scientists. Tyumen: "Sibnats", 2008, 236 p.
6. *Fundament struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoysko-kaynozoyskogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti* [The Foundation of the framing structure of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas potential] // Proceedings of the II all-Russian scientific conference with the participation of foreign scientists. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2010. 210 p.
7. Shuster V.L. G*eologicheskie osnovy modelirovaniya zalezhey nefti i gaza v fundamente i otsenka riskov pri ikh poiskakh* [Geological basics modeling oil and gas deposits in foundation and it`s search risk assessment]. Moscow, 2000, 230 c.
8. Ekhlakov Yu.A., Ugryumov A.N., Sanfirova S.S. M*aterialy o paleozoyskom fundamente rayona Yarudeyskogo megavala* [Materials on the Paleozoic Foundation of the district Rudakova Bank]. Mountain Sheets, 2009, issue 1 (66). pp. 14–27.
9. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. G*orizontal'nye sdvigi fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Horizontal movement of the Foundation of Western Siberia]. Geology of oil and gas, 2007, issue 3, pp. 3–11.

ТМС ГРУПП

Изготовление и обслуживание приводов штангового скважинного насоса

УК «ТМС Групп» предлагает приобрести станки-качалки следующих типов:
ТМС ПНШ(Т) 60-3-2800/80-3-40,
ТМС ПНШ 60-2,1-2500/80-3-40,
ТМС СК 60-2,1-2500/8-3,5-4000,
ТСМ СК 100-3,5-56,
ТМС СК Т120-56

где ТМС — это торговая марка изготовителя; ПНШ(Т) — привод насоса штангового (тумбовый); СК — станок-качалка; 60/80/100/120 — максимальная нагрузка на устьевой штоке (кН, не более);
2,1/3/3,5 — максимальная длина хода сальникового штока (м); 2500/2800/4000/5600 — номинальный крутящий момент на ведомом валу редуктора (Н·м)

Новые технологии организации сервиса

Комплексное обслуживание нефтепромыслового оборудования

- Измерительный контроль металлоконструкций;
- Восстановление повреждённых участков;
- Определение уравновешенности СК прибором;
- Протяжка всех креплений и резьбовых соединений;
- Ревизия и ремонт балансира в сборе;
- Ревизия и ремонт штанговращателя — проверка его работоспособности;
- Смазка подшипниковых узлов, резьбовых соединений; набивка сальниковых уплотнений;
- Доливка/замена масла в редуктор;
- Замена изношенных и вышедших из строя деталей и узлов;

Аренда с обслуживанием нефтепромыслового оборудования на взаимовыгодных условиях

Услуги монтажа/демонтажа нефтепромыслового оборудования

- Поузловой ремонт станков-качалок (СК);
- Монтаж, демонтаж и перемонтаж станка-качалки;
- Капитальный ремонт СК и сборка фундамента;
- Покраска станка-качалки;
- Замена клиноременной передачи;
- Геолого-технические мероприятия (изменение числа качаний и длины хода);
- Электротехнические работы по низкой стороне трансформатора (до 1000 В);
- Обслуживание электрической части станков-качалок;
- Ремонт, изготовление и установка оградительных устройств.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

УДК 553.98.01

Выбор первоочередных объектов в глубокозалегающих отложениях Ямальского полуострова на основе многокритериальной оценки геолого-геохимических данных

В.Л. Шустер
д.г.-м.н., профессор, главный научный сотрудник[1,2]
tshuster@mail.ru

С.А. Пунанова
д.г.-м. н., ведущий научный сотрудник[1]
punanova@mail.ru

[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
[2]Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

В статье рассмотрены результаты многокритериальной оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих нижне-среднеюрских и палеозойских отложений Ямальского полуострова, прилегающих территорий и акватории Карского моря по 25 локальным объектам. Проведено ранжирование по степени перспективности на слои (группы) и перспективные объекты.

Материалы и методы
Геолого-геохимические материалы по 25 месторождениям Ямала. Модель «Выбор».

Ключевые слова
нефть, газ, локальный объект, многокритериальная оценка, перспективы нефтегазоносности, выбор очередности, Ямал, Западная Сибирь

На Ямальском полуострове и примыкающей к нему с юга территории, а также в акватории Карского моря открыт ряд преимущественно газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе гигантских по запасам углеводородов (далее — УВ). Абсолютно большая часть этих месторождений приурочена к верхней (меловой, верхнеюрской) части разреза.

Нижне-среднеюрская, триасовая и палеозойская (включая образования фундамента) часть разреза слабо изучена. По оценке перспектив нефтегазоносности этой территории (и примыкающей акватории) существуют неоднозначные мнения. Однако ряд авторитетных специалистов, на основании полученных в последние годы геолого-геофизических материалов (сейсмические работы МОГТ 2Д и 3Д, бурение сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7, открытие в юрских отложениях нефтяной залежи со значительными запасами на месторождения Победа в Карском море), довольно высоко оценивают углеводородный, в том числе и нефтяной, потенциал нижнего этажа отложений этого региона [1–8].

Результаты

Нами предпринята попытка дать количественную (вероятностную) оценку перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений на территории Ямальского полуострова и прилегающих территорий (акватории), используя геолого-математическую программу «Выбор» [9]. Программа, ранее успешно использованная нами при решении подобных задач в Туркмении, Баренцевом море, в центральной части Западной Сибири [9–10], позволяет на основе комплекса показателей, характеризующих условия формирования и размещения нефтегазовых скоплений в

Параметры; номер расчетного параметра в таблице 2	Вероятности значений			
	1,0	0,9	0,8	0,7
Геолого-геофизические параметры				
Тип полученного притока УВ **3**	Нефть	Нефтегазоконденсат	Газоконденсат, газ	
Возрастной интервал притока УВ **4**	J_{1+2}	$T+P_2$	образования фундамента	
Степень благоприятности объекта с тектонической позиции **5**	на валах и сводах	между валами, сводами	вблизи Уренгой-Колтогорского разлома или его ветви	
Плотность ресурсов, тыс. т /км^2 6	50-60	40-50	›40	
Геохимические параметры				
Стадии катагенеза* **7**	ГЗН ($МК_1$–$МК_2$)	ГЗГ ($МК_2$–$МК_3$)	› $МК_3$ (АК) и ‹ ПК	
Содержание в ХБА ванадия, г/т ** **8**	‹100	100–500	500–1000	1000–2000
Содержание в ХБА ванадилпорфиринов (Vp) (n×10^{-3}%) **9**	0–50	50–100	100–250	250–500
Содержание Сорг в породах, % **10**	2,5–3,0	2,0–2,5	1,5–2,0	1,0–1,5
Интенсивность эмиграции жидких УВ, тыс. т/км^2 **11**	1000–2000	500–1000	150–500	50–150
Интенсивность генерации газообразных УВ, млн. м^3/км^2 **12**	›500	250–500	100–250	50–100

*ГЗН — главная зона нефтеобразования; ГЗГ — главная зона газообразования; МК — мезокатагенез; АК — апокатагенез; ПК — протокатагенез; **ХБА — хлороформенный битумоид

Таб. 1 — Вероятностная оценка геолого-геохимических параметров, являющихся наиболее значимыми факторами механизмов нефтегазонакопления
Tab. 1 — Probabilistic assessment of geological and geochemical parameters, which are the most important factors of the mechanisms of oil and gas accumulation

глубокозалегающих отложениях, ранжировать совокупность исследуемых объектов на группы (слои) и наиболее перспективные объекты.

Нами отобрано для исследования 25 месторождений, где в верхней (мел-верхняя юра) части разреза получены промышленные притоки УВ и по которым имеется геолого-геофизическая и геохимическая информация для оценки объектов по степени перспективности нефтегазоносности в нижней глубокозалегающей части разреза.

Методический подход к решению подобных задач предложен в работах [9, 11]. Он основан на системном анализе исходной информации, позволяющем осуществить многокритериальную оценку перспектив нефтегазоносности исследуемой совокупности объектов и провести ее ранжирование на слои, а при необходимости и на объекты.

Для решения задачи установлен следующий набор из 10 показателей (таб. 1), определяющий геологические и геохимические особенности формирования скоплений нефти и газа в этом регионе в исследуемых отложениях. Выбор показателей был ограничен слабой изученностью глубокозалегающих отложений на Ямале, поэтому значения части показателей определялись по аналогии с соседними регионами, а в ряде случаев экспертным путем. По большинству показателей использованы построенные нами карты или схемы, карты других авторов.

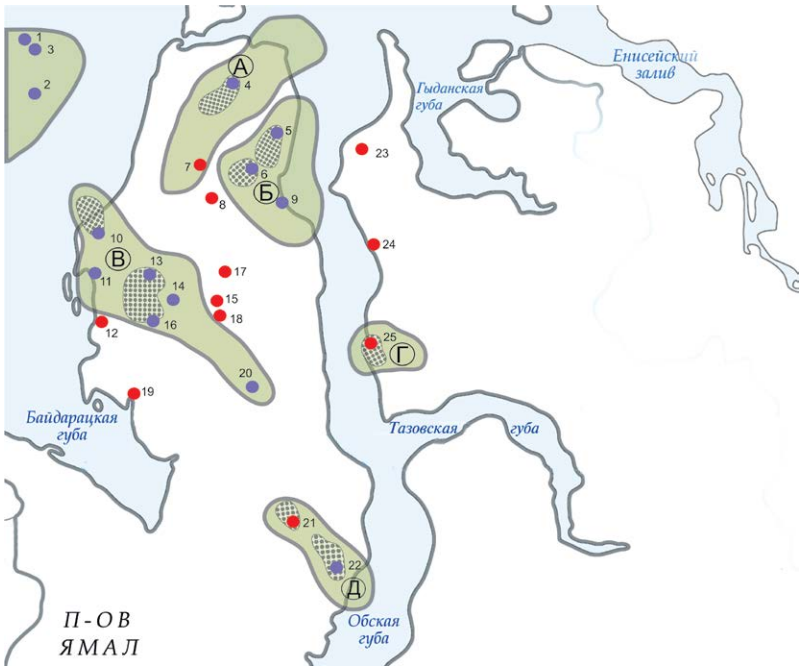
Измерители каждого критерия переведены по их значимости в вероятностные оценки.

Проведено шесть модельных расчетов с использованием последовательно различных сочетаний показателей (таб. 2).

№№ Объекта на карте	Месторождение (красный кружок на карте)	Тип полученного притока УВ	Возрастной интервал притока УВ	Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	Плотность ресурсов тыс.т/км^2	Стадии катагенеза	Содержание в ХБА ванадиллопорфиринов (Vp) (n×10^{-3}%)	Содержание в ХБА ванадил-порфирина (Vp) (г/т)	СОРГ	Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс.т/ км^2)	Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс.м^3/ км^2	Расчет по параметрам					
												Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
												Все (3,4,5,6,7,8, 9, 10, 11,12)	(3,5,6,8,9,10, 11, 12)	(5,3,8)	(5,6,9)	(3, 10, 11)	(5, 10, 12)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Южная акватория Карского моря																	
1	Победа	1	1	1	1	0,9	1	1	0,8	1	1	0,72	0,80	1,00	1,00	0,80	0,80
2	Ленинградское	1	0,9	1	1	0,9	1	1	0,8	1	1	0,65	0,72	0,90	1,00	0,72	0,80
3	Русановское	1	0,9	1	1	0,9	1	1	0,8	1	1	0,65	0,72	0,90	1,00	0,72	0,80
Полуостров Ямал																	
4	Малыгинское	0,9	1	1	1	0,8	0,9	0,9	0,9	1	1	0,52	0,66	0,81	0,90	0,81	0,90
5	Тасийское	0,9	0,9	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1	1	0,42	0,52	0,81	0,72	0,81	0,90
6	Северо-Тамбейское	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	1	1	0,47	0,59	0,81	0,81	0,81	0,90
7	Западно-Тамбейское	0,9	1	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1	1	0,34	0,42	0,65	058	0,81	0,72
8	Сядорское	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1	1	0,34	0,42	0,65	0,58	0,81	0,72
9	Южно-Тамбейское	0,9	1	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	1	1	0,42	0,52	0,81	0,72	0,81	0,90
10	Харасавейское	0,9	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,47	0,52	0,90	0,90	0,65	0,72
11	Крузенштерновское	1	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,52	0,58	1,00	0,90	0,72	0,72
12	Южно-Крузенштерновское	1	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,52	0,58	1	0,90	0,72	0,72
13	Северо-Бованенковское	1	0,9	1	1	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,58	0,65	1,00	1,00	0,72	0,72
14	Восточно-Бованенковское	1	0,9	1	1	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,58	0,65	1,00	1,00	0,72	0,72
15	Восточно-Тиутейское	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,27	0,34	0,72	0,58	0,65	0,58
16	Бованенковское	1	1	1	1	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,58	0,65	1,00	1,00	0,72	0,72
17	Западно-Сеяхинское	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	1	1	0,34	0,42	0,73	0,65	0,72	0,72
18	Верхне-Тиутейское	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,27	0,30	0,64	0,58	0,58	0,58
19	Байдарацкое	1	0,9	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,24	0,24	0,58	0,58	0,58	0,58
20	Арктическое	1	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,52	0,58	1,00	0,90	0,72	0,72
21	Малоямальское	1	1	1	1	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,47	0,47	0,81	1,00	0,65	0,72
22	Новопортовское	1	1	1	1	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,52	0,52	0,90	1,00	0,72	0,72
Обская губа																	
23	Штормовое	0,9	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,24	0,30	0,64	0,72	0,58	0,72
24	Салмановское	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,21	0,27	0,58	0,58	0,65	0,58
25	Геофизическое	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,38	0,47	0,90	0,81	0,72	0,72

Таб. 2 — Вероятностные значения 10 параметров для выбора первоочередных объектов в глубокозалегающих нижне-среднеюрских и доюрских отложениях (цветом выделены наиболее перспективные объекты)

Tab. 2 — Probabilistic values of 10 parameters for the selection of priority objects in deep-lying Lower Middle Jurassic and Pre-Jurassic sediments (the most promising objects are highlighted by color)



Условные обозначения
Наиболее перспективные зоны:

нефтегазонакопления

месторождения

Южная акватория Карского моря:
1 — Победа
2 — Ленинградское;
3 — Русановское

Северо-Ямальский мегавал (**А**):
4 – Малыгинское

Средне-Ямальский мегавал (**Б**):
5 — Тасийское
6 — Северо-Тамбейское
9 — Южно-Тамбейское;

Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал (**В**):
10 — Харасавейское
11 — Крузенштерновское
16 — Бованенковское
13, 14 — Северо- и Восточно-Бованенковское
20 — Арктическое

Южно-Ямальский мезовал (**Д**):
22 — Новопортовское

Рис. 1 — Локализация наиболее перспективных зон и месторождений УВ по результатам модельных расчетов
Fig. 1 — Localization of the most promising zones and hydrocarbon fields according to the results of model calculations

На основании проведенных расчетов, в результате интегральной оценки, выявлены наиболее перспективные объекты (месторождения), объединенные в зоны нефтегазонакопления (рис. 1).

Итоги

По результатам модельных расчетов на Ямальском полуострове и прилегающей территории (акватории) в глубокозалегающих (нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских) отложениях по 25 объектам проведена многокритериальная оценка перспектив нефтегазоносности и локализованы наиболее перспективные зоны нефтегазонакопления и месторождения, в которых с высокой долей вероятности будут обнаружены нефтегазоконденсатные скопления. Перспективные объекты на сводах и валах приурочены к антиклинальным поднятиям, на многоклинальных склонах залежи прогнозируются в неструктурных ловушках (рис. 1).

Выводы

Показана возможность эффективного использования для оценки перспектив нефтегазоносности на слабоизученных территориях и объектах системного анализа, в частности, многокритериальной оценки геолого-геохимических данных.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений углеводородов в неструктурных условиях», №АААА-А16-1160225102269-5

Литература

1. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. 2004. М.: ВНИГНИ, 214 с.
2. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горные ведомости. 2007. №10. С. 6–23.
3. Плесовских И.А., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 9. С. 1025–1034.
4. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири — новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводорода. Lambert Academic Publishing. 2012. 135 с.
5. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. 20 (2). С. 67–80.
6. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция нефть газ. 2012. №2. С. 26-29.
7. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр. 2003. 343 с.
8. Хахаев Б.Н., Горбачев В.И., Бочкарев В.С. и др. Основные результаты сверхглубокого бурения в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Новосибирск. 2008. С. 224–227.
9. Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ.1987. №3 (10). 55 с.
10. Шустер В.Л. Некоторые результаты прогноза нефтегазоносности верхнеюрского комплекса Туранской плиты с использованием программы распознавания образов «Кора-3» // Бюлл. МОИП. Отдел геологический. 1970. № 4. С. 4–5.
11. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Методический подход к вероятностной количественной оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3 (22). http://oilgasjournal.ru/issue_22/shuster-punanova.html

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 553.98.01

Selection of primary organization objects of the preparation in the deep seals of the Yamal peninsula based on multicriteral estimation of geological and geochemical data

Authors
Vladimir L. Shuster — Sc.D., professor, chief researcher[1,2]; tshuster@mail.ru
Svetlana A. Punanova — Sc.D., chief researcher[1]; punanova@mail.ru

[1]Oil and Gaz Research institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russsian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

Abstract
The article discusses the results of a multi-criteria assessment of the oil and gas potential of the deep-lying Lower Middle Jurassic and Paleozoic deposits of the Yamal Peninsula and the adjacent territories and waters of the Kara Sea for 25 local sites. The ranking was carried out according to the degree of prospects for the layers (groups) and perspective objects.

Materials and methods
Geological and geochemical data of 25 fields of Yamal. Model "Vybor".

Keywords
oil, gas, local facility, multi-criteria assessment, oil and gas potential prospects, choice of priority, Yamal, Western Siberia

Results
According to the results of model calculations carried out on the Yamal Peninsula and the adjacent territory (water area) in deep (Lower Middle Jurassic, Triassic, Paleozoic) sediments for 25 objects, a multi-criteria assessment of oil and gas potential was carried out and the most promising areas of oil and gas accumulation and deposits were located in high oil and gas areas and deposits with high concentrations in the oil and gas deposits and deposits were located in high oil and gas deposits and deposits with high concentrations of oil and gas deposits. oil and gas condensate accumulations were found. Perspective objects on the arches and ramparts are confined to anticlinal uplifts; on the multi-cliff slopes, deposits are predicted in non-structural traps (fig. 1).

Conclusions
The effective possibility of using to assess the prospects for oil and gas potential on poorly studied objects of system analysis, in particular, multi-criteria evaluation of geological and geochemical data, is shown.
The article was written in the framework of the state assignment on the topic “Fundamental problems of geology, geochemistry and hydrogeology of oil and gas sedimentary basins. Justification of significant factors for effective forecasting of large hydrocarbon accumulations under non-structural conditions”, No. AAAA-A16-1160225102269-5

References

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. P*erspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoy Sibiri* [Oil and gas potential prospects of the basement of Western Siberia]. M.: VNIGNI, 2004, 214 p.
2. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I. (ml.), Nechiporuk L.A. *Zakonomernosti razmeshcheniya zalezhey nefti i gaza v Zapadno-Sibirskom megabasseyne* [Regularities in the location of oil and gas deposits in the West Siberian megabasin] // Mountain Gazeta, 2007, issue 10, pp. 6–23.
3. Plesovskikh I.A., Nesterov I.I. (ml.), Nechiporuk L.A., Bochkarev V.S. O*sobennosti geologicheskogo stroeniya severnoy chasti Zapadno-Sibirskoy geosineklizy i novye perspektivnye ob"ekty dlya poiskov uglevodorodnogo syr'ya* [Features of the geological structure of the northern part of the West Siberian geosyneclise and new promising objects for the search of hydrocarbons] // Geology and Geophysics, 2009, V.50, issue 9, pp.1025–1034.
4. Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. D*oyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri — novyy etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodoroda* [The pre-Jurassic complex of Western Siberia is a new oil and gas floor. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits]. Lambert Academic Publishing, 2012, 135 p.
5. Punanova S.A., Shuster V.L. N*ovyy vzglyad na perspektivy neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh doyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [New perspective on the oil and gas potential of deep-seated pre-Jurassic sediments in Western Siberia] // Georesources 2018, issue 20 (2), pp. 67–80.
6. Shuster V.L., Dzyublo A.D. G*eologicheskie predposylki neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh yurskikh i doyurskikh otlozheniy na severe Zapadnoy Sibiri* [Geological prerequisites
7. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. G*eologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Yamala* [Geological structure and oil and gas potential of Yamal]. M.: Nedra-Business Center, 2003, 343 p.
8. Khakhaev B.N., Gorbachev V.I., Bochkarev V.S. and others. Osnovnye rezul'taty sverkhglubokogo bureniya v Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii [Main results of ultradeep drilling in an oil and gas province in Western Siberia]. Novosibirsk, 2008, pp. 224–227.
9. Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. M*nogokriterial'nost' i vybor al'ternativy v poiskovo-razvedochnykh rabotakh na neft' i gaz* [Multi-criteria and choice of alternatives in oil and gas exploration works]. M.: VNIIOENG, 1987, issue 3 (10), 55 p.
10. Shuster V.L. N*ekotorye rezul'taty prognoza neftegazonosnosti verkhneyurskogo kompleksa Turanskoy plity s ispol'zovaniem programmy raspoznavaniya obrazov «Kora-3»* [Some results of the prediction of the oil and gas potential of the Upper Jurassic complex of the Turan Plate using the Kora-3 pattern recognition program]. Bulletin MOIP, geological department, 1970, issue 4, pp. 4–5.
11. Shuster V.L., Punanova S.A. M*etodicheskiy podkhod k veroyatnostnoy kolichestvennoy otsenke perspektiv neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri* [Methodical approach to the probabilistic quantitative assessment of the prospects for the oil and gas potential of deep-lying deposits in the north of Western Siberia]. Electronic journal of IPNG RAS "Actual problems of oil and gas", 2018, issue 3. http://oilgasjournal.ru/issue_22/shuster-punanova.html

БИТНЕФТЕГАЗ

МОДУЛЬНЫЕ АГЗС

предназначены для хранения и заправки газом (СУГ) автомобилей и другой техники

Компания «Битнефтегаз» предлагает оборудование для сжиженного газа: резервуары СУГ, ГРК, шаровые краны, насосы, агрегаты, компрессоры, насосные блоки, шланги, струбцины, а так же всё для АГЗС и ГНС, АЗС и нефтебаз, битумное оборудование и оборудование ДОПОГ

+7 (8412) 300-014
8 (800) 25-03-014

www.bitneftegaz.ru
info@bitneftegaz.ru

ООО «Битнефтегаз»
ИНН 5837058333 ОГРН 1145837000980

УДК 550.3

Прогнозирование разреза ниже забоя скважины модификациями метода вертикального сейсмического профилирования

Г.А. Шехтман
д.т.н., ведущий научный сотрудник
gregs.geo@yandex.ru

Институт инновационных инженерных технологий РУДН, Москва, Россия

Возможность прогнозирования геологического разреза ниже забоя скважины отличает метод вертикального сейсмического профилирования (далее — ВСП) от всех других методов геофизических исследований скважин (далее — ГИС). В методе ВСП одновременно регистрируют волны падающие и волны, отраженные от сейсмических границ, расположенных под забоем. Тем самым, в отличие от наземной сейсморазведки, обеспечивается более корректное решение обратных кинематических и динамических задач, нацеленных на изучение разреза ниже забоя.
В методе ВСП в настоящее время используется несколько модификаций, каждая из которых обладает рядом достоинств и недостатков. Комбинирование разных модификаций позволяет по кинематическим и динамическим параметрам волн разных типов и классов изучать упругие свойства покрывающей толщи и разреза под забоем скважины.

Материалы и методы
Вертикальное сейсмическое профилирование, экспериментальные и модельные данные.

Ключевые слова
сейсмические скорости, модификации метода ВСП, продольное ВСП, непродольное ВСП, НВСП, ВСП с подвижным источником колебаний, ВСП-ПИ, прогноз скоростей

Сокращение объемов бурения и, в частности, глубин бурящихся скважин делает задачу прогноза геологического разреза ниже забоя скважины крайне актуальной. Возможность прогноза геологического разреза ниже забоя скважины является основным преимуществом метода ВСП перед другими методами ГИС.

Разные модификации метода ВСП обладают присущими им достоинствами и недостатками. Для обоснованного прогноза разреза целесообразно комбинировать разные модификации, зная возможности и ограничения каждой из них [1].

Возможности прогноза разными модификациями метода ВСП

Наиболее популярной модификацией является продольное ВСП (далее — ПВСП), при котором удалением пункта возбуждения (далее — ПВ) от скважины по сравнению с глубиной зонда можно пренебречь. ПВСП успешно применяют при решении методических, геологических и технологических задач. Стратиграфическая привязка отражений, модель скоростей выше забоя скважины, амплитудная инверсия разреза ниже забоя скважины, количественная оценка неупругого затухания — вот далеко не полный список устоявшихся задач, ставящихся перед исполнителями работ модификацией ПВСП. Однако изучать геометрию сейсмических границ, а также пластовые скорости в многослойной среде, расположенной под забоем скважины, эта модификация не позволяет. Основная причина – ограниченный участок освещенности околоскважинного пространства и практически одинаковое влияние на продольные вертикальные годографы мощностей пластов и пластовых скоростей для пластов, расположенных под забоем. Поэтому осуществить глубинную привязку псевдоакустических кривых, полученных с целью прогноза разреза ниже забоя скважины, в рамках ПВСП не удается. И лишь для расположенной под забоем части пласта, в котором находится забой, можно осуществлять преобразование временного масштаба в масштаб глубинный, а также определять глубину подошвы этого пласта. Прогноз мощности более глубоких пластов, а также пластовых сейсмических скоростей в этих пластах по данным ПВСП невозможен.

Однако несмотря на отмеченные ограничения, вытекающие из неоднозначности решения обратной кинематической задачи для ПВСП, эта модификация позволяет по динамическим характеристикам глубинных отражений судить о природе отражающих границ, а также об условиях выделения отражений от тонких слоев, расположенных под забоем скважины. В простейших случаях даже на этапе экспресс-обработки данных можно по полярности отражений обоснованно судить о знаке смены акустической жесткости границ, расположенных под забоем. Приведем экспериментальный пример по одной из скважин, расположенных в Красноярском крае.

На рис. 1 показаны фрагменты исходной сейсмограммы ВСП до и после применения деконволюции, на которых сильное отражение из-под забоя указано стрелкой. Легко

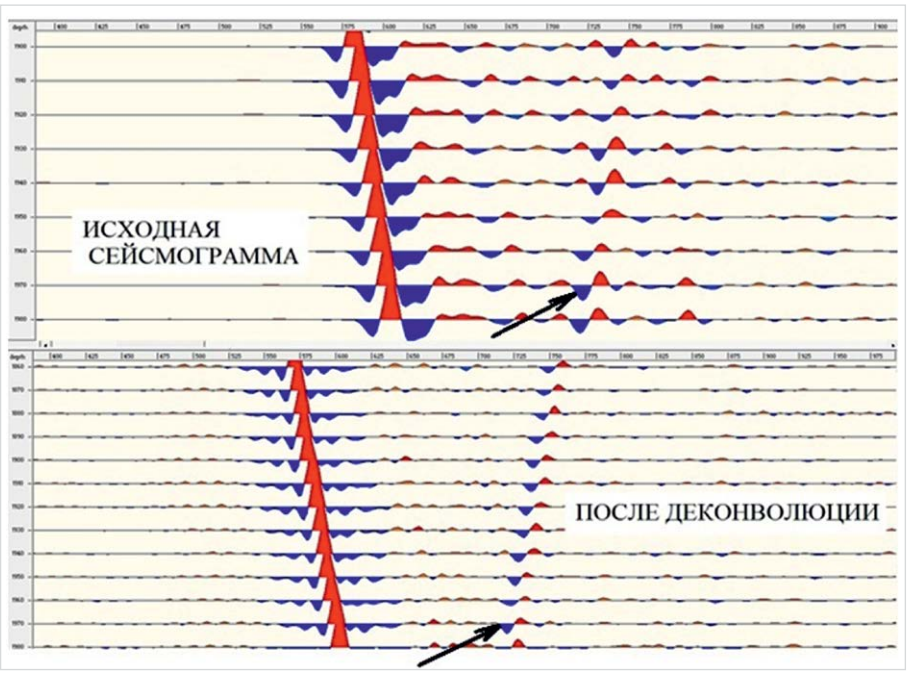


Рис. 1 — Фрагменты сейсмограмм ПВСП. Стрелкой указано отражение из-под забоя от акустически резкой границы.
Fig. 1 — Fragments of the zero offset VSP seismogram. The arrow points the reflection from the acoustic contrast interface under TD

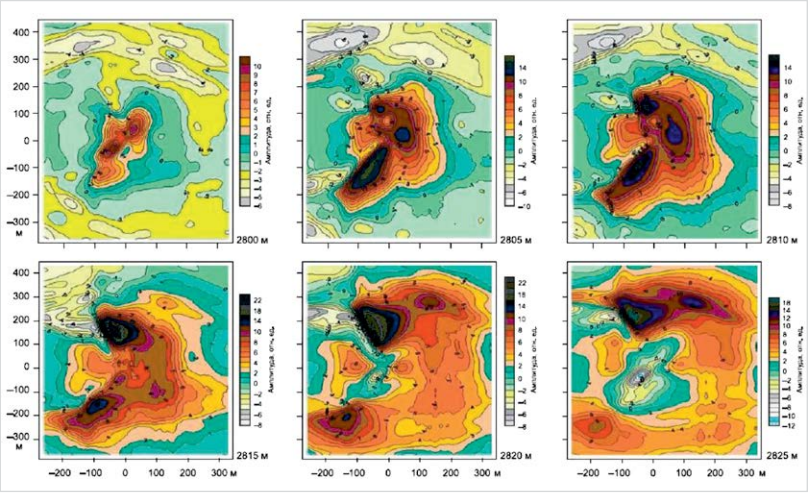


Рис. 2 — Срезы с шагом 5 м по глубине, полученные по глубинным разрезам НВСП на продольных волнах из разноудаленных ПВ, равномерно расположенных в шести азимутах. Западная Сибирь.
Fig. 2 — Slices with 5 m depth step obtained from offset VSP depth sections for compressional waves with different offsets and evenly spaced in six azimuths. Vest Siberia

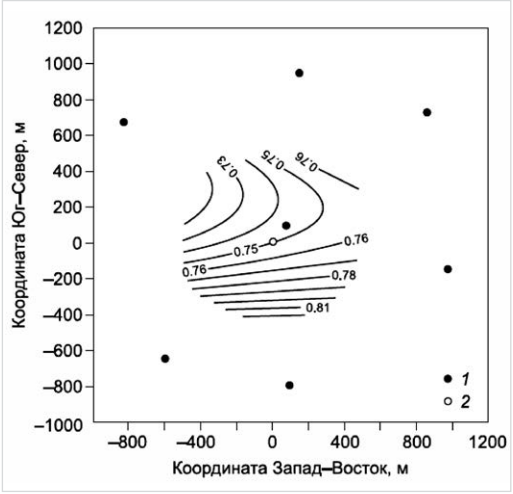


Рис. 3 — Структурная схема по кровле коры выветривания фундамента, полученная путем кинематической инверсии данных ВСП (Юго-Западная Сибирь):
1 – пункты возбуждения, 2 – скважина
Fig. 3 — Structural scheme for the roof of the weathering crust of the basement, obtained by kinematic inversion of the VSP data (South-Western Siberia):
1 – shotpoints, 2 – the borehole

видеть, что полярность его противоположна полярности прямой волны, что однозначно указывает на то, что это отражение от границы, расположенной на 200 м глубже забоя, связано с положительным скачком акустического импеданса, т.е. отражающая граница на этой глубине является жесткой. Кроме того, близкие по модулю и по времени регистрации значения экстремумов разного знака свидетельствуют о том, что отмеченное отражение произошло от кровли контрастного слоя, резко отличающегося по значению импеданса от вмещающих пород.

Последующая амплитудная инверсия позволила получить количественную оценку акустического импеданса для части разреза, расположенной под забоем. Жесткая граница под забоем скважины в данном случае была проинтерпретирована как кровля траппов, характерных для покрывающей толщи данного района.

Примеры опережающего прогноза рапоопасной зоны (зона аномально высокого пластового давления) в условиях Восточной Туркмении приведены в [1].

Непродольное ВСП (далее — НВСП) применяют при изучении структуры околоскважинного пространства для решения геологических задач. В отличие от ПВСП, НВСП позволяет изучать геометрию границ и определять пластовые скорости ниже забоя скважины. Однако при больших выносах ПВ трудно избежать ошибок при интерпретации данных, частично полученных в области закритических отражений. Переход от закритической к докритической области чреват формированием ложных тектонических нарушений. Кроме того, изменение углов падения сейсмических лучей в большом диапазоне приводит к значительным искажениям результатов в условиях анизотропных сред. Формирование области тени под забоем скважины при проведении НВСП создает большие трудности в увязке данных, полученных с разных ПВ. Однако в условиях сред с субгоризонтальным залеганием сейсмических границ отработка скважины из многих ПВ, расположенных в разных азимутах, позволяет получить разрезы и срезы, не уступающие по качеству результатам дорогостоящего площадного ВСП. Пример амплитудных срезов высокого качества с шагом 5 м по глубине приведен на рис. 2.

На рис. 3 приведен пример кинематической инверсии данных ВСП в условиях среды с неплоскими границами раздела. Для решения этой задачи использовали вертикальные годографы прямых и отраженных волн. Геологическая задача состояла в изучении кровли коры выветривания фундамента, залегающей в изучаемом районе на небольшой глубине (менее 800 м). Скважина была отработана из одного ближнего и шести выносных ПВ. Удаления от скважины выносных ПВ составляли около 1000 м (существенно больше глубины целевой границы), поэтому попытки получения изображения среды путем миграции записей НВСП оказались не вполне удачными. Основная причина была в том, что от контрастной целевой границы при таких выносах ПВ регистрировались интенсивные закритические отражения, испытывающие при миграции сильные искажения и формирующие при этом ложные объекты на изображениях среды [2]. Поэтому кинематическая инверсия в данном случае позволила получить вполне достоверное представление о геометрии целевой границы.

ВСП с подвижным источником (далее — ВСП-ПИ) применяют при решении геологических задач. Разрезы, полученные при проведении ВСП-ПИ с разных азимутов, легко стыкуются между собой, поскольку под забоем не формируется область тени. Меньшие углы падения волн в данной модификации по сравнению с НВСП практически исключают опасность формирования ложных объектов на изображениях, полученных для глубоких целевых границ. Поэтому достоверность выделения тектонических нарушений достаточно высока. Экспериментальные результаты, полученные модификацией ВСП-ПИ в районах с разными геологическими условиями, убедительно подтверждают возможности изучения околоскважинного пространства данной модификацией. Сопоставление разрезов, полученных путем миграции записей НВСП и ВСП-ПИ, свидетельствует в пользу последних. На рис. 4 сопоставляются два глубинных разреза, полученных при проведении НВСП и ВСП-ПИ на одном из участков в центральном районе России, где проводили исследования с целью изучения сплошности среды (работы для локализации подземных хранилищ газа). Видно, что на разрезе ВСП-ПИ отражающие границы прослеживаются более устойчиво, и отсутствует зона тени, характерная для разрезов НВСП.

Более высокая разрешенность разрезов ВСП-ПИ обусловлена тем, что вблизи целевых границ волны падают субвертикально, поэтому затухают они меньше по сравнению с аналогичными волнами, падающими под максимальными углами при НВСП. Субвертикальное падение волн является, однако, определенным ограничением при проведении ВСП-ПИ на обменных отраженных волнах. При НВСП интенсивность этих волн гораздо выше, чем при ВСП-ПИ.

Интерес к изучению трещинных коллекторов обусловил появление модификации **кругового ВСП** (далее — КВСП). Трехкомпонентные записи КВСП позволяют по соотношениям интенсивности главных и побочных компонент намечать направления, соответствующие направлениям оси симметрии и плоскости симметрии для моделей с вертикальной трещиноватостью типа HTI. Последующее использование интенсивности обменных отраженных волн, зарегистрированных вдоль направлений с минимальным отношением интенсивности записи побочной компоненты к интенсивности записи радиальной компоненты позволяет определить азимут простирания трещиноватой зоны [3].

Весьма ценную информацию о поведении продуктивного коллектора можно получить, используя такие атрибуты, как амплитуда максимума импульса отраженной волны и

частота максимума спектра этого импульса. На рис. 5 приведены карты по этим атрибутам для одного из участков Западной Сибири. Можно видеть, что конфигурации аномальных зон, оконтуренных повышенными значениями амплитуд и пониженными значениями частот, достаточно близки. Эти зоны соответствуют повышенным мощностям продуктивного коллектора, являющегося контрастным слоем. Именно этим и объясняется подобный характер динамических атрибутов волны, отраженной от этого слоя.

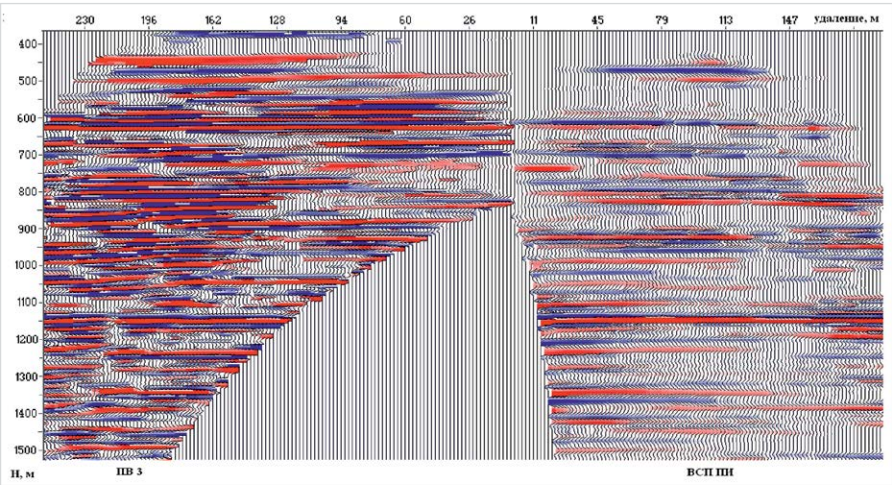


Рис. 4 — Сопоставление глубинных разрезов НВСП (слева) и ВСП-ПИ (справа)
Fig. 4 — Comparison of deep sections of offset VSP (left) and moving source VSP (right)

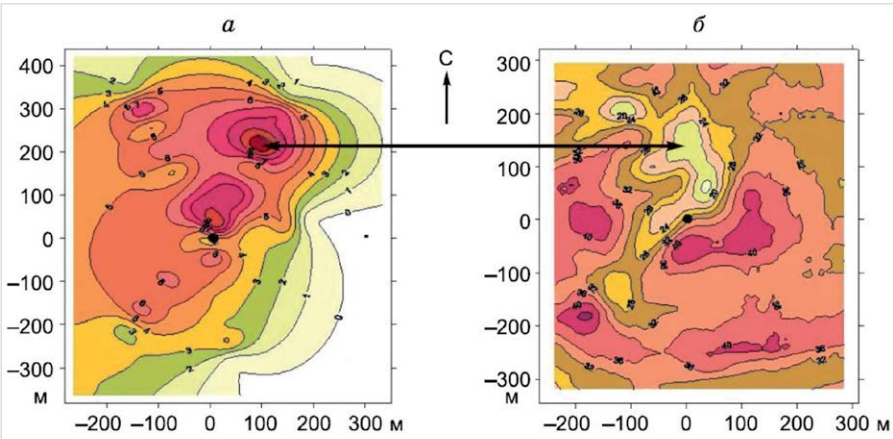


Рис. 5 — Карты амплитуд целевого отражения (а) и частоты максимума спектра отражения (б). Стрелкой соединены зоны аномальных значений атрибутов, соответствующих повышению мощности коллектора.
Fig. 5 — Maps of the amplitudes of target reflection (a) and the frequency of the maximum of the reflection spectrum (b). The arrow connects the zones of anomalous attribute values corresponding to the collector thickness increase

Определение сейсмических скоростей ниже забоя скважины

Вопрос о прогнозировании сейсмических скоростей ниже забоя скважины заслуживает особого внимания. Дело в том, что формальное решение обратной кинематической задачи (кинематической инверсии) по данным ВСП в силу некорректности решения приводит к неоднозначности. Среднеквадратичная оценка значений полученных пластовых скоростей и глубин сейсмических границ, расположенных ниже забоя, еще не характеризует реальной точности определения этих параметров, а свидетельствует лишь о сходимости решения. При этом возникают два чисто методических вопроса: 1) какова же реальная точность определения искомых параметров при использовавшейся системе наблюдений? 2) Какая система наблюдений смогла бы обеспечить заданную точность определения этих параметров? Кроме того, возникает вопрос о том, какие параметры покрывающей толщи могут быть зафиксированы при прогнозе скоростей ниже забоя скважины? Последний вопрос правомерен в условиях изменчивой ВЧР, поскольку фиксируют обычно пластовые скорости, полученные при ПВСП, а для прогноза ниже забоя скважины привлекают данные НВСП, полученные при других поверхностных условиях.

Рассмотрим вначале вопрос о влиянии изменчивой ВЧР на результаты прогноза скоростей.

На рис. 6 приведены результаты определения скорости в верхнем слое по данным ВСП-ПИ. Скорость определяли путем кинематической инверсии по годографам проходящей волны при зафиксированных параметрах всех нижележащих пластов, полученных с ближнего к скважине пункта возбуждения (ПВ).

Можно видеть, что скорость в верхнем слое вдоль профилей ВСП-ПИ изменяется почти вдвое. Она имеет минимальное значение вблизи скважины в окрестности ближнего ПВ. При кинематической инверсии по данным НВСП скорость в этом слое была взята равной 4000 м/с. Именно при такой скорости

Параметры		Скорость в верхнем слое ВЧР										
		2600	2800	3000	3200	3400	3600	3800	4000	4200	4400	4600
Пластов. скор. под забоем, м/с	V1	w4123 ±124	4009 ±103	3909 ±84	3904 ±71	3840 ±58	3755 ±47	3751 ±38	3736 ±35	3681 ±38	3644 ±47	3616 ±58
	V2	3105 ±276	3174 ±226	3189 ±186	3168 ±156	3184 ±130	3189 ±105	3188 ±85	3188 ±78	3190 ±87	3189 ±107	3188 ±132
	V3	4738 ±395	4740 ±330	4742 ±272	4740 ±228	4742 ±190	4742 ±153	4742 ±124	4741 ±113	4741 ±120	4741 ±153	4740 ±189
Глубина границы под забоем, м	H1	2219 ±14	2212 ±11	2205 ±9	2208 ±8	2205 ±6	2198 ±5	2200 ±4	2200 ±4	2197 ±4	2194 ±5	2193 ±7
	H2	2633 ±38	2636 ±31	2631 ±26	2632 ±22	2630 ±18	2624 ±15	2626 ±12	2627 ±11	2623 ±12	2621 ±15	2619 ±19
	H3	2904 ±40	2906 ±33	2902 ±27	2902 ±23	2901 ±19	2895 ±15	2897 ±12	2898 ±12	2894 ±13	2892 ±16	2890 ±19
Ср. кв. откл. набл. и теор. годографов, мс		16.1	13.5	11.3	9.5	8.0	6.5	5.3	4.8	5.4	6.7	8.3

Таб. 1 — Варианты кинематической инверсии вертикальных годографов прямых и отраженных волн для разных скоростей в верхнем слое
Tab. 1 — Variants of kinematic inversion of vertical hodographs of direct and reflected waves for different velocities in the upper layer

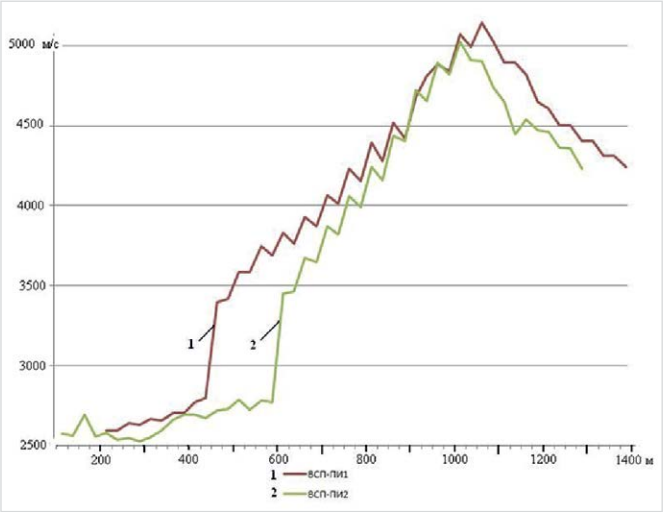


Рис. 6 — Изменение пластовой скорости в верхнем слое вдоль профилей ВСП-ПИ
Fig. 6 — Change of the layer velocity in the upper layer along the moving source VSP lines

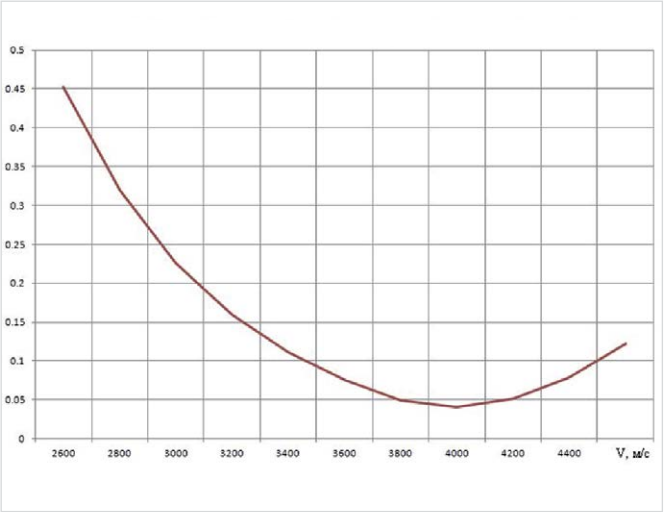


Рис. 7 — Поведение целевой функции в зависимости от скорости в верхнем слое при кинематической инверсии с целью прогноза скоростей ниже забоя скважины
Fig. 7 — The behavior of the objective function depending on the velocity in the upper layer at the kinematic inversion in order to predict the velocities below the TD

целевая функция при кинематической инверсии имеет минимум, т.е. данная скорость оказалась оптимальной (рис. 7).

Ниже в таб. 1 представлены варианты кинематической инверсии вертикальных годографов прямых и отраженных волн для разных значений скоростей в верхнем слое. В качестве неизвестных были подошвы трех расположенных под забоем пластов и пластовые скорости в них. Пластовые скорости и глубина подошв пластов обозначены соответственно V1, V2, V3 и H1, H2, H3.

Видно, что среднеквадратическое отклонение между наблюденными и теоретическими годографами для разных значений скорости в верхнем слое достигает минимума при значении, равном 4000 м/с. Существенно, что значение скорости в этом слое вблизи ближнего ПВ (т.е. при ПВСП) в полтора раза меньше. Можно видеть, что при значении 4000 м/с погрешности в определении пластовых скоростей, а также глубины границ, соответствующих подошвам этих пластов, оказались минимальны. Сочетание моделей, полученных при ПВСП и НВСП, позволило в данном случае получить скоростную модель для интервала среды, пересеченного скважиной, а также под ее забоем. Эти данные затем были использованы для преобразования масштаба времен в масштаб глубин для акустических жесткостей под забоем скважины, а также для изображений среды, полученных путем миграции данных ВСП.

Рассмотрим влияние выноса при НВСП на результаты кинематической инверсии. В условиях рассматриваемой модели для этого было выполнено математическое моделирование. Были рассчитаны теоретические годографы продольных отраженных волн, приуроченных к подошвам трех рассматриваемых пластов при выносах ПВ, равных 700 м и 1200 м. Затем по этим годографам была выполнена кинематическая инверсия. Результаты прогноза представлены ниже в таб. 2. Видно, что погрешности в определении глубины подошвы пласта под номером 12 (самого глубокого) и пластовой скорости в нем максимальны.

Моделирование также было выполнено для большей апертуры наблюдений, соответствующей выносу ПВ, равного 3000 м. Результаты кинематической инверсии приведены в таб. 3. Как и следовало ожидать, погрешность определения искомых параметров резко уменьшилась. В частности, различие между заданной при моделировании пластовой скоростью наиболее глубокого пласта и скоростью, определенной путем инверсии, составило лишь 0,5%, в то время как при выносах 700 м и 1200 м оно достигало 18,6%.

Номер пласта	Глубина подошвы пласта, м	Пласт. скор.,м/с	Прогноз глубины границы, м	Разность глубин, м	Различие глубин, %	Прогноз пластовой скорости, м/с	Разность скоростей, м/с	Различие скоростей, %
10	2200	3750	2204	4	0.2	3794	44	1.2
11	2600	3200	2600	0	0	3171	29	0.9
12	3000	4750	3076	76	2.5	5632	882	18.6

Таб. 2 — Результаты прогноза для выносов 700 м и 1200 м путем кинематической инверсии по теоретическим годографам волн, отраженных от границ ниже забоя скважины
Tab. 2 — The results of the forecast for offsets 700 m and 1200 m by kinematic inversion of the theoretical time-depth curves of waves reflected from the boundaries below the TD

Номер пласта	Глубина подошвы пласта, м	Пласт. скор., м/с	Прогноз глубины границы, м	Разность глубин, м	Различие глубин, %	Прогноз пластовой скорости, м/с	Разность скоростей, м/с	Различие скоростей, %
10	2200	3750						
11	2600	3200						
12	3000	4750	2981	19	0.6	4843	23	0.5

Таб. 3 — Результаты прогноза для выноса 3000 м путем кинематической инверсии по теоретическому годографу волны, отраженной от границы на глубине 3000 м
Tab. 3 — Forecast results for the offset of 3000 m by kinematic inversion of the theoretical time-depth curve of the wave reflected from the boundary at the depth of 3000 m

Итоги

При прогнозировании параметров разреза ниже забоя скважины, основанном на кинематической инверсии, требуется оценка точности полученных параметров. Автор предлагает новый подход к такой оценке, опирающийся на инверсию результатов математического моделирования для модели, параметры которой близки к параметрам экспериментальной модели. Такой же подход возможен при выборе параметров системы наблюдений, апертура которой может обеспечить требуемую точность определяемых параметров. На точность прогноза также влияет изменчивость ВЧР, которую следует учитывать.

Выводы

1. В полном объеме осуществлять прогноз части геологического разреза, расположенного под забоем скважины, можно лишь путем комплексирования разных модификаций метода ВСП.
2. Применение продольного ВСП позволяет прогнозировать глубину лишь одной отражающей границы, являющейся подошвой пласта, в котором расположен забой скважины.
3. Использование амплитудной инверсии позволяет прогнозировать знаки скачков акустического импеданса для слоев, расположенных под забоем скважины, однако точная глубинная привязка импедансов за пределами пласта, содержащего забой, практически исключена.
4. Применение непродольного ВСП позволяет путем кинематической инверсии определять геометрию границ и пластовые скорости в пластах, расположенных под подошвой пласта, в котором расположен забой. Использование полученных при этом пластовых скоростей позволяет преобразовать временной масштаб в глубинный масштаб при определении акустических импедансов ниже забоя скважины.
5. Формирование изображений среды по данным ВСП-ПИ позволяет получить более надежные результаты о структуре околоскважинного пространства по сравнению с изображениями, полученными при проведении НВСП.

Литература

1. Шехтман Г.А. Вертикальное сейсмическое профилирование. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2017. 284 с.
2. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Попов В.В. Модификации метода ВСП: какую предпочесть? // Технологии сейсморазведки. 2004. № 1. С. 75–79.
3. Шехтман Г.А., Баюк И.О. Модели реальных сред в технологиях метода вертикального сейсмического профилирования // Технологии сейсморазведки. 2015. № 2. С. 59–68.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.3

Prediction of the cross section below the TD by means of the versions of the VSP method

Author

Gregory A. Shekhtman — Sc.D., leading researcher; gregs.geo@yandex.ru

Innovative Engineering Technology Institute of the RUDN university, Moscow, Russian Federation

Abstract

The possibility of prediction of the geologic section below the TD distinguishes the method of vertical seismic profiling (VSP) from all other methods of geophysical researches of wells. In the VSP method the incident waves and waves reflected from the seismic boundaries, located under the well bottom, are recorded simultaneously. Thus, in contrast to surface seismic exploration, a more correct solution of the inverse kinematic and dynamic problems, aimed for the study of the section below the well bottom, is provided. Several versions of the VSP method are currently used, each of which has a number of advantages and disadvantages. The combination of different versions allows one to study the elastic properties of the subsurface and the section under the bottom of the well by using of kinematic and dynamic parameters of waves of different types and classes.

Materials and methods

Vertical seismic profiling, experimental and model data.

Keywords

seismic velocities, modifications of the VSP method, zero-offset VSP, offset VSP, moving source VSP, forecast of velocities

Results

Predicting the parameters of the section below the well bottom, based on the kinematic inversion, requires an assessment of the accuracy of the obtained parameters. The author proposes a new approach to such estimation based on the inversion of the results of mathematical modeling for the model with parameters close to the parameters of the experimental model. The same approach is possible when choosing the parameters of the observation system, the aperture of which can provide the required accuracy of the required parameters. The accuracy of the forecast is also affected by the variability in the near-surface section, which should be taken into account.

Conclusions

1. The forecast of a part of the geological section located under the TD can be carried out in full scope only by combining different modifications of the VSP method.
2. The use of zero-offset VSP allows predict the depth of only one reflecting boundary, which is the bottom of the layer, in which the well bottom is located.
3. The use of amplitude inversion makes it possible to predict the signs of acoustic impedance jumps for the layers located under the TD but the exact depth tie of the impedances outside the formation containing the well bottom is practically excluded. The use of offset VSP allows by kinematic inversion to determine the geometry of the boundaries and velocities in the layers located under the layer in which the well bottom is located.
4. Using the resulting layer velocities allows to convert the time scale to depth scale in the determination of acoustic impedances below the TD.
5. The forming of images of the medium according to moving source VSP allows to obtain more reliable results about the structure of the near-well space in comparison with the images obtained from offset VSP.

References

1. Shekhtman G.A. *Vertikal'noe seysmicheskoe profilirovanie* [Vertical Seismic Profiling]. Moscow, EAGE Geomodel Company, 2017, 284 p.
2. Shekhtman G.A., Kuznetsov V.M., Popov V.V. *Modifikatsii metoda VSP: kakuyu predpochest'?* [Versions of the VSP method: which to prefer?] // Seismic exploration technologies, 2004, issue 1, pp. 75–79.
3. Shekhtman G.A., Bajuk I.O. *Modeli real'nykh sred v tekhnologiyakh metoda vertikal'nogo seysmicheskogo profilirovaniya* [Subsurface models in technologies of the vertical seismic profiling method] // Seismic exploration technologies, 2015, issue 2, pp. 59–68.

Модульные компрессорные станции (МКС)

МКС - это

полностью готовые к эксплуатации автономные компрессорные станции, предназначенные для обеспечения сжатым воздухом.

- мобильность конструкции
- широкий диапазон рабочих температур
- современные энергосберегающие технологии
- качественный уровень проектирования и производства
- любая конфигурация встроенного оборудования
- возможность выбора готовых решений
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО»
171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1
+7 (48231) 5–65–12, 5–66–46
sales@asobezh.ru www.asobezh.ru

А.В. Гловацкий — про жизнь, профессию, страну и РУСЭЛПРОМ

Анатолий Васильевич Гловацкий — первый заместитель генерального директора ООО «Русэлпром» — один из создателей Российского электротехнического концерна. Отметив 80-летний юбилей, этот сильный, волевой человек — интересный рассказчик и активный участник многих событий — делится личными историями из жизненного и профессионального опыта.

Буду литейщиком!

Я родился на Украине, в деревне Кривое Озеро Одесской области. Там я заканчивал школу и для себя решил, что буду поступать в Одесский политехнический институт. При поступлении я недобрал один балл, но отступать не стал. Пробился на специальную комиссию по дополнительному набору. Я был простой деревенский парень, в спортивных брюках. А на комиссию пришел сам ректор института. Он спросил меня, как сдал экзамены. Я ответил: «Физика — 5, математика — 5». И еще я сказал, что хочу быть литейщиком. И ректор решил: «Выпишите ему направление на учебу!». И меня взяли. В 1956 году я поступил в Одесский политех на механико-технологический факультет. Так получилось, что к моменту окончания института у меня уже был опыт общественной работы, что во многом определило мой дальнейший путь.

Новая Каховка

Как-то я увидел журнал, в котором был опубликован репортаж из Новой Каховки: красивые цветные фотографии, город-чудо, город-сад, красота необыкновенная! И когда на распределении увидел название Новокаховский электромашиностроительный завод, твердо решил: «Хочу в Новую Каховку!» Оказалось, что туда много желающих. Отобрали пятерых. И вот мы — пять молодых специалистов приехали в Новую Каховку.

Сначала я попал в отдел главного металлурга, а потом перешел в литейный цех. Я был технологом, начальником техбюро, потом заместителем начальника цеха по технике. И тут случился несчастный случай — в цехе погиб рабочий. Директор завода решил на время сменить начальника цеха, пока ситуация не успокоится. Вызвал меня и говорит: «Я тебе предлагаю на три месяца стать начальником цеха». И вдруг я ему говорю: «Если начальником — то начальником! А на три месяца я не согласен». Он на меня посмотрел и к вечеру издал приказ, назначив меня начальником цеха.

Работа мне очень нравилась, хотя труд в литейном цехе был тяжелый. Цех очень крупный: 1000 человек работников, выпускал 60 тысяч тонн серого чугуна в год.

Доверие людей

Практически сразу после назначения начальником цеха я был избран в члены парткома. Всего на заводе работало 10 тысяч человек, из них 2,5 тысячи — коммунисты. Люди были недовольны секретарем парткома, и решили его «прокатить» на очередных выборах. Однако результаты голосования, похоже, были подтасованы, так как народу объявили, что по итогам голосования переизбран прежний секретарь. Люди начали писать жалобы. Дело дошло до первого секретаря ЦК Компартии Украины В.В. Щербицкого. Тот прислал своего человека, собрали партком. Секретарь парткома начал шуметь: «Надо разобраться, кто это сделал!» А я, как член парткома, встал и говорю: «А может, надо разобраться, почему все голосовали против вас?» Многие члены парткома меня поддержали. Прежнего секретаря убрали, а меня, как «инициатора», выбрали.

Даешь металл!

Заводу постоянно не хватало металла для выполнения плана. Завод подчинялся непосредственно Москве, Министерству электротехнической промышленности. И я — секретарь заводского парткома — поехал в министерство просить металл. Пришел к замминистра по снабжению Я.Н. Заробяну. Тот ответил резко: «Ты мне тут про решения съездов партии не рассказывай. Ты, если видишь, что металла не хватает, думай, как снижать расходы». Вернувшись на завод, я организовал специальные мероприятия по снижению расходов, обозначил задачи и ответственных по каждому цеху, поставил контроль. Через полгода кривая потребления металла пошла вниз. С этими результатами снова поехал в Москву. Показал результаты, говорю: «Видите? А все равно металла для выполнения плана не хватает». Из министерства отправили на завод начальника главка посмотреть на ситуацию. В итоге, добавили. Так меня узнали в министерстве.

Не выжидать, а делать

Еще в бытность мою начальником литейного цеха приезжал к нам на завод очередной начальник главка из Москвы. Я ему показал старые, отработавшие свой ресурс формовочные машины и попросил выделить новые. Он говорит: «Завтра приходи ко мне в главк, поговорим!» Легко сказать, «приходи»! Где Новая Каховка, а где Москва! Но я поехал. Прихожу в главк, и он мне говорит: «У меня друг — начальник главка в Министерстве станкостроения. Сейчас я ему позвоню,

В Новой Каховке

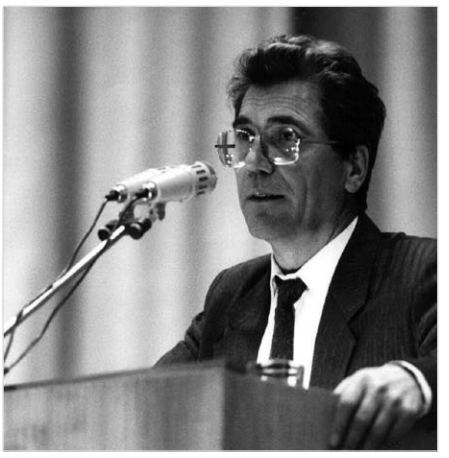
Один из цехов Новокаховского электромашиностроительного завода. 1961 г.

он все решит». Набирает ему раз-другой, телефон молчит. Просидел я два часа в приемной, телефон все не отвечает. Не выдержал, узнал у секретаря адрес и сам поехал к этому человеку. Захожу, говорю: «Привет вам от такого-то! Не может он до вас дозвониться». Тот отвечает: «Да, мы вместе с ним учились. У меня тут трактор перекопал телефонную линию, нет связи. А что ты хотел?». Я говорю: «Мне бы формовочные машины!» Написал он соответствующее письмо, и я поехал с этим письмом в Павлоград Днепропетровской области, на станкостроительный завод. Договорился, погрузил машины, привез к себе. Машины смонтировали, работают.

Прошел год, приезжает к нам на завод тот самый начальник главка, увидел меня и говорит: «Я же так и не позвонил». Я говорю: «Не надо, уже все работает» — «Как работает?!» И я рассказал, что не стал ждать, а поехал и все решил сам. Он, видимо, тогда отметил у себя в голове, что я из тех, кто не ждет, а берется и решает проблемы. И когда было принято решение перевести директора нашего завода в министерство на должность замначальника главка, на его место решили назначить меня.

Директор завода

Назначение директора такого крупного завода, как наш, обычно проходило на коллегии министерства. Я приехал в Москву, пришел к замначальника главка по кадрам. Мы с ним пошли к одному члену коллегии, час там просидели, к другому... Потом кадровику надоело, он дал мне опросный лист, в котором должны были поставить подписи все члены коллегии, и отправил меня собирать их самостоятельно. Мне не понравились эти министерские порядки, и я решил уехать домой. Сел в лифт, спускаюсь с этой папкой, какой-то мужик меня спрашивает: «Это у тебя



А.В. Гловацкий, первый заместитель министра электротехнической промышленности СССР. 1988 г.

В бытность директором НКЭМЗ (А. Гловацкий — третий слева)

На всесоюзном собрании директоров электромашиностроительных заводов. 1981 г.

На одном из ведущих электротехнических предприятий Австрии

что?» Я ему рассказал. Он говорит: «Пойдем со мной!» Оказалось, что это был начальник управления кадров министерства. Пришли к нему в кабинет, до трех часов дня с ним поговорили, а в три часа подошли к дверям, откуда выходили члены коллегии после заседания, и за пять минут я получил все подписи. И в тот же вечер был в кабинете у министра А.К. Антонова. Министр подписал приказ, позвонил сам секретарю обкома Херсонской области И.А. Мозговому, представил меня. Все было сделано, можно было уезжать. Но надо же было зайти перед отъездом к начальнику главка. Уже вечер, восемь часов, я захожу к нему, он спрашивает: «Ну как дела, сколько подписей удалось собрать?» А я ему показываю приказ с подписью Антонова. Он весь красный стал — как это так я без него обошелся! Так я стал директором завода.

Борьба с приписками

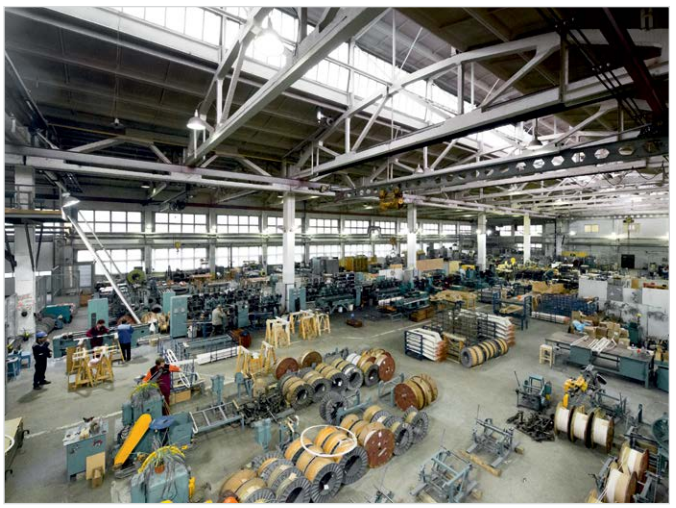
В 1970-е годы году наш электромашиностроительный завод был ведущим в стране по выпуску взрывобезопасных двигателей. Мы в год выпускали 335 тысяч двигателей для шахт и предприятий нефтехимии. Но в первый же месяц моего директорства я провалил план по номенклатуре взрывобезопасных двигателей. Потому что прекратил приписки, которые до этого практиковались. И ввел правило: «что сделали, то и показали».

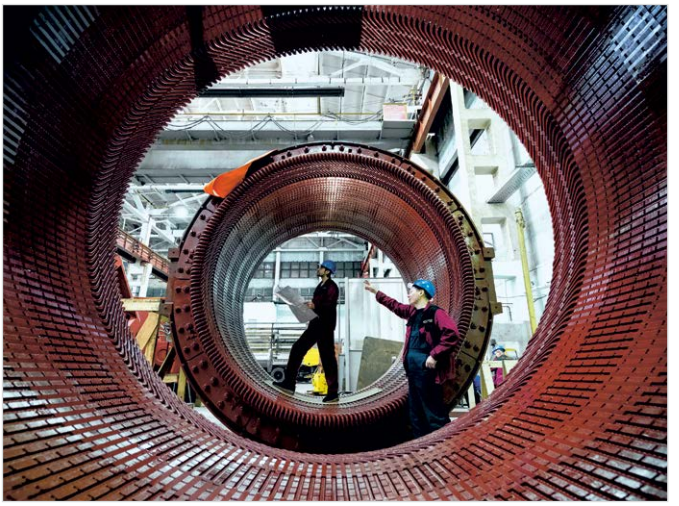
Мне звонил бывший директор завода, а тогда заместитель начальника главка, и кричал: «Почему провалили номенклатуру?!» Я аж задохнулся, ведь он все понимает! Из-за его приписок завод не выполняет план, люди не получают премии, лишаются большой части дохода. Прошу: «Дайте мне три месяца — и будем делать всю номенклатуру, но мне надо подготовиться. И прошу договориться в Госплане — скорректировать план». Такой же разговор у меня состоялся и с начальником главка: «Пусть ваш нынешний заместитель объяснит вам, почему сложилась такая ситуация. А мне скорректируйте на три месяца план, а через три месяца, гарантирую, задание выполним». В ответ: «Мы этого сделать не сможем». Им не хотелось идти в Госплан, доказывать. «Тогда, — говорю, — приезжайте и назначайте нового директора. А я издам приказ, в соответствии с которым сам себя назначу старшим мастером в литейный цех, а исполняющим обязанности директора оставлю своего зама — главного инженера. И вам все равно придется с этим разбираться». Сам же был убежден, что если бы не сделали корректировку, то так бы и поступил. Понимал, что не могу нанести ущерб людям, которые ни в чем не виноваты. Приходилось наводить порядок и очень жестко.

Сила коллектива

Важнейшим был вопрос жилья. Для того чтобы построить дом, надо было сначала найти место для строительства, чтобы город выделил землю. У нас же рядом заводские садовые участки. Очень удобно с точки зрения строительства жилья, так как можно подключить все коммуникации от завода. Но надо как-то выкупить эти участки у людей, добиться для них другого места. Для этого нужно получить решение местных властей. Председатель горисполкома (по-нашему, мэр) увиливал. Я ему говорю: «Если будешь тянуть с решением, мы напишем письмо Щербицкому, а пока, чтобы ускорить решение, мы всем коллективом завтра придем к тебе». И пришли 5 тысяч человек во главе со мной под окна горисполкома. Тут же «мэр» выскочил к людям. В итоге решение приняли за два дня.

Концерн инвестирует немалые средства в модернизацию своих производственных площадок





Сегодня РУСЭЛПРОМ — это один из флагманов инновационного производства

Лимиты и возможности

После получения решения начали строить жилье. Но в советское время на все были лимиты: на цемент и иные материалы. На проект вообще лимиты давала центральная власть. Единственное, что у нас было свое, это металл. Изготовление бетона организовал хозспособом прямо на заводе. Мы сами делали и бордюрный камень, и плиты перекрытий, и даже лифтовые шахты.

На заводе с численностью 10 тысяч человек можно было производить практически все, надо было только правильно все организовать. Но главное — нужен был цемент. Чтобы его получить, я договорился с «цементниками», что мы им сделаем машины, в которых они нуждались, договорюсь в Госплане. На заводе делали крупные электрические машины, которые вращали цементные мельницы. Поехал в Госплан и говорю: «У меня по плану 100 машин, а я сделаю 103, но эти три нужны мне». Договорился. Поехал к «цементникам», говорю: «Давайте, я вам — три машины, а вы мне — 10 тысяч тонн цемента». Такой обмен шел, начиная с 1975 года. Тогда понял, что продукция может быть предметом, с помощью которого можно что-то сделать для людей. И было очень обидно, когда уже работая первым заместителем министра, я поездил по западным странам, увидел, что такое рынок, и почувствовал, сколько можно всего сделать в рыночных условиях.

Детские сады с бассейном

В советское время на балансе предприятий были детские сады, общежития, садовые участки. Очередь в детсад стояла такая, что дети не успевали дождаться — сразу шли в школу. Надо было решать и это. Но для строительства детсадов, кроме места и материалов, нужен проект и подрядчик, который будет строить. Была такая мощная организация Межоблколхозстрой. У нее — свои проектные институты. Предложил им строить совместно детсад на 320 мест: им — 20, а нам — 300. «Но, — говорю, — и проект, и подряд — ваши, а я даю весь железобетон». Договорились, построили. На взрывозащищенные двигатели я выменял в Туркменистане вагон некондиционных ковров. Застелили все полы в детском садике. Все готово, а пустить в строй не можем. Потому что нужно утвердить лимиты на зарплату, на содержание, а это, опять же, решают наверху.

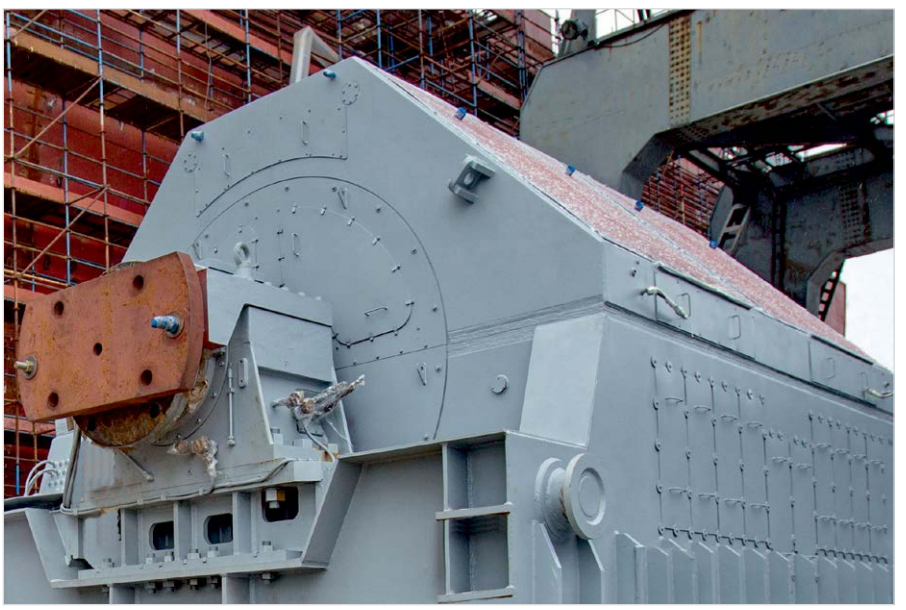
Приехал в министерство, рассказываю о строительстве. Министерство никогда не выполняло план ни по жилью, ни по детсадам. А я им готовый детский сад привез. «Не имеем права, — говорят, — потому что у вас получается смешанная собственность: государственная и колхозная». Выхожу не в себе, а одна женщина подошла и говорит: «Я вам подскажу, как надо сделать. Передайте и свою, и колхозную доли в Облздравотдел — организацию, которая отвечает за детсады в области. А потом они передадут вам этот объект обратно. После этого можно будет выбить лимиты на содержание». Так мы и поступили. Потом, когда уже работал в министерстве, долго искал эту женщину, чтобы отблагодарить. А когда в составе делегации по обмену опытом поехал в Крым, увидел там на одном заводе детсад с бассейном. Загорелся я этим, тоже начал делать в Новой Каховке свои детсады с бассейнами.

Секретарь обкома партии

Случилось так, что Председателем Госснаба П.И. Мостовой предложил мне место главного инженера Госснаба Украины в Киеве. Звоню начальнику главка, тот — министру Антонову, министр — первому секретарю обкома партии Херсонской области. Меня пригласил к себе первый секретарь обкома и говорит: «Мы с министром решили тебя не отдавать, у нас на тебя другие виды». Но какие, не сказал.

Потом меня вызвали в Москву, в ЦК КПСС. Это был 1982 год, еще был жив Л.И. Брежнев. Меня пригласили на заседание Секретариата, задали вопросы, я ответил и поехал обратно домой. И вот на очередном пленуме обкома партии объявляют, что «по согласованию с ЦК КПСС на пост секретаря обкома выдвигается А.В. Гловацкий». И меня приглашают в президиум. Оказалось, что меня вызывали в Москву, потому что секретарь обкома — это номенклатура ЦК, и утверждается решением Секретариата ЦК КПСС.

В обкоме, кроме меня, было еще несколько секретарей. Нас собрал первый секретарь, чтобы меня представить и поговорить о перераспределении обязанностей. Работая директором крупного предприятия, мне приходилось решать вопросы в самых разных областях, поэтому я сразу заявил, что готов взять отделы строительства, промышленности, транспорта и связи, а также отдел, занимающийся общими вопросами, в



РУСЭЛПРОМ комплектует своими электродвигателями все производимые в стране атомные ледоколы

том числе товарами народного потребления — то есть все основные отделы. Поднялся шум, потому что эти отделы находились в ведении других секретарей. Первый секретарь попросил всех изложить пожелания письменно, а на следующий день вышло распределение за его подписью. Все, что просил, мне и досталось. Так я стал главным лицом в обкоме партии после первого секретаря. А партия в то время решала все вопросы, абсолютно все.

В ЦК КПСС

В начале 1985 года меня пригласил в Москву завотделом машиностроения ЦК КПСС А.И. Вольский и сообщил, что решено разбавить «комсомольские» кадры в ЦК «крепкими хозяйственниками». Я полностью подходил по всем параметрам — имел богатый опыт и производственной и партийной работы. И в июне 1985 года меня назначили заведующим сектором электротехнической промышленности отдела машиностроения ЦК КПСС. В моем ведении было министерство электротехнической промышленности. Работа в ЦК КПСС была очень напряженная, но не по мне. Не любил я эти бумаги писать. И попросился я у Вольского на линейную работу.

В министерстве

В это время министра электротехнической промышленности Г.П. Вороновского сняли, назначили нового министра О.Г. Анфимова, а меня позвали первым замом. Я отвечал за поставки электротехники оборонным отраслям, работу производственного блока, а также за товары народного потребления. Много ездил за границу, чаще в ФРГ, и видел, что мы сильно отстаем в производстве товаров для людей, а так продолжаться не может. На Западе 40% электротехнической продукции было ориентировано на нужды человека, а мы делали «машины для машин». В ФРГ, например, делали специальные мелкие двигатели для бытовых электроприборов, а мы — значительно меньше. В 1990 году министерство хотели ликвидировать. Мы его отстояли. Но электротехническую отрасль надо было реформировать, переориентировать на выпуск конечного продукта.

На изломе эпохи

После развала СССР я возглавлял ликвидационную комиссию Министерства, подписывал документы о передаче собственности бывшим союзным республикам. Тогда украинские машиностроители решили организовать объединение украинских заводов и предложили мне возглавить новую организацию. Я отказался. Считал, что нужно создавать российское объединение. В тот момент разошелся во взглядах с бывшим министром, который выступал за объединение заводов всего бывшего Советского Союза. В 1991 году в результате реформирования Министерства электротехнической промышленности и приборостроения образовалось общероссийское объединение электротехнических предприятий «Росэлпром». В него вошли 50 электромашиностроительных заводов. Объединение взяло на себя какие-то функции министерства, Госснаба, хотя и не имело на заводы прямого влияния.

Гловацкий и глава концерна В.В. Дорохин

Трудные 90-е

Экономика развалилась, люди на заводах сидели без зарплаты, без материалов. Я начал искать пути выхода. Позвал в партнеры начальника ЦДУ (Центрального диспетчерского управления) нефтяной промышленности А.В. Кочнева, и «Росэлпром» начал заключать контракты с такими компаниями, как «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», «Коминефтегаз» и другими. Мы поставляли им трансформаторы, кабели, насосы, электрооборудование. Госснаба уже не было, и со снабжением встали серьезные проблемы. Но и у этих компаний денег особо еще не было — готовы были расплачиваться нефтью. Через ЦДУ мы искали покупателей на эту нефть. После того, как находили покупателей на нефть, могли заплатить директорам заводов, а те — выдать зарплату рабочим. Вот так мы жили в 1990-е годы.

РУСЭЛПРОМ

В 1993 году я познакомился с Владимиром Васильевичем Дорохиным, который в то время занимался поставками двигателей с Украины, и мы начали работать вместе. Нашей идеей было объединить заводы под единым началом. Но для этого нужны контрольные пакеты акций. У прежнего ОАО «Росэлпром» был пакет акций на Сафоновском электромашиностроительном заводе. Я там был председателем наблюдательного совета, а директором был Святослав Анатольевич Масютин. Часть пакета акций Владимирского электромоторного завода принадлежала Владимиру Васильевичу Дорохину. Совместно был выкуплен Ленинградский электромашиностроительный завод. Потом другие предприятия. Так родился Российский электротехнический концерн РУСЭЛПРОМ.

Сегодня

Авторитет концерна РУСЭЛПРОМ на сегодня высок. Достаточно сказать, что мы комплектуем своими двигателями все производимые в стране атомные ледоколы. Есть другие серьезные партнеры — Белорусский автомобильный завод. БЕЛАЗ на 70% комплектуется нашими генераторами. Разработаны проекты по модернизации Ленинградского и Сафоновского заводов по увеличению выпуска продукции в 1,5 раза. Это потребует значительных инвестиций по каждому заводу.

Задачи на будущее

Наша задача — разрабатывать и производить электрооборудование, которое соответствует потребностям рынка и по качеству, и по цене. Надо переходить на экспорт. Сейчас мы делаем шаги в этом направлении. У нас контракты с Кубой, есть перспективы по Узбекистану и другим странам СНГ. Традиционно хорошие связи с Белоруссией.

Еще одна задача — производить комплектные поставки оборудования, например, для строительства малых гидроэлектростанций, дизельных электростанций. И, конечно, инженерное обслуживание и сервис нашего оборудования. Мы должны каждую минуту знать, как оно работает у заказчика. Мы этим направлением занимаемся серьезно.

О семье и увлечениях

Для меня работа — главное увлечение. Если бы не работал, не знаю, жил бы или нет. Работа помогла мне выкарабкаться из тяжелой ситуации со здоровьем, в которой оказался в последние годы. А кроме работы... Люблю играть в шахматы. За неимением партнера, играю с компьютером. Каждый вечер после работы сажусь и играю. На дачу купил себе трехколесный велосипед, каждые выходные проезжаю 10–15 км. Общаюсь с детьми — у меня сын и дочь — и с внуками.

Ваша судьба — в собственных руках

В сложной обстановке сегодняшнего дня главное — осознание того, что только от нас зависит наше собственное благополучие и наших близких. Оглядываясь на прошедшие годы, я бы сказал, что не хватает идеологической работы. Этим хочу сказать, как важно говорить с людьми. К сожалению, не все понимают, что их судьба — в их собственных руках. Дерзайте, действуйте — и обязательно будут результаты и успех!

Available on the App Store

УДК 622.276.53

Комплекс мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождения высоковязкой нефти

Р.А. Ахунов
руководитель конструкторской группы отдела инноваций и экспертизы

А.А. Цинк
инженер-конструктор 2 категории

А.А. Исаев
ведущий инженер
isaeff-oil@yandex.ru

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

По мере извлечения пластовой жидкости из нефтеносного коллектора естественная энергия, под действием которой флюид течет в добывающие скважины, уменьшается и, как следствие, уменьшаются дебиты добывающих скважин. В настоящее время месторождения, вновь вводимые в разработку в Республике Татарстан и регионе Урало-Поволжья, характеризуются наличием в них вязкой нефти и низким пластовым давлением, а также наклонно-направленным профилем ствола скважины. В связи с этим, актуальной становится задача по повышению нефтеотдачи пласта, созданию способа интенсификации добычи нефти в условиях низкого пластового давления и высокой вязкости добываемой продукции. В статье предлагается комплексный способ разработки месторождения высоковязкой нефти, включающий в себя бурение системы сообщающихся между собой вертикальных и горизонтальных скважин. Также представлен опыт по созданию гидродинамической связи во фрагменте системы скважин и результаты проведения паротепловой и химической обработки призабойной зоны этого фрагмента.

Материалы и методы
Промысловые эксперименты и испытания фрагмента системы пересекающихся и сообщающихся вертикальных и горизонтальных скважин.

Ключевые слова
увеличение нефтеотдачи, низкое пластовое давление, динамический уровень, обработка призабойной зоны, скважинный штанговый насос, управляемые клапана

В настоящее время месторождения, вновь вводимые в разработку в Республике Татарстан и регионе Урало-Поволжья, характеризуются наличием в них вязкой нефти и низким пластовым давлением (далее — НПД). Большая часть скважин, в том числе и с наклонно-направленным или горизонтальным профилем ствола, эксплуатируются с помощью скважинных штанговых насосов (далее — СШН). По мере эксплуатации скважин их производительность, как правило, снижается по целому ряду причин, таких как: снижение пластового давления и коэффициента нефтеотдачи пласта, уменьшение проницаемости нефтяного коллектора и т.д. Таким образом, актуальной становится задача по повышению нефтеотдачи пласта, созданию способа интенсификации добычи нефти в условиях НПД и высокой вязкости добываемой продукции.

По мере извлечения углеводородов из залежи энергия пласта уменьшается, при этом уменьшаются и дебиты добывающих скважин. Если использовать только естественные энергетические источники, то возможно, во-первых, получить невысокие коэффициенты нефтеотдачи, во-вторых, в значительной степени растянуть сроки разработки месторождения [1].

Полнота извлечения нефти из пластов характеризуется коэффициентом нефтеотдачи пласта, который на разных месторождениях колеблется в широких пределах. Для поддержания пластового давления и увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта применяют различные методы, но наибольшее применение на практике нашли такие методы, как закачка под давлением в продуктивные пласты воды и газа [2].

Помимо закачки воды и газа в нагнетательные скважины существует множество других способов воздействия на призабойную зону добывающей скважины и на нефтеносный коллектор в целом. По принципу действия эти методы делятся на следующие группы:

— гидрогазодинамические (гидроразрыв пласта, гидропескоструйная перфорация, волновое и вибрационное воздействие и др.);

— физико-химические (кислотные обработки, воздействие растворителями и др.);

— термические (паротепловые обработки скважин, электропрогрев, прокачки горячей нефти и др.);

— комбинированные (термокислотная обработка, термогазохимическое воздействие, гидрокислотный разрыв пласта и др.).

С целью повышения нефтеотдачи и эффективности эксплуатации месторождения за счет увеличения охвата пласта воздействием и улучшения условий притока жидкости в скважину снижением противодавления на пласт специалистами ООО УК «Шешмаойл» разработан комплексный способ разработки месторождения высоковязкой нефти, включающий бурение пересекающихся и сообщающихся вертикальных и горизонтальных скважин [3].

Система, реализующая предложенный способ, содержит вертикальные скважины 1 (рис. 1), пересекающиеся в продуктивном пласте и сообщающиеся с основными горизонтальными скважинами 2, напротив которых к вертикальным скважинам 1, имеющим зумпф 3 (рис. 2), подключены еще по одной основной горизонтальной скважине 4, поперечно которым к вертикальным 1 и основным горизонтальным скважинам 2 и 4 подключены дополнительные горизонтальные скважины 5, при этом дополнительные горизонтальные скважины 5 элемента II располагают между дополнительными горизонтальными скважинами 5 соседних элементов I и III.

Способ реализуется следующим образом.

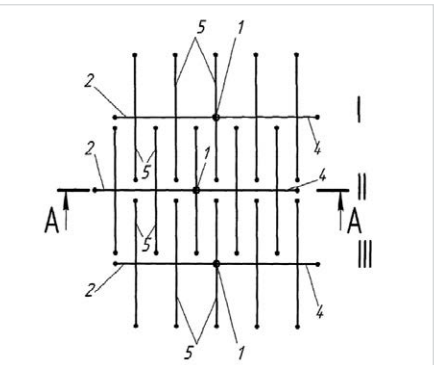


Рис. 1 — Схема расположения скважин при реализации способа:
1 — вертикальная скважина; 2 — 1-я основная горизонтальная скважина; 3 — зумпф вертикальной скважины; 4 — 2-я основная горизонтальная скважина; 5 — дополнительная горизонтальная скважина
Fig. 1 — Well location sketch for implementation of the method:
1 — vertical oil well; 2 — 1st main horizontal well; 3 — vertical well sump; 4 — 2nd main horizontal well; 5 — additional horizontal well

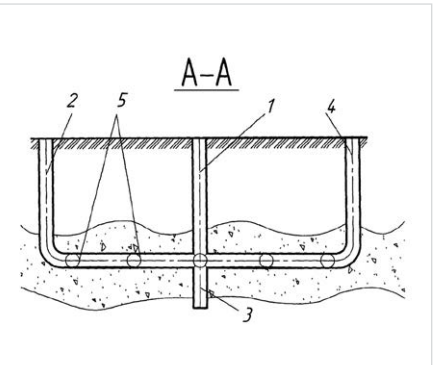


Рис. 2 — Сечение А-А схемы расположения скважин:
1 — вертикальная скважина; 2 — 1-я основная горизонтальная скважина; 3 — зумпф вертикальной скважины; 4 — 2-я основная горизонтальная скважина; 5 — дополнительная горизонтальная скважина
Fig. 2 — A-A sectional view of the well location sketch
1 — vertical oil well; 2 — 1st main horizontal well; 3 — vertical well sump; 4 — 2nd main horizontal well; 5 — additional horizontal well

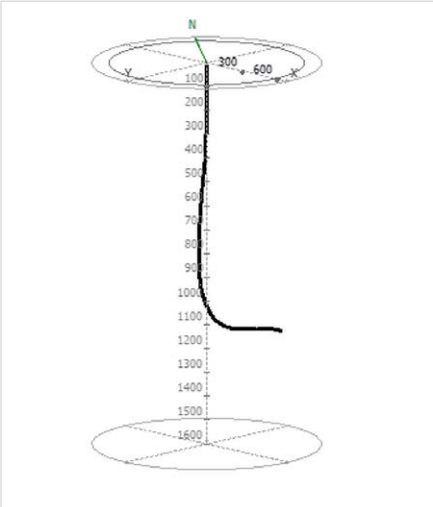


Рис. 3 — Аксонометрия скв. №3752
Fig. 3 — Axonometric projection of the well No. 3752

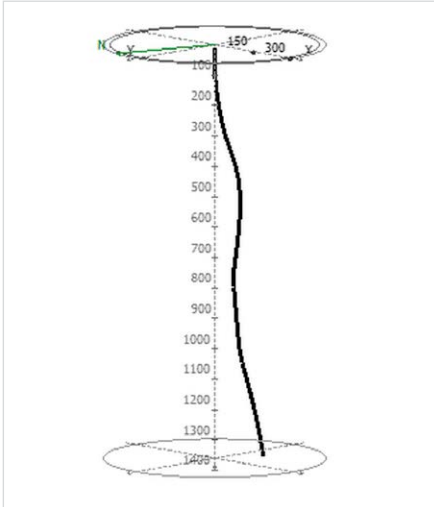


Рис. 4 — Аксонометрия скв. №3764
Fig. 4 — Axonometric projection of the well No. 3764

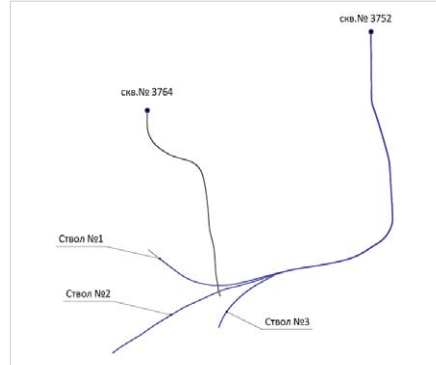


Рис. 5 — 3D-модель скв. № 3752 и скв. № 3764
Fig. 5 — 3D model of the wells No. 3752 and 3764

К системе скважин, состоящей из основной горизонтальной скважины 2, которая пересекает в продуктивном пласте оконечной частью вертикальную скважину 1 с зумпфом 3 и сообщается с ней, напротив основной горизонтальной скважины 2, бурят еще одну основную горизонтальную скважину 4, оконечной частью которой пересекают вертикальную скважину 1 и сообщают с ней (рис. 2). Поперечно основным горизонтальным скважинам 2 и 4 бурят несколько дополнительных горизонтальных скважин 5, оконечной частью которых пересекают вертикальную 1 и основные горизонтальные скважины 2 и 4 и сообщают с ними и, таким образом, создают элемент I системы разработки месторождения (рис. 1). Аналогичные элементы системы разработки создают по месторождению. При этом дополнительные горизонтальные скважины 5 одного элемента (например, II) располагают между дополнительными горизонтальными скважинами соседнего элемента (например, I и III). Количество дополнительных горизонтальных скважин 5 в каждом элементе для конкретного месторождения определяются расчетным или опытным путем с учетом характеристик данного месторождения, свойств насыщающих его флюидов, планируемых методов воздействия на пласт и др.

Вначале элементы системы разработки месторождения (например, I, II, III) эксплуатируют как нагнетательно-добывающие циклически с закачкой рабочего агента (например, пар, бинарные смеси, растворители и т.п.), выдержкой и отбором продукции из пласта. Для этого через вертикальные 1 или горизонтальные 2, 4 и 5 скважины в продуктивный пласт закачивают теплоноситель, в качестве которого используют, например, пар. При этом происходит прогрев призабойных зон основных 2 и 4, а также дополнительных 5 горизонтальных скважин, снижается вязкость нефти в продуктивном пласте вокруг горизонтальных скважин 2, 4 и 5 и увеличивается ее подвижность.

После закачки теплоносителя в пласт элементы I, II и III останавливают на выдержку для термокапиллярной пропитки, при которой происходит перераспределение температур и потоков флюидов в продуктивном пласте за счет градиентов температуры и давления, возникающих между пропластками с различной проницаемостью, что увеличивает охват продуктивного пласта воздействием.

После выдержки механизированным способом из зумпфа 3 вертикальных скважин 1 отбирают продукцию, которая поступает туда из горизонтальной части скважин 2, 4, 5. При этом динамический уровень в скважинах 1 поддерживают максимально допустимым в пределе ниже пересечения ее с основными горизонтальными скважинами 2 и 4, что обеспечивает создание максимальной депрессии на пласт и увеличение притока жидкости из него в основные 2, 4 и дополнительные 5 горизонтальные скважины. По мере отбора продукции, поступающей из разогретых призабойных зон продуктивного пласта в горизонтальные скважины 2, 4, 5, температура ее снижается за счет поступления более холодной и, следовательно, менее подвижной нефти из отдаленных зон пласта, что приводит к снижению дебита. Циклы закачки теплоносителя, выдержки, отбора продукции повторяют до раздренирования призабойных зон основных 2, 4 и дополнительных 5 горизонтальных скважин.

После раздренирования призабойных зон основных 2, 4 и дополнительных 5 горизонтальных скважин эксплуатацию элементов системы разработки месторождения осуществляют следующим образом. Один элемент (например, II) эксплуатируют как нагнетательный, а соседние элементы I и III — как добывающие. Для этого через вертикальную 1 или основные 2, 4 или дополнительные 5 горизонтальные скважины элемента II закачивают в продуктивный пласт вытесняющий рабочий агент, в качестве которого используют, например, пар, горячую или холодную воду. Продукцию из пласта отбирают через вертикальные скважины 1 элементов I и III, куда продукция поступает из основных 2, 4 и дополнительных 5 горизонтальных скважин соответствующих элементов, поддерживая при этом динамические уровни в вертикальных скважинах 1 максимально допустимыми в пределе ниже пересечения их с основными горизонтальными скважинами 2 и 4, что обеспечивает создание максимальной депрессии на пласт и увеличение притока жидкости из него в основные 2, 4 и дополнительные 5 горизонтальные скважины элементов I и III.

Эксплуатацию элементов I, II, III продолжают аналогичным образом до выработки продуктивного пласта между основными 2, 4 и дополнительными 5 горизонтальными скважинами элементов I, II, III.

Аналогичным образом осуществляют эксплуатацию остальных элементов до выработки месторождения.

В 2012-2014 гг. на промысле АО «Шешмаойл» были проведены опытно-промысловые работы (далее — ОПР) на созданном из горизонтальной №3752 и вертикальной №3764 скважин фрагменте системы, который можно рассматривать как элементы 1, 2 и 5 предложенного способа разработки месторождения (рис. 1).

Горизонтальная скважина №3752 Ново-Шешминского месторождения эксплуатирует турнейский ярус и имеет три открытых забоя (таб. 1), поэтому ее можно рассмотреть, как систему пересекающихся основной 2 и дополнительных горизонтальных скважин 5. В период с 20.06.2012 г. по 23.07.2012 г. была пробурена на тот же пласт вертикальная скважина №3764 с интервалом перфорации 1139–1142 м. Из аксонометрии скважин №3752 и №3764 видно, что скв. №3752 имеет горизонтальный участок (рис. 3), а скв. №3764 — вертикальная (рис. 4). Расстояние между интервалом перфорации скв. №3764 и стволом №2 скв. №3752 ориентировочно 9 м (рис. 5).

8.12.2012 г. была проведена обработка призабойной зоны (далее — ОПЗ) данной системы скважин. При этом через вертикальную скв. №3764 по насосно-компрессорным трубам (далее — НКТ) были закачены соляная кислота HCl-24% в объеме V-3 м3 и техническая вода удельным весом (у.в.) 1,16 г/см3 в объеме V-1 м3, далее проведено реагирование в течение 1 часа. После реагирования при атмосферном

№ скважины	Кровля, м	Подошва, м	Абсолютная отметка кровли, м	Абсолютная отметка подошвы, м
3764	1139	1142	-976	-979
1 ствол 3752	1243	1599	-978	-965
2 ствол 3752	1380	1703	-976,6	-978
3 ствол 3752	1268	1473	-980,4	-982,6

Таб. 1 — Интервал перфорации и абсолютные отметки по скв. №3764 и №3752
Tab. 1 — Perforation intervals and absolute depth marks of the wells No. 3764 and 3752

давлении на устье, ОПЗ повторили еще 5 раз. При проведении работ по ОПЗ уровень в скв. №3752 поднялся с 322м до 91м, впоследствии уровень постепенно снизился до 105 м и 157 м, при этом на скв. №3764 уровень составил 540 м. В период с 9.12.2012 г. по 13.12.2012 г. провели освоение свабированием скв. №3764. За время проведения работ по свабированию уровень жидкости снижался как на скв. №3764, так и на скв. №3752, разница уровней в скважинах сократилась с 380 до 30 м. Таким образом, была создана гидродинамическая связь между горизонтальной скважиной №3752 и вертикальной скважиной №3764.

С 16.12.2012 г. начали эксплуатацию вертикальной скв. №3764 установкой СШН. При этом уровень в скв. №3752 соответственно изменялся с разницей 50–100 м по сравнению с уровнем в скв. №3764 (рис. 6).

Для улучшения гидродинамической связи 9.02.2013 г. провели повторное ОПЗ. По НКТ скв. №3764 были закачены мицелярный раствор на основе растворителя КУАСПО в объеме V — 7 м3 и кислотная композиция (HCl-24% в V — 9,2 м3 + СНПХ-8903А в V — 0,8 м3). Осуществили продавку кислотной композиции по НКТ нефтью V — 7 м3 и оставили на реагирование в течение 48 часов. При этом уровень в скв. №3752 поднялся с 855 м до 477 м. С 11.02.2013 г. по 14.02.2013 г. провели освоение свабированием скв. №3764. При этом уровень жидкости снижался как на скв. №3764, так и соответственно на скв. №3752. После проведения ОПЗ, в период с 16.02.2013 г. по 4.12.2013 г., отбор продукции из системы скважин №3764 и №3752 осуществлялся СШН только через вертикальную скважину №3764.

С 4.12.2013 г. был начат отбор продукции из системы скважин через горизонтальную скважину №3752, оснащенную насосной установкой НД-НГС для наклонных и горизонтальных скважин.

29.04.2014 г. через скважину №3764, оснащенную полыми штангами ШНП-22 и пакером ПРО-ЯМО2-142, производили закачку пара двумя ППУ по полым штангам в подпакерную зону в течение 48 часов. Температура пара на выходе ППУ составляла 160–170 °С, давление 0,5–0,6 МПа. Общий расход воды обоих ППУ составил 60 м3. На забое скважины был установлен автономный манометр-термометр. После извлечения и интерпретирования показаний автономного манометр-термометра было установлено, что в ходе тепловой ОПЗ температура на забое скважины выросла с 22 °С до 35 °С, давление выросло с 22 атм до 52 атм.

После закачки пара в скв. №3764, на реагирующей скв. №3752 наблюдалось увеличение дебита жидкости с 4,5 до 8,2 м3/сут, коэффициент подачи насоса вырос с 0,44 до 0,82, уровень в скважине поднялся с 871 м (29.04.2014 г.) до 576 м (01.05.2014 г.). Температура и давление на забое стабилизировались и вернулись к первоначальным значениям к 7.05.2014 г. Эффект по добыче продолжался до 22.06.2014 г., а динамический уровень снизился до 1173 м, при этом дополнительная добыча составила 98 т нефти.

В период с 25.06.2014 г. до 28.06.2014 г. проведены повторные работы по закачке пара на скв. №3764. В течение 72 часов в пласт по полым штангам непрерывно, при помощи двух ППУ, подавался пар при средней температуре 165 °С и давлении 0,5–0,6 МПа. Средний расход воды при закачке пара составлял 0,63 м3/час. Всего было израсходовано 90,7 м3 воды (таб. 2). Согласно полученным данным извлеченного автономного манометр-термометра при закачке пара температура на забое скважины выросла с 22 °С до 45 °С, давление выросло с 2 атм до 39 атм с постепенным снижением до 26 атм (рис. 7).

До проведения ОПР по созданию фрагмента системы скважин по предлагаемому способу горизонтальная скв. №3752 эксплуатировалась насосом для наклонных и горизонтальных скважин НД-НГС, спущенным на глубину 1100 м (α=61°, i=4,12°/10 м , где α - зенитный угол скважины i - интенсивность набора кривизны скважины, град./10м). Средний дебит нефти за 3 месяца составлял 0,9 т/сут.

После ремонта скв. №3752 04.12.2013 г. глубину подвески насоса увеличили до 1220 м (α=85°, i=1,61°/10 м). За последующие 3 месяца эксплуатации этой скважины средний дебит нефти составил 2,1 т/сут при вязкости извлекаемой продукции 155 сСт.

Таким образом, на процесс интенсификации предлагаемого нового способа разработки месторождения влияет динамический уровень в скважине (вертикальной или горизонтальной), при котором ведется отбор продукции соответствующим типом насосного оборудования. В конкретном случае вертикальная скв. №3764 в ходе ОПР эксплуатировалась серийным СШН, а горизонтальная скв. №3752 дифференциальным насосом НД-НГС, разработанным специалистами отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» [4].

Насос НД-НГС обеспечивает принудительное закрытие нагнетательного и всасывающего клапанов и открытие нагнетательного клапана, что позволяет насосу работать в высоковязкой среде и при угле наклона скважинного насоса больше угла допустимого для серийных ШГН вплоть до горизонтального положения.

На основании проведенных ОПР можно сделать вывод, что созданная гидродинамическая связь, обеспечивающая соответствующие изменения уровня в системе сообщающихся скважин, позволяет эксплуатацию системы сообщающихся скважин с помощью СШН как через горизонтальные, так и вертикальные скважины. Эксплуатация СШН в условиях наклонно-направленных и горизонтальных скважин затрудняет работу скважинного оборудования вследствие увеличения износа штанг и колонны НКТ в результате трения штанг о трубы, большого количества отворотов штанг и плунжера, снижения надежности СШН из-за влияния на механические узлы насоса изгибающих моментов, сил трения и накопленных в результате изгиба напряжений. Исходя из этого, в системе сообщающихся скважин предпочтительной является эксплуатация

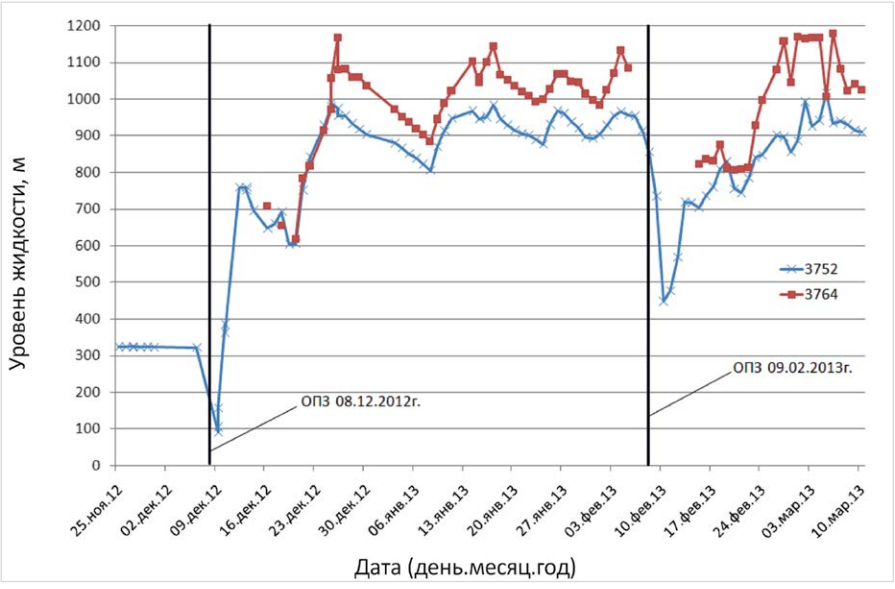


Рис. 6 — Изменение уровней на скв. № 3752 и скв. № 3764
Fig. 6 — Variation of levels on wells No. 3752 and 3764

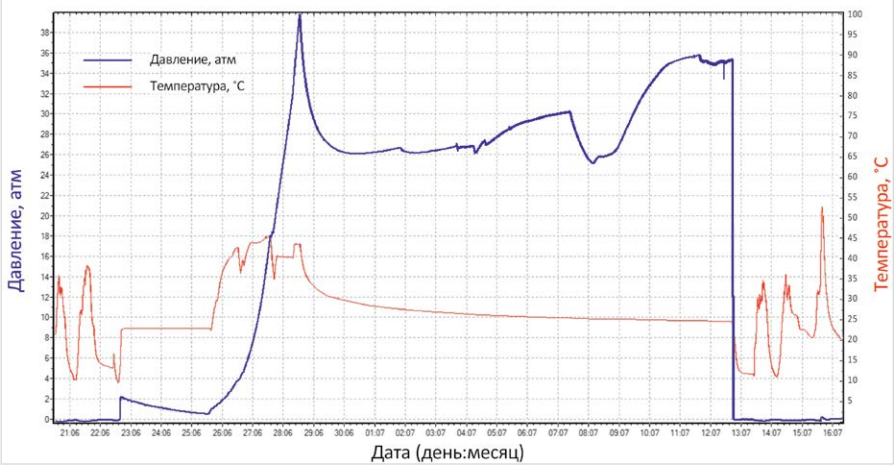


Рис. 7 — Изменение температуры и давления на скв. №3764 при закачке пара
Fig. 7 — Temperature and pressure variations on the well No. 3764 during steam injection

Дата	Температура закачки пара на устье, 0С	Расход воды одной ППУ, м3/сут	Давление закачки пара на устье, МПа
25.06.2014	163	6,93	0,5
26.06.2014	165	15,12	0,6
27.06.2014	162	15,12	0,6
28.06.2014	164	8,19	0,5
Итого		45,36	

Таб. 2 — Параметры при закачке пара на скв. №3764
Tab. 2 — Steam injection parameters on Well No. 3764

условно-вертикальных скважин. При этом повысить эффективность эксплуатации системы скважин можно воздействием на призабойную зону системы скважин физико-химическими, термическими, гидрогазодинамическими или комбинированными способами.

Итоги

В период 2012–2014 гг. на промысле АО «Шешмаойл» проведены опытно-промысловых работы по созданию фрагмента системы скважин предлагаемого способа эксплуатации месторождений высоковязкой нефти. Ряд мероприятий по созданию гидродинамической связи между скв. №3752 и скв. №3764, проведение ОПЗ, а также снижение динамического уровня за счет заглубления подвески глубинно-насосного оборудования на наклонно-направленном участке скважины при внедрении установки НД-НГС, позволило увеличить дебит на 1,2 т/сут, что составило 133%.

Выводы

На основе результатов опытно-промысловых работ на созданном из горизонтальной скв. №3752 и вертикальной скв. №3764 фрагменте системы скважин можно сделать следующие основные выводы:

1. обеспечена устойчивая гидродинамическая связь, что позволяет сократить количество насосного оборудования;
2. увеличен приток нефти из системы скважин при увеличении депрессии на пласт, дополнительная добыча составила 98 т нефти;
3. подтверждена эффективность предложенного способа.

Литература

1. И.Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 158 с.
2. Н.В. Бобрицкий, В.А. Юфин. Основы нефтяной и газовой промышленности: учебник для техникумов. М.: Недра, 1988. 63 с.
3. Патент №2504647 РФ. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти, приоритет от 29.03.12. МПК E21B43/24, E21B 7/04.
4. Патент №120727 РФ. Дифференциальный штанговый насос для добычи высоковязкой нефти, приоритет от 29.03.12. МПК F 04 B 47/00

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276.53

An action plan to enhance oil recovery from heavy crude oilfield

Authors
Rashit M. Akhunov — Head of Design Engineering group of the Department for Innovations and Examination
Aleksandr A. Tsink — Design Engineer of the 2nd category
Anatoliy A. Isaev — Leading Engineer; isaeff-oil@yandex.ru

Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

As the reservoir fluid is extracted from the oil-bearing reservoir, the natural energy, under the action of which the fluid flows into the production wells, decreases and, as a result, the flow rates of production wells drop down. Currently, the newly commissioned oilfields in the Republic of Tatarstan and the Ural-Volga region are characterized by the presence of viscous oil and low reservoir pressure, as well as directionally drilled the wellbores. In this regard, the task of oil recovery enhancement, creating a way to intensify oil production under conditions of low reservoir pressure and high viscosity of the production becomes urgent. The article proposes a comprehensive method to develop a highly viscous oil field, comprising drilling a system of interconnected vertical and horizontal wells. Experience in creating a hydrodynamic connectivity in a fragment of an oil well system and the results of the steam-heat and chemical treatment of the bottom-hole zone of this fragment are also presented.

Keywords

EOR, low formation pressure, dynamic fluid level, bottomhole zone treatment, sucker rod pump, controlled valves

Materials and methods

Field experiments and testing of a fragment of a system of intersecting and interconnecting vertical and horizontal wells.

Results

In the period 2012–2014 field trials were carried out to create a fragment of the wells system of the proposed method of operating heavy crude oilfields of the Sheshmaoil JSC. A number of activities to create a hydrodynamic connection between well No.3752 and well. No.3764, conducting the BHZ treatment, as well as reducing the dynamic fluid level through deepening the suspension of the downhole pumping equipment in a wellbore's inclined directional section during introduction of the ND-NGS installation, made it possible to increase the flow rate by 1.2 tons / day, which amounted to 133%.

Conclusions

Based on field trial results of a well system fragment created from the horizontal well No.3752 and the vertical well No.3764, the following conclusions can be made:

1. A stable hydrodynamic connectivuty has been provided, which makes it possible to reduce the number of pumping equipment;
2. Oil flow from the well system under pressure drawdown has been increased, additional production amounted to 98 tons of oil;
3. The effectiveness of the proposed method has been confirmed.

References

1. I.T. M*ishchenko. Skvazhinnaya dobycha nefti: uchebnoye posobiye dlya vuzov* [Downhole Oil Production: textbook for universities]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 158 p.
2. N.V. B*obritsky, V.A. Yufin. Osnovy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* [Fundamentals of oil and gas industry]: textbook for colleges. Moscow: Nedra, 1988, 63 p.
3. Patent №2504647 RF. S*posob razrabotki mestorozhdeniya vysokovyazkoi nefti* [Method of development of heavy crude oilfields] Priority from 29.03.12, MPK E21B43/24 E21B 7/04.
4. Patent №120727 RF. D*ifferentsialnyy shtangovyy nasos dlya dobychi vysokovyazkoi nefti* [Differential rod pump for high-viscosity oil production.] Priority from 29.03.12, MPK F 04 B 47/00.

УДК 622.276+661.17

Опыт создания цепного привода ПЦ 35-3,5-0,5/2,5, монтируемого над устьем скважины

К.В. Валовский
д.т.н., заведующий лабораторией техники и технологии добычи нефти отдела ЭРС
kvalovsky@tatnipi.ru

И.Г. Шамсутдинов
заведующий сектором разработки технических средств отдела ЭРС
dobicha@tatnipu.ru

Н.В. Федосеенко,
ведущий инженер отдела ЭРС

В.М. Валовский
д.т.н., советник дирекции по технике и технологии в разработке нефтяных месторождений

"ТатНИПИнефть" ПАО "Татнефть" им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Предложена конструкция цепного привода штангового насоса открытого исполнения с длиной хода 3,5 м, грузоподъемностью 35 кН, монтируемая непосредственно над устьем малодебитных скважин. Корпус привода из двутавра совмещает функции несущей конструкции и направляющих противовеса. Даны характеристики привода в сравнении с приводом ПЦ30 конструкции БМЗ, сведения о монтаже и испытаниях. Проанализированы конструктивные решения, сформулированы пути их совершенствования. Предложено применение облегченного корпуса и съемных направляющих, а также фундамента на винтовых сваях.

Материалы и методы
Двутавр №55 ГОСТ 26020-83, редуктор 1ЦЗУ-160-100-31-У1, электродвигатель 4ВР90L4 мощностью 2,2 кВт, цепи 1НП 50,8–145 и 1НП 31,75–192 с разрывным усилием соответственно 263 и 100 кН. Обоснование технических характеристик и эксплуатационных преимуществ, создание опытного образца, промысловые испытания и анализ их результатов.

Ключевые слова
облегченный цепной привод, размещение над устьем скважины, техническая характеристика, конструктивные решения, направления совершенствования

Цепные приводы скважинных штанговых насосов (далее — СШН), разработанные и промышленно выпускаемые в ПАО «Татнефть», применяются для механизированной эксплуатации скважин с 2000 г. В Татнефти ими оборудовано более 2500 скважин, из которых более 1500 малодебитных и среднедебитных, скважин преимущественно «осложненного фонда», с высоковязкой продукцией, обводненных скважин, склонных к образованию стойких водонефтяных эмульсий, скважин с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ и др. На таких скважинах используются приводы ПЦ60-3-0,5/2,5 с длиной хода 3 м, максимальной нагрузкой в точке подвеса штанг 60 кН и частотой качаний от 0,5 до 2,5 в минуту, с электродвигателем мощностью до 5,5 кВт. Обеспечиваемая производительность откачки составляет от 1 до 20–30 м^3 в сутки. Внедрение цепных приводов на этом фонде скважин позволило существенно сократить число подземных ремонтов, получить 20–30 % экономии энергозатрат на подъем продукции и ряд других преимуществ [1].

В последнее время в ПАО «Татнефть» с целью увеличения нефтеизвлечения из пластов среднего карбона, залегающих на глубинах 600–1000 м, реализуется проект по уплотнению сетки скважин. Дебиты скважин по нефти в рамках данного проекта не превышают нескольких тонн в сутки. В связи с этим с целью максимального сокращения затрат для уплотнения сетки бурятся скважины малого диаметра с обсадной колонной 114 или 102 мм. Для таких скважин грузоподъемность привода ПЦ60-3-0,5/2,5 является избыточной. Поэтому Бугульминским механическим заводом (БМЗ) ПАО «Татнефть» для эксплуатации скважин малого диаметра путем «облегчения» привода ПЦ60-3-0,5/2,5 разработан и освоен выпуск цепного привода ПЦ30 грузоподъемностью 30 кН с электродвигателем мощностью 3 кВт, имеющего массу (без уравновешивающих грузов) на 1800 кг меньше, чем ПЦ60 при одинаковых длине хода и частоте качаний [2]. Однако для монтажа привода ПЦ30 у устья скважины, как и в случае ПЦ60, требуется сооружение полноценного фундамента из специальной железобетонной плиты, что требует соответствующих затрат. Поэтому в качестве альтернативы приводу ПЦ30 в институте «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» специально для обеспечения максимального снижения затрат без ущерба (а по возможности с улучшением потребительских характеристик) разработана новая конструкция цепного привода ПЦ 35-3,5-0,5/2,5 с увеличенной до 3,5 м длиной хода, монтируемого непосредственно над устьем скважины на свайном фундаменте.

Общий вид привода ПЦ35-3,5-0,5/2,5 показан на рис. 1. Корпус 1 представляет собой сварную металлоконструкцию из двутавра №

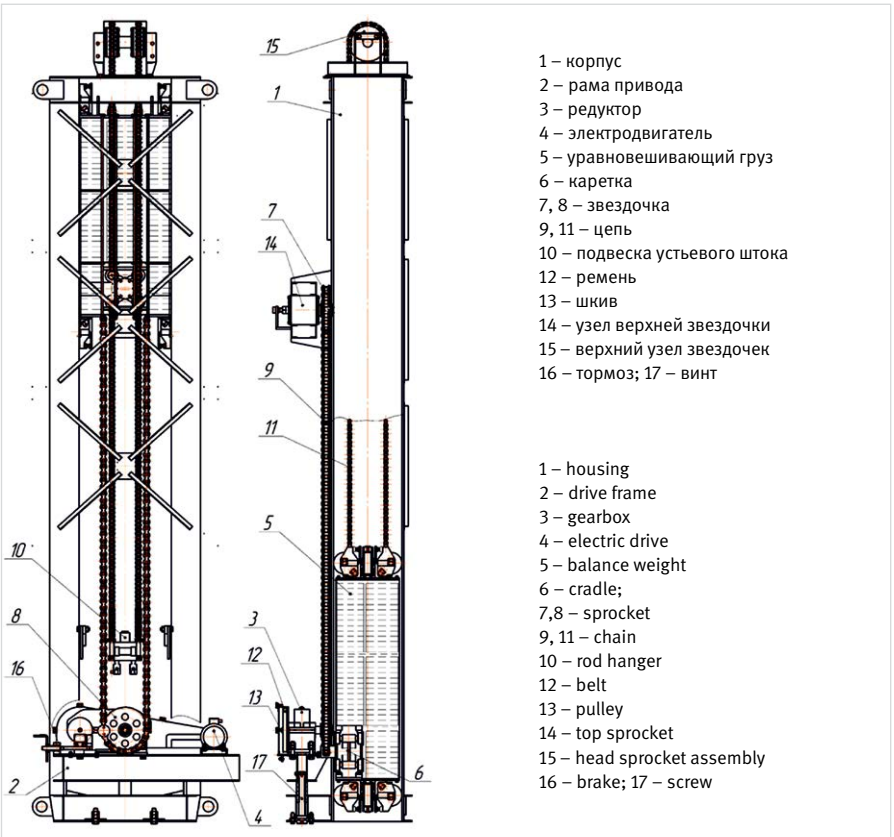


Рис. 1 — Привод ПЦ35-3,5-0,5/2,5
Fig. 1 — PTs35-3.5-0.5/2.5 drive

Рис. 2 — Опытный образец цепного привода ПЦ35-3,5-0,5/2,5 на скважине 4185 НГДУ «Елховнефть»
Fig. 2 — Pilot PTs 35-3.5-0.5/2.5 chain drive at well #4185 of Elkhovneft Oil-and-Gas Production Division

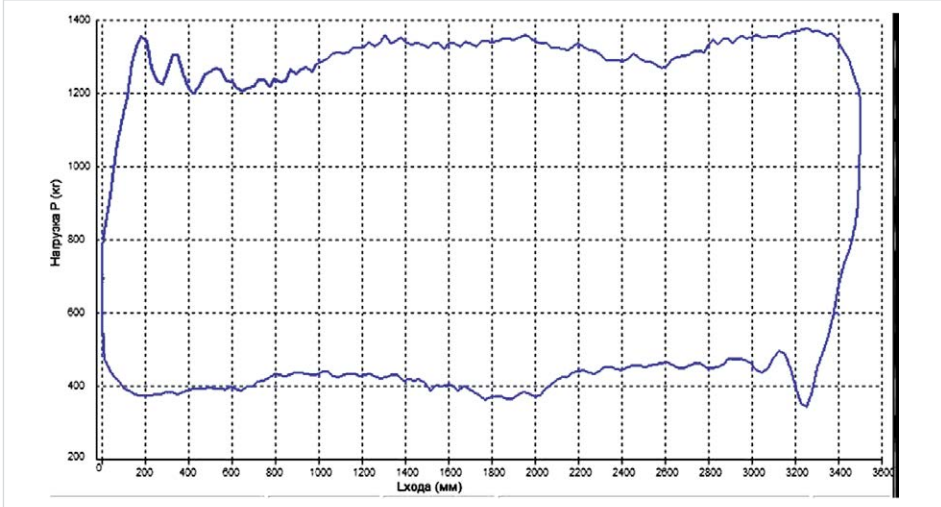


Рис. 3 — Динамограмма изменения усилий на подвеске штанг привода ПЦ35-3,5-0,5/2,5 на скважине 4185 НГДУ «Елховнефть»
Fig. 3 — Rod hanger load curve for PTs35-3.5-9.5/2.5 chain drive at well #4185 of Elkhovneft Oil-and-Gas Production Division

55 ГОСТ 26020-83 [3] с параллельными гранями полок, что позволило конструктивно совместить в корпусе (причем без дополнительной обработки) функции несущей конструкции и направляющих противовеса. В электроприводе используется цилиндрический трехступенчатый редуктор 3 типа 1ЦЗУ-160-100-31-У1 с передаточным числом 100.

Электродвигатель 4 взрывозащищенный 4BP90L4 номинальной мощностью 2,2 кВт с частотой вращения вала 1430 мин$^{-1}$. В преобразующем механизме применена роликовая цепь 9 типа 1НП 50,8–145 с разрывным усилием 263 кН. Делительный диаметр звездочек преобразующего механизма 7 и 8 составляет 324,9 мм. Подвеска устьевого штока 10 связана с уравновешивающим грузом 5 двумя параллельными роликовыми цепями 11 типа 1НП 31,75–192 с разрывным усилием каждой 100 кН. Регулировка натяжения цепи 9 выполняется с помощью винта 17. Двутавры корпуса служат направляющими для роликов уравновешивающего груза 5. При разработке привода предполагалось, что описанное решение по совмещению функций несущей конструкции и направляющих для роликов уравновешивающего груза позволит упростить как конструкцию привода, так и технологию его изготовления, дополнительно снизив затраты за счет унификации применяемого для металлоконструкции проката с используемым при производстве длинноходовых цепных приводов высокой грузоподъемности.

Поскольку в скважинах малого диаметра существуют ограничения по диаметру СШН, а нефть верхних горизонтов, как правило, имеет повышенную вязкость, увеличение производительности привода целесообразно только за счет увеличения длины его хода. Запас по производительности позволяет эксплуатировать конкретную скважину при меньшей частоте качаний, что, в свою очередь, повышает ресурс штанговой колонны и СШН. Решение об увеличении длины хода и максимальной нагрузки в точке подвеса штанг по сравнению с приводом ПЦ30 принято именно из этих соображений. Кроме того, расчеты показали, что при заданных параметрах устойчивая работа установки скважинного штангового насоса (УСШН) с приводом ПЦ35 во всем диапазоне изменения параметров обеспечивается электродвигателем мощностью 2,2 кВт.

Техническая характеристика привода ПЦ35 в сравнении с приводом ПЦ30 приведена в таб. 1.

Опытный образец привода ПЦ35-3,5-0,5/2,5 был установлен на скважине 4185 Соколкинского нефтяного месторождения НГДУ «Елховнефть» ПАО «Татнефть». К сожалению, соорудить свайный фундамент по организационным причинам не удалось, и было принято решение первый образец привода смонтировать на промежуточной раме и небольшом бетонном основании (рис. 2).

Условный диаметр эксплуатационной колонны скважины — 102 мм. Скважина работает на два горизонта: интервал перфорации 871÷878 м — верейский горизонт; 884÷894 м — башкирский горизонт. Свойства нефти верейского горизонта: плотность в пластовых условиях — 901 кг/м^3, вязкость — 57,4 мПа•с; в поверхностных условиях — 910 кг/м^3 и 179,5 мПа•с соответственно. Пластовая температура — 23 °С, газовый фактор — 4,7 м^3/т. Свойства нефти башкирского горизонта: плотность в пластовых условиях — 905 кг/м^3, вязкость — 72 мПа•с; в поверхностных условиях — 919 кг/м^3 и 139 мПа•с соответственно. Пластовая температура — 23°С, газовый фактор — 2,5 м^3/т. В скважине работает СШН 20-125-RHAM-14-4 (вставной с условным диаметром плунжера 31,8 мм) группы посадки Fit-3. Насос спущен в НКТ60 на глубину 850 м на штангах класса $Д_{супер}$ диаметром 13 мм (0÷802 м) и 16 мм (802÷850 м). Динамограмма изменения усилий на подвеске штанг привода ПЦ35-3,5-0,5/2,5 на скважине 4185 показана на рис. 3. Параметры работы УСШН на момент динамометрирования (16.10.2016): длина хода — 3,5 м, частота качаний — 2,0 мин$^{-1}$. Теоретическая производительность — 8 м^3/сут. Потеря хода плунжера по динамограмме ≈ 0,2 м, коэффициент подачи насоса по динамограмме — 0,94. Форма динамограммы показывает нормальную работу насосной установки и привода.

Влияние вязкости продукции незначительное. Имеется некоторая утечка в клапанах насоса, о чем говорит закругленная

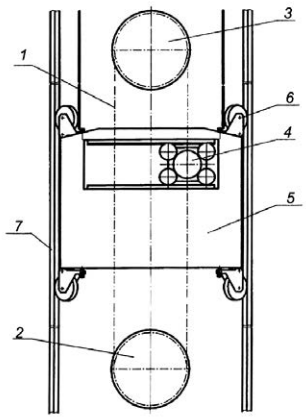
Наименование параметра	ПЦ 30-3-0,5/2,5	ПЦ 35-3,5-0,5/2,5
Максимальное усилие в точке подвеса штанг, кН	30	35 (+ 16,7 %)
Номинальная длина хода, м	3,0	3,5 (+ 16,7 %)
Крутящий момент на тихоходном валу редуктора, кН·м	2	2
Частота качаний, мин$^{-1}$	0,5...2,5	0,5...2,5
Масса (без дополнительных уравновешивающих грузов), кг	2700	2600 (-3,7 %)
Масса полного комплекта дополнительных уравновешивающих грузов, кг	1996	2547 (+27,6 %)
Масса постоянной части уравновешивающего груза, кг	1200	500 (-58,3 %)
Габаритные размеры, мм, не более: · высота · длина · ширина	 6300 3345 1730	 6000 (-4,8 %) 1200 (-64,1 %) 1550 (-10,4 %)
Мощность электродвигателя, кВт	3	2,2 (-26,7 %)

Таб. 1 — Сравнение приводов ПЦ 35-3,5-0,5/2,5 и ПЦ 30-3-0,5/2,5
Tab. 1 — Comparison of PTs35-3.5-0.5/2.5 and PTs30-3-0.5/2.5 chain drives

форма левого нижнего и правого верхнего углов динамограммы.

Таким образом, в ходе промысловых испытаний подтверждены как работоспособность привода, так и соответствие его технических характеристик заданным. Вместе с тем выявлены определенные сложности эксплуатации устьевой арматуры скважины из-за стесненных условий при ее расположении внутри промежуточной рамы привода.

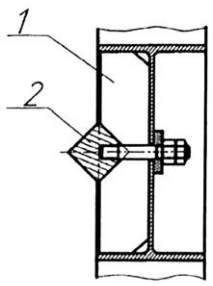
Полученный опыт создания, изготовления и испытаний опытного образца привода ПЦ35-3,5-0,5/2,5 позволяет наметить и некоторые направления его дальнейшего совершенствования. В частности, несколько неоднозначным представляется совмещение функций несущей конструкции и направляющих уравновешивающего груза при применении двух стоек корпуса из двутавра шириной 550 мм. При большом запасе прочности на сжатие и устойчивости двутавр по ГОСТ 26020-83 имеет значительные допуски на геометрические размеры и некачественную поверхность. В частности, допустимые отклонения поперечного сечения двутавра № 55 составляют [3]: по высоте профиля ± 4 мм, по толщине полки ± 2 мм, перекос полок — до 3,3 мм. Такие отклонения затрудняют применение указанного двутавра в качестве направляющих при серийном производстве цепных приводов. Кроме того, корпус привода, представляющий собой сварную конструкцию из двух разнесенных двутавров № 55, выглядит при размещении над устьем скважины на свайном фундаменте неоправданно утяжеленным. Представляется целесообразным рассмотреть вариант выполнения корпуса привода в виде отдельной более легкой металлоконструкции, а направляющие сделать съемными и с регулируемым положением в пространстве, изготовив их из улучшенной стали с механической обработкой, гарантирующей высокое качество поверхности, как это предложено в [4]. В поперечном сечении направляющие могут быть квадратными, как это показано на рис. 4 и 5, или круглыми, что проще в технологическом плане.



1 – цепь
2, 3 – звездочки
4 – каретка
5 – уравновешивающий груз;
6 – ролики уравновешивающего груза
7 – направляющие [4]

1 – chain
2, 3 – sprockets
4 – cradle
5 – balance weight;
6 – balance weight rollers
7 – guideway [4]

Рис. 4 — Фрагмент преобразующего механизма цепного привода с уравновешивающим грузом и направляющими
Fig. 4 — Fragment of chain drive converter mechanism with balance weight and guideways



1 – корпус
2 – направляющая [4]

1 – housing
2 – guideway [4]

Рис. 5 — Крепление съемной направляющей к корпусу:
Fig. 5 — Attachment of replaceable guideway to the housing

В качестве фундамента привода целесообразно использовать винтовые сваи (рис. 6), вворачиваемые на необходимую глубину до прочного грунта и ниже глубины его промерзания в зимний период. Такое выполнение фундамента при размещении привода над устьем скважины существенно упростит и удешевит его монтаж, а также обеспечит устойчивость привода и гарантированное положение относительно устья скважины при любых изменениях климатических условий и, кроме того, позволит увеличить свободное пространство вокруг устьевой арматуры, необходимое для ее обслуживания.

Рис. 6 — Винтовая свая
Fig. 6 — Screw pile

Итоги

Разработана новая конструкция цепного привода грузоподъемностью 35 кН с длиной хода 3,5 м и частотой качаний в диапазоне от 0,5 до 2,5 мин$^{-1}$, в ходе промысловых испытаний подтверждены как работоспособность привода, так и соответствие его технических характеристик заданным. Вместе с тем выявлены определенные сложности эксплуатации устьевой арматуры скважины из-за стесненных условий при ее расположении внутри промежуточной рамы привода.

Выводы

Полученный опыт создания, изготовления и испытаний опытного образца привода ПЦ 35-3,5-0,5/2,5 позволил наметить и некоторые направления его дальнейшего совершенствования. В частности, представляется целесообразным рассмотреть вариант выполнения корпуса привода в виде отдельной более легкой металлоконструкции, а направляющие сделать съемными и с регулируемым положением в пространстве, изготовив их из улучшенной стали с механической обработкой, гарантирующей высокое качество поверхности. В качестве фундамента привода целесообразно использовать винтовые сваи, вворачиваемые на необходимую глубину до прочного грунта и ниже глубины его промерзания в зимний период.

Литература

1. Ш.Ф. Тахаутдинов, Н.Г. Ибрагимов, В.М. Валовский, К.В. Валовский. Цепные приводы скважинных штанговых насосов. М.: Нефтяное хозяйство, 2014. 447 с.
2. М.В. Швецов, Г.Б. Бикбов, И.Ф. Калачев. Цепной привод ШГН для эффективной эксплуатации малодебитных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 5. С. 26–27.
3. ГОСТ 26020-83. Двутавры стальные горячекатаные с параллельными гранями полок. Сортамент. Введ. 01.01.1986. М.: Изд-во стандартов, 2003. 216 с.
4. Патент РФ №2301356. Цепной привод скважинного штангового насоса, приоритет от 10.01.06, кл. F04B 47/02.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276+661.17

Development of PTs 35-3.5-0.5/2.5 chain drive mounted above wellhead

Authors
K.V. Valovky — Sc.D., head of petroleum engineering laboratory, well operation and workover department; kvalovsky@tatnipi.ru
I.G. Shamsutdinov — head of techniques development sector, well operation and workover department; dobicha@tatnipu.ru
N.V. Fedoseyenko — lead engineer, well operation and workover department
V.M. Valovsky — Sc.D., adviser on reservoir engineering technologies

"TatNIPIneft", PJSC "Tatneft", Bugulma, Russian Federation

Abstract

This work presents a novel design of an open-type chain drive for a sucker-rod pumping unit with a 3.5-m length stroke and a 35 kN load capacity. This chain drive is mounted directly above the well head, and is an optimal solution for rod-lift production of low-volume wells. For the chain drive body, double tee profiles with parallel faces are used, which serve as both a support structure and balance weight guides. The paper presents technical characteristics of the new-design chain drive in comparison to PTs 30 model chain drive developed by the Bugulma Mechanical Plant, as well as a case study. The authors analyze technical solutions and consider ways to improve the chain drive design. It is recommended to reduce weight of the chain body, use a screw-pile foundation, and dismountable guides made of high-grade steel.

Materials and methods

GOST 26020-83 I-beam No. 55 with Parallel Flange Edges, cylindrical triple reduction gearbox 1TsZU-160-100-31-U1, 2.2-kW explosion-proof motor 4BP90L4 with shaft speed of 1430 min^{-1}, roller chain 1NP 50.8–145 with breaking strength of 263 kN, roller chains 1NP 31.75–192 with breaking strength 100 kN. Theoretical substantiation of technical characteristics and operational advantages, design and construction of test specimen, filed testing, analysis of test results.

Keywords

ight-weight structure, chain drive, mounting above wellhead, technical characteristics, design solutions, ways to improve performance

Results

A new chain drive was designed to enable lifting capacity of as high as 35 kN, stroke length of 3.5 m and oscillation frequency from 0.5 to 2.5 min-1. Field tests confirmed both serviceability of the drive and its compliance with specification requirements. At the same time, some challenges during wellhead operations were revealed. These were associated with limited-access conditions within drive sub-frame.

Conclusions

Lessons learned from development, construction and field testing of PTs 35-3.5-0.5/2.5 chain drive test specimen brought forth further design improvements. Particularly, the housing of the drive may be implemented as an independent lightweight metal structure while replaceable, space-adjustable guideways may be made of mechanically upgraded steel to ensure high quality of the surface. Appropriate drive base plates are screw piles screwed into the ground up to firm soil level and below soil frost depth in winter.

References

1. Sh.F. Takhautdinov, N.G. Ibragimov, V.M. Valovskiy, K.V. Valovskiy. *Tsepnye privody skvazhinnykh shtangovykh nasosov* [Sucker Rod Pump Chain Drives]. Moscow: Neftyanoye Khozaistvo, 2014, 447 p.
2. M.V. Shvetsov, G.B. Bikbov, I.F. Kalachev. *Tsepnoy privod ShGN dlya effektivnoy ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin* [Sucker Rod Pump Chain Drive for Efficient Operation of Low-Production Wells]. Exposition Oil Gas, 2016, issue 5, pp. 26–27.
3. GOST Standard No.26020-83. *Dvutavry stal'nye goryachekatanye s parallel'nymi granyami polok. Sortament* [Hot-Rolled Steel I-beam with Parallel Flange Edges. Dimensions]. Introduced 01.01.1986, Moscow: Standards Publishing House, 2003, 216 p.
4. Patent RF No.2301356. *Tsepnoy privod skvazhinnogo shtangovogo nasosa* [Sucker Rod Pump Chain Drive]. Priority from 10.01.06, kl. F04B 47/02.

Особенности технологического процесса подготовки и компримирования низконапорного ПНГ

К.В. Авиленко
заместитель руководителя Департамента реализации проектов

ООО «ЭНЕРГАЗ»

Значение качества подготовки и компримирования попутного нефтяного газа для его последующей утилизации предполагает определенные требования к надежности и эффективности технологического оборудования, применяемого в этом сегменте нефтегазовой отрасли. Специалисты группы компаний ЭНЕРГАЗ выработали достаточно полное понимание проблем, вызванных спецификой работы с ПНГ, и предлагают ряд решений на основе профессионально обоснованного и многократно подтвержденного опыта.

Попутным нефтяным газом (далее — ПНГ) называют природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. С развитием инфраструктуры, необходимой для его рационального использования, снижается вынужденная надобность в его сжигании.

Последовательное повышение доли эффективного использования ПНГ открывает перспективы роста экономической и экологической результативности нефтегазового сектора, а это, в свою очередь, выдвигает новые задачи для разработчиков и изготовителей оборудования газоподготовки.

Дальнейшее совершенствование технологического оборудования, обеспечивающего сбор, подготовку и переработку, расширяет возможности применения ПНГ как в различных отраслях промышленности, так и для собственных нужд в непосредственной близости от места добычи, включая автономную генерацию электроэнергии (фото 1).

КРИТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ С ПНГ

Назовем некоторые особенности работы с ПНГ, оказывающие критическое влияние на конструкцию оборудования и принимаемые решения в части технологии.

Изменение состава ПНГ в зависимости от периода и/или особенностей добычи газа

Попутный нефтяной газ, поступающий для дальнейшей подготовки, обладает свойством изменения состава с течением времени. Происходит это ввиду следующих факторов:

- на этапе разработки скважины и получения первичных проб газа, закладываемых в основу технологического оборудования, состав ПНГ может отличаться от реального состава газа в момент начала эксплуатации оборудования;
- состав газа может меняться с течением времени из-за истощения месторождений;
- газ может поступать на установки газоподготовки из нескольких источников (фото 2), и действительный состав газа будет зависеть от пропорций смешения ПНГ различного происхождения.

Высокая температура точки росы ПНГ

Начиная со второй и последующих ступеней сепарации нефти, содержание тяжелых углеводородов С3+выше в получаемом газе значительно выше по сравнению с ПНГ первой ступени сепарации. Данная особенность газа приводит к существенному повышению температуры точки росы. Учитывая возможность изменения состава газа с течением времени, этот фактор является существенным при проектировании установок газоподготовки, так как выпадение конденсата в количестве, превышающем расчетные показатели, увеличивает риск аварийных остановов оборудования и выхода его из строя.

Помимо тяжелых углеводородов в ПНГ может содержаться значительное количество воды, выпадение которой также возможно в процессе обработки газа.

Низкое давление среды на входе в оборудование газоподготовки

Низкое давление рабочей среды на входе в компрессорную установку (фото 3) относится к факторам, усложняющим проектирование, так как влечет следующие трудности:

- ввиду того, что на входе в установку зачастую может возникать вакуум, при каждом останове оборудования происходит

обратный ток газа во входной трубопровод, что нередко сопровождается уносом масла;

- при давлении газа на входе в КУ ниже атмосферного существует вероятность проникновения через неплотности трубопроводов атмосферного воздуха, а это существенно повышает опасность процесса газоподготовки.

Содержание в газе химических соединений

Практика показывает, что в попутном нефтяном газе зачастую содержатся химические соединения различного происхождения, не зафиксированные в характеристиках газа, на основании которых осуществляется проектирование оборудования.

Данная особенность может никак не проявляться в процессе работы оборудования, однако, при определенном стечении обстоятельств могут возникать предпосылки для попадания таких соединений в маслосистему компрессорной установки. Это приводит к образованию отложений в маслосистеме (характерный пример — забивание масляных фильтров при отсутствии механических загрязнителей).

Жесткие климатические условия в местах размещения оборудования

Большинство объектов, на которых используется ПНГ, расположено в северной части Российской Федерации, в том числе за полярным кругом (фото 4). В условиях крайне низких температур окружающей среды в зимний период, и короткого, но жаркого лета, могут возникать ситуации, потенциально влияющие на надежность оборудования:

- замерзание тонких трубопроводов системы отвода конденсата;
- замерзание тонких трубопроводов маслосистемы;
- повышенная температура в технологическом отсеке компрессорной установки в летние месяцы.

СПОСОБЫ РЕШЕНИЯ

Многолетний опыт поставок технологического оборудования для подготовки попутного нефтяного газа хорошо послужил нам при выработке комплекса мер по устранению негативного влияния ряда особенностей работы с ПНГ. Выделим основные направления.

Индивидуальное проектирование оборудования

Ввиду того, что оборудование для компримирования газа обладает рядом требований к качеству сжимаемой среды, таких как отсутствие механических примесей и капельной жидкости, необходимо особое внимание уделять предварительной подготовке ПНГ. Такие факторы, как широкий диапазон состава газа и его вариативность, высокая точка росы и наличие влаги в газе, требуют реализации следующих мер:

- установка входного фильтра-скруббера с достаточным резервом по фильтрующим и сепарирующим характеристикам (рис. 1);
- установка системы удаления конденсата из входного скруббера с применением вакуумных насосов или газа высокого давления с нагнетания компрессорной установки для эффективного отведения конденсата при низком давлении газа на

Фото 1. Самая северная материковая ГТЭС – Восточно-Мессояхская – работает на низконапорном попутном газе

Фото 2. Алехинское месторождение (Сургутнефтегаз). На компрессорную станцию низких ступеней сепарации поступает ПНГ из нескольких источников

Фото 3. ДНС-3 Северо-Лабатьюганского месторождения. Компрессорные установки перекачивают попутный газ с отрицательными значениями по давлению на входе (от -0,02 МПа изб.)

Фото 4. Установка подготовки нефти Варандейского м/р (ЛУКОЙЛ-Коми). Компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» надежно работает в условиях Заполярья

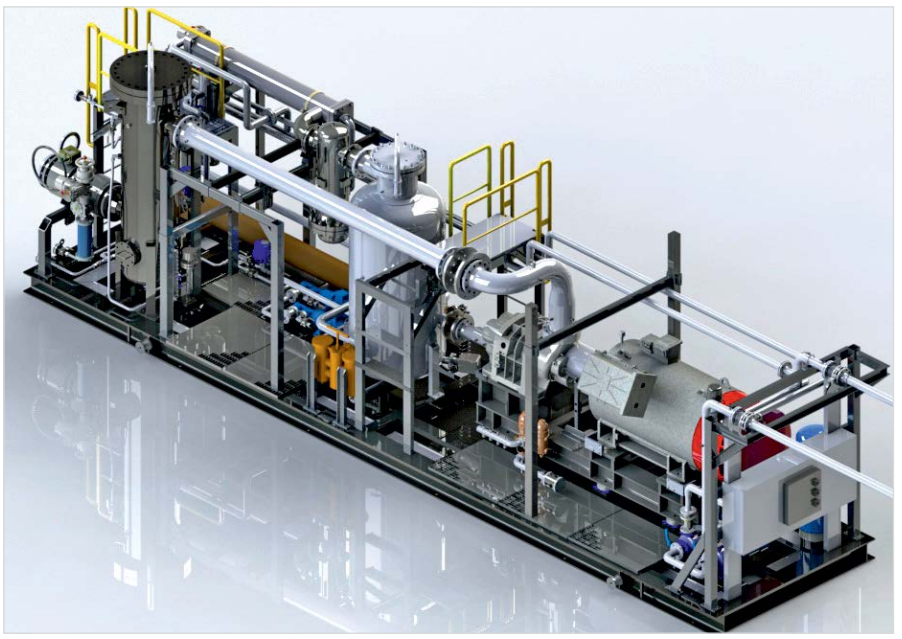


Рисунок 1. Макет компоновки КУ с входным фильтром-скруббером (установки функционируют в составе ГТЭС Южно-Нюрымского месторождения)

Фото 5. Вакуумные компрессорные станции «ЭНЕРГАЗ» для ЦПС ДНС-3 Вынгапуровского м/р (Газпромнефть-ННГ) проектировались специально для НН ПНГ с давлением 0,001 МПа

входе в установку;

- использование пробкоуловителя, если возможны залповые вбросы жидкости из системы трубопроводов и другого технологического оборудования.

Расчет технологического процесса внутри компрессорной установки

Преобладающее содержание тяжелых углеводородов существенно повышает температуру точки росы попутного нефтяного газа. Поэтому для обеспечения надежной бесперебойной работы оборудования необходимо проектировать все технологические процессы таким образом, чтобы в каждой точке температура среды была выше точки росы по воде и углеводородам, а условия для выпадения конденсата исключались. Практика показывает, что состав сжимаемого газа может меняться с течением времени ввиду различных факторов, и при расчете оборудования мы обязательно учитываем этот факт. Таким образом, прогнозируется и достигается первичная защита внутренних компонентов оборудования от выхода из строя.

В то же время, после завершения процесса сжатия для дальнейшей подготовки газа к транспортировке или подаче потребителю, предусматривается охлаждение газа в кожухотрубных теплообменных аппаратах со встроенным сборником конденсата, тем самым понижается точка росы ПНГ. В ряде случаев может применяться схема с рекуперативным теплообменным аппаратом, в котором газ после отделения конденсата подогревается за счет тепла, полученного в ходе компримирования. В итоге, на выходе из установки получаем газ с температурой, существенно превышающей температуру точки росы, и соответственно при охлаждении газа в ходе транспортировки выпадения конденсата не происходит.

Применение специализированного масла в маслосистеме установок

В качестве дополнительного способа защиты наши специалисты выбрали применение в маслосистеме компрессорных установок специализированного масла марки ESTSYN, созданного на основе сложных эфиров. Это масло разработано совместно с командой технических и сервисных специалистов заводов-изготовителей компрессорных установок. Анализ данных о работе масла, полученных при опытной эксплуатации на компрессорных установках, сжимающих ПНГ, подтверждает следующее:

- масло не вспенивается даже в условиях высокой цикличности циркуляции в маслосистеме (до 4 циклов в мин.);
- устойчиво к насыщению тяжелыми углеводородами;
- нивелирует коррозионную активность углеводородных газов;
- имеет повышенную устойчивость к любым агрессивным примесям;
- исключает лако- и шламообразование в маслосистеме и в компрессорном агрегате;
- сохраняет свои эксплуатационные свойства в течение длительного периода использования;
- адаптировано к применению в любых климатических условиях, включая экстремальные;
- эффективно при компримировании газа

Регион	Месторождение	Объект	Кол-во КУ	Назначение установок	Давление ПНГ на входе, МПа (изб.)
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ДНС-3	2	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЦПС	1	транспортировка газа	-0,02
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ДНС-2	1	транспортировка газа	-0,02
Ханты-Мансийский АО	Алехинское	ЦПС	4	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Западно-Сургутское	ЦКПН	2	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	Лянторское	ЦППН	2	транспортировка газа	0
Ненецкий АО	Варандейское	УПН	3	транспортировка газа	0
Ханты-Мансийский АО	г. Сургут	ПСП	1	транспортировка газа	0
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ЦПС (ДНС-3)	2	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	ДНС-1	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-3	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Советское	УПСВ-9	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Еты-Пуровское	ДНС-2	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгаяхинское	ЦППН	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-4	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Вахское	УПСВ-5	1	транспортировка газа	0,001
Ямало-Ненецкий АО	Вынгапуровское	УПСВ (ДНС-2)	1	транспортировка газа	0,001
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	УКПГ (ЦПС)	1	транспортировка газа	0,02
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-1	2	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ДНС-2	3	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Федоровское	ЦППН	2	транспортировка газа	0,1
Республика Беларусь	Речицкое	КС	2	транспортировка газа	0,1
Ямало-Ненецкий АО	м/р Большехетской впадины	ТСЖУ	1	транспортировка газа	0,1
Ханты-Мансийский АО	Быстринское	УПСВ-2	2	транспортировка газа	0,15
Ханты-Мансийский АО	Ватьёганское	ЭСН (ГТЭС-72)	4	газоснабжение турбин	0,15
Томская область	Игольско-Таловое	ЭСН (ГТЭС-12)	2	газоснабжение турбин	0,17
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-36)	6	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	1	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ай-Пимское	ДНС	4	транспортировка газа	0,2
Ямало-Ненецкий АО	Восточно-Мессояхское	ЭСН (ГТЭС-84)	4	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Южно-Ватлорское	ДНС	2	транспортировка газа	0,2
Тюменская область	Южно-Нюрымское	ЭСН (ГТЭС-8)	2	газоснабжение турбин	0,2
Ханты-Мансийский АО	Ульяновское	КС	2	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Могутлорское	ЦПС	1	транспортировка газа	0,25
Ханты-Мансийский АО	Западно-Чигоринское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ямало-Ненецкий АО	Верхне-Надымское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №2)	3	газоснабжение турбин	0,3
Ханты-Мансийский АО	Биттемское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	КС	3	транспортировка газа	0,3
Ханты-Мансийский АО	Восточно-Перевальное	ЭСН (ГТЭС-28)	1	газоснабжение турбин	0,3
Ненецкий АО	Южно-Хыльчуюское	ЭСН (ГТЭС-125)	4	газоснабжение турбин	0,35
Ханты-Мансийский АО	Тевлинско-Русскинское	ЭСН (ГТЭС-48)	3	газоснабжение турбин	0,35
Ямало-Ненецкий АО	Пякяхинское	УПН и КСУ	1	транспортировка газа	0,39
Ханты-Мансийский АО	Конитлорское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Западно-Камынское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Мурьяунское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Юкъяунское	ЭСН (ГТЭС-36)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Северо-Лабатьюганское	ЭСН (ГТЭС-24)	3	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Тромъеганское	ЭСН (ГТЭС-12)	3	газоснабжение турбин	0,4
Республика Саха (Якутия)	Талаканское	ЭСН (ГТЭС-144)	6	газоснабжение турбин	0,4
Ханты-Мансийский АО	Рогожниковское	ЭСН (ГТЭС №1)	3	газоснабжение турбин	0,4
Новосибирская область	Верх-Тарское	ЭСН (ГТЭС-10,4)	2	газоснабжение турбин	0,4

Таблица. Действующие компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ, перекачивающие НН ПНГ с давлением до 0,4 МПа (изб.)

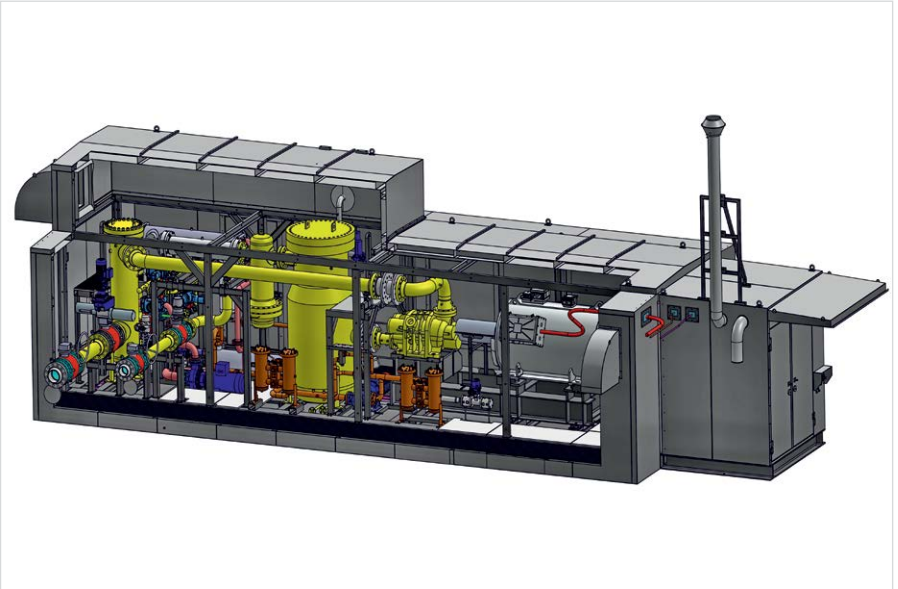


Рисунок 2. Модель газодожимной установки в индивидуальном укрытии арктического типа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

различного типа и компонентного состава;

- помогает поддерживать характеристики работы и состояние винтовых компрессоров без значимых изменений на протяжении установленного эксплуатационного периода между плановыми ТО.

Таким образом, применение специальных смазочных материалов при тщательном расчете всех технологических процессов, протекающих в установке, позволяет исключить риск выхода оборудования из строя по причинам, связанным с составом газа.

Подбор компонентов установок и проектирование систем собственных нужд

Для обеспечения работоспособности установок подготовки ПНГ в условиях крайне низких температур окружающего воздуха, мы предпринимаем следующие меры:

- все технологическое оборудование и элементы системы управления размещаются внутри индивидуального укрытия (рис. 2);
- укрытие оборудовано системой обогрева на основе электронагревателей с принудительной конвекцией воздуха внутри укрытия;
- маслобак компрессорной установки оснащен погружным маслонагревателем;
- наиболее критичные точки технологической схемы установки, такие как трубопроводы дренажа конденсата, при необходимости оборудуются системами обогрева на основе греющих кабелей.

Помимо обеспечения надежной эксплуатации установок в зимний период, данное оборудование служит для обеспечения быстрого запуска оборудования в работу после длительного простоя без применения специальных дополнительных мероприятий по обогреву установки.

В летние же месяцы, когда температура окружающего воздуха даже в самых северных точках страны весьма высока, система вентиляции обеспечивает отвод избыточного тепла из технологического отсека компрессорной установки, а тепло, снимаемое на масляных и газовых охладителях, отводится в окружающую среду с помощью АВО (фото 6), спроектированного для работы в таких условиях.

Из-за отсутствия возможности использования сжимаемой среды или сжатого воздуха в качестве рабочей среды для приводов механизмов компрессорных установок, мы применяем электроприводную арматуру. В том числе на особо ответственных позициях технологической схемы применяется отказоустойчивая быстродействующая электроприводная арматура, позволяющая оперативно отключать установку по входу и выходу газа в случае аварийного останова, препятствуя уносу масла во входной коллектор. Такое техническое решение позволяет избежать невозвратных потерь масла и сохранить фильтрующие элементы входного фильтра-скруббера.

Для обеспечения безопасности технологического процесса нами используются специализированные системы контроля содержания кислорода в сжимаемом газе, что позволяет системе управления своевременно отреагировать на попадание воздуха в сжимаемую среду и завершить работу оборудования до возникновения каких-либо последствий.

ВЫВОДЫ

На сегодня 122 наши компрессорные установки (см. таблицу) задействованы в работе с низконапорным попутным газом (диапазон входного давления -0,02...0,4 МПа изб.). Из них 57 КУ функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 65 подготавливают НН ПНГ в качестве топлива для автономных энергоцентров месторождений.

Опыт, наработанный в самых тяжелых условиях эксплуатации установок подготовки и компримирования газа, дал коллективу наших специалистов комплекс необходимых знаний, инженерных и организаторских навыков, позволяющих реализовывать эффективные решения с детальным учетом географии расположения объекта, вида рабочей среды и особенностей технологического процесса.

Каждый проект газоподготовки, выполняемый Группой компаний ЭНЕРГАЗ, индивидуален. При минимальных затратах применяются оптимальные решения, обладающие максимальным потенциалом эффективности и надежности.

Фото 6. Аппараты воздушного охлаждения (АВО) компрессорных установок

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

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco

УДК 622.692.4

Статическая устойчивость газопроводов

А.Г. Хакимов
к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник
hakimov@anrb.ru

Институт механики им. Р.Р. Мавлютова (ИМех УФИЦ РАН), Уфа, Россия,

В гидроупругих системах может иметь место одновременное проявление упругих и гидродинамических неустойчивостей и их взаимодействие. Рассматривается взаимное влияние изгиба газопровода, внутреннего и внешнего давления, действия сжимающей силы, течения газа с заданной плотностью по газопроводу, осесимметричного расширения трубы и ее продольного укорочения, изменения температуры стенки трубы. Малость инерционных сил обуславливается относительно медленным изменением возмущений при медленном изменении внешних воздействий (сил сжатия трубопровода, гидростатических сил, скорости движения газа в трубопроводе). Внешние воздействия могут быть как независимыми друг от друга, так и связанными. Статическое взаимное влияние указанных неустойчивостей называется взаимодействием неустойчивостей газопровода. Получены линеаризованное уравнение изгиба газопровода и критическое значение сжимающей газопровод силы, которое представляет собой обобщение классического критического значения сжимающей газопровод силы в задаче Эйлера за счет действия давлений внутри и вне газопровода, движения газа внутри газопровода, осесимметричного расширения трубы и ее продольного укорочения, изменения температуры стенки трубы. Изучено статическое взаимодействие неустойчивостей в зависимости от сжимающей газопровод силы, внутреннего и внешнего давления, скорости движения газа, осесимметричного расширения трубы, изменения

Введение

В гидроупругих системах одновременно происходит взаимодействие упругих и гидродинамических неустойчивостей. Внешние воздействия могут быть как независимыми друг от друга, так и связанными [1]. Этот обзор работ по теме приводится в [1, 2]. Изучению продольной устойчивости трубопроводов посвящено много работ. Отметим фундаментальные работы [3–5], в которых рассмотрены все основные случаи возможной потери трубопроводом устойчивости в минеральных грунтах и выполнены аналитические и экспериментальные исследования в данном направлении. В перечисленных и других работах авторы несколько по-разному трактуют потерю трубопроводом устойчивости, вкладывают не один и тот же смысл в данное понятие, а также с различных позиций как качественно, так и количественно поясняют факт его возможного появления [3]. Например, в [6] приведен анализ литературных источников, откуда следует, что в одних работах [7–8] уравнение продольно-поперечного изгиба трубопровода имеет вид отличный от уравнения, приведенного в [9–10]. Отметим актуальность исследования проблемы статического взаимодействия неустойчивостей трубопровода. Магистральные нефтегазопроводы в Западной Сибири и на севере Европейской части России начали строить примерно с середины 60-х годов прошлого века. С самого начала проектировщики, строители и эксплуатационники столкнулись с двумя серьезными проблемами: прокладкой трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах и на болотах [3]. За последующие 40 с лишним лет десятки организаций и сотни исследователей работали над этими проблемами, но окончательного решения в приемлемой для практики степени не получено и до настоящего времени. Несмотря на видимую простоту конструкции, выполнить расчет подземного магистрального трубопровода на прочность, общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия очень сложно в силу его большой протяженности и криволинейного пространственного расположения в неоднородной грунтовой среде с переменными характеристиками [3]. В целом по ОАО «Газпром» протяженность всплывших участков составляла на 1999 год еще многие сотни километров, причем прирост плавающих газопроводов составлял 40–60 км в год, по другим данным — до 100 км в год. Следует отметить важную деталь, что новые плавающие участки и арки выброса появляются как на вновь построенных газопроводах, так и на уже отремонтированных и давно эксплуатируемых [3]. Этот факт позволяет сделать вывод, что процесс взаимодействия с грунтом трубопровода, особенно с учетом его протяженности и многообразия изменения граничных условии во времени, исследован еще недостаточно. Многие предприятия также активно работали над устранением последствий всплытия, не обращая, однако, должного внимания на исследование самих причин появления таких участков [3].

По данным ООО «Газпром трансгаз Сургут», эксплуатирующего магистральный газопровод «Уренгой-Сургут-Челябинск», значительная протяженность трубопровода (10%) имеет участки с непроектным положением в виде их оголения, всплытия, образования арочных выбросов. В большинстве случаев вывода участков трубопровода на капитальный ремонт приходится сталкиваться именно с непроектным положением. Процесс изменения проектного положения обусловлен сложным сочетанием инженерно-гидрогеологических условий и их прогнозирование на стадии проектирования почти невозможно. Причинами потери продольной устойчивости подземного газопровода являются: воздействие температурного перепада перекачиваемого продукта на материал трубопровода; уменьшение внутреннего давления газа; сезонные изменения характеристик грунта, связанные с обводнением трассы; отступление от технологии укладки трубопровода в траншею [11].

Выбор технологии строительства, ремонта и эксплуатации подводных переходов регламентируются действующими нормативными документами по проектированию и обслуживанию. Однако, несовершенная математическая модель, которая лежит в основе расчетов, не учитывает все усилия и воздействия, действующие на трубопровод, и, соответственно, вызываемые этими силами процессы перемещения [12].

Малость инерционных сил обуславливается относительно медленным изменением возмущений при медленном изменении внешних воздействий (сил сжатия трубопровода, гидростатических сил, скорости движения жидкости в трубопроводе).

Здесь, в отличие от [13], учитывается осесимметричное расширение трубы и ее продольное укорочение, условия закрепления трубы на опорах, изменение температуры

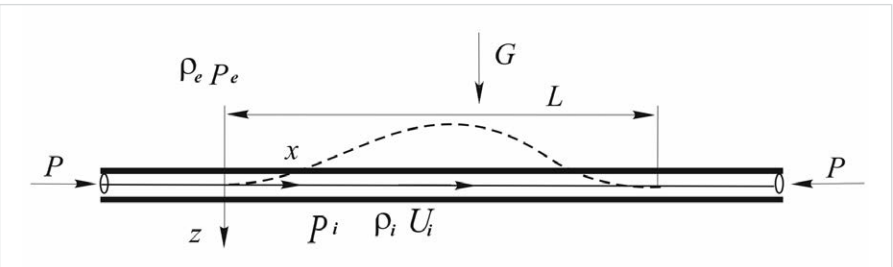


Рис. 1 — Схема газопровода
Fig. 1 — Scheme of the gas pipeline

температуры стенки трубы. Изгибная жесткость газопровода, растягивающие силы, внешнее гидростатическое давление стабилизируют, а сжимающие силы, внутреннее гидростатическое давление, движение газа с любой скоростью внутри газопровода, увеличение температуры стенки трубы дестабилизируют его.

Материалы и методы
Исследована статическая устойчивость газопровода. Использовано уравнение изгиба трубопровода по модели Кирхгоффа и граничные условия для защемленного по краям газопровода.

Ключевые слова
газопровод, газ, давление, движение газа по газопроводу, упругая неустойчивость, гидродинамическая неустойчивость, взаимодействие неустойчивостей, статическое нагружение, критическое усилие сжатия

стенки трубопровода.

Целью работы является исследование областей устойчивости наземных газопроводов.

Постановка задачи

Примем, что упругий газопровод "закреплен" на защемленных скользящих "опорах", расположенных на расстоянии L друг от друга, причем "опоры" не препятствуют движению газа с плотностью ρ_i и скоростью U_i внутри трубопровода вдоль его оси (рис. 1). Расстояние между "опорами" будем считать длиной арки выброса газопровода. На скользящих опорах прогиб и угол поворота равны нулю. Ускорение G направлено перпендикулярно к оси газопровода. Газопровод сжимается продольной силой P.

Сила P, давления внутри и вне газопровода p_i, p_e и скорость U_i изменяются независимо друг от друга. Интенсивность их возрастания от нуля будем считать такой, чтобы инерционные силы в системе были малы. При $P = 0$, $U_i = 0$, $p_i = 0$, $p_e = 0$ газопровод имеет малое отклонение от оси x в виде

$$w_0 = W_{0n} \sin^2 n\beta x,\ \beta = \pi/L,\ n = 1,2... \qquad (1)$$

где W_{0n} — амплитуда малого начального отклонения.

При этом остаточные напряжения в нем отсутствуют, например, в результате отжига трубопровода [1]. Сумма проекций на ось z всех сил, действующих на элемент длиной dx (рис. 2), равна [1, 2]

$$\begin{gathered} Q\cos\alpha - (Q + dQ)\cos(\alpha + d\alpha) + P\sin\alpha - \\ - P\sin(\alpha + d\alpha) + \left[p_i F_i - p_e(F + F_t)\right]\sin\alpha - \\ - \left[p_i F_i - p_e(F + F_t)\right]\sin(\alpha + d\alpha) + \\ + G(\rho F + \rho_t F_t)dx - G\rho_e(F + F_t)dx - qdx - \\ - \rho_i U_i^2 k dx = 0. \end{gathered}$$

где Q — перерезывающая сила, q — интенсивность распределенной выталкивающей силы, k — кривизна осевой линии газопровода, ρ, h, F — плотность, толщина стенки и площадь поперечного сечения газопровода, F_i — площадь сечения в свету газопровода. Давления внутри и вне газопровода определяются по формулам

$$\begin{gathered} p_i = p_{i0} + Gp_i(w_0 + w), \\ p_e = p_{e0} + Gp_e(w_0 + w),\ \ p_{e0} = p_0 + Gp_e H. \end{gathered}$$

Здесь p_0 — давление на поверхности жидкости на высоте H от газопровода, p_{i0}, p_{e0} — давления жидкости внутри и вне газопровода на расчетной глубине. Из уравнения моментов в том же приближении следует $Qdx - dM = 0$, где в выражение изгибающего момента $M = D\, d^2w/dx^2$ не входит w_0 ввиду указанного выше предположения об отсутствии напряжений до начала внешних воздействий. Принимая в линейной задаче $\cos\alpha = 1$, $\sin\alpha + d\alpha) = \alpha + d\alpha$ и учитывая $\alpha = d(w_0 + w)/dx$, $d\alpha = (d^2(w_0 + w)/dx^2)dx$, получаем уравнение изгиба газопровода относительно текущего прогиба $w(x)$ [14]

$$\begin{gathered} D\frac{d^4w}{dx^4} + \Big\{P + \left[p_{i0} + Gp_i(w_0 + w)\right]F_i - \\ - \left[p_{e0} + Gp_e(w_0 + w)\right](F + F_t) + p_i F_i U_i^2\Big\} \\ \frac{d^2(w_0 + w)}{\partial x^2} = G(\rho F + \rho_t F_t) - G\rho_e(F + F_t) - q. \end{gathered}$$

$$D = EJ,\ \ F = \pi R^2,\ F = \pi\left[(R_i + h)^2 - R_i^2\right],$$
$$J = \pi\left[(R_i + h)^4 - R_i^4\right]/4.$$

где E, R_i – модуль упругости, внутренний радиус поперечного сечения газопровода. В состоянии равновесия

$$G(\rho F + \rho_t F_t) - G\rho_e(F + F_t) - q = 0.$$

Поэтому

$$\begin{gathered} D\frac{d^4w}{dx^4} + \left[P + p_{i0}F_i - p_{e0}(F + F_t) + \right. \\ \left. + p_i F_i U_i^2\right]\frac{d^2(w_0 + w)}{\partial x^2} = G\left[-\rho_i F_i + \rho_e(F + \right. \\ \left. + F_t)\right](w_0 + w)\frac{d^2(w_0 + w)}{\partial x^2}w. \end{gathered}$$

Линеаризованное уравнение записывается в следующем виде

$$\begin{gathered} D\frac{d^4w}{dx^4} + \left[P + p_{i0}F_i - p_{e0}(F + F_t) + \right. \\ \left. + p_i F_i U_i^2\right]\frac{d^2(w_0 + w)}{\partial x^2} = 0. \end{gathered} \qquad (2)$$

Изгиб газопровода

Примем частное решение уравнения (2) в виде

$$w = W_n \sin^2 n\beta x,\ n = 1,2... \qquad (3)$$

где W_n — амплитуда малого отклонения.

Подставляя (1), (3) в уравнение (2), получаем отношение амплитуды текущего прогиба к амплитуде начального прогиба в виде

$$\begin{gathered} \frac{W_n}{W_{0n}} = \frac{R_n}{P_E(n^2\beta)^2 - R_n}, \\ P_E = 4D\beta^2 = \frac{4\pi^2 EJ}{L^2},\ R_n = \left[P + p_{i0}F_i - \right. \\ \left. - p_{e0}(F + F_t) + p_i F_i U_i^2\right](n\beta)^2. \end{gathered} \qquad (4)$$

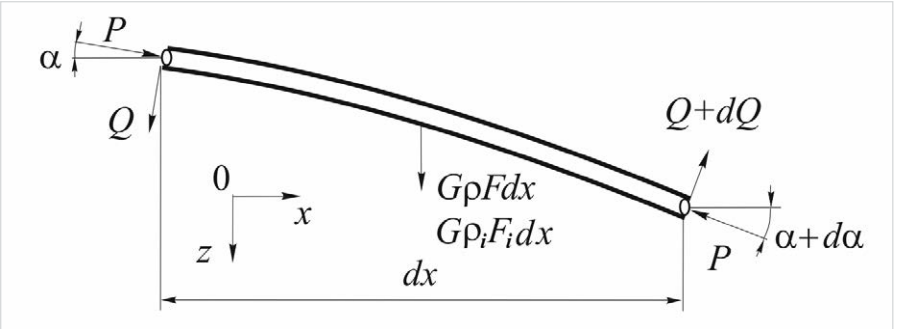


Рис. 2 — Схема действия сил на упругий газопровод при его изгибе в плоскости zx
Fig. 2 — Scheme of action of forces on the elastic gas pipeline at its bend in the zx plane

Здесь P_E — критическое значение статической продольной сжимающей силы на газопровод $(n = 1)$. Из (4) видно, что прогиб тем больше, чем больше величина осевого усилия сжатия газопровода P, давление внутри газопровода p_{i0}, скоростной напор внутри газопровода $\rho_i U_i^2$ и меньше критическое значение статической продольной сжимающей силы на газопровод P_E, давление вне газопровода p_{e0}. При $R_n = P_E\ (n^2\beta)^2$ (5) прогиб в рассматриваемом линейном приближении растет неограниченно. Здесь R_n представляет собой критическую комбинацию внешних воздействий P, p_{i0}, p_{e0}, $\rho_i U_i^2$ для системы с заданными параметрами материалов и размерами E, ρ_i, h, L, R_i. С возрастанием внешних воздействий рост прогиба (4) происходит наиболее быстро при $n = 1$. Указанная критическая комбинация внешних воздействий по (4) является минимальной при $n = 1$. Под действием перепада давления $p^* = p_{i0} - p_{e0}$ происходит осесимметричное расширение трубы и ее продольное укорочение, что в зависимости от коэффициента Пуассона материала и условий закрепления трубы на опорах в продольном направлении приводит к образованию растягивающей продольной силы $(p_{i0} - p_{e0})F_i\chi$ и соответственно распределенной поперечной силы $(p_{i0} - p_{e0})F_i\chi k$, направленной в сторону вогнутости осевой линии [14]. Величина χ включает в себя указанные выше параметры.

Для определения величины χ нужно рассмотреть осесимметричную деформацию под действием перепада давления $p^* = p_{i0} - p_{e0}$. При пренебрежении инерционностью окружная сила равна $N_{*\theta} = p^* R_i$. Из закона Гука следует [15]

$$N_{*\theta} = \frac{Eh}{1-\nu^2}\left[\varepsilon_{\theta*} + \nu\varepsilon_* - (1+\nu)\,\alpha T\right],$$

$$N_* = \frac{Eh}{1-\nu^2}\left[\varepsilon_* + \nu\varepsilon_{\theta*} - (1+\nu)\,\alpha T\right],$$

где $N_{*\theta}$ и продольная сила N_* принимаются приходящимися на единицу длины, ν — коэффициент Пуассона, α — коэффициент линейного теплового расширения, T — изменение температуры трубопровода, $\varepsilon_{\theta*}, \varepsilon_*$ — деформации. Исключив $\varepsilon_{\theta*}$, получаем

$$N_* = (p_{i0} - p_{e0})\,R_i\nu + Eh(\varepsilon_* - \alpha\,T). \qquad (5)$$

Продольная деформация постоянна по длине пролета $\varepsilon_* = A$ или

$$\varepsilon_* = \frac{\partial u_*}{\partial x} + \frac{1}{2}\left(\frac{\partial w_*}{\partial x}\right)^2 = A,$$

$$u_* = Ax + B - \frac{1}{2}\int_0^x \left(\frac{\partial w_*}{\partial x}\right)^2 dx. \qquad (6)$$

Константы A и B определяем из условий $N_* = Cu_*\ (x = 0)$, $u_* = 0\ \ (x = L)$, где C – продольная жесткость опоры единичной дуги. В соответствии с выражениями (5), (6) полное осевое усилие по трубе равно

$$2\pi R_i N_* = -(p_{i0} - p_{e0})F_i\chi - \beta T + \lambda W_n^2,$$

$$\chi = \frac{2\nu}{1+\lambda},\ \lambda = \frac{Eh}{CL}, \qquad (7)$$

$$\beta = \frac{2\pi\alpha EhR_i}{(1+\gamma)},\ \gamma = \frac{\pi^3 EhR_i}{2(1+\lambda)L^2}.$$

Коэффициент λ представляет собой отношение жесткостей трубы и опоры в продольном направлении. При малом отношении этих жесткостей $\chi \to 2\nu$, при большом их отношении $\chi \to 0$.

Если осевое усилие сжатия трубопровода $P = P_0$ при $p_{i0} = 0$, $p_{e0} = 0$, $\rho_i U_i^2 = 0$, $T = 0$, то справедливо равенство

$$P = P_0 - 2\pi R_i N_* = P_0 - (p_{i0} - p_{e0})F_i\chi + \beta T - \gamma W_n^2. \qquad (8)$$

Из выражения (4) с учетом соотношения (8), получаем критическое значение сжимающей газопровод силы P_0 при $n = 1$

$$P_{0cr} = P_E n^2 + (p_{i0} - p_{e0})\,F_i\chi - p_{i0}F_i + p_{e0}(F + F_i) - \rho_i F_i U_i^2 - \beta T + \gamma W_n^2. \qquad (9)$$

Из (9) видно, что критическое значение сжимающей газопровод силы P_0 тем больше, чем больше критическое значение статической продольной сжимающей силы Эйлера на газопровод P_E, давление вне газопровода p_{e0} и меньше давление внутри газопровода p_{i0}, скоростной напор внутри газопровода $\rho_i U_i^2$, температура стенки трубопровода T. Также отметим, что с увеличением максимального прогиба трубопровода W_n происходит увеличение критического значения сжимающей газопровод силы P_0. Первое слагаемое в правой части выражения (9) представляет критическую осевую сжимающую силу Эйлера, второе слагаемое возникает при осесимметричном расширении трубы и ее продольном укорочении под действием перепада давления $p^* = p_{i0} - p_{e0}$, что в зависимости от коэффициента Пуассона материала и условий закрепления трубы на опорах приводит к образованию растягивающей продольной силы [14], третье слагаемое, умноженное на кривизну k, представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону выпуклости осевой линии [14], четвертое слагаемое, умноженное на кривизну k, представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону вогнутости осевой линии при изгибе трубы под действием внешнего давления p_{e0}, пятое слагаемое, умноженное на кривизну k, представляет поперечную распределенную силу, направленную в сторону выпуклости осевой линии при изгибе трубы под действием скоростного напора $\rho_i U_i^2$, шестое слагаемое - это сжимающая сила, возникающая при увеличении температуры стенки трубопровода T и учитывающая условия закрепления трубы на опорах, седьмое слагаемое - это растягивающая сила при образовании арки выброса, учитывающая условия закрепления трубы на опорах.

Частные случаи

Ввиду большого количества входных параметров может быть выделено множество частных случаев, представляющих самостоятельное значение. Рассмотрим некоторые из них.

1. Из (9) получаем критическое значение сжимающей газопровод силы

$$P_{0cr} = P_E n^2 - p_{i0}F_i\,(1-\chi) + p_{e0}F + p_{e0}F_i(1-\chi) - p_i F_i U_i^2 - \beta T + \gamma W_n^2. \qquad (10)$$

которое представляет собой обобщение классического критического значения в задаче Эйлера за счет учета давлений внутри и вне газопровода p_{i0}, p_{e0}, скоростного напора внутри газопровода , температуры стенки трубопровода T, максимального прогиба трубопровода W_n при образовании арки выброса. Арки выброса можно рассматривать как компенсаторы осевых усилий и в некоторых случаях их предусматривать в проектах новых газопроводов. Так как исследуется устойчивость газопровода без образования арки выброса, то амплитуду малого отклонения W_n в (10) примем равным нулю

$$P_{0cr} = P_E n^2 - p_{i0}F_i\,(1-\chi) + p_{e0}F + p_{e0}F_i(1-\chi) - p_i F_i U_i^2 - \beta T. \qquad (11)$$

Из выражения (11) следует, что критическая сжимающая сила P_{cr} может быть отрицательной, или газопровод может потерять устойчивость под действием растягивающих осевых усилий. Видно, что увеличение давления, скоростного напора внутри газопровода и температуры его стенки p_{i0}, $\rho_i U_i^2$, T, уменьшение изгибной жесткости EJ газопровода, внешнего давления p_{e0} приводят к уменьшению критического значения силы P_0. Например, в [3] отмечено, что работы по строительству магистральных газопроводов в заболоченной местности, как правило, производятся зимой, а ввод газопровода в работу осуществляется летом. В результате этого происходит однократное удлинение уже в первый весенне-летний период эксплуатации. Но на практике удлинение носит систематический характер. В [11] отмечается влияние переменного давления на процесс удлинения трубопровода. На сегодняшний момент можно считать общепринятым, что процесс удлинения в конечном итоге способствует появлению неустойчивости геометрической формы. Таким образом происходит сезонное изменение усилия сжатия трубопровода, которое может достигать критического значения.

2. Если осевое усилие сжатия газопровода P_0, внешнее давление p_{e0}, скоростной напор внутри газопровода $\rho_i U_i^2$, температуры стенки трубопровода T равны нулю, то из (11) получаем критическое значение внутреннего давления p_{i0}

$$p_{i0cr} = P_E \big/ \left[F_i(1-\chi)\right].$$

Если жесткость опоры равна нулю, то $\chi = 0$

$$p_{i0cr} = P_E \big/ F_i.$$

В [16, 17] приведен статистический анализ местоположения 99 арочных выбросов, который позволил установить, что опасными с точки зрения потери проектного положения являются участки трубопровода, проложенные на первых 50 км от выхода из компрессорной станции (КС) (76 выбросов), далее от 50-го до 80-го км произошло 15 выбросов, на участке от 80-го км до следующей КС в полностью обводненных траншеях произошло 8 выбросов. Из этого следует, что на удаленном от КС участке, где влияние скачков давления значительно ниже, снижено и число искривлений трубопровода, несмотря на полную обводненность этих участков [17]. Таким образом результат работы хорошо согласуется с экспериментальными данными, которые указывают на необходимость

рассмотрения механизмов искривления, связанных не только с обводненностью грунта [17]. Но, отметим также, что с удалением от КС уменьшается давление внутри трубопровода. Это приводит к увеличению запаса устойчивости трубопровода по внутреннему давлению n_{Pi}

$$n_{Pi} = p_{i0cr} \big/ p_{i0}.$$

что тоже соответствует наблюдениям [3, 16, 17]. Некоторые частные случаи приведены в [13].

3. Из (11) следует критическое значение изменения температуры стенки трубопровода T

$$(\beta T)_{cr} = P_E n^2 - P_0 - p_{i0} F_i (1-\chi) + p_{e0} F + \\ + p_{e0} F_i (1-\chi) - \rho_i F_i U_i^2 \ .$$

Пример

Расчеты проведены для следующих параметров трубы: модуль упругости материала трубопровода $E=2{,}0\cdot 10^{11}$ $Н/м^2$, плотность ρ=7800 $кг/м^3$, коэффициент Пуассона $v=0{,}3$, коэффициент линейного теплового расширения $\alpha=11{,}3\ 10^{(-6)}$ $град^{-1}$, внутренний радиус поперечного сечения газопровода $R_i=0{,}496$ $м$, толщина стенки $h=14$ $мм$, температура стенки $T=50$ ^0C, давление газа внутри газопровода $p_{i0}=6{,}3$ $МПа$, плотность газа $\rho_i=100$ $кг/м^3$, скорость течения газа $U_i=10$ $м/с$, расстояние между опорами $L=120$ $м$, продольная жесткость опоры единичной дуги $C=10^8$ $Н/м^2$, давление вне газопровода $p_{e0}=0$ $МПа$, амплитуда малого отклонения $W_n=0{,}1$ $м$. Расчеты по формуле (10) дают: критическое значение сжимающей газопровод силы $P_{0cr}=110{,}024$ $МН$, критическая сжимающая сила Эйлера равна $117{,}253$ $МН$. Критическое значение сжимающей газопровод силы уменьшается на $3{,}235$ $МН$ под действием внутреннего давления, на $0{,}007$ $МН$ вследствие движения газа по трубопроводу, на $3{,}997$ $МН$ из-за увеличения температуры стенки трубы и увеличивается на $0{,}012$ $МН$ за счет появления арки выброса с амплитудой $W_n=0{,}1$ $м$.

Результаты

Полученные результаты позволяют анализировать устойчивость трубопроводных систем. Учет взаимодействия неустойчивостей трубопровода и жидкостей позволяет выявить важные свойства гидроупругой системы в рамках принятой модели. В частных случаях получаются обобщения критериев Эйлера, Гельмгольца, Релея и их парных взаимодействий для трубопровода.

Работа выполнена с использованием средств государственного бюджета по госзаданию на 2019-2022 годы (№ 0246-2019-0088).

Итоги

Полученные результаты могут быть использованы для исследования статической устойчивости проектируемого газопровода.

Выводы

Изгибная жесткость газопровода, растягивающие силы, внешнее гидростатическое давление стабилизируют, а сжимающие силы, внутреннее гидростатическое давление, движение газа с любой скоростью внутри газопровода, увеличение температуры стенки трубы дестабилизируют его. Динамическое взаимодействие рассмотренных неустойчивостей представляет собой предмет отдельного исследования.

Литература

1. Ильгамов М.А. Взаимодействие неустойчивостей Эйлера, Гельмгольца, Релея // ЖТФ. 2018. № 2. С. 163–167.
2. Ильгамов М.А. Взаимодействие неустойчивостей в гидроупругой системе // ПММ. 2016. Т. 80. Вып. 5. С. 566–579.
3. Димов Л.А., Богушевская Е. М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Горная книга, 2010. 391 с.
4. Ясин Э.М., Черникин В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. М.: Недра, 1968. 120 с.
5. Айнбиндер, А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 343 с.
6. Гумеров К.М., Сильвестров С.А. К оценке продольной устойчивости магистрального трубопровода // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Вып.1 (107). С. 60–68.
7. Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Типовые расчёты по сооружению трубопроводов. М.: Недра, 1979. 176 с.
8. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1977. 407 с.
9. Коробков Г.Е., Зарипов Р.М., Шаммазов И.А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях. СПб.: Недра, 2009. 410 с.
10. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973. 472 с.
11. Кушнир С.Я., Пульников С.А., Сысоев Ю.С. Пространственная устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы. // Известия вузов «Нефть и газ». 2012. №1. С. 72–76.
12. Кожаева, К.В., Мустафин Ф.М., Якупова Д.Е. Методы расчета продольной устойчивости трубопровода и меры по ее обеспечению на участке подводного перехода // Нефтяное хозяйство. 2016. №2. С. 102–104.
13. Хакимов А.Г. Взаимодействие неустойчивостей трубопровода при статическом нагружении // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Механика. 2018. №3. С. 87–94. DOI: 10.15593/perm.mech/2018.3.09
14. Ильгамов М.А. Динамика трубопровода при действии внутреннего ударного давления // Изв. РАН, МТТ. – 2017. №6. С. 1–14.
15. Коваленко А.Д. Основы термоупругости. Киев. Наукова думка. 1970. 307 с.
16. Курганова И.Н. Теоретическое обоснование результатов натурного обследования газопроводов в непроектном положении // Надежность газопроводных конструкций. М.: ВНИИГАЗ, 1990. С. 147–155.
17. Воронин К.С., Дудин С.М., Земенкова М.Ю., Закиров Н.Н., Гладенко А.А. Прогнозирование и оценка опасности нарушения геометрической формы газопровода // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–3. С. 32.

ENGLISH **PIPELINE**

UDC УДК 622.692.4

Static stability of gas pipeline

Author
Akim G. Khakimov — Ph.D., leading researcher; hakimov@anrb.ru

Mavlyutov Institute of Mechanics UFRC RAS, Ufa, Russian Federation

Abstract
Hydroelastic systems can be characterized by the simultaneous manifestation of elastic and hydrodynamic instabilities and their interaction. Consideration is given to mutual effects of gas pipeline bending, internal and external pressures, action of the compression force and fluid with a set density flowing along the pipe, axisymmetric expansion of a pipe and its longitudinal shortening, change of temperature of a wall of a pipe. The smallness of inertial forces is conditioned by a relatively slow change of disturbances under slowly changing external effects

(compressive forces in the pipe, hydrostatic forces, velocity of gas motion in the pipe). External effects can be both independent and interconnected with each other. Here, the static mutual influence between those instabilities is called the instability interaction in a gas pipeline. We have obtained the linearized equation of the gas pipeline bend and the critical value of the force that squeezes the gas pipeline, which represents a generalization of the classical critical value for the static longitudinal compressive force acting on the pipe in the Euler problem due to the action of pressures inside and outside the gas pipeline and the gas motion inside the pipe, axisymmetric expansion of a pipe and its longitudinal shortening, change of temperature of a wall of a pipe. The investigation is focused on static instability interactions depending on the compression force in the gas pipeline, internal and external pressures and gas velocity, axisymmetric expansion of a pipe, change of temperature of a wall of a pipe. Bending rigidity, tensile forces and external hydrostatic pressure stabilize the pipe. By contrast, compressive forces, internal hydrostatic pressure and gas movement inside the pipe at any velocity, increase in temperature of wall of pipe have a destabilizing effect.

Materials and methods
Consideration is given to static stability of gas pipelines. The author uses the equation of bend a pipe according to the Kirchhoff's model and boundary conditions for a gas pipe clamped at both ends.

Keywords
gas pipeline, gas, pressure, movement of gas on the pipeline, elastic instability, hydrodynamic instability, interaction instabilities, static loading, critical compression force

Results
The investigation outcomes can be applied for a research of static stability of the designed gas pipeline.

Conclusions
Bending rigidity, tensile forces and external hydrostatic pressure stabilize the pipe. By contrast, compressive forces, internal hydrostatic pressure and gas movement inside the pipe at any velocity, increase in temperature of wall of pipe have a destabilizing effect.

References

1. Il'gamov M.A. V*zaimodeystvie neustoychivostey Eylera, Gel'mgol'tsa, Releya* [Interactions between the Euler, Helmholtz and Rayleigh instabilities]. Technical Physics, 2018, Vol. 63, issue 2, pp. 155–159.
2. Il'gamov M.A. V*zaimodeystvie neustoychivostey v gidrouprugoy sisteme* [The interaction of instabilities in a hydroelastic system]. Journal of Applied Mathematics and Mechanics, 2016, Vol. 80, issue 5, pp. 400–408.
3. Dimov L.A., Bogushevskaia E. M. *Magistral'nye truboprovody v usloviiakh bolot i obvodnennoi mestnosti* [Main pipelines in the conditions of swamps and watered areas]. Moscow, Gornaya kniga, 2010, 391 p.
4. Yasin E.M., Chernikin V.I. U*stojchivost' podzemnyh truboprovodov* [Stability of underground pipelines]. Moscow, Nedra, 1968, 120 p.
5. Ainbinder A.B., Kamershtein A.G. R*aschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoichivost'* [The calculation of main pipelines for strength and stability]. Moscow, Nedra, 1982, 343 p.
6. Gumerov K.M., Sil'vestrov S.A. K *otsenke prodol'noi ustoichivosti magistral'nogo truboprovoda* [To the assessment of main pipeline longitudinal stability]. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2017, issue 1 (107), pp. 60–68.
7. Babin L.A., Bykov L.I., Volokhov V.Ia. Tipovye raschety po sooruzheniiu truboprovodov [Routine calculations in pipeline construction]. Moscow, Nedra, 1979, 176 p.
8. Borodavkin P.P., Berezin V.L. S*ooruzhenie magistral'nykh truboprovodov* [Construction of main pipelines]. Moscow, Nedra, 1977, 407 p.
9. Korobkov G.E., Zaripov R.M., Shammazov I.A. C*hislennoe modelirovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoianiia i ustoichivosti truboprovodov i rezervuarov v oslozhnennykh usloviiakh* [Numerical modeling of the stress-strain state and stability of pipelines and tanks in complicated operating conditions]. St. Petersburg, Nedra, 2009, 410 p.
10. Petrov I.P., Spiridonov V.V. N*adzemnaia prokladka truboprovodov* [Aboveground laying pipelines]. Moscow, Nedra, 1973, 472 p.
11. Sysoev Iu.S. P*rostranstvennaia ustoichivost' podzemnogo magistral'nogo gazoprovoda na obvodnennykh uchastkakh trassy* [Spatial stability of the underground main gas pipeline on the flooded sections of the route]. Izvestiia vuzov «Neft' i gaz». 2012, issue 1, pp. 72–76.
12. Kozhaeva, K.V., Mustafin F.M., Yakupova D.E. M*etody rascheta prodol'noj ustojchivosti truboprovoda i mery po ee obespecheniyu na uchastke podvodnogo perekhoda* [Methods of calculation of longitudinal stability of the pipeline and a measure for her providing on the site of underwater transition]. Neftyanoe hozyajstvo. 2016, issue 2, pp. 102–104.
13. Khakimov A.G. V*zaimodeystvie neustoychivostey truboprovoda pri staticheskom nagruzhenii* [Instability interactions of a pipe at static loading]. PNRPU Mechanics Bulletin, 2018, issue 3, pp. 87–94. DOI:

10.15593/perm.mech/2018.3.09

14. Il'gamov M.A. D*inamika truboprovoda pri deystvii vnutrennego udarnogo davleniya* [Dynamics of a pipeline under the action of internal shock pressure]. Mechanics of Solids, 2017, Vol. 52, issue 6, pp. 663–674.
15. Kovalenko A.D. O*snovy termouprugosti* [Foundations of thermoelasticity]. Kiev, Naukova dumka, 1970, 307 p.
16. Kurganova I.N. T*eoreticheskoe obosnovanie rezul'tatov naturnogo obsledovaniia gazoprovodov v neproektnom polozhenii* [The theoretical justification of the results of full-scale survey of gas pipelines in the non-project situation]. Reliability of gas pipeline constructions. Moscow, VNIIGAZ, 1990, pp. 147–155.
17. Voronin K.S., Dudin S.M., Zemenkova M.Yu., Zakirov N.N., Gladenko A.A. P*rognozirovanie i otsenka opasnosti narusheniia geometricheskoi formy gazoprovoda* [Forecasting and evaluation of gas pipelines geometric forms breach hazard]. Modern Problems of Science and Education, 2015, issue 2–3, 32 p.

УДК 621.643

Развитие цифровых технологий в исследовании остаточных напряжений

М.В. Песин
к.т.н., доцент кафедры «Инновационные технологии машиностроения»[1], первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[2]
M.Pesin@mail.ru

В.Ф. Макаров
д.т.н., профессор, заместитель заведующего кафедрой инновационные технологии машиностроения[1]

[1]ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ООО «ПКНМ», Пермь, Россия

Показаны взаимосвязи между конструктивными и технологическими параметрами процесса упрочнения резьбовой конической поверхности бурильной трубы (геометрией упрочняющего ролика, величиной нагрузки, радиусом впадины), величиной и характером распределения остаточных напряжений в резьбовой поверхности, на основе комплекса разработанных математических моделей и серии экспериментальных исследований напряженно-деформированного состояния резьбы и усталостных испытаний.

Материалы и методы
Основные положения теории механики деформирования сплошных сред, технологии машиностроения, основы теории деформации сплошных сред, динамики машин и механизмов, теоретической механики, методики моделирования напряженно-деформированного состояния, теория поверхностно-пластической деформации. Результаты исследований фиксировались с помощью видеосъемки, современных аттестованных приборов и средств измерения. Визуализация и обработка результатов экспериментальных и теоретических исследований выполнена с помощью междисциплинарных инженерных пакетов на высокопроизводительном вычислительном комплексе с использованием программных комплексов ANSYS, ABAQUS и разработанной программы для ЭВМ PKNM Deep Roll Thread v 1.0 («Обкатка резьбы роликом ПКНМ версия 1.0»).

Ключевые слова
цифровые технологии, резьба, упрочнение, обкатывание резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование

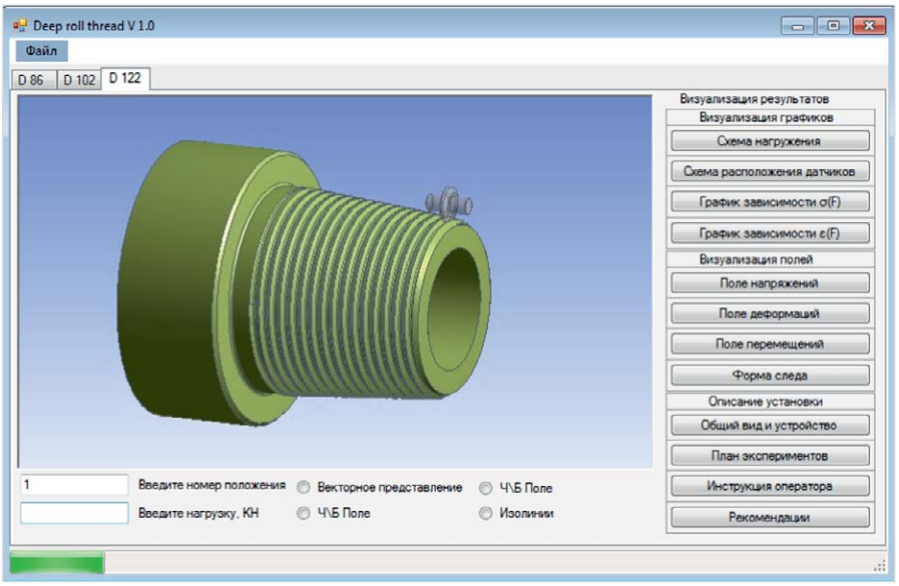


Рис. 1 — Общий вид полной твердотельной модели
Fig. 1 — General view of the complete solid mode

При создании высокоэффективного машиностроительного производства неотъемлемой его частью является использование цифровых технологий. Так, в высокопроизводительных предприятиях Российской Федерации нашли широкое использование программы, разработанные на основе конечно-элементного моделирования технологических процессов.

Применение данных программных продуктов позволит обеспечить улучшение качества обработки деталей, и тем самым, значительно повысить долговечность изделий.

В случае изготовления специальных бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, а также других высоконагруженных деталей нефтепромыслового и бурового оборудования, важным является выполнение технологических требований и прогнозирование выходных параметров процесса.

Опыт эксплуатации высоконагруженного оборудования показал, что разрушение резьб носит преимущественно усталостный характер, в основном в зоне впадины резьбы. На современном этапе развития технологий наклонно-направленного и горизонтального бурения нефтяных и газовых скважин с применением повышенного пластового давления и высоких температур требуются более прочные и надежные с высокими техническими характеристиками изделия.

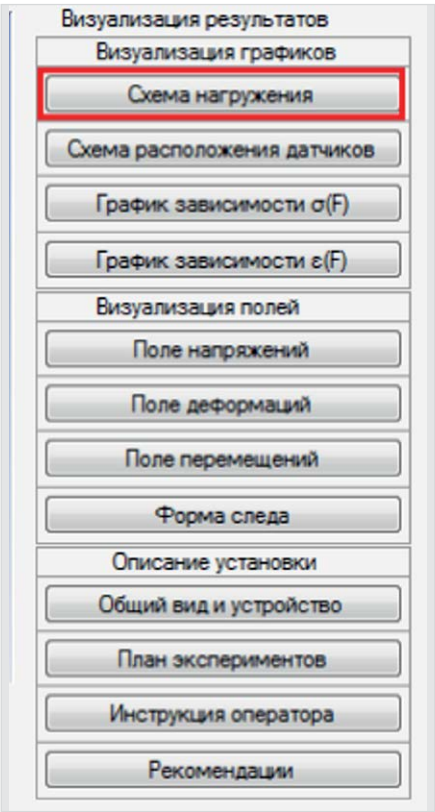
Наиболее эффективным решением проблемы является повышение долговечности резьбовых соединений путем упрочнения поверхности дна впадины резьбы. Среди рассмотренных различных методов упрочнения поверхностей наиболее перспективным является метод поверхностной пластической деформации на основе обкатывания резьбы специальным профильным роликом [1, 3].

Предполагается, что при обкатывании резьбы роликом повышается долговечность и надежность резьбовых соединений путем формирования рациональных сжимающих остаточных напряжений, увеличивается микротвердость и снижается шероховатость впадины резьбы [2].

Вопросы повышения долговечности деталей машин при упрочняющей обработке рассмотрены в работах таких ученых, как Афонин А. Н., Бабичев А. П., Блюменштейн В. Н., Дрозд М. С., Евсин Е. А., Киричек А. В., Козлов А. М., Копылов Ю. Р., Кудрявцев И. В., Кузнецов В. П., Лурье А. И., Макаров В. Ф., Матвиенко В.П., Мокроносов Е. Д., Няшин Ю.И., Поздеев А.А., Попов М. Е., Семин В. И., Сидякин Ю. И., Смелянский В. М., Соловьев Д. Л., Тамаркин М. А., Торбило В. М., Трусов П. В., Хостикоев М. З., Шнейдер Ю. Г., Patrick de Baets, Wim de Waele, Jan de Pauw и др. Анализ результатов исследований показал, что применение поверхностного пластического деформирования приводит к образованию в поверхностном слое сжимающих остаточных напряжений, упрочнению поверхности, что способствует повышению сопротивления усталости и долговечности деталей машин.

Разработанная методика и проведенные научные исследования по установлению влияния режимов обкатывания на повышение сопротивления усталости сложных резьбовых конических соединений бурильных труб показывают важную роль цифровых технологий в машиностроении.

Так программный комплекс (ПК) "PKNM Deep roll thread" содержит банк данных вычислительных экспериментов по поиску остаточных напряжений и перемещений в сечениях резьбы бурильной трубы. Модуль ПК представляет собой структурированный набор результатов численных экспериментов по моделированию контакта ролика и



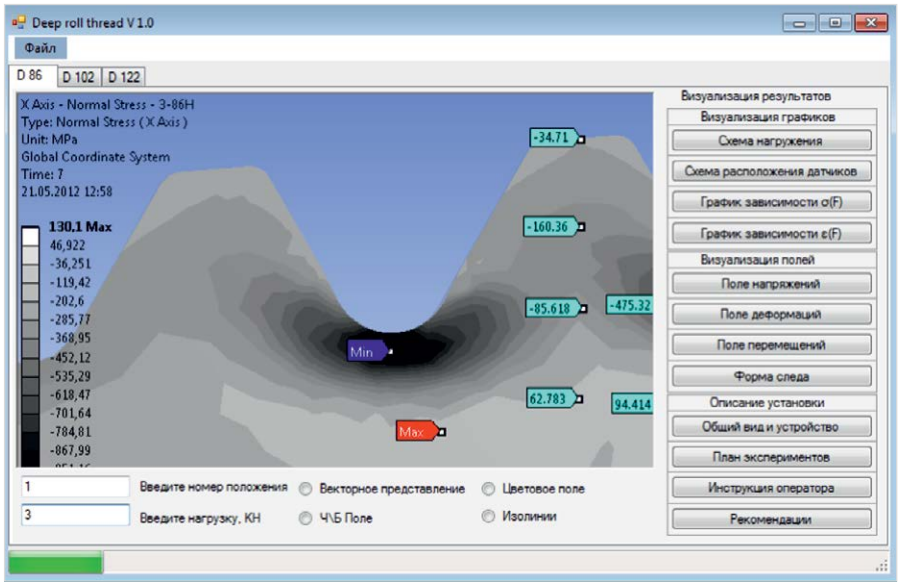


Рис. 3 — Определение месторасположения математического датчика
Fig. 3 — Determination of location of mathematical gauge

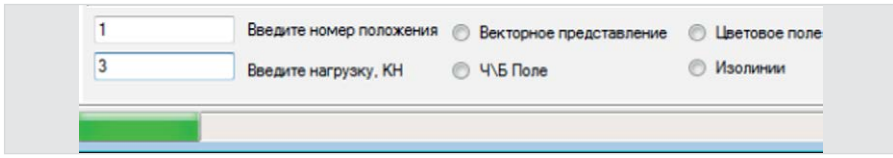


Рис. 2 — Отображение исходных данных
Fig. 2 — Displaying the source data

Рис. 4 — Панель параметров расчета
Fig. 4 — Calculation options pane

впадины резьбы, в результате расчетов остаточных напряжений в замковой конической резьбы 3-86, 3-102, 3-122 после ее обкатки роликом получены визуализации напряжений, блок программы показан на рис. 1.

Методика, предлагаемая инженерам, состоит в определении напряженно-деформированного состояния сформированного в результате технологического процесса обкатывания резьбы бурильных труб роликом:

1. Для визуализации общей расчетной схемы, для модуля Deep roll thread используется Меню визуализации результатов, для отображения, необходимо нажать кнопку «Схема нагружения» (рис. 2).

2. В качестве системы визуализации используется иерархическая топология отображения данных, позволяющая сначала выбрать место расположения математического датчика (рис. 3), а в дальнейшем получить графические зависимости остаточных напряжений в определяемом месте расположения.

3. За этапом выбора месторасположения математического датчика, требуется ввести входные данные процесса, используя панель параметров расчета, в качестве параметров указывается номер математического датчика и сила прижатия ролика в кН (рис. 4).

4. После определения и назначения входных параметров, появляется возможность отображения графических зависимостей (рис. 5).

По результатам статических и динамических моделей разработана инженерная методика (рис. 6), состоящая из методик проведения расчетов и программы для обеспечения технологического процесса подготовки производства.

Программа "Deep roll thread" представляет собой структурированный набор результатов численных экспериментов по моделированию остаточных напряжений в резьбовой поверхности бурильной трубы.

Данный модуль позволят выбирать оптимальные с точки зрения повышения надежности резьбового соединения нагрузки, и, в дальнейшем, получить графические зависимости.

Представлены результаты проведенных экспериментальных исследований повышения надежности резьбового соединения на основе сравнительных усталостных испытаний образцов труб с упрочнением резьбы и без упрочнения на специальном стенде.

Таким образом, разработка теоретических основ технологического процесса, упрочняющего обкатывания впадин

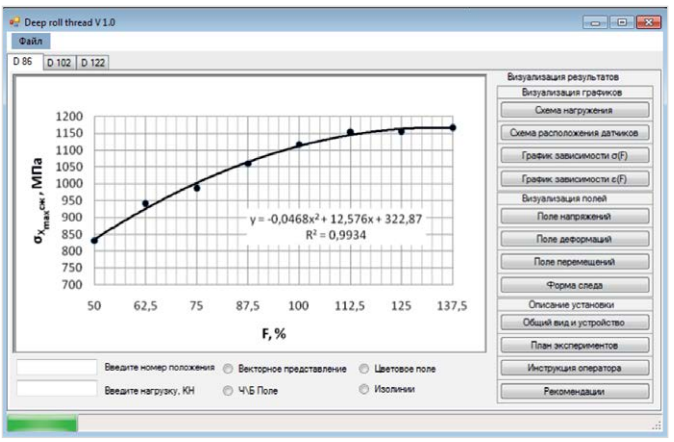


Рис. 5 — Отображение графических зависимостей напряжений от усилия вдавливания ролика
Fig. 5 — Graphic display of voltage dependency of the mounting clip

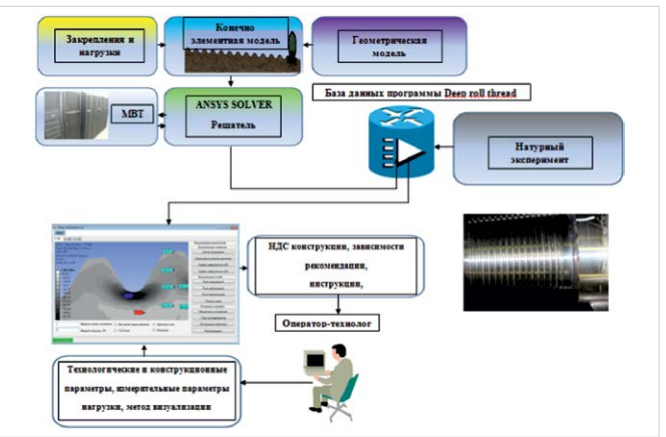


Рис. 6 — Блок-алгоритм схемы инженерной методики расчета остаточных напряжений при обкатке резьбы по впадине
Fig. 6 — Scheme algorithm engineering calculation method of residual stresses during run-in Groove on depression

резьбовых соединений является актуальной научной задачей, а внедрение программы определения остаточных напряжений при изготовлении бурильных труб различного назначения имеет важную практическую значимость для народного хозяйства Российской Федерации.

Резюмируя, можно выделить следующее:

1. С использованием компьютерного конечно-элементного моделирования разработана методология математического моделирования формирования напряженно-деформированного состояния материала резьбы при поверхностной пластической деформации бурильных труб обкатыванием роликом.
2. На основе разработанных математических моделей, выполненных расчетов и визуализации результатов установлены взаимосвязи и закономерности влияния контактных нагрузок и геометрии деформирующего ролика на величину и характер распределения остаточных напряжений в поверхностном слое при напряженно-деформированном состоянии материала резьбы с целью возможности управления их формированием для дальнейшего обеспечения повышения сопротивления усталости и долговечности резьбовых соединений.
3. Проведение сравнительных исследований сопротивления усталости образцов бурильных труб с упрочненной и неупрочненной резьбой в зависимости от режимов процесса обкатывания и режимов циклического нагружения позволило прогнозировать долговечность деталей с резьбой.
4. Комплексный подход к технологическому процессу упрочнения позволил разработать технологические рекомендации по внедрению цифровых подходов и определению рациональных режимов обкатывания в цеховых условиях, обеспечивающих формирование благоприятных сжимающих напряжений и повышение сопротивления усталости резьбовых соединений.

Итоги

В результате научных исследований и опыта работы в упрочнении резьб установлены основные закономерности и взаимосвязи между режимами упрочнения и параметрами качества поверхностного слоя, методология статического и динамического математического моделирования и практического применения технологического процесса обкатывания сложнопрофильных конических резьб роликами.

Выводы

Применение обкатывания позволило снизить разрушение резьбы труб в 3,7 раза, получить значительный экономический эффект от увеличения их долговечности и повысить конкурентоспособность производства бурильных труб в России.

Литература

1. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5. С. 68–70.
2. M.V. Pesin. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread // Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering. Intern. Conf., UTI TPU, 2014, Yurga, Russia. Durnten-Zurich: TTP, 2015. P. 476–482. ([Applied Mechanics and Materials; Vol. 770]).
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012, vol. 32, issue 2, pp. 210–212.

ENGLISH **PIPES**

UDC 621.643

The development of digital technologies in the study of residual stresses

Authors

Mikhail V. Pesin — Ph.D., assistant professor of department “Innovative manufacturing engineering”[1], deputy director[2]; M.Pesin@mail.ru

Vladimir F. Makarov — Sc.D., professor, deputy head of department of mechanical engineering technology innovation[1]

[1]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

[2]PKNM LLC, Perm, Russian Federation

Abstract

Showing the relationship between the constructive and technological process of hardening threaded conical surface drill pipe (geometry of a strengthening of the movie, the size of the load, radius of hollow), magnitude and distribution of residual stresses in a threaded surface based on complex mathematical models developed and a series of pilot studies stress-strain state threads and fatigue tests.

Materials and methods

Basic Theory of mechanics of deformation of continuous media, technology engineering, Foundations of the theory of deformation of continuous media, dynamics of machines and mechanisms, theoretical mechanics, modeling techniques of stressed-strained state of the theory of surface plastic deformation. The results of the research were recorded using video and certified modern instruments and measurement tools. Visualization and processing of results of experimental and theoretical research done using interdisciplinary engineering packages on high-performance computing complex software systems using ANSYS, ABAQUS, and developed a computer program PKNM Deep Roll Thread v1.0 ("Running thread roller PKNM version 1.0) Deep roll thread v1.0.

Keywords

digital technology, carving, hardening, deep roll thread, residual stresses, surface plastic deformation

Results

As a result of research and experience in strengthening the main thread patterns and the relationship between reinforcement and quality parameters of the surface layer, the methodology of static and dynamic mathematical modeling and practical application of the technological process of deep roll hard-to-profile tapered threads with rollers.

Conclusions

Application of deep roll made it possible to reduce the likelihood of destruction pipe thread 3.7 times, to obtain significant economic benefit from increasing their durability and increase the competitiveness of the production of drill pipes in Russia..

References

1. Pesin M.V. N*auchnye osnovy modelirovaniya protsessa uprochneniya vpadiny rez'by buril'nykh trub obkatyvaniem rolikom* [Scientific the bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5, pp. 68–70.
2. M.V. P*esin. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread // Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering. Intern. Conf., UTI TPU, 2014, Yurga, Russia. Durnten-Zurich: TTP, 2015. P. 476–482. (*[Applied Mechanics and Materials; Vol. 770]).
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012, vol. 32, issue 2, pp. 210–212.

Обработка деталей из вольфрамокобальтового сплава методом механической обработки на станке с ЧПУ

К.И. Воскресенская
инженер-технолог ООО «Некст Трейд»

Твердые сплавы представляют собой коррозионно- и износостойкие материалы, способные сохранять структуру при повышенных температурах (900–1100 градусов).

Сегодня в разных отраслях производства сталкиваются с потребностью использования изделий, изготовленных из материалов вольфрамовой группы. Такие сплавы маркируют буквами ВК, после которых цифрами указывают процентное содержание в сплаве кобальта. Так, сплав ВК8 содержит 8% кобальта и, следовательно, 92% карбида вольфрама. Физические и механические свойства сплавов группы ВК представлены в таблицах 1 и 2, соответственно.

Твердые сплавы группы ВК получили широкое распространение в нефтегазовой отрасли не только при изготовлении бурового инструментов. Одним из направлений стало изготовление деталей и узлов сложной геометрической формы в клапанах регулирующих.

Использование карбида вольфрама как базового материала для изготовления деталей проточной части регулирующих клапанов было обусловлено следующими факторами.

Группа компаний «Некст Трейд» вот уже 20 лет разрабатывает, изготавливает и поставляет оборудование для уникального газоконденсатного месторождения в Астраханской области. Уникальность данного месторождения заключается в высоком содержании сероводорода в пластовом газе, после сепарации которого, выделяются не только чистый газ и нефтепродукты, но и как основной компонент — чистая сера.

Однако сама добыча газа с высоким содержанием H2S (более 25%) сопряжена с технологическими трудностями. Дело в том, что добываемый пластовый газ «вырывается наружу» под давлением 700 атм., да еще и в виде газового конденсата (смеси жидких углеводородов). Понятно, что добываемый газ тянет за собой песок и осколки породы. Вся эта агрессивная смесь летит с огромной скоростью и колоссальным давлением из скважины. Как результат — в течение срока эксплуатации мы получаем эффекты коррозии и эрозии материалов оборудования. В таких условиях требования к технологическому оборудованию, используемому для добычи, в том числе и к регулирующим клапанам, которые предназначены для регулирования дебета скважины, очень высокие.

Рис. 1 — Схема клапана регулирующего

Основной деталью, принимающей все негативные воздействия среды, является сепаратор (в иностранных источниках — тримм).

Выбор карбида вольфрама в качестве базового материала для изготовления сепаратора (тримма) вызван тем фактом, что немногие хромоникелевые сплавы способны выдерживать условия агрессивных сред. Дефекты, образовавшиеся при эксплуатации, показаны на рис. 2.

Несмотря на хрупкость материала, химико-физические свойства, описанные выше, особенно нейтральность к агрессивным средам и высокая износоустойчивость, позволяют эффективно использовать изделия из карбида вольфрама в нефтегазовой области.

Однако обратная сторона медали — это способы его обработки. Изготовление таких деталей как сепаратор (тримм), изображенный на рис. 3, сопряжено с большими затратами как в плане стоимости изделий, так и затратами по времени.

Обработка твердых сплавов — довольно сложный процесс в силу того, что этим сплавам свойственны твердость, упругость, противостояние силам резания. В последние несколько лет, в основном, применяют шлифование алмазными кругами. На эффективность этого способа влияет зернистость алмаза, то есть чем она больше, тем выше

Сплав	Коэффициент теплопроводности, л, Вт/(м×°С)	Удельная теплоемкость, С, Дж/(кг×град.)	Коэффициент линейного расширения, Х, 106 К-1	Плотность, ρ, г/см3	Электропроводность, R, Ом-мм2/м
ВК 6-М	67	175,9	3,6 ... 5	14,8 ... 15,1	0,206
ВК 8	64	167,6	4,8 ... 5,5	14,4 ... 14,8	0,207

Таб. 1 — Физические свойства сплавов группы ВК согласно ГОСТ 3882-74

Сплав	Предел прочности при изгибе, σв. изг., МПа	Предел прочности при сжатии, σв. сж., МПа	Модуль упругости нормальный, Е, ГПа	Красностойкость, °С	Твердость, HRA, не менее
ВК 6-М	1421	4300 ... 4900	632	1050 ... 1100	90
ВК 8	1666	3235 ... 4380	598	950 ... 1000	87,5

Таб. 2 — Механические свойства сплавов группы ВК согласно ГОСТ 3882-74

производительность и выше шероховатость получаемой поверхности. При предварительном шлифовании используют крупнозернистые алмазы, а для доводки достаточно 25–50 процентной концентрации алмазного порошка в круге. Но высокая стоимость кругов и их засаливание в процессе обработки, снижающее эффективность, являются большими недостатками данного метода.

Другим способом обработки твердых сплавов, особенно при обработке деталей, имеющих сложный профиль, применимы технологии проволочно-вырезной электроэрозионной обработки (ПВЭЭО) и гидроабразивной резки. Данные технологии позволяют получать заготовки и детали любого профиля, независимо от их прочностных характеристик, без применения дополнительной оснастки. При использовании проволочно-вырезной электроэрозионной обработки в качестве электрода-инструмента используется молибденовая или латунная проволока диаметром от 0,02 до 0,3 мм, что дает осуществить обработку узких пазов деталей сложного профиля с высокой точностью.

Надо отметить, что группа компаний «Некст Трейд» не производит детали из ВК, а заказывает их на специализированных предприятиях, коих в Российской Федерации осталось не так много. В результате наша компания сталкивается с такими трудностями, как высокая стоимость изделий из-за сложности изготовления и обработки, и длительные сроки изготовления (минимум 4 месяца) из-за высокой трудоемкости.

В связи с развитием технологий изготовления режущих инструментов, автор статьи предлагает снизить зависимость и риски от производителей изделий из ВК. В нашей компании был подобран инструмент и проведен эксперимент обработки деталей из вольфрамокобальтового сплава (ВК 8), методом механической обработки на станке с ЧПУ.

Предварительные результаты дали интересную информацию для размышления. Мы поняли, что можем уйти от традиционных технологий обработки изделий из ВК и при этом решить широкий круг следующих задач:

1. Снизить время на изготовление детали. Если взять всю обработку на себя, то остается только заказать заготовки нужного размера у производителя. Это, несомненно, снизит сроки производства готовой детали.

2. Возможность контролировать геометрические размеры детали. Зачастую, наша компания получает детали с отклонениями от заявленных параметров, но так как сроки изготовления достаточно длительные, то мы вынуждены принимать данную ситуацию как должное.

3. Появляется возможность изготовления деталей сложных геометрических форм, сложных канавок и даже резьбы.

Однако читатель может задать резонный вопрос касательно экономического эффекта данной технологии. Во-первых, такой инструмент стоит недешево и, во-вторых, износ режущего инструмента тоже может повлиять на стоимость всего процесса. Хотелось бы отметить, что мы только в начале пути по отработке технологии обработки изделий из ВК токарным способом. Несомненно, в процессе будет посчитан экономический эффект и целесообразность применения данной технологии. О результатах данного эксперимента мы расскажем в следующей публикации.

Рис. 2 — Дефекты, образовавшиеся при эксплуатации изделия из хромоникелевого сплава

Рис. 3 — Сепаратор

Список литературы

1. Андрианов А.И. Прогрессивные методы технологии машиностроения. М.: Машиностроение, 1975. 238 с.
2. Кривоухов В.А. и др. Резание конструкционных материалов, режущие инструменты и станки. М.: Машиностроение, 1967. 654 с.
3. Грановский Г.И., Грановский В.Г. Резание металлов: Учебник для машиностр. и приборостр. спец. вузов. М.: Высш. шк., 1985. 304 с.

ООО «Некст Трейд»

394038, Россия, г. Воронеж,
ул. Дорожная, 173
+7 (473) 260-50-05
(многоканальный)
E-mail: mail@nt-group.ru
http://nt-group.ru

Пружинный преобразователь для клапанов микрорасхода

Варламов Георгий Владимирович
зам. генерального директора, главный конструктор
АО «РУСТ-95»

Для регулирования малых расходов жидкостей и газов применяют специальные клапаны малых или микрорасходов [1]. Их отличие от обычных регулирующих клапанов заключается в малых размерах регулируемого сечения. Диаметры седел таких клапанов обычно имеют размер 1–3 мм. При этом максимальный ход клапана может составлять доли миллиметра.

Обычные приводные устройства и элементы автоматического управления к ним не предназначены для регулирования таких малых ходов клапана. Для того, чтобы использовать типовые (с нормальным ходом) приводные устройства и элементы автоматики чаще всего применяют рычажные передачи, с помощью которых ход привода (4–25 мм) преобразуется в малый ход клапана [1]. Одним из примеров может служить клапан MicroPak [1] или более современная модель этого клапана VariPak [2], схема которого показана на рис.1. При работе клапана с рычажной передачей ход S2 штока регулирующего органа (2) уменьшается относительно хода S1 штока привода (4) пропорционально соотношению длин L1 и L2 плечей рычагов (6) коромысла, закрепленного на неподвижной оси (7).

Несмотря на то, что на сегодняшний день применение подобных клапанов [2] стало повсеместным, необходимо отметить, что рычажная передача обладает существенными недостатками, которые отражаются на технических и стоимостных показателях всего изделия в целом. Действительно, как видно из схемы на рис 1., применение рычажной передачи приводит к увеличению габаритов всего изделия, а также к появлению люфтов в шарнирах, компенсация которых требует дополнительных и не всегда простых конструкторских решений. Для устранения таких недостатков перед автором была поставлена задача разработать иной, компактный и простой, способ преобразования хода привода в малый ход клапана.

В процессе проведения разработки такого способа появилась идея пружинного преобразователя, применение которого в конструкции клапана микрорасхода показано на схеме на рис. 2. Для преобразования хода штока привода (1) в уменьшенный ход плунжера клапана (5) между ними устанавливается пружина 1 (2) с жесткостью c1, а между плунжером клапана и корпусом клапана (4) устанавливается пружина 2 (3) с жесткостью c2.

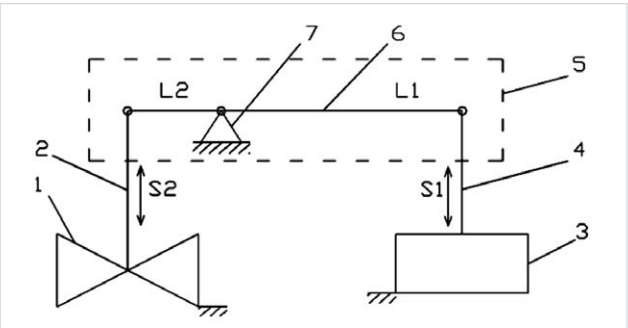
Тогда, если шток привода переместится на расстояние S1 относительно первоначального положения, то плунжер клапана переместится на расстояние S2 относительно своего первоначального положения, причем перемещение S2 будет меньше S1 и связано с ним следующим соотношением:

$$S2 = \frac{S1}{\frac{c2}{c1} + 1}$$

Меняя соотношение жесткостей пружин, можно добиться получения необходимого в конструкции коэффициента передачи (отношения хода привода к ходу клапана). С помощью такого пружинного преобразователя становится принципиально возможным эффективное и простое формирование сколь угодно малого хода плунжера относительно седла клапана (6), а значит, становится возможным регулирование сколь угодно малых расходов через клапан.

На базе проведения необходимых конструкторских и экспериментальных работ, подтвердивших эффективность применения пружинного преобразователя, с 2010 года было освоено серийное изготовление клапанов микрорасхода в АО «Руст-95», а также была подана заявка, для получения патента на изобретение. В процессе прохождения процедуры патентования разработки в РОСПАТЕНТ, был выдан патент на изобретение №2459977.

В клапане-микрорасходнике отсутствует жесткая связь между плунжером дроссельной



1 — клапан микрорасхода
2 — шток регулирующего органа клапана микрорасхода, с ходом S2
3 — пневмопривод
4 — шток пневмопривода, с ходом S1
5 — механизм рычажного типа
6 — L1 и L2 длины плеч рычагов механизма рычажного типа
7 — ось вращения

Рис. 1

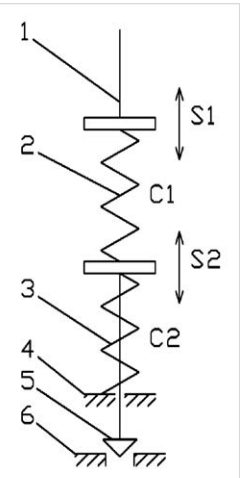


Рис. 2

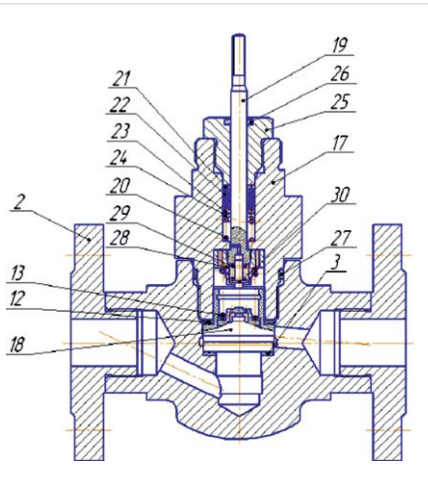


Рис. 3 — Клапан микрорасхода

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2459977

ПРУЖИННЫЙ ПРИВОД

Патентообладатель(ли): *Варламов Георгий Владимирович (RU)*

Автор(ы): *Варламов Георгий Владимирович (RU)*

Заявка № 2010150057

Приоритет изобретения 08 декабря 2010 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 27 августа 2012 г.

Срок действия патента истекает 08 декабря 2030 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

Рис. 4 — Патент на изобретение

пары и передаточной системой привода. Воздействие на плунжер от передаточной системы привода осуществляется через запатентованный механизм, позволяющий формировать на выходе сколь угодно малые перемещения с точностью позиционирования до тысячных долей миллиметра, при входных передаточных величинах, с точностью позиционирования в миллиметрах, что позволяет применение стандартных приводов.

Поставка данной серии клапанов была начата с 2010 г., как отдельно, так и в составе с системами регулирующей подачи ингибитора (далее — СРПИ), и успешно, с самой лучшей стороны, зарекомендовала себя на реальных позициях объектов Газпрома, Новатэк, ЯмалСПГ, Роснефти и Лукойла.

Подача дозированной величины расхода ингибитора, в магистраль прохождения рабочих потоков, обеспечивается запорно-регулирующим клапаном-микро-расходником, функционирующим от интеллектуального электро или электропневматического привода, в соответствии с величиной управляющего сигнала, поступающего из центрального АСУТП или локальных систем автоматики, автоматически поддерживая значение заданного расхода ингибитора. Расход ингибитора через запорно-регулирующий клапан измеряется массовым или объемным расходомером Q. Система автоматического управления в постоянно следящем режиме обратной связи получает данные от расходомера Q и от привода запорно-регулирующего клапана, а также от внешних систем контроля параметров рабочей среды (в случае встроенной САУ), и в результате комплексного анализа полученной информации формирует величину управляющего сигнала для привода запорно-регулирующего клапана, с последующей трансформацией в дозированную величину расхода ингибитора. Расход ингибитора также может корректироваться локально, в автономном режиме, в соответствии с внешней уставкой, а также через дублирующую ветку, запорно-регулирующим клапаном с ручным приводом.

Для поддержания непрерывного режима

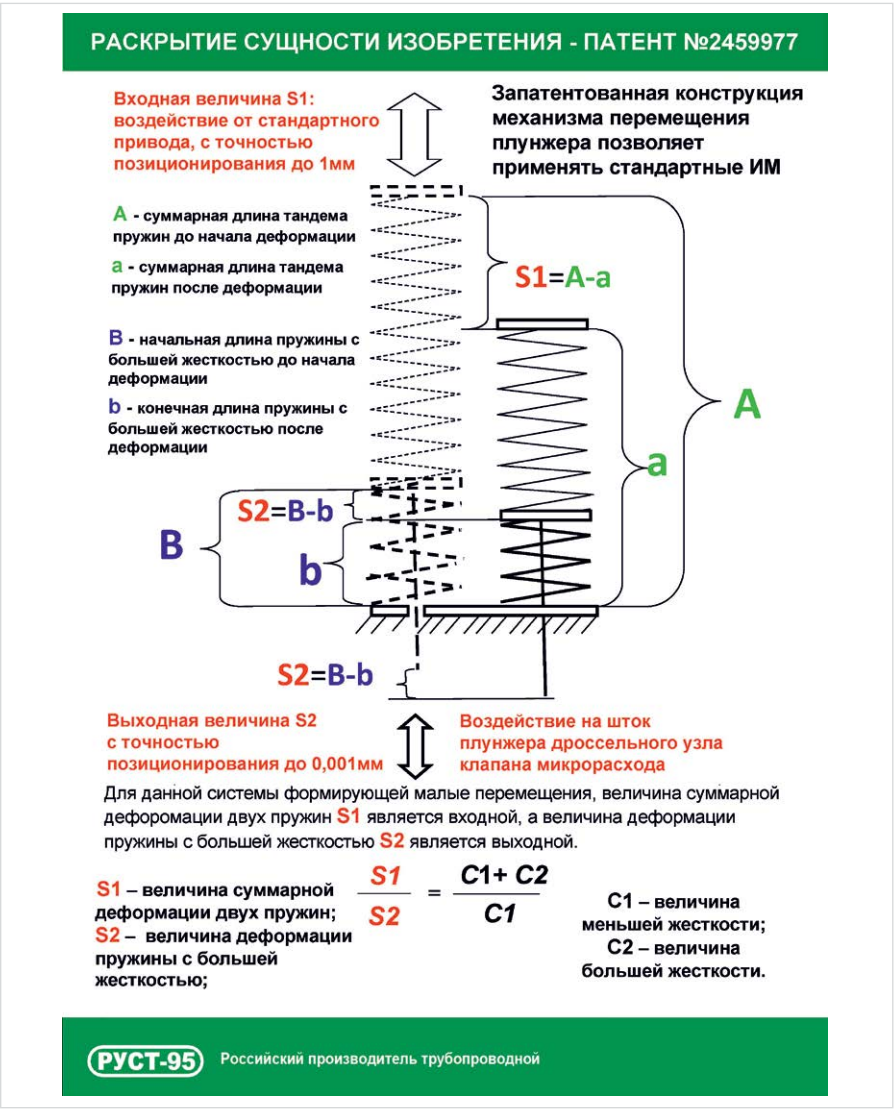


Рис. 4 — Принцип работы

эксплуатации, СРПИ укомплектована входными фильтрами механической очистки ингибитора (с чистотой фильтрации 50 мкм) с датчиком перепада давления ДП или засоренности, посылающего контролирующий сигнал о степени засорения фильтрующего элемента, в систему управления. Для профилактического или диагностического обслуживания в СРПИ реализованы байпасные и дренажные линии. СРПИ может иметь до четырех каналов дозирования ингибитора, с поканальной индикацией входного/выходного давления и расхода. СРПИ может поставляться в модульном исполнении, с аналогичным принципом действия, но с рядом отличий, адаптированных под конкретные условия применения в полевых условиях, непосредственно на площадках скважин. Система СРПИ является универсальным дозатором дорогостоящих реагентов, таких ингибиторы гидратообразования и коррозии, катализаторов, пассиваторов, антистатических присадок, одорантов и прочих реагентов. Многолетний опыт поставки СРПИ различным Заказчикам, позволил выработать оптимальные технологические схемы и комплектацию оборудования для СРПИ, а также мы всегда выполняем дополнительные требования Заказчика, по его видению данного вопроса и готовы производить необходимые изменения СРПИ.

Список литературы

1. Котелевский Ю.М., Мамонтов Г.В., Нисман Л.Н. и др. «Современные конструкции трубопроводной арматуры для нефти и газа». М., «Недра», 1976.
2. Каталог фирмы Masoneilan № CH 4500R 09/2004.
3. Патент РФ №2459977. Пружинный привод, приоритет от 08.12.2010, кл. F03G 1/00.

АО «РУСТ-95»

Производство трубопроводной арматуры и приборов автоматического управления.
Тел./факс: +7 (812) 334-84-47
Санкт-Петербург, г. Колпино, ул. Северная, д.12.

ООО «Торговый дом «РУСТ-95»
Эксклюзивная реализация продукции завода АО «РУСТ-95»
Телефон/факс: + 7 (495) 787-74-35, +7 (499) 579-31-14
Москва, улица Шаболовка, дом 31Г, 5-й подъезд, этаж 2

www.roost.ru
e-mail: contact@roost.ru

УДК 622.276.53

Использование современного программного обеспечения для оптимизации разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Ю.В. Волков
к.г.-м.н., доцент[1]

С.Е. Валеева
научный сотрудник[2]

М.Р. Фаткулин
магистр по направлению «Геология»[1]
fatkulinmr@gmail.com

Т.Р. Хабибулов
инженер-программист[3]

[1]Казанский Федеральный Университет, Казань, Россия
[2]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия
[3]ООО «ЦСМРнефть», Казань, Россия

В статье рассматривается использование программного комплекса, целью которого является отработка режимов эксплуатации скважин, а также моделирование условий добычи при заданных параметрах.

Материалы и методы
Исходным материалом служило само программное обеспечение, после тестирования которого была написана данная статья.

Ключевые слова
программный комплекс, подземное оборудование скважин, геологическое моделирование

В нынешних условиях разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений отмечается основательная тенденция возрастания удельного веса добычи нефти механизированными способами. Наряду с этим, все более внушительную часть занимает добыча установками электроцентробежных насосов (далее — УЭЦН) при помощи которых на данный момент добывается более 35% всей российской нефти, т.е. более 1/3 от общего числа скважин механизированного фонда [1]. На работу УЭЦН влияет много факторов, начиная от конструкции скважины (кривизна скважин, значительная глубина подвески насоса, диаметр эксплуатационных колонн), заканчивая геологическими процессами (коррозионная агрессивность пластовой жидкости, отложения солей, асфальтосмолопарафиновые отложения), проходящими в пласте. Но тем не менее, электроприводные насосные установки все более и более внедряются в практику механизированной добычи, заменяя установки штанговых глубинных насосов, уступающие УЭЦН по эффективности [2].

Вследствие того, что с недавних пор в России отмечается основательный рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти (далее — ТРИЗ), к которым в наибольшей степени относятся высоковязкие и сверхвязкие нефти, рентабельная разработка ТРИЗ требует создания новых технологических решений для добычи нефти в осложненных геолого-физических условиях. К таким технологическим решениям можно отнести приемы отработки режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН через программный комплекс наземного оборудования — тренажер по эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН (далее — ТЭС УЭЦН).

ТЭС УЭЦН предназначен для обучения и повышения квалификации специалистов по эксплуатации скважин, оборудованных установкой электрического центробежного насоса на макетах (стендах), имитирующих реальное наземное промысловое оборудование. В качестве макетов, имитирующих реальное наземное оборудование (устьевая арматура, станция управления, автоматизированная групповая замерная установка, эхолот и пр.) выступают как стендовые аналоги, так и аналоги полномасштабного наземного оборудования, оснащенного датчиками, приводами и регуляторами для реализации функций тренажера.

ТЭС УЭЦН дает возможность воссоздавать подземное оборудование, а также элементы устьевой обвязки на экране монитора компьютера, производить моделирование и отображение процессов, протекающих в подземном оборудовании, скважине, в пласте и преобразование их в показания на соответствующих измерительных приборах, виртуальных и реальных: виртуальных — на экране компьютера (рис. 1) и реальных (рис. 2) на макетах реального нефтепромыслового оборудования при наличии реального тренажера [3].

С помощью программного комплекса возможны:
- управление частотой погружного электродвигателя и контроль его рабочих параметров в пределах заданных диапазонов при помощи наземной станции управления «ЭЛЕКТОН»;
- замер обводненности и дебита скважины при помощи замерной установки «ОЗНА ИМПУЛЬС»;
- замер динамического уровня жидкости в затрубном пространстве с использованием уровнемера «СУДОС-мини»;
- замер давлений в различных точках фонтанной арматуры с отображением их значений на манометрах;

Помимо всего прочего, программный комплекс позволяет решать задачи оптимизации работы системы «пласт — скважина — УЭЦН»:
- подбор УЭЦН оптимального типоразмера при заданной глубине подвески УЭЦН в скважине;
- подбор оптимального конструкции УЭЦН для перекачки газожидкостных смесей за счет ее компоновки разнотипными ступенями и т.д.

Управление процессом обучения осуществляется с персонального компьютера, на который установлено автоматизированное рабочее место — АРМ «Администратор/Преподаватель».

На автоматизированном рабочем месте — АРМ «Пользователь/Студент» — обучающиеся овладевают навыками:

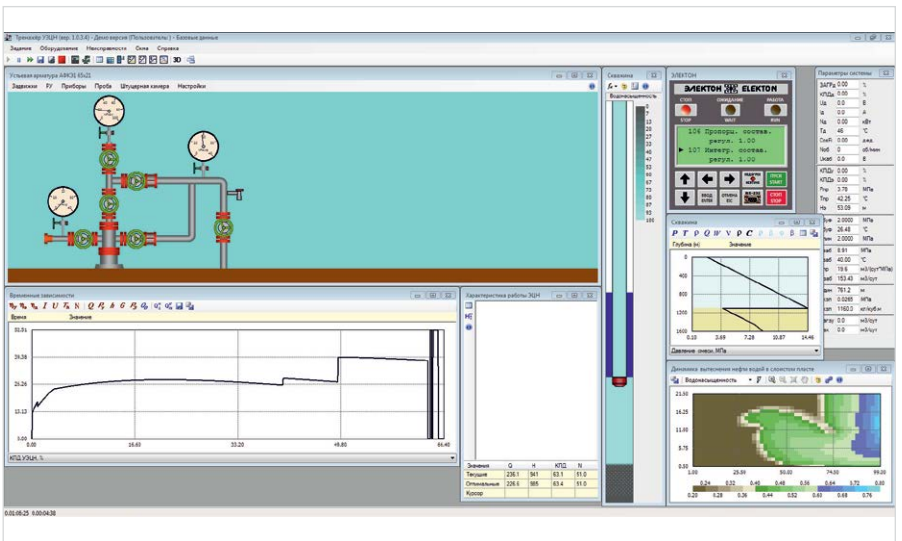


Рис. 1 — Виртуальный вариант использования программного комплекса
Fig. 1 — Virtual use of the software package

Рис. 2 — Реальный макет нефтепромыслового оборудования, совмещенного с программным комплексом
Fig. 2 — The real layout of the oilfield equipment, combined with the software package

– запуска УЭЦН и вывода на режим эксплуатации (в т.ч. при осложнениях);
– анализа эксплуатационных режимов работы скважины и решения задач оптимизации таких режимов;
– отработки требуемых психомоторных реакций при быстрой смене условий;
– отработки действий при нештатных ситуациях и ситуациях опасных для отработки в реальных условиях.

Сетевая версия тренажера допускает установку шести и более АРМ «Пользователь/Студент» в учебном классе.

Одной из ключевых особенностей программного комплекса является загрузка пластовых данных непосредственно в программу, что позволяет моделировать условия добычи при заданных параметрах и, в дальнейшем, снижать экономические риски эксплуатации скважин в реальных условиях.

Итоги
Данный программный комплекс предназначен для широкого внедрения при проектировании технологических схем разработки в части подбора и рекомендации глубинного насосного оборудования.

Выводы
Наиболее значимой особенностью данного программного обеспечения является загрузка пластовых данных в программу, что позволит моделировать условия добычи при заданных параметрах, и в дальнейшем снизить экономические риски эксплуатации скважин в реальных условиях.

Литература

1 Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. 615 с.
2 Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. 2008. №4. С. 65–70.
3 Конюхов В.М., Волков Ю.А., Чекалин А.Н. Об особенностях процессов тепломассопереноса при пуске нефтяной скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса // Георесурсы. 2009. №4. С. 22–27.

ENGLISH **SOFTWARE**

UDC 622.276.53

The use of modern software to optimize the development of oil fields with hard-to-recover reserves

Authors
Juri V. Volkov — Ph.D., associate professor[1]
Svetlana E. Valeeva — researcher[2]
Mukhammedrakhim R. Fatkulin — master of geology[1]; fatkulinmr@gmail.com
Timur R. Khabibulov — software engineer[4]

[1]Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
[2]IPEM TAS, Kazan, Russian Federation
[3]"CSMRneft" LLC, Kazan, Russian Federation

Abstract
The article discusses the use of a software package, the purpose of which is to test the operation modes of the wells and to simulate the production conditions for given parameters.

Materials and methods
The source material was the software, after testing which this article was written.

Keywords
Software, underground equipment of wells, geological modelings

Results
This software is intended for widespread implementation in the design of technological development schemes in terms of the selection and recommendation of downhole pumping equipment.

Conclusions
The most significant feature of this software is the loading of reservoir data into the program, which will allow to simulate the production conditions with the given parameters, and further reduce the economic risks of operating wells in actual conditions

References

1. I.T. M*ishchenko. Skvazhinnaya dobycha nefti: uchebnoye posobiye dlya vuzov* [Downhole Oil Production: textbook for universities]. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 158 p.
2. N.V. B*obritsky, V.A. Yufin. Osnovy neftyanoy i gazovoy promyshlennosti* [Fundamentals of oil and gas industry]: textbook for colleges. Moscow: Nedra, 1988, 63 p.
3. Patent №2504647 RF. S*posob razrabotki mestorozhdeniya vysokovyazkoi nefti* [Method of development of heavy crude oilfields] Priority from 29.03.12, MPK E21B43/24 E21B 7/04.
4. Patent №120727 RF. D*ifferentsialnyy shtangovyy nasos dlya dobychi vysokovyazkoi nefti* [Differential rod pump for high-viscosity oil production.] Priority from 29.03.12, MPK F 04 B 47/00.

Модель утечки газа для расчета интенсивности потока газа, детектируемого системой ДЛС-КС

О.В. Ершов
Pergam R&D

Модель основана на базовых физических принципах утечки газа в реальных полевых условиях, а также на многолетнем опыте работы с системами ALMA, SELMA поиска утечек газа. Окончательное уравнение для вычисления оценки интенсивности газового потока получено с применением реальных результатов. Уравнение проверено при помощи многочисленных данных, полученных при испытаниях ALMA в RMTC (Rocky Mountain Test Center, Wyoming, USA) в 2016.

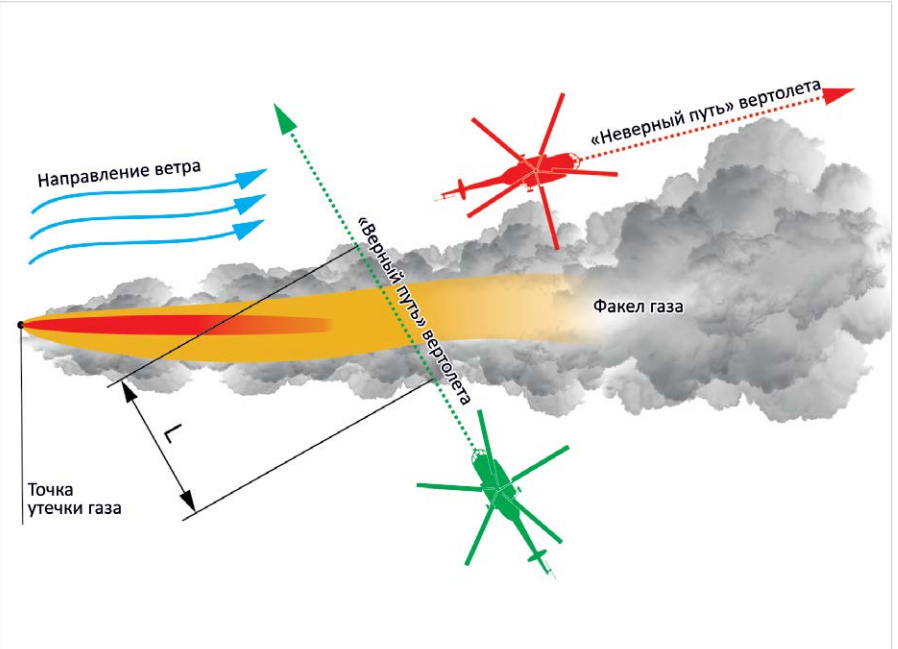


Рис. 1 — Типичный плюмаж газ

Полевые испытания в RMTC включали 15 точек искусственной утечки газа. Администрация Центра испытаний установила различные интенсивности потока газа в широком диапазоне от 6 до 5000 SCFH (стандартных кубических футов в час). Значения интенсивности потока газа изменялись 2 раза в каждый день испытаний. Вертолет с системой ALMA перемещался вдоль всех точек искусственной утечки газа по 3 раза для каждого набора интенсивностей потока газа. Общее время испытаний системы ALMA составило 3 рабочих дня. В течение этих испытаний ALMA обнаружила примерно 180 утечек газа. От организаторов испытаний нами получены данные по интенсивности потока газа для каждого значения в каждой точку утечки. Кроме того, мы получили данные о скорости ветра во время всех трех дней полетов. Данные ALMA предоставляют всю необходимую информацию о параметрах всех детектированных облаков газа. В результате получены многочисленные статистические данные для проверки указанной экспериментальной модели утечек газа.

Газ, выпущенный в точке утечки, движется вдоль направления ветра. В результате облако газа имеет форму факела, как показано на рис. 1. Концентрация газа (в единицах ppm) показана красным и оранжевым цветами на этом рисунке. Видно, что при движении от точки утечки: (1) концентрация газа понижается и (2) облако газа расширяется. При движении вертолета с системой ALMA (или другим дистанционным детектором газа) над факелом газа лазерный луч системы ALMA пересекает облако газа в течение некоторого времени.

ALMA измеряет концентрацию газа в единицах ppm·m (как и все остальные дистанционные детекторы газа, в т.ч. ДЛС-КС). Концентрация газа в этих единицах слабо зависит от расстояния между точкой утечки и местом измерения в плюмаже газа (в то время как концентрация газа в единицах ppm значительно изменяется вдоль факела).

На этом факте основано 1-е положение модели факела газа: измеряемое значение концентрации газа в единицах ppm·m пропорционально интенсивности потока в источнике газа. Однако это положение справедливо только для «верного» пути вертолета (см. рис. 1).

Типичный график измеряемой концентрации газа во время полета вдоль «верного» пути вертолета показан на рис. 2. Этот график был получен системой ALMA G1 во время испытаний в RMTC в 2016 г. Отметим, время измерения системой ALMA G1 составляло: 0,5 с при медленных измерениях и 0,1 с при быстрых измерениях. Из рис. 2 видно, что для данного детектированного выступа при детектировании утечки газа: (1) максимальная концентрация газа при медленных измерениях 1000 ppm·m, (2) максимальная концентрация газа при быстрых измерениях 2000 ppm·m, (3) продолжительность пика утечки была 1,1 с (в соответствии с быстрыми измерениями). Проверено, что во время этого

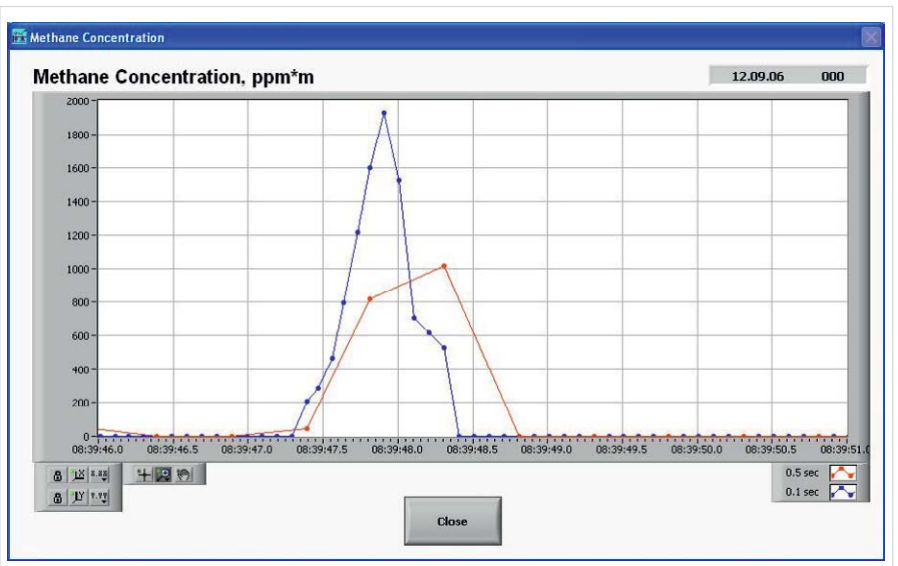


Рис. 2 — Типичная форма пика измеряемой концентрации при детектировании облака газа

детектирования скорость вертолета равнялась 26 м/с. Таким образом, длина L полета, пересекающего факел газа (см. рис. 1) составляла 28,6 метров, или 94 фута.

2-е положение модели факела газа: расстояние L также пропорционально интенсивности потока газа.

Введем значение произведения P, пропорциональное интенсивности потока газа F (в единицах SCFH, или в других единицах, например, мегаграмм в год):

$$P = C \cdot \tau \cdot V \cdot W^2 \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где:

C — максимальная концентрация газа в единицах ppm·m в соответствии с медленными измерениями;

τ — длительность пика в с на графике концентрации газа при быстрых измерениях;

V — скорость вертолета во время детектирования газа в м/с;

W — скорость ветра во время детектирования газа в единицах «узел» (миль в час).

Замечание. Уравнение (1) содержит корреляционный множитель W^2. Применение этого множителя основано на многолетнем опыте работы с системой ALMA при различных скоростях ветра. Например, если скорость ветра W увеличивается в 2 раза, то максимальная концентрация газа C уменьшается в 2 раза, а продолжительность τ (или расстояние L) также уменьшается в 2 раза.

3-е положение модели факела газа: Используется калибровочный множитель W^2.

Произведение P вычислено для всех 180 детектирований газа во время испытаний системы ALMA в RMTC в 2016 г. Значения интенсивности потока газа F (в единицах SCFH, стандартных кубических футов в час) были получены для каждой искусственной утечки газа в RMTC от организаторов испытаний. Экспериментальные данные зависимости P от F показаны на графике на рис. 3 (черные точки).

Из графика на рис. 3 видно, что данные измерений системой ALMA рассчитанного значения P были различны при многократных пролетах вертолета около точки утечки газа с одной и той же интенсивностью потока газа. Это типичная ситуация для измерений концентрации газа в окрестности любой утечки газа: все последовательные измерения с вертолета дают разные результаты. Такая неопределенность имеет много причин. Тем не менее, из графика на рис. 3 видно, что имеет место корреляция между рассчитанным значением P и интенсивностью потока газа F. Эта корреляция становится все более выражена с увеличением количества экспериментальных данных, как это было при испытаниях в RMTC в 2016 г. Корреляционное уравнение между P а F выведено по правилам математической статистики. Уравнение имеет вид:

$$P = 0.0022 \cdot F, \quad (2)$$

где F измерено в единицах SCFH, а P вычислено в единицах, которые перечислены в комментариях к уравнению (1). Результат, в соответствии с уравнением (2), представлен на графике на рис. 3 (красная линия).

Итак, алгоритм применения этой модели плюмажа газа следующий: сначала вычислить

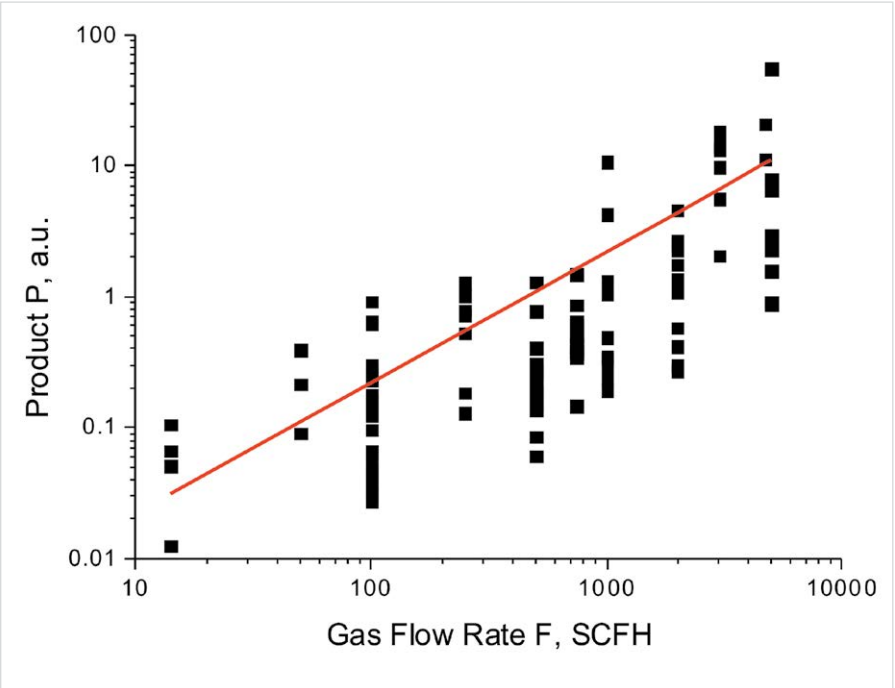


Рис. 3 — Данные испытаний в RMTC (черные точки) и аппроксимирующая прямая (красная)

значение P на основе экспериментальных данных, затем вычислить интенсивность потока газа F согласно уравнению:

$$F\ (SCFH) = 455 \cdot P \quad (3)$$

Для примера вычислим интенсивность потока газа для детектирования, показанного на рис. 2:

C = 1000 ppm·m; τ = 1,1 с;

V = 26 м/с; W = 7 узлов

Согласно уравнениям (1) и (3) получаем:

F = 638 SCFH

Реальная интенсивность потока газа в этой точке искусственной утечки была 1000 SCFH.

На наш взгляд, это приемлемое соответствие рассчитанного значения реальным данным, с учетом рассеяния результатов измерений, которое видно на рис. 3.

Комментарии: 1) Понятно, что мы можем получить только приближенную оценку интенсивности потока газа в соответствии с процедурой, основанной на уравнениях (1) и (3), с учетом разброса данных при последовательных измерениях одной и той же утечки газа. Поэтому важно сделать многочисленные пролеты вертолета с системой ALMA окрестности детектируемой утечки газа, чтобы получить лучшую точность оценки интенсивности потока газа. Система ДЛС-КС пересекает облако многократно.

2) Если надо получить оценку интенсивности потока газа в других единицах измерения, например, в мегаграмм в год, то с учетом веса одного стандартного кубического фута метана при нормальных условиях в 18,4 грамм, получаем: 1 куб. фут/час = 18,4 · 24 · 365 = 0,16 мегаграмм в год. В результате уравнение (3) преобразуется к виду:

$$F\ (\text{мегаграмм в год}) = 2800 \cdot P \quad (4)$$

Процедура оценки интенсивности потока газа системой ДЛС-КС:

Рекомендуется следующая процедура измерения.

Онлайн:

1. Сделать несколько детекций (минимум 5) лазером ДЛС-КС факела газа из точки утечки.
2. Для каждой детекции факела измерить скорость ветра на поверхности грунта.

Оффлайн:

3. Запустить программу обработки данных GLD Process для данных измерения при детектировании данной утечки газа.
4. Создать документ Excel и заполнить следующие столбцы для каждого детектирования газа:
   - 4.1. Максимальная концентрация газа при медленных измерениях в единицах ppm·m;
   - 4.2. Продолжительность детектирования газа в с. при быстрых измерениях;
   - 4.3. Скорость сканирования ДЛС-КС;
   - 4.4. Скорость ветра в единицах «узел».
5. Вычислить значение P по уравнению (1) для каждого детектирования, т.е. для каждой строки.
6. Исключить две строки с минимальным и максимальным значениями P.
7. Вычислить среднее значение P по оставшимся строкам.
8. Вычислить приближенное значение интенсивности потока газа по уравнению (3) в единицах куб. фут/час, или по уравнению (4) в единицах мегаграмм в год.

Pergam R&D

PERGAM
RESEARCH & DEVELOPMENT

+7 495 775-75-25
neverov@pergam.ru
www.pergam-rd.ru

Энергетические программы ЗАО «БОРИСФЕН»: четверть века надежности и проверенного качества

В 2019 году ЗАО «БОРИСФЕН» празднует свой 25-летний юбилей. За это время компания, занимающаяся поставкой и сервисным обслуживанием авиационных двигателей и газотурбинного энергетического оборудования, превратилась в самостоятельный производственный центр. За четыре года (в период с 2014 по 2018 гг.) без привлечения бюджетных средств компания «БОРИСФЕН» построила и оснастила Центр двигателестроения в г. Дубна.
О приоритетных направлениях развития компании рассказывает генеральный директор ЗАО «БОРИСФЕН» Петр Иванович Кононенко.

— Петр Иванович, 25 лет не такой большой срок для производственной компании. Чего удалось достичь за это время и, каковы планы по развитию компании?

— За прошедшие четверть века мы действительно много достигли. ЗАО «БОРИСФЕН» заняло прочные позиции на рынке авиадвигателестроения: мы обеспечиваем поставку, аренду и ремонт широкой номенклатуры авиационных двигателей, выполняем работы по увеличению ресурсных показателей авиационных двигателей по техническому состоянию, и не собираемся останавливаться на достигнутом, ведь ЗАО «БОРИСФЕН» — это не только авиационная тематика, но и энергетический бизнес, который мы планируем развивать. Осенью 2018 года в ЗАО «БОРИСФЕН» организована специализированная дирекция Энергетических программ.

Наша производственная площадка в г. Дубна полностью оснащена, и включает в себя производственные корпуса общей площадью 12000 м^2, испытательные стенды для двигателя типа ТВ3-117, также ведется строительство испытательных стендов для двигателей Д-436, Д-136, Д-36 и АИ-450. В Центре двигателестроения идет работа по строительству собственного испытательного комплекса для проведения приемо-сдаточных испытаний газотурбинных приводов типа АИ-20 (для ПАЭС-2500) и Д-336, и проведения комплексных испытаний газотурбинных электростанций ПАЭС-2500.

В Центре двигателестроения по заказам ОАК, Вертолетов России уже выполняются средние ремонты авиационных двигателей Д-18Т, Д-36, Д-136, Д-436, ТВ3-117, АИ-450, АИ-20Д(М), АИ-25, АИ-24, а также все типы ремонтов газотурбинных приводов типа АИ-20ДКЭ/ДМЭ и Д-336 для энергетики и транспорта газа. Все работы выполняются на основании лицензионных договоров с разработчиком данных приводов — АО «Мотор Сич».

В этом году планируем выйти на новые производственные мощности. Развитие ЗАО «БОРИСФЕН» позволит решить стратегическую задачу для Подмосковья — создание около 200 новых рабочих мест для высококвалифицированных специалистов.

— Какие у компании планы по развитию энергетического бизнеса?

— Основные задачами, которые нам необходимо решить — это освоение всех типов ремонта газотурбинных приводов, эксплуатируемых в составе энергетических и газоперекачивающих агрегатов в компаниях российского ТЭКа на нашей производственной площадке в г. Дубна. Мы уже приступили к освоению всех типов ремонтов ГТП АИ-20ДКЭ/ДМЭ, ГТЭ-МС-2,5 и Д-336 всех серий. Эта работа будет проведена в три этапа. Первый этап уже освоен: восстановительный ремонт газотурбинных приводов типа АИ-20 и ГТЭ-МС-2,5 для ПАЭС-2500 и Д-336 уже осуществляется в ЗАО «БОРИСФЕН». Второй этап планируется реализовать к июню 2019 года: наше предприятие будет осуществлять капитальный ремонт с проведением приемо-сдаточных испытаний (разборка – дефектация (ЛЮМ, цветная дефектоскопия и др.), восстановление сборочных узлов по кооперации и испытания. Третий этап — освоение основных ремонтных технологических процессов в ЗАО «БОРИСФЕН» (ремонт роторов с балансировкой, корпусных деталей, восстановление покрытий и других процессов). Его мы планируем завершить в 2020 году.

С целью реализации вышеуказанных задач заключены лицензионные контракты с заводом-разработчиком — АО «Мотор Сич», закупается технологическая оснастка, под авторским надзором идет монтаж оборудования и адаптация технологических процессов.

Принято решение о строительстве собственного испытательного комплекса для проведения приемо-сдаточных испытаний газотурбинных приводов типа АИ-20, ГТЭ-МС-2,5 и Д-336, а также комплексных испытаний газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 и ЭГ-6000. В настоящий момент выполнена стадия проектной документации, завершены фундаментные работы, смонтирован стенд для испытаний газотурбинных приводов типа АИ-20 и ГТЭ-МС-2,5, заказано все основное оборудование. Плановый ввод в эксплуатацию стенда для испытаний газотурбинных приводов типа АИ-20, ГТЭ-МС-2,5 и ГТЭ ПАЭС-2500 — апрель 2019 года, для газотурбинных приводов типа Д-336 и электростанций ЭГ-6000 — июнь 2019 года.

— Как сейчас осуществляется капитальный ремонт парка газотурбинных приводов «Мотор Сич», эксплуатирующихся компаниями российского ТЭКа?

— ЗАО «БОРИСФЕН» уже сегодня выполняет капитальные ремонты газотурбинных приводов и редукторов на заводе-изготовителе оборудования. С целью исключения риска потери оборудования и исполнения своих обязательств перед заказчиками мы располагаем собственным подменным фондом газотурбинных приводов АИ-20 ДКЭ, ГТЭ-МС-2,5, Д-336, ГТЭ-8/МС-Э и ЗИП к газотурбинным станциям. На период проведения капитальных ремонтов газотурбинных приводов возможно предоставление подменного оборудования для исключения простоя генерирующего оборудования заказчика. Также силами технических специалистов ЗАО «БОРИСФЕН» возможно проведение комплексных работ по восстановлению станций или их модернизацию в эксплуатации с целью улучшения технико-экономических параметров.

— Какие основные направления сотрудничества ЗАО «БОРИСФЕН» может предложить российским компаниям?

— Мы видим четыре основных направления — сотрудничество с нефтяными компаниями; компаниями, осуществляющими транспортировку газа; промышленными предприятиями и муниципальными образованиями.

Так для компаний российского ТЭКа — это поставка, сервис и эксплуатация мобильных и блочно-модульных электростанций от 1 до 10 МВт, работающих на природном газе, попутно-нефтяном газе и дизельном топливе для решения задач по утилизации попутного нефтяного газа и энергообеспечению месторождений. Модернизация мобильных газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 и блочно-модульных электростанций ЭГ-6000. Все типы ремонтов газотурбинных приводов АИ-20ДКЭ/ДМЭ, ГТЭ МС-2,5, Д-336 и ГТЭ-8/МС. Нами разработано предложение по модернизации газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-6,3 с заменой газотурбинных приводов НК 12СТ и НК-14СТ на газотурбинный привод Д-336 с увеличением КПД до 32%.

Также мы видим возможности своего участия в реализации малой комплексной генерации, реконструкции котельных и ТЭЦ с переводом их в режим когенерации, утилизации углеводородосодержащих отходов, в том числе строительстве мусоросжигающих энергоцентров, строительстве электростанций для покрытия пиковых нагрузок, строительстве собственной генерации на промышленных предприятиях

— Давайте остановимся подробнее на основных, перечисленных Вами, направлениях. В чем основные конкурентные преимущества предлагаемых ЗАО «БОРИСФЕН» решений? Для компаний ТЭК, например.

— С 2000 года на объекты российских компаний ТЭК поставлено 73 энергетических агрегата суммарной мощностью 265 МВт.

Нефтяные компании заинтересованы в утилизации попутного нефтяного газа. Мы предлагаем решать этот вопрос за счет строительства газотурбинных электростанций. Предлагаемые нами газотурбинные мобильные и блочно-модульные агрегаты от 1 до 10 МВт единичной мощности могут работать как на жидком топливе, так и на природном и попутно-нефтяном газе с быстрым переключением с одного вида топлива на другой. Энергообеспечение месторождений, как для автономного энергообеспечения, так и параллельной работы с энергосетью — это еще одно направление сотрудничества. Энергообеспечение компрессорных станций магистральных газопроводов и дожимных компрессорных станций — это уже третье направление. Также мы можем предложить эксплуатацию, сопровождение, ремонт и сервисное обслуживание поставляемого энергетического оборудования, в том числе предоставление подменного газотурбинного привода.

— Вы затронули важный вопрос по возможностям ЗАО «БОРИСФЕН» в обеспечении эксплуатации поставленного оборудования. Расскажите подробнее.

— Как я упоминал ранее, для сервисного обслуживания и поддержки безостановочной работы энергетического оборудования в эксплуатации мы располагаем подменным фондом газотурбинных приводов АИ-20ДКЭ, ГТЭ-МС-2,5, Д-336-2Т, ГТЭ-8/МС-Э, а также ЗИП для газотурбинных электростанций различной мощности.

В структуру ЗАО «БОРИСФЕН» входит ЗАО «ЭнергоСервис», которое находится в Томской области, г. Стрежевой. Эта компания уже сейчас осуществляет эксплуатацию, сопровождение, ремонт и сервисное обслуживание газотурбинных агрегатов ПАЭС-2500, ЭГ-6000, ГТА-6РМ, имеет необходимую материально-техническую базу, обученный и сертифицированный персонал. В рамках сервисного обслуживания возможны следующие варианты взаимодействия. Первое: заключение договора на эксплуатацию газотурбинных агрегатов производства как АО «Мотор Сич», так и АО «ОДК», собственности заказчика с оплатой за выработанный 1 кВт/час. При этом ЗАО «БОРИСФЕН» берет на себя все расходы на организацию эксплуатации и поддержание в исправном состоянии газотурбинных агрегатов на весь срок, установленный контрактом. Второе: выполнение технического обслуживания. ТО при наработке 500 ч / 1000 ч / 2000 ч, предоставление шеф-инженера по сопровождению эксплуатации газотурбинных агрегатов по отдельному Контракту или в рамках других работ. Третье — предоставление в аренду газотурбинных приводов АИ-20ДКЭ/ДМЭ, Д-336-2Т, ГТЭ-МС-2,5 с редуктором — как в качестве основного оборудования, так и подменного, на время проведения капитальных ремонтов, с оплатой за час работы и час простоя или календарный срок нахождения в эксплуатации. Четвертое — это аварийно-восстановительный ремонт генерирующего оборудования с предоставлением подменного оборудования. Еще один немаловажный момент — это обучение персонала эксплуатации и обслуживанию энергетического оборудования в учебном центре ЗАО «БОРИСФЕН» и практика на оборудовании заказчика.

Для примера приведу возможный механизм взаимодействия продажи электроэнергии и тепла по одному из действующих договоров, который включает в себя комплекс нижеприведенных заключенных контрактов. Договор №1 — заказчик сдает нам в аренду весь энергокомплекс с входящим в него основным и вспомогательным оборудованием. Договор №2 — заказчик поставляет нам попутный нефтяной газ, с указанием технических характеристик, объемов и цен помесячно. Договор №3 и №4 — мы продаем заказчику электроэнергию и тепло с указанием плановых объемов поставки и цен помесячно. В цену продажи включены все расходы по вышеуказанным Договорам, а также расходы на сервисное обслуживание, ремонт оборудования, регламентные работы, ЗИП для эксплуатации и прочее.

В дальнейшем, мы планируем расширять практику заключения подобных договоров с компаниями ТЭК, создавая филиалы и сервисные центры в местах присутствия нашего энергетического оборудования.

— В России и странах СНГ большой парк мобильных газотурбинных электростанций ПАЭС-2500, аналогов которым нет. Только в ПАО «ГАЗПРОМ» их более 500. На рынке большое количество компаний, занимающихся их сервисом и эксплуатацией. Как ЗАО «БОРИСФЕН» работает в данном направлении?

— Мы можем решать вопрос в рамках сервисного контракта, о котором я говорил выше. Причем только наша компания имеет доступ к легальным запасным частям, которые производятся согласно конструкторской документации и техническим условиям, для обеспечения заложенных в них прочностных характеристик. Только использование оригинальных комплектующих позволяет обеспечить безопасную эксплуатацию газотурбинных установок без риска для жизни персонала. Сегодня мы активно боремся с контрафактными запасными частями, которые наводнили рынок. Также нами разработано несколько вариантов модернизации газотурбинных электростанций ПАЭС-2500, выпущенных в разные годы и всех модификаций. Их условно можно разделить на две концепции. Первая – комплексный восстановительный ремонт мобильной газотурбинной установки ПАЭС-2500 с применением российских комплектующих с восстановлением паспортных характеристик станции и с проведением капитального ремонта газотурбинного привода АИ-20 и обеспечением нового назначенного ресурса ПАЭС-2500. Этот вариант модернизации не предусматривает увеличение ресурсных показателей станции. Межремонтный ресурс составит 5 000 часов, назначенный — 20 000 часов. А затраты по такому виду работ возможно отнести на эксплуатационные расходы по обслуживанию и включать в затратную часть компании. Второй вариант — это комплексный восстановительный ремонт с заменой газотурбинного привода семейства АИ-20 на современный ГТЭ-МС-2,5 с выносным редуктором. Межремонтный ресурс модернизированной таким образом ПАЭС-2500 составляет 25 000 часов, назначенный ресурс — 100 000 часов, КПД газотурбинного привода ГТЭ-МС-2,5 составляет 24% (без учета потерь во входном и выходном устройствах).

Такая модернизация позволяет продлить срок службы существующей электростанции, в случае замены привода на ГТЭ-МС-2,5 существенно увеличить надежность и межремонтные ресурсы основных компонентов электростанции, повысить качество вырабатываемой электроэнергии. Замена устаревшего оборудования на новые современные аналоги позволяет решить проблему с запасными частями. При подобной модернизации используются существующие фундаменты и технологическая газовая обвязка, возможно поэтапное выполнение ремонта блоков и систем электростанции исходя из состояния станции.

- При модернизации меняется только газотурбинный привод или другие системы электростанции?

- Мы здесь ориентируемся на заказчика. Так, например, у ПАО «ГАЗПРОМ» свои требования, и они связаны, в том числе, с политикой импортозамещения. Каждая система, входящая в состав электростанции, должна быть в перечне одобренных поставщиков ПАО «ГАЗПРОМ», поэтому предлагаемая нами модернизация соответствует этим требованиям. У ПАО «НОВАТЭК», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Лукойл» могут быть свои требования, и мы должны им соответствовать.

Говоря о системах, при модернизации мы производим замену газотурбинного привода АИ-20 на привод ГТЭ-МС-2,5 с выносным редуктором или делаем капитальный ремонт АИ-20 с обеспечением назначенного ресурса станции. Также мы проводим ревизию и ремонт генератора, установку системы автоматизированного управления станцией в соответствии с требованиями заказчика, установку цифровой системы возбуждения генератора, установку системы постоянного контроля вибрации газотурбинного привода, редуктора, генератора, установку систем контроля загазованности, автоматического пожаротушения, обогрева отсеков электростанции, проводим капитальный ремонт контейнера электростанции или поставляем новый.

— Какой модельный ряд газотурбинных агрегатов ЗАО «БОРИСФЕН» предлагает на российском рынке?

— На сегодняшний день мы готовы предложить своим партнерам энергетические агрегаты единичной мощностью от 1 МВт до 20МВт. Наш модельный ряд обладает большой дискретностью и востребован на рынке малой энергетики. Это агрегаты единичной мощности 2,5МВт, 4МВт, 6МВт, 8МВт и 10МВт.

Мобильная газотурбинная электростанция типа ПАЭС-2500 мощностью 2,5 МВт выпускается с 70-х годов, но она постоянно

модернизируется. В ПАЭС-2500 могут быть применены различные модификации приводов, например АИ-20 ДКЭ/ДМЭ, ГТЭ-МС-2,5 и ГТЭ-МС-2,5Д. Эта энергетическая установка не имеет аналогов, т.к. она не только мобильная, но и работает на любых видах топлива, например, на природном или попутном нефтяном газе, биогазе, керосине или дизельном топливе с возможностью быстрого перехода с одного вида топлива на другой. Применение в такой электростанции современного привода ГТЭ-МС-2,5 с выносным редуктором позволило увеличить электрический КПД до 24%, назначенный ресурс с 5000 часов до 25 000 часов, а наработку с 20000 часов до 100 000 часов. Модульная сборка данных станций ведется на территории центра двигателестроения ЗАО «БОРИСФЕН» в г. Дубна.

Блочно-модульные газотурбинные электростанции серии ЭГ 6000, мощностью от 4МВт до 8МВт, так же, как и ПАЭС-2500, работают на газообразном и жидком топливе с высоким электрическим КПД до 32%, обладают высокими технико-экономическими характеристиками и низкой стоимостью жизненного цикла по сравнению с аналогами.

— Есть ли у ЗАО «БОРИСФЕН» новые разработки, которые могут быть интересны компаниям ТЭКа?

— Есть много перспективных разработок, которые однозначно будут востребованы нашими заказчиками.

Прежде всего, это газотурбинная электростанция ЭГ 1000МС номинальной мощностью 1МВт. Приводом является модернизированный массовый вертолетный двигательТВ3-117. В качестве топлива используется природный или попутный нефтяной газ. Также разработана передвижная модификация этой электростанции для аварийного энергоснабжения, топливом для которой является керосин, и эта установка сохраняет энергетические характеристики базовой станции.

Блочно-модульная газотурбинная электростанция ЭГ 10000 единичной мощностью 10МВт и КПД 32,5%. Приводом является современный МС-10000. В качестве топлива используется природный или попутный нефтяной газ. Недавно были завершены внутризаводские испытания, по результатам которых, станция поставлена в серийное производство.

В 2019 году планируем предложить заказчикам блочно-модульную газотурбинную электростанцию ЭГ 20000-Э мощностью 20МВт на базе 2-х приводов МС-10000. Такое решение позволяет генерировать от 10 до 20МВт электрической и до 42 МВт тепловой энергии на газообразном топливе.

Также будет доступна блочно-модульная газотурбинная электростанция ЭГ 8000 мощностью 8 МВт на базе 2-х приводов Д-336-1-4. Такое решение позволяет генерировать от 4 до 8 МВт электрической и до 20 МВт тепловой энергии на газообразном топливе.

В процессе разработки блочно-модульные газотурбинные электростанции — ЭГ 12000 мощностью 12МВт на базе 2-х приводов ГТЭ-6,3/МС и ЭГ 16000 мощностью 16МВт на базе 2-х приводов ГТЭ-8/МС.

— С учетом ежегодного роста тарифов на энергоносители, как следствие, увеличение издержек предприятий и себестоимости выпускаемой продукции, актуальным становится строительство собственной генерации на промышленных предприятиях. Каким образом ЗАО «БОРИСФЕН» может решать подобные задачи?

— Такая проблема действительно существует. Ведь затраты на подключение к региональным электрическим и тепловым сетям вполне сопоставимы, а часто и превышают расходы на строительство объектов собственной генерации. Растет дефицит свободных мощностей от региональных электросетей, увеличиваются требования с точки зрения технологического процесса, обеспечения гарантированного электроснабжения и высокого качества электроэнергии. Эти требования являются критичными для предприятия, и не могут быть обеспечены сетями.

Проведя анализ потребления электроэнергии на промышленных предприятиях и объектах ЖКХ, можно выделить два типовых облика генерации: газопоршневые энергоустановки единичной мощностью от 1 МВт до 4,5 МВт с выработкой низкопотенциального тепла — это горячее водоснабжение и отопление, и газотурбинные энергетические установки от 2,5 до 20МВт с выработкой высокопотенциального тепла — пара различных параметров.

С учетом нашей существующей и перспективной линейки энергетических агрегатов, мы готовы решать вопросы строительства энергоцентров общей установленной мощностью от 1 до 60 МВт.

— Правильно я понимаю, что промышленное предприятие передает данные по текущему и планируемому потреблению энергоресурсов, ЗАО «БОРИСФЕН» делает ТЭО проекта и, в случае его акцепта, заключает с ЗАО «БОРИСФЕН» договор генподряда на строительство энергоцентра?

— Не только. Мы можем строить энергоцентр не только за счет средств заказчиков, выступая как генеральный подрядчик или в консорциуме с привлеченной генподрядной компанией, но также на принципах энергосервисного контракта с привлечением энергосервисной компании, которая построит энергоцентр за счет собственных средств на базе наших технических решений. В этом случае от заказчика не требуется значительных финансовых средств на строительство энергоцентра. Участие заказчика в проекте ограничено предоставлением исходно-разрешительной документации. По результату реализации энергосервисного контракта заказчик получает модернизированные объекты энергетической инфраструктуры. Продолжительность энергосервисного контракта может составлять до 12 лет. Также возможно организовать финансирование через факторинг или через концессионные соглашения. Правда, последнее скорее подойдет для регионов при строительстве или реконструкции объектов распределенной генерации.

Покрытие пиковых нагрузок потребления электроэнергии – проблема, которую решают все крупные города мира. Применение наших газотурбинных станций позволяет дозировано добавить мощность в электросеть, тем самым выравнивая работу крупных ТЭЦ и АЭС.

— Спасибо Вам большое за содержательное интервью!

ЗАО «БОРИСФЕН»

БОРИСФЕН

г. Москва, 2-я Песчаная ул.
Тел.:+7.495.411.51.11
info@bf-avia.ru
bf-avia.ru

УДК 621.3

Состояние и перспективы внедрения систем мониторинга и технического диагностирования электрических машин и аппаратов

В.И. Завидей
д.т.н., главный научный сотрудник[1]
zavideyvi@mail.ru

М.А. Свиридов
начальник группы[1]
sviridovma@gmail.com

В.Н. Рущинский
начальник группы[2]
rushsn@yandex.ru

[1]ВНИИТФ-ВЭИ, Москва, Россия
[2]ВНИИТФ, Снежинск, Россия

Представлен анализ современных методов и средств мониторинга и диагностики технического состояния асинхронных и синхронных электродвигателей и рекомендации по выбору оптимальных систем контроля для применения на действующем и отключенном оборудовании. Показано что, основываясь на измерениях комплекса основных параметров, полученных одной системой контроля, обслуживание и ремонт электрических машин может, производятся по их техническому состоянию без плановых отключений, вскрытия и профилактических испытаний.

Материалы и методы
Наряду с классическими параметрами оценки технического состояния электрической машины использованы фазовый и частотный параметры.

Ключевые слова
электродвигатели, системы контроля, мониторинг, диагностика

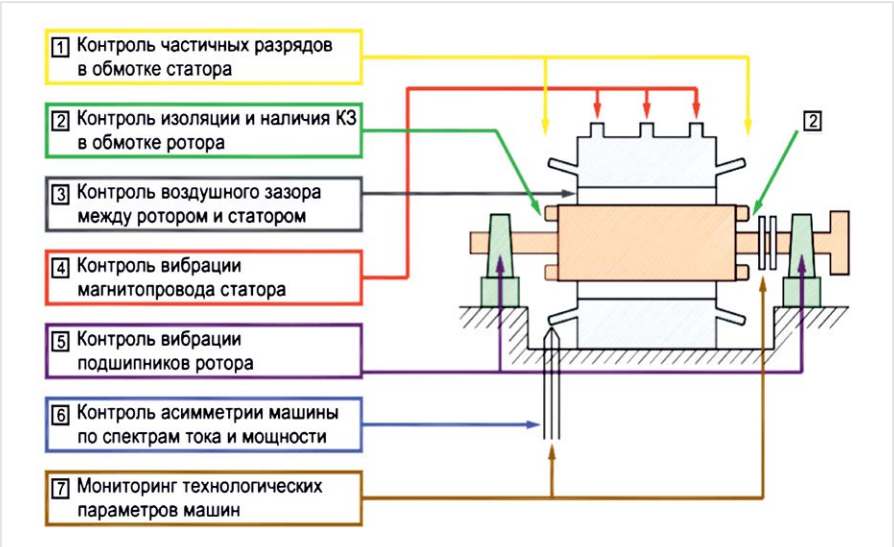


Рис. 1 — Схема системы мониторинга REMM [2]
Fig. 1 — Scheme of monitoring system of the REMM [2]

Электрические двигатели широко применяются во многих отраслях народного хозяйства. Синхронным и асинхронным электроприводом потребляется более половины электроэнергии, производимой в мире. Мощные электродвигатели распространены в нефтедобыче при транспортировке нефти и газа и его переработке. От их надежности функционирования зависит уровень издержек при массовом выпуске продукции, а также безопасность, надежность и устойчивость работы атомных реакторов при сбоях в функционирования подачи теплоносителя. В этой связи решение проблемы мониторинга и технической диагностики электродвигателей не потеряла своей актуальности в настоящее время.

Целью работы являлся анализ и выбор реализации подходов к построению системы мониторинга и оценки технического состояния мощных электрических машин. В настоящее время поддержание эксплуатационной надежности электрических машин осуществляется методами диагностики в отключенном состоянии. Тестовое диагностирование — основной вид выявления дефектов электрооборудования в отечественной энергетике. Оно определило сложившуюся структуру технического обслуживания и ремонта по регламенту. Несмотря на то что технические решения по созданию систем мониторинга электрических машин существуют, на сегодня эффективность их практического применения доказана частично [1, 2].

В создании систем мониторинга, сформировалось два основных направления. Одно из них связано с прямым получением как можно более подробной информации о состоянии параметров важных подсистем электрической машины (рис. 1).

В данной системе мониторинга предлагается проводить контроль тока статорной обмотки и его последующий спектральный анализ. Проводится контроль уровня вибрации и температуры корпуса и подшипников, кроме того, внутренними датчиками, установленными в статор, проводятся контроль асимметрии положения ротора. Контроль состояния изоляции производится по частичным разрядам, а температурный режим активной стали и обмоток с помощью термодатчиков, установленных в статорной обмотке. В последнее время на мощных турбогенераторах систему мониторинга дополняют температурными датчиками охлаждения установленных на сливных коллекторах охлаждения обмоток статора. Есть примеры установки датчиков вибраций на выводных и соединительных шинах статорной обмотки.

Достаточно очевидно, что такой подход требует установки многочисленных датчиков. В системе REMM предполагается установка более чем тридцати чувствительных элементов в конструкцию двигателя, поэтому подобные технические решения можно рассматривать только на стадии проектирования двигателя. Из-за сложности систем подобного типа, их применение целесообразно на мощных турбогенераторах и гидрогенераторах. Включение в систему мониторинга контроля частичных разрядов, представляется нерациональным, из-за слабой помехоустойчивости этих подсистем. На рис. 2, в качестве иллюстрации, показана панорама разрядных явлений, зафиксированная при высоковольтных испытаниях нового асинхронного двигателя ГЦН с рабочим напряжением 6,3 кВ.

Фиксируемый уровень частичных разрядов в изоляции статорной обмотки достигал практически предельного уровня порядка 8nC, при номинальном линейном напряжении 4,5 кВ. Подобный результат был обусловлен проникновением сетевой помехи в канал контроля частичных разрядов. По этой

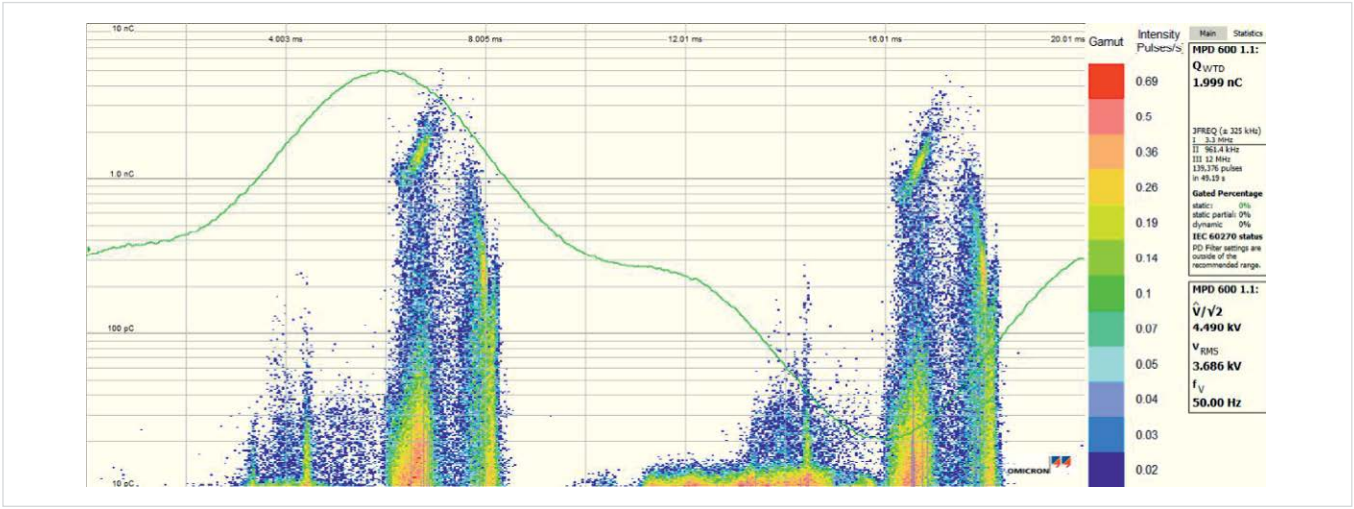


Рис.2 — Панорама разрядных явлений, зафиксированная системой контроля частичных разрядов MPD-600 при высоковольтных испытаниях нового асинхронного электродвигателя типа А-310 с заторможенным ротором при номинальном напряжении от сети в пределах периода рабочего напряжения

Fig. 2 — Panorama bit phenomena recorded MPD partial discharge monitoring system-600 when high-voltage tests the new asynchronous motor type a-310 with slow rotor at rated voltage from the network within a period operating voltage

причине введение в систему мониторинга канала контроля уровня частичных разрядов, по нашему убеждению, может рассматриваться исключительно в качестве дополнительного информационного канала. Системы мониторинга подобного типа, в единичном и усеченном исполнении, нашли единичное применение на мощных турбогенераторах и гидрогенераторах.

Другое направление работ в области создания систем мониторинга основано на предположении, что информация о состоянии всех подсистем электрической машины заложена в токе его статорной обмотки. Метод нашел свое отражение в ГОСТ ISO 20958-2015 [3] и известен под названием «сигнатурный анализ электрических сигналов потребляемого тока, напряжения питания и мощности электродвигателя». Статорная обмотка работающего двигателя является неким универсальным «датчиком» состояния цепей питания машины и других ее подсистем, в том числе и механических узлов. Информационными сигналами служат питающее напряжение и потребляемые токи, которые модулируется самим двигателем в работе под нагрузкой и формируют выходной сигнал в виде спектра гармоник тока статора. Нарушения в работе двигателя могут быть обнаружены по составляющим гармоникам потребляемого тока. Речь идет не только о нарушениях в электрической части обмоток, но и о механических неисправностях, которые вызывают характерные спектральные изменения в потребляемом токе.

Методу спектрального анализа тока, потребляемого электродвигателем, посвящены в основном работы зарубежных авторов. Согласно доступным данным, сигнатурный анализ позволяет выявлять в работающем электродвигателе ряд серьезных дефектов и неисправностей.

Для выявления развивающихся дефектов роторных машин заводом «ВИБРАТОР» освоен выпуск системы мониторинга СДРМ [4, 5]. В системе использована методика, в основу которой положена математическая модель, описывающая идеальную роторную машину и систему, в которой она работает. Как и в реальной роторной машине, в математической модели входными величинами являются напряжения, а выходными — токи. В процессе моделирования сравнивается измеренный и рассчитанный спектры тока. По их разнице делается вывод о степени дефекта. Чем больше различие, тем более серьезный дефект. Более подробная информация о дефектах может быть получена при анализе дополнительных параметров. Механические дефекты будут выявлены по изменению параметров математической модели. Таким образом, данная технология чувствительна не только к электрическим дефектам, но также и к механическим. На сегодня в отечественной практике работы, посвященные вопросам контроля состояния, мониторинга и диагностики двигателей методом спектрального анализа потребляемого тока, практически отсутствуют.

По заявлению производителя, система СДРМ предназначена для:

- анализа электрических и механических параметров роторной машины;
- обнаружения и отслеживания развития различных дефектов.

В процессе работы СДРМ сравнивает измеренные параметры двигателя с параметрами опорной модели, полученными в процессе обучения устройства. Если параметры значительно отличаются друг от друга, то система указывает на наличие в ней неисправностей или дефектов. Чем выше это отличие, чем дольше оно продолжается и чем больше отличающихся контролируемых параметров, тем выше степень и серьезность развития дефекта. Согласно заявленным возможностям СДРМ обнаруживает:

- ослабленное крепление опор;
- разбалансировку ротора;
- нарушение сцепления двигателя с приводными механизмами;
- дефекты подшипников;
- дефекты элементов трансмиссии/приводного оборудования;
- дефекты ротора и дефекты обмотки статора;
- дефекты контактных соединений.

Параметры, измеряемые и рассчитываемые системой:

- фазное напряжение;
- потребляемый ток;
- активная мощность.

К основным электрическим и механическим параметрам, при превышении которых принимается решение об отключении электрической машины, относят:

Параметр	Обозначение параметра	Минимум частоты, Гц	Максимум частоты, Гц
Состояние контактов	M1	0,00	8,54
Несоосность соединений	M2	8,54	26,86
Частота питающей сети	M3	26,86	43,95
Балансировка ротора	M4	43,95	57,37
Балансировка нагрузки	M5	57,37	70,80
Обмотка статора	M6	70,80	96,44
Подшипники двигателя	M7	96,44	108,64
3-я гармоника	M8	108,64	141,60
Подшипники нагрузки	M9	141,60	158,69
4-я гармоника	M10	158,69	168,46
Крепление двигателя	M11	168,46	191,65
6-я гармоника	M12	191,65	499,27

Таб. 1 — Частотные диапазоны параметров электродвигателя

Tab. 1 — Frequency ranges of parameters of electric motor

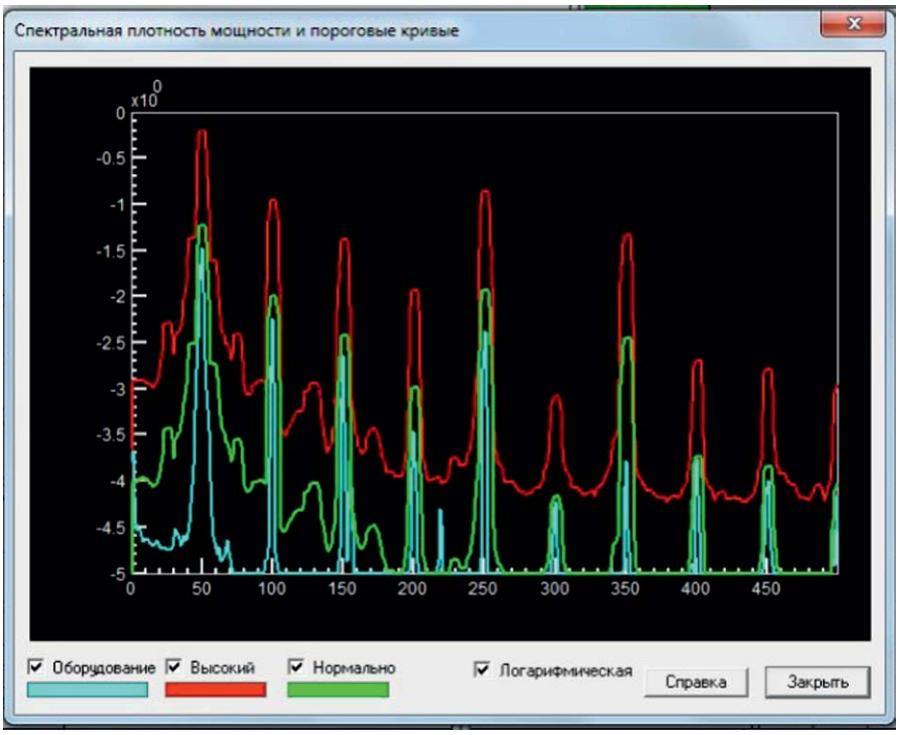


Рис. 3 — Частотный спектр плотности мощности двигателя по результатам мониторинга (огибающая спектра, обозначена красным цветом — предельно допустимый уровень)
Fig. 3 — Frequency spectrum of the power density of the engine based on the results of monitoring (envelope spectrum marked red-the legal limit)

- работу с повышенной нагрузкой, снижение КПД и перегрев двигателя;
- повышенный пусковой ток;
- вибрации;
- повышенный уровень температуры узлов двигателя.

В техническом описании системы приведен перечень возможных дефектов, обнаруживаемых системой, но отсутствуют сведения, каким образом они соотносятся с наблюдаемым спектром мощности гармоник. Отклонения этих параметров свыше уровня огибающей спектра мощности, рассматривается как наличие повреждения. Каждой полосе частот приписаны функциональные элементы электрической машины (таб. 1).

Очевидно, что при наличии скольжения вала, положение гармоник изменяется по частоте, это требует расширения полосы окна анализа, и тогда чувствительность к распознаванию дефектов снижается. Различные по природе механические и электрические дефекты могут генерировать близкие гармоники, что не позволяет отделить их друг от друга. К таким причинам можно отнести:

- качество питающего напряжения (дисбаланс напряжения между фазами, или недопустимый уровень высокочастотных гармоник);
- дефекты литья вала и ротора;
- дефекты обмоток и систем возбуждения;
- повреждение или обрыв статорных обмоток и стержней ротора;
- дефекты подшипников;
- эксцентриситет ротора;
- неправильная установка и перекос торцевых крышек электродвигателя;
- нарушением центровки между электродвигателем и ведомым агрегатом;
- изменением жесткости креплений электродвигателя к фундаменту.

Все изменения электрических параметров обмоток и изоляции, ведут к увеличению потерь, повышению температуры. Очевидно, что различные причины могут приводить к интегральным изменениям спектральных параметров. Проблемным звеном в успешном применении систем является интерпретация полученных данных. Отсутствие таких наработок и является основным препятствием внедрения систем мониторинга в практику.

Проведенные эксперименты, направленные на идентификацию дефекта короткого замыкания статорной обмотки синхронного двигателя, показали:

- амплитуды спектра тока на боковых частотах любой нечетной гармоники имеют различные значения и могут отличаться на порядок и более;
- амплитуды спектра боковых частот уменьшаются с ростом частоты нечетной гармоники.
- величина амплитуд боковых спектральных составляющих диагностических частот увеличивается примерно пропорционально степени короткого замыкания. При этом, чем больше число витков обмотки подвергается короткому замыканию, тем на более ранней стадии развития обнаруживается дефект.

Определение спектральных составляющих тока от ослабления крепления или обрывов стержней ротора показали:

- амплитуды спектра тока на боковых частотах первой гармоники имеют существенные изменения от обрыва стержней ротора, а на боковых частотах гармоники большего порядка быстро уменьшаются;
- величина амплитуд боковых спектральных составляющих диагностических частот возрастает с увеличением числа оборванных стержней ротора, но закономерности их изменения выявить не удалось;
- при малых нагрузках на валу, когда коэффициент скольжения ротора стремится к нулю, дефекты обрыва обмотки ротора не определяются.

Определение составляющих спектра тока от износа подшипников показали:

- дефекты дорожек колец и тел качения в виде отдельных сколов, раковин, вмятин методом спектрального анализа спектра тока не идентифицируются;
- дефекты износа тел качения, если они приводят к увеличению люфта подшипника, хорошо идентифицируется методом спектрального анализа спектра тока на диагностических частотах;
- амплитуда составляющих спектра тока воздушного зазора или эксцентриситета, идентифицируется в диапазоне частот от 200 до 1500 Гц, их значения в каждом поддиапазоне могут отличаться на несколько порядков. Идентификацию наличия и развития дефекта эксцентриситета наиболее целесообразно проводить на поддиапазонах в пределах от 500 до 1200 Гц, где изменение амплитуд наибольшие по величине и интенсивности;
- при оценке степени развития эксцентриситета, как динамического, так и статического, следует учитывать возможность влияния на него других дефектов: короткозамкнутых витков статора, обрыв стержней ротора, несоосность валов и качества питания электродвигателя;
- при расчете значений диагностических частот эксцентриситета требуется более высокая точность в определении величины скольжения ротора, поскольку ошибки в ее оценке влияют на чувствительность обнаружения эксцентриситета.

Спектральные составляющие тока от несоосности валов, ослабления крепления станины, колебание ротора, показывают, что идентифицировать дефект подобных вибраций не представляется возможным. Дефект автоколебаний ротора в подшипниках является частным случаем общего износа подшипника (люфта), с той же оценкой величины амплитуд спектральных составляющих тока.

Проведенные экспериментальные исследования асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором указывают на принципиальную возможность оценки ряда дефектов или неисправностей и позволяют оценить их пороговые значения обнаружения. Но в части интерпретации данных спектрального анализа энергетического спектра по току статора еще предстоит немалая работа. В качестве иллюстрации на рис. 3 приведен вид экрана монитора, по которому принимается решение о выводе двигателя из работы.

Определение дефектов, как правило, возлагается на последующее техническое диагностирование двигателя в отключенном состоянии и применение так называемых дополнительных «многопараметрических» методов контроля [6, 7]. Наиболее эффективными, с точки зрения полноты данных, представляются подходы, связанные с одновременным получением возможно более полной информации о наличии дефектов на отключенном двигателе и в работе. Корреляция статических и динамических данных испытаний дает возможность оценить реальное

техническое состояние двигателя и дать надежный прогноз его работоспособности. Среди систем подобного назначения, в которых реализованы эти возможности, можно отнести анализатор цепей двигателей (MCE) и систему динамического анализа (DMA), производимых корпорацией PdMA.

Особенности предлагаемой методологии построения системы, апробированы авторами этой работы на синхронных и асинхронных электродвигателях, так и силовых трансформаторах состоит в построении двух уровневой системы мониторинга и технической диагностики. Двухуровневая система мониторинга оптимально сочетает упреждающие действия персонала до возникновения повреждения оборудования и последующих действий по обнаружению конкретных неисправностей.

Первым уровнем в данной системе является контроль параметров двигателя в работе и получение предварительных данных. Производится контроль параметров токов и напряжений в работе двигателя.

При этом определяются:

- спектральный состав питающего напряжения, тока и мощности;
- температурный режим корпуса статора и подшипников и привода.

На основании этих измерений делаются выводы:

- о качестве питающего напряжения;
- наличие и уровня нечетных боковых гармоник, связанных с дефектами обмоток статора и ротора.

До отключения двигателя проводится вибрационный и тепловой контроль состояния корпусных, подшипников и приводных элементов. Тепловой контроль подсистем проводится тепловизионным методом. При наличии превышений пороговых уровней спектральных, температурных и вибрационных параметров контроля электродвигатель выводится из работы.

Второй уровень. Контроль параметров на отключенном оборудовании для сопоставимости результатов измерений производится в автоматическом режиме по всем фазам и параметрам. Контроль выполняется по параметрам, значения которых строго регламентированы предельными уровнями. Данные контроля по всем фазам выводятся на монитор. Сопоставление параметров производится между фазами или тождественным параметрам объекта сравнения. Оперативный анализ полученных данных позволяет с вероятностью 90–95 % определить характер дефекта, степени опасности и его развития и места расположения.

Ниже представлены данные контроля асинхронного электродвигателя масляного насоса турбины 4АМ-225М-4У2 55кВт, 0,4 кВ зав. № 12451. Контроль параметров проводился удаленно из помещения КРУ в автоматическом режиме по фазам без отключения кабеля (длина кабеля электропитания 75 м).

При включении двигателя срабатывала система мониторинга в виде защиты. Причина неисправности определялась по шести параметрам. Выводы о наличии дефекта в виде замыкания витков статорной обмотки принимались по различию фазовых сдвигов и частотному параметру (таб. 2).

Процедура контроля параметров и оценки технического состояния двигателя не превышала 7 минут. При этом одновременно был обнаружено и ухудшение состояния изоляции подводящего кабеля электропитания.

Параметры	Данные контроля		
Фазы	A-B	A-C	B-C
Сопр. активное , R_o Ом	0,186	0,189	0,183
Компл. Сопр. , Z Ом	23	25	24
Фазовый сдвиг, φ град	**73°**	**71°**	**65°**
Индуктивность, L мГн	4	5	4
Отношение Ток /частота, I/F, %	**-44**	**-42**	**-50**
Сопротивление изоляции R_i, Мом	**31**	**31**	**31**

Заключение: (витковое замыкание и ухудшение изоляции на землю). **Дефект статорной обмотки.**

Таб. 2 — Значения основных диагностируемых параметров на двигателе с дефектом
Tab. 2 — Values of main parameters of diagnosed on the engine with a defect

Наименование. параметров			
Фазы	A-B	A-C	B-C
Сопротивление R, Ом	1,35	1,36	1,36
Компл. сопротивление, Z Ом	218	219	220
Фазовый сдвиг, φ град	83°	84°	83°
Индуктивность, L мГн	14	14	14
Отношение Ток /частота, I/F %	-44	-43	-43
Сопротивление изоляции R_i, МОм	≥99	≥99	≥99

Заключение: Все параметры находятся в пределах нормы. **Двигатель в исправном состоянии.**

Таб. 3 — Значения основных диагностируемых параметров на исправном двигателе
Tab. 3 — Values of main parameters of diagnosed on a serviceable engine

В качестве сравнения в табл. 3 приведены параметры исправного асинхронного двигателя 4АОВ-400-4У3 P = 500 кВт U = 6,3 кВ конденсатный насос турбины при дистанционном контроле из помещения КРУ 6–12Б. Длина кабеля питания ~70м.

Одним из несомненных достоинств подобной двухуровневой системы мониторинга и определения технического состояния и конкретных неисправностей электродвигателей является наличие четких критериев на параметры контроля. Одни из них следуют из существующей нормативной документации (Объемы и Нормы...), другие, такие как фазовый и частотный критерии браковки, еще не нашли своего отражения в нормативной документации, но с учетом высокой информативности их, по-видимому, следует вводить законодательно на отраслевом уровне. К подобным параметрам можно отнести такие параметры, как индекс поляризации и значения тангенса потерь, определенные методами низкочастотной диэлектрической спектроскопии, а также усовершенствованный тепловизионный метод контроля, позволяющий судить о возникновении в машине повреждений, ведущих к росту тепловых потерь и ускоренному старению изоляции [6–8].

Выводы

1. Проведен анализ основных концепций существующих технических решений по созданию систем мониторинга мощных электрических машин. Показано, что системы мониторинга, основанные на сигнатурном анализе токов статора, решают поставленную задачу частично.
2. Отмечено что применение систем мониторинга основанных на широком охвате параметров контроля следует принимать во внимание уже на стадии проектирования и изготовления электрических машин. В систему мониторинга, следует включать необходимое количество важных и надежно контролируемых параметров, обеспечивающих защиту электрической машины от серьезных повреждений. Из-за слабой помехоустойчивости в систему мониторинга нерационально включать измерения частичных разрядов.
3. Проблемным звеном в создании и успешном применении систем мониторинга, является интерпретация полученных данных, отсутствие таких наработок и является основным препятствием внедрения систем мониторинга в практику.
4. Оперативное обнаружение, возникших дефектов после отключения электрической машины, следует возлагать на другую, мобильную систему, которую можно рассматривать как второй уровень системы мониторинга.
5. Применение комплексных систем диагностики электродвигателей, в том числе многопараметрических методов, позволяет реализовать технологию обслуживания оборудования по фактическому состоянию, актуальную для отечественной энергетики.

Литература

1. Афанасьев Д.О., Сидельников Л.Г., Седунин А.М. Методы и проблемы вибродиагностики асинхроннных двигателей. Пермь: Пермский государственный технический университет, ООО «ТестСервис». 2013. 20 с.
2. Система "REMM" — мониторинг и

диагностика технического состояния крупных электрических машин. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.samarapribor.ru/dop_materials/remm+++tex_specification.pdf
3. ГОСТ ISO 20958-2015. Контроль состояния и диагностика машин. Сигнатурный анализ электрических сигналов трехфазного асинхронного двигателя. М.: Стандартинформ, 2016.
4. Система диагностики роторных машин (СДРМ). Руководство по эксплуатации ВРМЦ.411112.001 РЭ. СПб.: АО «Вибратор», 2017.
5. Барков А.В. и др. Методика диагностирования механизмов с электроприводом по потребляемому току. СПб.: НОУ «Северо-западный учебный центр», 2012. 67 с.
6. Завидей В.И., Милованов С.В. Комплексный подход в оперативной диагностике электрических машин // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №5. С. 121–124.
7. Завидей В.И., Крупенин Н.В., Ваньков С.М., Печенкин В.И., Каланчин С.В. Критерий Колмогорова-Смирнова и возможности его применения в диагностике электрооборудования методами ИК-термографии. Вестник РАЭН, 2012.
8. Завидей В. И., Печенкин В. И., Каланчин С. В. Возможности применения тепловизионного контроля для диагностики технического состояния силовых трансформаторов // Энергоэксперт. 2011. №6. С. 64–67.

UDC 621.3

Status and prospects of implementing monitoring systems and technical diagnostics of electrical machines and devices

Authors
Viktor I. Zavidey — Sc.D., chief researcher[1]; zavideyvi@mail.ru
M.A. Sviridov — head of group[1]; sviridovma@gmail.com
V.N. Rushchinskiy — head of group[2]; rushsn@yandex.ru

[1]VNIITF-VEI, Moscow, Russian Federation
[2]VNIITF, Snezhinsk, Russian Federation

Abstract
An analysis of modern methods and tools for monitoring and diagnosis of technical condition of asynchronous and synchronous motors and advice on choosing the best monitoring systems for use on existing and disabled equipment. It is shown that, based on measurements of basic parameters of complex by a single system of control, maintenance and repair of electrical machines, produced on their technical condition with no planned outages, and intrusion prevention tests.

Materials and methods
Along with classical parameters for assessing the technical condition of electric machine used the phase and frequency parameters.

Keywords
electric motors, control systems, monitoring, diagnostics

Conclusions
1. The analysis of the basic concepts of existing solutions to establish monitoring systems of high-power electrical machines. It is shown that the monitoring system based on signature analysis of stator currents, solve the task.
2. Noted that the use of monitoring systems based on a wide scope of control parameters should be taken into account already at the stage of designing and manufacturing electric cars. The monitoring system should include the necessary amount of important and reliably controlled parameters that protect electrical machines from serious damage. Due to poor interference immunity in monitoring system of partial discharge measurements include irrational.
3. Problematic link in the creation and successful application of monitoring systems, is an interpretation of the obtained data, the absence of such developments and the main obstacle is the introduction of monitoring systems in practice.
4. Rapid detection of encountered defects after disconnecting the electrical machine should be placed on other, mobile system, which can be considered as the second level monitoring system.
5. Application of integrated systems for diagnostics of electric motors, including multiparameter methods allows you to implement a technology hardware maintenance on actual condition relevant to domestic energy.

References
1. Afanas'ev D.O., Sidel'nikov L.G., Sedunin A.M. *Metody i problemy vibrodiagnostiki asinkhronnnykh dvigateley* [Methods and problems of vibro-asinhronnnyh engines]. Perm: Perm State Technical University, JSC "TestServis", 2013, 20 p.
2. *Sistema "REMM" — monitoring i diagnostika tekhnicheskogo sostoyaniya krupnykh elektricheskikh mashin* [System "REMM" — monitoring and diagnostics of the technical condition of large electric machines]. Available at: http://www.samarapribor.ru/dop_materials/remm+++tex_specification.pdf
3. ISO 20958-201. *Kontrol' sostoyaniya i diagnostika mashin. Signaturnyy analiz elektricheskikh signalov trekhfaznogo asinkhronnogo dvigatelya* [Signature analysis of electric signals and frequency three-phase asynchronous motor]. Moscow: Standartinform, 2016.
4. *Sistema diagnostiki rotornykh mashin (SDRM)* [Diagnosis system of rotating machines]. Manual, VRMC 411112.001 RE, JSC "Vibrator", 2017.
5. Barkov A.V. and others. *Metodika diagnostirovaniya mekhanizmov s elektroprivodom po potreblyaemomu toku* [Method of diagnosing electrically driven mechanisms on the machine's current]. St. Petersburg: Northwest training center, 2012, 67 p.
6. Zavidey V.I., Milovanov S.V. K*ompleksnyy podkhod v operativnoy diagnostike elektricheskikh mashin* [Integrated approach operational diagnostics of electrical machines]. Exposition Oil Gas, 2012, issue 5, pp. 121–124/
7. Zavidey V.I., Krupenin N.V., Van'kov S.M., Pechenkin V.I., Kalanchin S.V. K*riteriy Kolmogorova-Smirnova i vozmozhnosti ego primeneniya v diagnostike elektrooborudovaniya metodami IK-termografii* [Criterion Kolmogorov-Smirnov and the possibility of its application in the diagnosis of electrical equipment by IR-thermography]. Vestnik RAEN, 2012.
8. Zavidey V. I., Pechenkin V. I., Kalanchin S. V. *Vozmozhnosti primeneniya teplovizionnogo kontrolya dlya diagnostiki tekhnicheskogo sostoyaniya silovykh transformatorov* [Possibility of applying thermal monitoring for diagnosis of technical condition of power transformers]. Energoekspert, 2011, issue 6, pp. 64–67/

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка

Нефтегазовое направление

Химия. Нефтехимия

Сервисное направление

Регистрация на форум: www.gntforum.ru **Бронь стенда: www.gntexpo.ru**

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН · МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ · БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ПОДДЕРЖКА

УГНТУ РБ · СОЮЗ «ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РБ»

СОДЕЙСТВИЕ

+7 (347) 246 41 77 gasoil@bvkexpo.ru

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва, 14–15 марта
N-G-K.RU

Для руководителей служб МТО нефтегазовых компаний. Обсуждается закупочная деятельность, импортозамещение, оплата и приемка продукции, информационное обеспечение рынка.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 14–15 марта
SES.NET.RU

Выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума. Ключевая тема — цифровая экономика в отрасли.

конференция **SMART-АЗС: ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ИННОВАЦИИ, СОВРЕМЕННЫЙ СЕРВИС 2019**
Москва, 15 марта
AZS.OILANDGASFORUM.RU

Цель конференции-семинара — обозначить выгодные решения для эффективного функционирования и развития бизнеса в условиях растущего спроса на качественный сервис.

конференция **КАЗНЕФТЕГАЗСЕРВИС 2019: НЕФТЕГАЗОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО И ИНЖИНИРИНГ**
Атырау, Казахстан, 15 марта
KAZNEFTEGAZSERVICE.COM

Ежегодная конференция посвящена вопросам инжиниринга и строительства в нефтегазовой отрасли.

ТАТАРСТАНСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ **ПО ЭНЕРГОРЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ-2019**
Казань, 19–21 марта
EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

конференция **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АКТИВОВ И МАНИФЕСТ ЛИДЕРСТВА «ЛУКОЙЛ» В ОБЛАСТИ ПЕРЕРАБОТКИ**
Нижний Новгород, 20–21 марта
EUROPETRO.RU

Это отличная платформа для встречи компаний, которые принимали участие в разработке проектов для ЛУКОЙЛа, а также тех, кто заинтересован в партнерстве с компанией.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ И РЕШЕНИЯ В ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИИ**
Тюмень, 20–21 марта
AMHIM.RU

Совещание по импортозамещению динамического оборудования, средств измерения и автоматизации, электротехнического оборудования и систем. Итоги реализации процесса импортозамещения.

конференция **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ 2019**
Москва, 20–21 марта
LNGRUSSIACONGRESS.COM

Признанная экспертная площадка для диалога и поиска решений для развития одного из важных направлений в газовой индустрии – производства и становления рынка СПГ.

конференция **EAGE ТЮМЕНЬ 2019**
Тюмень, 25–29 марта
EAGE.RU

Богатейший опыт, накопленный специалистами, работающими в Западной Сибири, вместе с новыми технологиями, применяемыми во всем мире.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА**
Сочи, 25–30 марта
OILGASCONFERENCE.RU

Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

конференция **ИНТЕГРИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ**
Москва, 26–27 марта
RCA.SPE.ORG

Три сессии конференции будут посвящены интегрированному управлению для новых и зрелых месторождений, а также искусственному интеллекту в нефтегазодобыче.

конференция **INTRA-TECH 2019**
Санкт-Петербург, 27–29 марта
INTRA-TECH.RU

Современные решения в области ремонта и обслуживания трубопроводов, технологического оборудования на объектах добычи, транспортировки, переработки нефти и газа.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
Оренбург, 27–29 марта
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 28 марта
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка для IT-профессионалов в ТЭК. Практические примеры внедрения.

семинар **НАУКА О СЛАНЦАХ: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА**
Москва, 8–9 апреля
EAGE.RU

Семинар является апробированной площадкой для междисциплинарного взаимодействия лидеров науки и производства.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 9–11 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

форум **RDCR – СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ**
Москва, 11 апреля
RDCR.RU

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

КОНФЕРЕНЦИЯ МЕТРОЛОГОВ «ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
Москва, 15–16 апреля
AMHIM.RU

Ежегодная встреча главных метрологов и технических специалистов всех подразделений ПАО «Газпром нефть» в области автоматизации процессов добычи, хранения и переработки нефти.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 15–18 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 16–17 апреля
OILANDGASFORUM.RU

Первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Минэнерго России совместно с РСПП, ТПП РФ, Союзом нефтегазопромышленников России и РГО.

СОВЕТ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ОРГАНИЗАЦИЙ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
Москва, 16–18 апреля
AMHIM.RU

Рассматриваются вопросы метрологического обеспечения производства в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» и перспективные новинки отечественных и зарубежных поставщиков средств автоматизации.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**
Сургут, 17–18 апреля
RCA.SPE.ORG

Конференция посвящена новым перспективным технологиям в области повышения нефтеотдачи и проблемам в области разработки и применения методов увеличения нефтеотдачи.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2018**
Москва, 22–25 апреля
NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ.

конференция и выставка **ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА 2019**
Геленджик, 22–26 апреля
EAGE.RU

Специалисты обменяются мнениями в рамках технических сессий, ознакомятся с разработками от ведущих производителей геофизической техники на выставке и полевой демонстрации.

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ 2019**
Москва, 23 апреля
CREONENERGY.RU

Использование российских реагентов, новые рецептуры для разных категорий скважин, состояние и перспективы эксплуатационной и разведочной проходки, результаты импортозамещения.

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС / RPGC 2019
Москва, 23–24 апреля
OILGASCONGRESS.RU

25 лет является ведущей в России международной площадкой для обсуждения актуальных вопросов нефтегазовой отрасли на межгосударственном и бизнес-уровнях.

конференция **РАЗВИТИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**
Мозырь, Беларусь, 23-25 апреля
EUROPETRO.RU

Поставщики технологий, оборудования и решений представят обзор последних разработок и возможностей для реализации проектов на территории Республики.

НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2019
Москва, 23–26 апреля
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Уфа, 21–24 мая
GNTEXPO.RU

В работе мероприятий примут участие признанные эксперты отрасли не только российского, но и международного масштаба, а также специалисты смежных отраслей.

конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ**
Уфа, 22 мая
NOVTEKBUSINESS.COM

Традиционная встреча геофизиков со специалистами нефтегазовых и сервисных компаний в рамках Российского нефтегазохимического форума.

выставка **KIOSH 2019**
Астана, Казахстан, 22–24 мая
KIOSH.KZ

Конференция и выставка по охране труда и промышленной безопасности. Будет представлена большая линейка предметов средств индивидуальной защиты.

семинар **ОПТИМАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРЭ, ОРЗИД, ВСП. УВЕЛИЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ**
Пермь, 23 мая
KONFERENC-NEFT.RU

Семинар проводится совместно с отраслевыми издательствами, с последующей возможностью печати докладов. Привлекаются научные сотрудники университетов нефтяных факультетов.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2019. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ.**
Калининград, 27–31 мая
EAGE.RU

Конференция станет третьим мероприятием EAGE по данной тематике. Две предыдущие конференции подтвердили высокий интерес нефтегазовых и нефтесервисных компаний.

РОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ САММИТ 2019
Москва, 29 мая
ENERGYSUMMIT.RU

Энергоснабжение и энергоэффективность. Специализированная площадка для профессионалов энергетической отрасли.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ 2019**
Москва, 30 мая
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ (НЕФТЕГАЗСТРОЙ-2019)**
Москва, 30 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительной организации, максимальное использование отечественных подрядных организаций.

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

Atyrau Oil & Gas

18-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

9-11 апреля 2019

Казахстан, Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE GROUP Iteca

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019

15-18 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА

Messe Düsseldorf

MIOGE Moscow

RPGC Moscow

Дни Нефти и Газа в России 2019

MIOGE | НЕФТЬ И ГАЗ

16-я Международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

23–26 апреля 2019

Москва
Крокус Экспо

mioge.ru

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

«Растущая Энергия Глобального Партнерства»

23–25 апреля 2019

Держим курс на **ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

Официальная поддержка

Государственная Дума ФС РФ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей

Союз нефтегазопромышленников России

American Chamber of Commerce in Russia

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SBC Expo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2019 ГОД

Тринадцатая межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Новый Уренгой 14–15 марта 2019

Девятая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2019. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО

ЯКУТСК, 30 – 31 октября

Тринадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2019

НИЖНЕВАРТОВСК, 13 – 14 ноября

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

RDCR

Скважинный инжиниринг

11 Апреля 2019, Отель «Балчуг Кемпински», Москва

7-й RDCR - Скважинный Инжиниринг, RDCR-2019

Новый расширенный формат

- Технологические Рабочие группы
- Расширенное технологическое направление, охватывающее полный цикл скважинного инжиниринга, от бурения до добычи, включая инженерное сопровождение буровых растворов, цементирование, заканчивание, ПНП и ГРП, КРС, целостность и крепление скважин, буровые установки и оборудование
- Свыше 350 участников в 2018 году
- Высокоуровневые делегаты из компаний: Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, Татнефть, Mol Group, НОВАТЭК, Подзембургаз, Repsol, РИТЭК, РуссНефть, РНГ, Сахалин Энерджи, Ямал СПГ и многие другие региональные нефтегазовые компании
- Обязательное для участие мероприятие, охватывающее российский сектор бурения и добычи

Скважинные технологии будущего доступны уже сегодня

www.rdcr.ru

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

2019 22-25 АПРЕЛЯ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

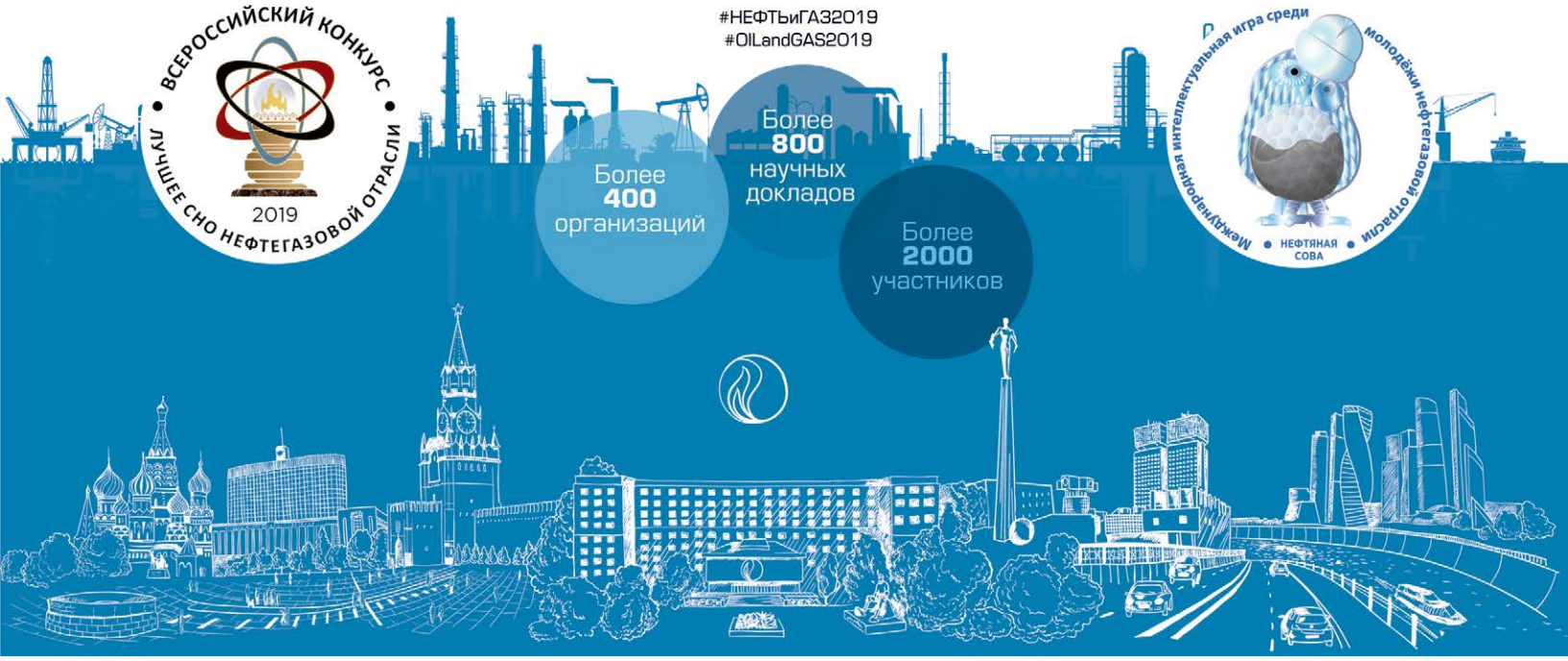
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МОЛОДЕЖНЫЙ СОВЕТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ 2019

INTERNATIONAL YOUTH SCIENTIFIC CONFERENCE
OIL AND GAS 2019

#НЕФТЬиГАЗ2019
#OILandGAS2019



КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

+7 (3412) 43-53-86
+7-912-751-47-92
info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

Пермь. Май 2019 г.

Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП. Увеличение эффективности его эксплуатации

Ижевск. Сентябрь 2019 г.

Повышение эффективности процесса добычи нефти

Мероприятия будут проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

18-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
16–18 ОКТЯБРЯ 2019

NT-EXPO.RU

ГРУППА КОМПАНИЙ ВЗЛЕТ®

УРОВНЕМЕР РАДАРНЫЙ ВЗЛЕТ РУ

ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ НЕПРЕРЫВНОГО БЕСКОНТАКТНОГО ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ СЫПУЧИХ, ЖИДКИХ СРЕД В СИСТЕМАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УЧЕТА

ТОЧНОСТЬ НА УРОВНЕ

ТЕПЛОВЫЕ СИСТЕМЫ

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

ПОЛНЫЙ ЦИКЛ РАБОТ

БАЗОВЫЕ РАСЧЕТЫ → ПРОЕКТИРОВАНИЕ → ПРОИЗВОДСТВО → ПОСТАВКА → МОНТАЖ СЕРВИС

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ОБОГРЕВ

АРХИТЕКТУРНЫЙ ОБОГРЕВ

+7 (495) 665 78 79

www.tsheat.ru

НАШИ ЗАКАЗЧИКИ

ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
LUKOIL
ГАЗПРОМ
НОВАТЭК
НОРНИКЕЛЬ
СИБУР
РОСНЕФТЬ
Транснефть
ALROSA
ЩЕКИНОАЗОТ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
СБЕРБАНК