ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №6 (45) ОКТЯБРЬ 2015

стр. 8

10 лет ТМС ГРУПП
Талант. Молодость. Сила
8-800-250-79-39 • ТМС-ГРУПП.РФ

Russian Federation

452683, Republic of Bashkortostan,
Neftekamsk, 19, Magistralnaya St.
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz-po.ru

Пакерно-якорное оборудование, клапаны и скважинная оснастка

Packer and anchor equipment, well accessories

(باكر) حزمة إرساء (تثبيت) المعدات، الصمامات و غلاف البئر

Многопакерные компоновки для нефтяных скважин

Multi-packer set-ups for oil wells

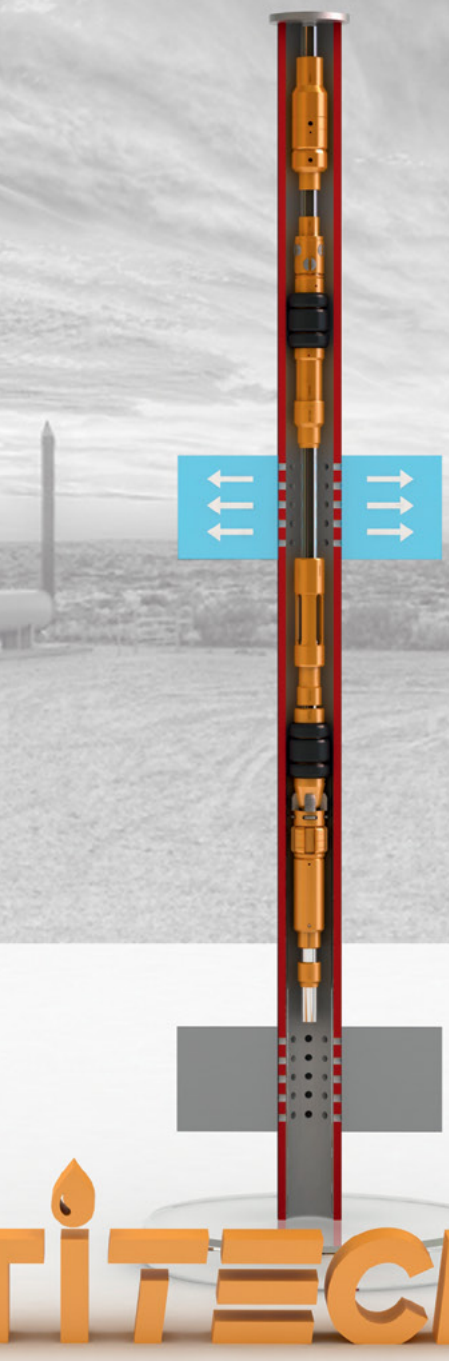
(باكر) حزمة متعددة الترتيبات للحقول النفطية

MONOTECH

MULT

American
Petroleum
Institute
Certification
№11D1-0068

ISO 9001
ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification



Оборудование для газовых и газоконденсатных скважин

Equipment for gas and gas-condensate wells

معدات آبار الغاز و الغاز المكثف

TITECH

GAZTECH

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 6 (45) октябрь 2015

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»

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@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:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 10-15/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 12.10.2015
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Сервис **8**

ТМС ГРУПП: потери — в прибыль 8

Устьевая арматура производства «ТМС-Буровой Сервис» 10

Бурение **12**

М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов
Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости 14

А.В. Епихин. Возможности контроля частоты вращения долота по спектрам релаксационного тока, возникающего при разрушении горной породы 17

Газовая промышленность **20**

С. А. Скрылев. Центр газовой науки и практики 20

Геология **22**

Об инвестициях в геологоразведку и перспективах развития отрасли 22

В.С. Мануков. Актуальные проблемы в наземной и скважинной сейсморазведке и пути их решения 24

А.А. Паранук, Х.Х.А. Сааведра. Новые направления применения природных цеолитов в качестве адсорбентов для разделения азеотропных растворов 32

Геофизика **38**

В.Г. Сибгатуллин, А.А. Кабанов. Реакция Нефтегазовых залежей на резонансы гравитационных приливов в земной коре 38

С.Ц. Акопян. Энтропийная сейсмология и ее применение при разработке сланцевого газа ... 40

И.В. Шевченко, С.А. Силкин. Изучение распределения концентраций водорода в осадочном чехле юго-западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции 49

Д.Б. Фиников, А.В. Шалашников. ПсевдоВСП и задачи волновой инверсии 52

Л.А. Максимов, Г.В. Ведерников, Г.Н. Яшков. Геодинамический шум залежей углеводородов и пассивно-активная сейсморазведка МОГТ 55

М.Б. Шнеерсон. Использование распределенных акустических сейсмических систем при скважинных ВСП 64

Насосы **67**

Д.А. Голдобин, Ю.А. Коротаев, Н.Ю. Мялицин, А.Ю. Субботин
Новые направления в развитии винтовых мультифазных насосов 67

Оборудование **75**

Полвека непрерывного развития 75

Применение 3D-технологий в нефтегазовой отрасли 78

Компрессоры **82**

Импортозамещение в действии 82

Компания ЭНЕРГАЗ: традиции развития в действии 84

А.К. Акулов. Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адробсции 89

ТРАНСПОРТИРОВКА

Арматура **93**

И.Т. Габдрахманов, И.В. Рамазанова. АО «Опытный завод нефтегазового оборудования» 93

КИПиА

Автоматизация **94**

А.Г. Зебзеев. Формальный подход к определению оптимальных значений апертур телеизмерений 94

Диагностика **98**

А.Г. Ефимов, А.Е. Шубочкин, Е.В. Мартьянов, Е.В. Мартьянов
Высокопроизводительный контроль твердости на трубах с гладкостным покрытием 99

Измерительные приборы **103**

Мероприятия **106**

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

info@energas.ru www.energas.ru

EXPOSITION
OIL & GAS

ISSUE:
6 (45) october 2015

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:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

CORRECTOR:
Oksana Gunko / gunko@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

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

ISSUE DATE:
12.10.2015

CIRCULATION:
10 000 copies

Drilling **12**

Mavlitzyan S. Gabdrakhimov, Fedor I. Ermolenko,
Timur N. Minnivaleev, Rustam I. Suleimanov. Hydrodynamics of bore-hole
hydromechanical compensator the pressure fluctuation of drilling fluid 14

Anton V. Epikhin. Control bit's speed by spectra of electric currents generated
at rock destruction by drilling 17

Geology **22**

Gennady V. Toropov. Technology-related metamorphism
of the Cenomanian waters on the example of Urengoy oil and gas condensate field 27

Arambiy A. Paranuk, Jose H.A. Saavedra. New trends for the use of natural
zeolites as adsorbents for the separation of azeotropic solutions 32

Yuri A. Kotenev, Shami Kh. Sultanov, Mark V. Kazhdan Bulat Sh. Muslimov. Method of creation the
litho-facial scheme-maps for analysis of Vostochno-Surgutskoe field YUS_1 34

Geophysics **38**

Samvel Ts. Akopian. Entropy seismology and its application in the development of shale gas..... 38

Irina I.Semerikova. Recognition technique of fractured media in p-p reflection
fields for reservoir forecast on hydrocarbons accumulation 44

Igor V. Shevchenko, Sergey A. Silkin. The study of the hydrogen concentration structure
in the sedimentary cover of the south-western part of the Volga-Ural oil and gas province 49

Dmitry B. Finikov, Andrey V. Shalashnikov. PseudoVSP and objectives of the wave inversion 52

Leonid A. Maksimov, Gennadiy V. Vedernikov, Georgiy N. Yashkov
Geodynamical noise of hydrocarbon pools and passive and active seismic CDPM 55

Sergey I. Alexandrov, Victor A. Mishin, Dmitry I. Burov
Problems of borehole and surface microseismic hydrofrac monitoring 58

Mikhail B. Shneerson. Distributed acoustic seismic systems and their perspectives in VSP 64

Pumps **67**

Dmitriy A. Goldobin, Yuriy A. Korotaev, Nikolay Yu. Myalitsin, Anatoliy Yu. Subbotin
New trends in multiphase pumping systems development 67

Automation **94**

Alexey G. Zebzeev. A formal approach to the definition
of the optimum telemetry aperture value 94

Diagnostics **98**

Alexey G. Efimov, Andrey E. Shubochkin, Evgenii V. Martyanov, Pavel N. Mefodichev
Highly-efficient control the hardness on pipes with smooth coating 99

Activities **106**

Подольский опытно-экспериментальный
кабельный завод

ЭКСПОКАБЕЛЬ

НАШИ ТЕХНОЛОГИИ ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

Высокотехнологичные кабели для нефтегазовой отрасли

а также судовой, химической, металлургической, атомной, военной, и других отраслей промышленности

ОДОБРЕНО МОРСКИМ РЕГИСТРОМ

для фиксированного монтажа в цепях сигнализации, управления, связи, освещения и силовых цепях

142103, Россия
Подольск, Бронницкая, 15
тел.: +7 (495) 505-66-92, факс: 505-66-93
sbt@expocable.ru | www.expocable.ru

ТМС ГРУПП: потери — в прибыль

Что дает предприятию внедрение инструментов «бережливого производства», как решить проблему импортозамещения в непростых условиях западных экономических санкций, какова роль инструктора в повышении компетенции сотрудника — об этом говорит директор компании «ТМС групп» Ренат Нугайбеков.

Ренат Ардинатович, расскажите, пожалуйста, о приоритетных направлениях деятельности вашего предприятия.

Наша компания — многопрофильное предприятие. Если коротко охарактеризовать, это выпуск антикоррозийных и теплоизолированных труб, буровой сервис, прокат бурового оборудования, прокат и сервис нефтепромыслового, глубинно-насосного оборудования, машиностроение, изготовление и ремонт нефтепромыслового оборудования.

Такая структура дает определенные преимущества. С одной стороны, мы можем оказать Заказчику комплекс сервисных услуг по обустройству и эксплуатации нефтяного месторождения, что и делали для ряда нефтяных компаний на основе контракта EPC. С другой стороны, наблюдается сложность в управлении, так как появляется много направлений, которые должны быть равноэффективными и это должен видеть Заказчик.

Если говорить о приоритетных направлениях, показатели которых серьезно улучшаются из года в год по объемам реализации, инновациям и по развитию, то это выпуск труб в антикоррозионном исполнении и теплоизолированных. Постоянно наращиваем мощности по этим видам продукции. Кроме того, сейчас на стадии проработки находится крупный инвестиционный проект — создание новой линии высокой производительности по нанесению полимерного покрытия на трубы. Здесь мы тесно сотрудничаем с рядом ведущих фирм.

Другое важное направление — изготовление бурового оборудования, в частности, циркуляционных систем эшелонного типа, верхнего оборудования и непосредственно самих буровых установок, которых на сегодняшний день реализовано 6 единиц.

Какие инновационные проекты существуют в компании?

Среди масштабных проектов — сервисный дивизион. Сейчас ведем переговоры с крупной буровой компанией из Западной Сибири о передаче нам в аутсорсинг всего сервиса бурового оборудования.

Изначально инновационные проекты следует поделить на внутренние и внешние. Внутренние — это самосовершенствование, вовлечение персонала в преобразования, формирование института ключевых владельцев процессов, полный переход на процессное управление. Среди внешних инновационных проектов — трубный дивизион, сотрудничество с крупными буровыми компаниями по вопросам аутсорсинга их внутренних услуг. В ближайшем будущем это позволит значительно увеличить объемы работ. А также блок машиностроения, где мы ставим довольно амбициозные цели и реализуем ряд проектов. В частности, развиваем сотрудничество с авиастроительными компаниями. Создали блок высокоточного машиностроения — выпуск и изготовление нефтепромыслового оборудования по целому ряду сегментов.

Для решения сложных организационных, технических и технологических вопросов на предприятии применяются инструменты «бережливого производства», создана корпоративная система управления проектами. Как проходило их внедрение и чего в итоге удалось добиться?

«Бережливое производство» и проектный подход являются обязательными для реализации различных идей. Внедрение этих инструментов происходило по классическому сценарию, как на любом другом предприятии, неважно, в какой точке мира оно находится. Вначале было вовлечено руководство, затем подтягивался средний персонал. Самое сложное — вовлечение всех сотрудников, чем сейчас мы и занимаемся. Было и отторжение, и неприятие, и просто саботаж. Мы действовали методом убеждения, использовали доказательства, показывали

личные примеры. При этом люди считали: зачем что-то менять, если на производстве, с годами отработанном цикле изготовления той или иной детали или изделия визуально нет потерь, все работают, никто не нарушает трудовую дисциплину, снабжение идеальное. Но приходит специалист и показывает, что можно кратно увеличить производительность за счет устранения межоперационных потерь, за счет инструментов «бережливого производства», и это все осуществляется в реальности. И тут наступает момент истины — происходит вовлечение персонала, когда на собственном примере мы показываем, что это работает, имеем результат. Мы пытались идти и административным путем, но серьезного эффекта не было. Когда получили массу примеров, то даже новому работнику не надо было что-то доказывать, он видел свой реально работающий инструмент. Никто в обыденной жизни не захочет закручивать шурупы отверткой, когда есть шуруповерт. Это все осталось в прошлом. Мы считаем, что никогда нельзя останавливаться на достигнутом, и вовлечение персонала должно стать постоянным во времени процессом.

Существует ли на предприятии проблема импортозамещения, и если да, то как вы ее решаете?

Импортозамещение — вопрос, сейчас широко обсуждаемый в экспертном сообществе в силу определенных политических ограничений рынка в мировом пространстве. И тут есть плюсы и минусы. С точки зрения «ТМС групп» — все-таки больше плюсов. Мы стали интенсивнее осваивать выпуск новых изделий, что дало нам в конечном итоге конкурентное преимущество в ценовом диапазоне при том же высоком уровне качества, чем моментально воспользовался Заказчик. И если говорить о проблеме импортозамещения как таковой, то мы на сегодняшний день ее уже не видим. Это касается как запасных частей для оборудования иностранного производства, так и замещения в целом какого-либо оборудования. Импортозамещение послужило толчком к освоению новых продуктов, технологий и еще большему стремлению повысить внутреннюю эффективность.

Для успешного развития необходимы не только производственные составляющие, четкие цели, но и надежные кадры. Как обстоят у вас дела с кадрами? Существует ли в компании собственная система подготовки (переподготовки), повышения квалификации персонала?

Можно вспомнить лозунг советских времен: «Кадры решают все!» На самом деле на предприятии могут быть самые современные цеха с высокотехнологичным оборудованием, но если на нем работает низкоквалифицированный, не вовлеченный в преобразования персонал, то ничего у Вас не выйдет. Кроме траты денег и получения музея современных технологий, Вы ничего не достигнете. Поэтому эффективность любого руководителя оцениваем через умение добиваться компетентности персонала, не важно, на каком уровне, — рабочего или топ-менеджмента. И, соответственно, через инструменты, широко распространенные в мире, которые они применяют: формирование внутрипроизводственной системы обучения TWI, организация операционных процессов, позволяющих быстро и эффективно обучать новый персонал. Кстати, следует заметить: если по полгода готовить людей на ту или иную специальность и объективно получать сотрудников, которые на выходе, кроме теории, практическими навыками не владеют, это просто большая трата времени. Мы во много раз сократили этот цикл, причем одновременно с повышением качества и расширением навыков, непосредственно нужных на производстве, создающих ту ценность, которая в конечном итоге и дает финансовую стабильность. Именно поэтому выступаем за формирование внутрипроизводственной системы, за повышение компетенции персонала, за цифровую оценку уровня его компетенции.

Хотелось бы также отметить, что у нас сегодня сформирован институт инструкторов, что совершенно трудно было бы представить еще три года назад. А сейчас без инструктора никто и шагу не ступит. Это человек, который быстро, без промежуточных звеньев прививает необходимые навыки непосредственно на рабочем месте тому или иному сотруднику.

Какие социальные программы действуют на предприятии?

Мы понимаем, что не одной зарплатой жив человек. Определенные социальные гарантии также способствуют формированию привлекательности нашей компании для персонала и привлечению новых сотрудников при дефиците специальностей. Есть коллективный договор, сформированный на основе признанного лучшим коллективным договором компании «Татнефть», есть активное участие в софинансировании ипотечного кредитования работников.

Заботимся мы и о ветеранах, которых у нас больше 3 тыс. человек. Существует совет ветеранов со своим бюджетом. По крайней мере, он может решить насущные проблемы, зачастую не только финансовые. Для ветеранов иногда важнее психологические и даже философские методы решения вопросов. Мы их поддерживаем и видим с их стороны хорошее к нам отношение.

В рамках коллективного договора стараемся заботиться и о детях сотрудников — организуем экскурсии, оздоровительный летний отдых, новогодние мероприятия и т.д. Все известные инструменты социальных программ у нас действуют.

В этом году вы стали лауреатом конкурса Всероссийской организации качества «Российский лидер качества». Взята очередная высота, но ведь, наверное, есть к чему стремиться. Расскажите о перспективах развития компании.

Быть лауреатом конкурса — престижно, но только это не дает финансовой устойчивости компании. Можно признать, что предприятие эффективно, когда оно финансово устойчиво, когда несет социальные гарантии перед коллективом и когда успешно развивается как по объемам производства продукции, так и по количеству видов бизнеса. И, наверное, перспективы развития бизнеса — это увеличение объемов выпуска продукции за счет улучшения качества, расширения номенклатуры оказываемых услуг и производимого оборудования, максимализиация прибыли за счет устранения внутренних потерь, заметьте, не за счет увеличения цены, потому что четко знаем, какие есть резервы внутри предприятия. И если описать перспективу, то мы видим ее в снижении внутренних издержек, потерь, в росте объема выпуска и, как следствие, финансовой привлекательности нашей компании.

Ренат Ардинатович, спасибо за интересную и содержательную беседу! Успехов вам в такой непростой работе!

«НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ ТАГРАС»
8-800-250-79-39
tmcg@tmcg.ru
ТМС-ГРУПП.РФ

Устьевая арматура производства ООО «ТМС-Буровой Сервис»

ООО «ТМС-Буровой Сервис» – одно из крупнейших предприятий в Республике Татарстан, одним из основных направлений деятельности которого является изготовление и сервис устьевой арматуры для нужд предприятий нефтегазового сектора. Также сфера деятельности компании охватывает такие области деятельности как изготовление и ремонт бурового оборудования, станков качалок, пакерного оборудования, капитальный ремонт бурильной трубы с наплавкой замков, изготовление металлоконструкций. Компания обладает всем необходимым для решения самых сложных задач заказчиков в кратчайшие сроки: современными производственными площадями с высокоточным технологическим оборудованием и испытательными стендами, штатом высококвалифицированных специалистов.

Под крылом сильной компании

ООО «ТМС-Буровой Сервис» имеет более чем 40 летний опыт работы в области изготовления и капитального ремонта различного бурового и нефтепромыслового оборудования. В мае 2009 года предприятие вошло в состав «ТМС групп» – многофункциональной сервисной компании, занимающей лидирующую позицию на рынке нефтесервисных услуг в Республике Татарстан и в России в целом.

Начиная с 2010 года, после присоединения к группе компаний ТМС, в ООО «ТМС-Буровой Сервис» была осуществлена кардинальная модернизация существующих производственных мощностей, возведены новые производственные площади, закуплено новое технологическое оборудование, в том числе оборудование, не имеющее аналогов в России, условия труда персонала приведены в соответствие современным требованиям.

На предприятии успешно внедрены инструменты и методы бережливого производства – 5С, TPM, TWI, что позволило значительно повысить эффективность деятельности предприятия без существенных вложений. В частности, удалось достичь существенного снижения производственные издержек и добиться повышения качества выпускаемой компанией продукции и предоставляемых услуг.

Большое внимание в компании уделяется вопросам промышленной безопасности и вовлечения каждого сотрудника в постоянное повышение уровня безопасности труда.

Успешный опыт ООО «ТМС-Буровой Сервис» в данном направлении стал предметом пристального изучения со стороны множества других компаний Татарстана и России.

Постоянное развитие

Несмотря на значительную конкуренцию на рынке нефтесервисных услуг, ООО «ТМС-Буровой Сервис» продолжает динамично развиваться, осваивается производство новых видов продукции таких как обсадная труба, циркуляционные системы очистки бурового раствора, вибросита. Численность персонала за последние полтора года выросла на 40%. Значительная часть коллектива состоит из молодых специалистов. На производстве осуществляется обучение по методологии TWI, ведется строгий контроль качества комплектующих и внутренний контроль на каждом этапе производства. Компания гарантирует качество производимой продукции, индивидуальный подход к каждому клиенту, гибко реагируя на изменения на рынке арматуры и в кратчайшие сроки осуществляя поставки своим покупателям.

Системы менеджмента качества предприятия сертифицирована на соответствие ГОСТ ISO 9001-2011 (ISO 9001:2008).

Широкая номенклатура устьевых арматур производства ООО «ТМС-Буровой Сервис»

Нефтедобывающая промышленность не может обойтись без специальной арматуры, которая предназначена для обвязки и герметизации устья скважины, подвески колонны (скважинного трубопровода), контроля и управления добываемой скважинной среды на скважинах, оборудованных штанговым, электроцентробежным или винтовым насосом, контроля и управления нагнетаемой в скважину среды на нагнетательных скважинах.

На сегодняшний день ООО «ТМС-Буровой Сервис» собственными силами проектирует и производит широкую гамму наиболее востребованных на отечественном рынке устьевых арматур. В их числе различные виды фонтанных арматур, нагнетательных арматур (включая паронагнетательные), арматур предназначенных для работы со штанговыми и винтовыми насосами.

Основные технические характеристики арматуры приведены в таб. 1.

Арматуры комплектуются шиберными и дисковыми задвижками ведущих производителей России. В качестве регулирующего органа применяются дисковые штуцерные задвижки.

В зависимости от исполнения, в арматуре применяются сварные, литые или изготовленные из поковок крестовины и тройники.

Устьевые арматуры (типа АУ, АУЭ, АУВ). Арматуры устьевые АУ 140х50, АУЭ 140х50, АУВ 140х50 предназначены для обвязки и герметизации устья скважины, подвески колонны (скважинного трубопровода), контроля и управления добываемой скважинной среды, оборудованные соответственно штанговым, электроцентробежным или винтовым насосом.

Корпус арматуры сварной конструкции имеет боковые отводы для крепления угловых вентилей. В корпусе установлен трубодержатель для крепления колонн НКТ, в зависимости от назначения для монтажа устьевого сальника, установки тройника с лубрикаторной задвижкой или тройника для установки привода винтового насоса.

№ п.п.	Наименование характеристики	Единица измерения	Значение
1	Рабочее давление	МПа	4, 14, 21, 35
2	Условный проход ствола елки	мм	65, 80, 100
3	Условный проход боковых отводов	мм	40, 50, 65, 80, 100
4	Условный проход боковых отводов трубной головки	мм	40, 50, 65
5	Тип присоединительной резьбы к насосно-компрессорным (лифтовым) трубам		НКТ ГОСТ 633-80
6	Тип присоединительной резьбы к обсадным трубам		Обс., ОТТМ ГОСТ 632-80, BCSG ГОСТ Р 51906-2002
7	Тип фланцевых соединений арматуры		ГОСТ 28919-91, РД 26-16-40-89
8	Стойкость к воздействию скважиной среды по ГОСТ 13864-89		К1, К2, К3
9	Температура рабочей среды, не более	°С	120
10	Температура окружающего воздуха	°С	– 60 ... + 40

Таб. 1 — Освновные технические характеристики арматуры

На газоотводный штуцер корпуса установлен совмещённый угловой вентиль-обратный клапан, позволяющий сбрасывать избыточное давление газов из затрубного пространства в канал с добываемым продуктом. Его конструкция позволяет выполнять функцию обратного клапана и запорного органа.

Арматура, оборудованная штанговым насосом, может комплектоваться с сальником устьевым СУС2А-73-31.

Конструкция устьевого сальника позволяет за счет сферического шарнирного соединения компенсировать несоосность и угловые перекосы станка-качалки и колонны штанг, возникающие в процессе монтажа и эксплуатации.

В отличие от представленных на отечественном рынке аналогов, арматура данного типа имеет меньшие массогабаритные характеристики, большой набор технологических возможностей при минимальном количестве запорных и регулирующих элементов.

Простота конструкции и минимальная масса арматур снижают материальные затраты и увеличивают надежность оборудования.

Устьевые арматуры (типа АОД, АУД). Устьевые арматуры АОД 80/50-40 и АУД 80/50-40 предназначены для: герметизации устья скважины, подвески двух скважинных трубопроводов (колонн НКТ), индивидуального контроля и управления добычей скважинной среды эксплуатируемых объектов (пластов) или закачкой среды в объекты (пласты) при реализации технологии пароциклического воздействия на продуктивный пласт.

Оборудование рассчитано на температуру теплоносителя не более 250°С.

Арматура состоит из установленного в устьевой крестовине крестовины-трубодержателя для направления потока добываемой скважинной среды в трубопровод системы сбора или нагнетаемой среды из наземного трубопровода в скважину и подвески длинного скважинного трубопровода. На боковых отводах крестовины-трубодержателя устанавливаются полнопроходные клиновые задвижки и обратные клапана.

На крестовину-трубодержатель устанавливается трубодержатель для подвески короткого скважинного трубопровода. В конструкции трубодержателя предусмотрено уплотнение кабеля для питания электроцентробежного насоса (для закачки и добычи).

Отличительной особенностью является установка шарнира, компенсирующего для подвода теплоносителя (пара) к двухлифтовой паровой арматуре для компенсации возникающих в процессе нагрева линейных температурных расширений колонн НКТ, обсадной колонны и подводящего трубопровода.

Устьевые арматуры (типа АОРЗ). Арматура АОРЗ 168-146х210 предназначена для установки на устье нагнетательной скважины с целью ее герметизации, обеспечения нагнетания технологической жидкости в два пласта, а также обеспечения возможности проведения исследовательских, технологических и ремонтных работ на скважинах.

Фланцевые соединения герметизируются при помощи уплотнительных колец. В арматуре установлены полнопроходные шиберные задвижки, в качестве регулирующего органа применяются дисковые штуцерные задвижки ЗДШ.

Благодаря использованию высокогерметичной штуцерной задвижки можно ступенчато регулировать подачу нагнетаемой среды в скважину. Замена штуцеров производится при закрытом положении шибера без сброса давления из системы.

География поставки арматуры обширна и продолжает расширяться. Среди постоянных заказчиков нефтедобывающие компании Татарстана и России: ПАО «Татнефть», ООО «Карбон-Ойл», ЗАО «Татех», ПАО «Булгарнефть», ЗАО «Ямбулойл», ЗАО «Охтин-Ойл», ОАО «Татойлгаз», ОАО «Акмай» и другие малые нефтяные компании.

ООО «ТМС-Буровой Сервис» постоянно работает над усовершенствованием системы маркетинга и менеджмента. Накопленный с 1961 года опыт работы в нефтяной отрасли позволяет учитывать индивидуальные пожелания клиентов и выстраивать долгосрочные отношения при изготовлении и обслуживании нефтепромыслового оборудования. Наши двери всегда приветливо открыты для новых деловых партнеров и взаимовыгодных контрактов.

«НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ ТАГРАС»
ООО «ТМС-Буровой Сервис»
423450, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Герцена, 1Д
+7 (85595) 41-502

Наименование характеристик	АУД 40х14-146/48 (ОРЭ)			АУД 50х14-168/60 (ОРЭ)			АУ 140х 50	АУЭ 140х 50	АУВ 140х 50	АУ 140х 50х01	АУ 140х 50х01А	АОРЗ 168-146 х210
Рабочее давление, мПа	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	21
Условный проход, мм	40	40	40	50	50	50	50	50	50	50	50	40
Присоединительная резьба	Резьба обсадных труб 146 ГОСТ 632-80			Резьба обсадных труб 168 ГОСТ 632-80			Резьба обсадных труб 146(168) ГОСТ 632-80					
	Резьба подвески НКТ 48 ГОСТ 632-80			Резьба подвески НКТ 60 ГОСТ 632-80								
Габаритные размеры, мм. не более: длина: ширина: высота	1155	1155	1135	1155	1155	1135	1210	1210	1210	1210	1210	2000
	595	595	300	595	595	300	960	960	960	960	960	1800
	2145	2350	2085	1925	2130	1870	275	280	175	275	275	2000

Таб. 2 — Основные технические характеристики описанных выше арматур

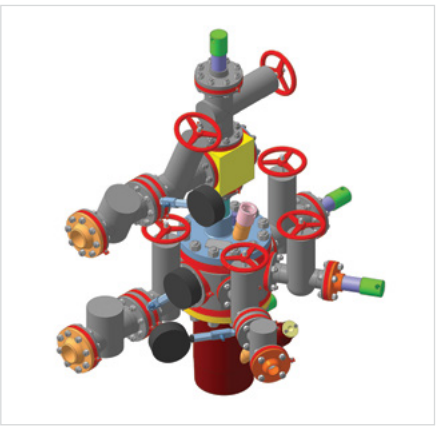


Рис. 1 — Устьевая арматура АОД 80/50-40

Рис. 2 — Арматура 65х21 М2 Сборка

Рис. 3 — АУД 50х14-168-60-01

AMYLCO

- ЛИДЕР РОССИЙСКОГО РЫНКА КРАХМАЛОПРОДУКТОВ
- КРАХМАЛЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ – 2 000 ТОНН В МЕСЯЦ
- УДОБНАЯ ФАСОВКА И ДОСТАВКА
- ПРОБНЫЕ ПАРТИИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА
- ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО, ДОСТУПНАЯ ЦЕНА

Компания «АМИЛКО» работает на рынке крахмалов и сиропов с 1998 года. Сегодня предприятие является одним из крупнейших переработчиков зерна кукурузы в России и странах СНГ. Ежедневно завод принимает 600 тонн зерна, что позволяет ежемесячно производить 7000 тонн крахмальных сиропов и 3000 тонн различных крахмалов. Объем производства бурильных крахмалов — свыше 24 000 тонн в год. В планах увеличение производительности до 36 000 тонн в год.

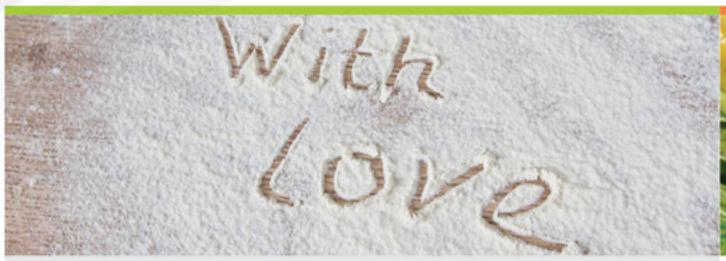
Бренд «Амилко» легко узнаваем и многим знаком.

Клиенты компании – нефтесервисные предприятия, мировые производители продуктов питания и безалкогольных напитков, предприятия по выпуску бумажной и картонажной продукции. Продукция компании сертифицирована и соответствует нормативным требованиям государственных стандартов РФ и международных систем сертификации, а также разработанным требованиям клиентов в части качественного состава продукции. Внедрена и успешно функционирует система менеджмента качества ISO 9001:2008. Поставки продукции осуществляются во все регионы России, страны СНГ, Балтии и дальнего зарубежья.

Контакты:
Российская Федерация, Ростовская область,
г. Миллерово, ул. Промышленная, д.22
+7 86385 38001

Россия и СНГ — Светлана Гунько
+7 905 439 7771
gs@amylco.ru

Европа, Ближний Восток,
Северная Африка — Мария Филатова
+7 961 32 82 111
filatova@amylco.ru



Планируем развитие экспорта в страны Ближнего Востока и Северной Африки.

Бурильные крахмалы — один из главных и перспективных продуктов компании. Прошел испытания и был признан соответствующим международному стандарту API Specification 13A, Section 16, Starch.

Предприятие выпускает различные виды крахмалов для бурения, учитывая пожелания клиентов. Наши продукты прошли испытания и сертифицированы в аккредитованной лаборатории ПАО «ГАЗПРОМ», высоко оценены специалистами Halliburton International, M-I SWACO и других сервисных компаний. Специалисты «Амилко» могут разработать продукт со специфическими свойствами для различных типов грунта по требованию Заказчика. Покупая наши крахмалы для бурения, Вы можете быть уверенными в качестве товара и технологической поддержке от ведущих специалистов отрасли. Мы обеспечим удобную фасовку и доставку в любой регион России и мира.

НОВИНКА: поперечно-связанные и сшитые крахмалы. Такие крахмалы обладают более высокой бактериальной устойчивостью, термостойкостью и механической деструкцией.

УДК 622.24

Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости

М.С. Габдрахимов
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой[1]
npmo@mail.ru

Ф.И. Ермоленко
консультант[1]

Т.Н. Миннивалеев
аспирант[1]
timxn@yandex.ru

Р.И. Сулейманов
к.т.н., доцент[1]
rustamsul@rambler.ru

[1]Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Октябрьский, Россия

При проводке скважин колебания давления промывочной жидкости, основным источником которых является работа бурового поршневого насоса, ведут к сужению диапазона устойчивой работы забойных двигателей, вибрации, снижению стойкости долота, сокращению срока службы наземного и подземного бурового оборудования. В статье рассматривается влияние неравномерности давления промывочной жидкости на процесс бурения, приводится аналитическое исследование работы разработанного забойного гидромеханического компенсатора колебаний давления промывочной жидкости, устанавливаемого в компоновку низа бурильной колонны.

Материалы и методы
Для решения поставленных задач использовались основные законы теоретической механики, гидромеханики, аналитические и экспериментальные методы.

Ключевые слова
скважина, гидравлический забойный двигатель, долото, промывочная жидкость, колебания давления, компенсатор, буровой насос, динамичность бурильного инструмента

Известно, что колебания давления промывочной жидкости при бурении скважин приводят к повышению износа бурового оборудования, снижению моторесурса забойных двигателей, а также ряду негативных последствий в скважине [2, 3, 6]. Применяемые в настоящее время компенсаторы на буровых насосах не обеспечивают должным образом гашение колебаний давления промывочной жидкости. Исследование влияния колебания давления и расхода промывочной жидкости на работоспособность забойного оборудования выявило необходимость установки в КНБК забойного компенсатора колебаний давления. С этой целью авторами был разработан забойный гидромеханический компенсатор [9], проведены его стендовые и промысловые испытания. Ниже излагается аналитическое исследование гидродинамики такого гидрокомпенсатора колебаний давления.

Рассмотрим гидродинамическую задачу работы скважинного гидромеханического компенсатора давлений для общего случая нестационарного потока жидкости, т.е. когда давление P_0 и скорость движения жидкости V_0 в трубе изменяются во времени. Целью задачи является определение давления жидкости в трубе после выхода её из компенсатора.

Считаем известными геометрические параметры гидрокомпенсатора (рис. 1): ω_0 и ω_1 — соответственно площади поперечных сечений потоков жидкости в трубе и сквозном канале поршня; $\omega_П$ и $\omega_П^*$ — площади верхнего и нижнего торцевых поверхностей поршня; известны коэффициент жесткости пружины k, плотность жидкости ρ, давление $P_0(t)$ и скорость $V_0(t)$ жидкости, поступающей в гидрокомпенсатор.

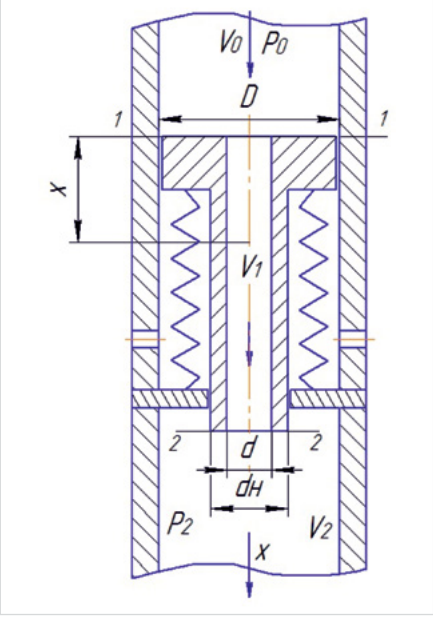


Рис. 1 — Расчетная схема работы забойного гидрокомпенсатора

При воздействии на гидрокомпенсатор потока жидкости с давлением $P_0(t)$ и скоростью $V_0(t)$ происходит смещение поршня с противодействием на него упруго-сжимаемой пружины. Полагаем, что при движении поршня в части потока, заполняющим за смещенным поршнем весь внутренний объем трубы, давление (вследствие турбулизации частиц жидкости) одинаково и со временем возрастает до значений $P_n(t) > P_0(t)$. При этом частицы жидкости у поверхности поршня замедляют своё движение, принимая приобретённую поршнем скорость $V_n(t) < V_0(t)$; в сквозном же канале поршня скорость частиц жидкости возрастает, принимая значения $V_1(t) > V_0(t)$.

Выражение для давления $P_2(t)$ жидкости после выхода её из компенсатора находим из взаимосвязи гидродинамических параметров входящего и выходящего из гидрокомпенсатора потоков жидкости. С этой целью составляем уравнения баланса массы и изменения количества движения жидкости, проходящей за время dt через подвижные сечения (1-1) и (2-2), совпадающие, соответственно, с верхней и нижней торцевыми поверхностями подвижного поршня.

$$\omega_0 = \frac{\pi D^2}{4};\ \omega_n = \frac{\pi\left(D^2 - d^2\right)}{4};$$

$$\omega_1 = \frac{\pi d^2}{4};\ \omega_n^* = \frac{\pi\left(d_H^2 - d^2\right)}{4}$$

Сечение (1-1) — для входящего потока.

Уравнение баланса массы жидкости за время dt

$$(V_0-V_n)\cdot\omega_0\cdot\rho_0\cdot dt=(V_1-V_n)\cdot\omega_1\cdot\rho_n\cdot dt$$

т.е. $(V_0-V_n)\cdot\omega_0\cdot\rho_0=(V_1-V_n)\cdot\omega_1\cdot\rho_n$, (1)

где ρ_0, ρ_n — соответственно плотность жидкости при давлении P_0, P_n; V_n — скорость движения поршня; V_1 — скорость частиц жидкости в сквозном канале поршня.

Изменение количества движения для массы жидкости, прошедшей через сечение за время dt

$$dQ=[(V_0-V_n)\cdot\omega_0\cdot\rho_0\cdot V_0-(V_1-V_n)\cdot\omega_0\cdot\rho_0\cdot V_1]dt.$$

Импульс действующих сил давления и силы реакции торцевой поверхности поршня по направлению потока жидкости за время dt будет

$$dQ=(P_0\cdot\omega_0-R_n-P_n\cdot\omega_1)dt,\ R_n=P_n\cdot\omega_n.$$

$$dQ=(P_0-P_n)\omega_0 dt.$$

В соответствии с теоремой об изменении количества движений $dQ=dS$, за время dt и принимая $\rho_П \approx \rho_0 = \rho$ (в силу слабой сжимаемости жидкости), получаем

$$[(V_0-V_n)\cdot\omega_0\cdot V_0-(V_1-V_n)\cdot\omega_1\cdot V_1]\rho=(P_0-P_n)\cdot\omega_0. \quad (2)$$

Из совместного решения уравнений (1) и (2) находим параметры

$$V_1 = V_n + \left(V_0 - V_n\right)\frac{\omega_0}{\omega_1}, \quad (3)$$

$$P_n = P_0 + \rho\frac{\omega_n}{\omega_1}\left(V_0 - V_n\right)^2. \quad (4)$$

Сечение (2 - 2) — для выходящего потока. Уравнение баланса массы жидкости

$$(V_1-V_n)\cdot\omega_1\cdot\rho\cdot dt=(V_2-V_n)\cdot\omega_2\cdot\rho\cdot dt,$$
$$\text{т.е. } (V_1-V_n)\cdot\omega_1=(V_2-V_n)\cdot\omega_0, \quad (5)$$

где V_2 — скорость жидкости в трубе после выхода её из гидрокомпенсатора; $\omega_2=\omega_0$.

Изменение количества движения жидкости за время dt

$$dQ=[(V_1-V_n)\cdot\omega_1\cdot V_1-(V_2-V_n)\cdot\omega_0\cdot V_2]\rho dt.$$

Импульс действующих сил за время dt

$$dS=(P_n\cdot\omega_1-P_2\cdot\omega_0+R_n)dt,$$

где R_n — суммарная сила реакции горизонтальных поверхностей, прилегающих к сечению ω_1;

$$R_n=P_2(\omega_0-\omega_1)=P_2\cdot\omega_n.$$

Следовательно,

$$dS=(P_n-P_{21})\omega dt.$$

В соответствии с теоремой об изменении количества движений $dQ = dS$, получаем

$$[(V_1-V_n)\cdot\omega_1\cdot V_1-(V_2-V_n)\cdot\omega_0\cdot V_2]\rho = (P_n-P_2)\cdot\omega_1. \quad (6)$$

Из полученного равенства (6) с учетом зависимостей (4), (5) и (1) находим выражение для определения давления $P_2(t)$ жидкости, выходящей из компенсатора.

$$P_2 = P_0 - (V_0 - V_n)^2\rho\cdot(\omega_n^2/\omega_1^2). \quad (7)$$

В дополнение к полученной нелинейной зависимости давления P_2 от неизвестной скорости V_n движения поршня рассмотрим его дифференциальное уравнение движения

$$dS\frac{G}{g}\frac{dx^2}{dt^2}=P_n\cdot\omega_n-P_2\cdot\omega_n^*+G-F_y,$$

где G — сила тяжести поршня; F_y — силы упругости пружины; $F_y = k\cdot\Delta l = k\cdot(\delta_{CT}+x)$,

δ_{CT} — деформация (сжатие) пружины при статическом равновесии сил.

$G=k\bullet\delta_{CT}$; x — координата центра масс поршня, отсчитываемая от его положения статического равновесия; k — коэффициент жесткости (упругости) пружины.

Учитывая выражения (4) и (7) для давлений P_n и P_2, получаем в конечном виде

$$m\frac{d^2x}{dt^2}+kx=P_0\cdot\left(\omega_n-\omega_n^*\right)+$$
$$+\rho\cdot\left(V_0-V_n\right)^2\cdot\frac{\omega_n^2\left(\omega_1+\omega_n^*\right)}{\omega_1^2},$$

где m — масса поршня, $m=G/g$.

Полученное дифференциальное уравнение движения поршня (8) является нелинейным относительно его скорости V_n. Аналитическое решение этого уравнения при нестационарном потоке жидкости, когда $P_0=P_0(t)$ и $V_0=V_0(t)$, является крайне затруднительным. Следовательно, оценить достоверно характер изменения давления $P_2(t)$ в зависимости от $P_0(t)$ из выражения (7) не представляется возможным.

Найдем приближенное решение задачи по определению давления $P_2(t)$ путем линеаризации и последующего интегрирования дифференциального уравнения движения поршня (8) на основе замены нелинейной компоненты от скорости движения поршня Vn эквивалентной ей линейной зависимостью от его координаты $x(t)$

$$\left(V_0-V_n\right)^2=\frac{k\cdot\omega_1}{\rho\cdot\omega_0\cdot\omega_n}x. \quad (9)$$

Выражение (9) вытекает из рассмотрения задачи стационарного потока жидкости ($P_0=const$, $V_0=const$) на основании уравнений (1), (2) и дополнительного равенства (10), выражающего переход потерянной кинетической энергии массы выделенного элемента потока жидкости в потенциальную энергию упругой деформации пружины, численно определяемую работой силы упругости пружины, т.е. $\Delta T = A(F_y)$.

Находим:

$$\Delta T=\frac{1}{2}x\rho\left(\omega_0\cdot V_0^2-\omega_n\cdot V_n^2-\omega_1\cdot V_1^2\right);$$
$$A\left(\bar{F}y\right)=\int_0^x kxdx=\frac{1}{2}kx^2.$$

Получаем

$$(V_0^2\cdot\omega_0-V_n^2\cdot\omega_n-V_1^2\cdot\omega^1)\rho=kx. \quad (10)$$

Принятие замены (9) для нестационарного потока означает, что каждому значению скорости $V_0(t)$, т.е. каждому моменту времени t, будет соответствовать своя стационарная зависимость (9). Поэтому воздействие на компенсатор нестационарного потока жидкости рассматривается как последовательная смена стационарных воздействий со своим квазистационарным значением изменения скорости (9).

Интегрируя полученное из (8) линеаризованное уравнение движения поршня

$$\frac{d^2x}{dt^2}+\lambda^2x=P_0\left(t\right)\cdot\beta,\ \lambda=\sqrt{\frac{k\cdot\alpha}{m}}; \quad (11)$$
$$\alpha=1-\frac{\omega_n\left(\omega_1+\omega_n^*\right)}{\omega_0\omega_1};\ \beta=\frac{\omega_n-\omega_n^*}{m}$$

для общего случая изменения давления потока жидкости

$P_0(t) = A\cdot sin\omega t+B$($\omega$ — циклическая частота колебания давления) при начальных условиях движения $(t=0)$: $x_0=0$; $V_n^0=V_0$, получаем приближенные выражения вынужденных гармонических колебаний поршня (собственные же колебания не учитываем в силу их вероятного затухания под влиянием сопротивления окружающей среды)

$$x(t)\approx\frac{\beta A}{\lambda^2-\omega^2}\sin\omega t+\frac{\beta B}{\lambda^2}. \quad (12)$$

Тогда из выражения (7) для давления $P_2(t)$ с учетом элемента линеаризации (9) и закона движения поршня (12) получаем

$$P_2(t)\approx E\cdot sin\ \omega t+H, \quad (13)$$

где $E = A\cdot\lambda$;

$$\delta=1-\frac{k\cdot\omega_n\cdot\left(\omega_n-\omega_n^*\right)}{m\cdot\left(\lambda^2-\omega^2\right)\cdot\omega_1\cdot\omega_0}; \quad (14)$$
$$H=B\cdot\theta;\ \theta=\frac{\omega_1^2-\omega_n^2}{\omega_1^2-\omega_n\omega_n^*}.$$

Решение (13) показывает, что колебание давления $P_2(t)$ жидкости после выхода ее из компенсатора совершается по тому же гармоническому закону и с той же циклической частотой ω, что и давление $P_0(t)$ входящей жидкости. Однако амплитуда E этих колебаний и среднее значение H давления уменьшаются в δ и θ раз соответственно при $\delta<1$ и $\theta<1$, что обеспечивается надлежащими конструктивными значениями сечений ω_j поршня, жесткостью k пружины при отсутствии возможного резонанса ($\lambda\neq\omega$).

В случае последовательного соединения в единый блок отдельных ступеней компенсатора давление $P_2(t)$ жидкости от первой ступени будет являться давлением $P_0(t)$ для последующей (второй) ступени с амплитудной зависимостью (14) и т.д.

Тогда изменение амплитуды E колебания и среднего значения H давления жидкости, выходящей из n — ступенчатого компенсатора, будут определяться выражениями:

$$E_n = A\cdot\delta_n,\ H = B\cdot\eta_n;\ \delta,\ \eta<1,$$

т.е. параметры давления E и H уменьшаются в зависимости от числа ступеней n компенсатора в геометрической прогрессии.

Установлено и экспериментально подтверждено [5], что в трехступенчатом гидромеханическом компенсаторе амплитуда колебаний давления промывочной жидкости уменьшается на 40–45%.

Итоги

На основе выбранной модели потока жидкости, взаимодействующей с поршнем гидромеханического компенсатора, выполнено аналитическое решение гидродинамической задачи по определению изменения давления и скорости движения жидкости при прохождении ее через ступени компенсатора.

Выводы

1. Для снижения негативного воздействия колебаний давления промывочной жидкости на процесс бурения скважины в работе предложены конструкции забойных гидромеханических компенсаторов, защищенные патентами.
2. Получена аналитическая зависимость степени снижения амплитуды колебаний давления бурового раствора в компенсаторе от количества установленных в нем ступеней гашения.
3. Положительные результаты лабораторных и промысловых испытаний разработанного устройства свидетельствуют о достоверности теоретических положений и высокой эффективности работы компенсатора.

Список используемой литературы

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416 с.
2. Габдрахимов М.С., Миннивалеев Т.Н., Галимов Р.М. Анализ бурения нефтяных скважин в Азнакаевском ПБР ООО «Бурение» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2013. №5. С. 8–11.
3. Габдрахимов М.С., Миннивалеев Т.Н., Галимов Р.М. Исследование и оценка влияния неравномерности давления промывочной жидкости на работу бурового инструмента // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №2 (27). С. 65–67.
4. Миннивалеев Т.Н. Разработка компенсатора для защиты

трубопроводов и оборудования от колебаний давления и гидроударов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2012. №4 (90). С. 164–168.
5. Миннивалеев Т.Н., Сулейманов Р.И. Результаты промысловых испытаний гидромеханического компенсатора давления промывочной жидкости. Международная научно-техническая конференция. Уфа: Аркаим, 2014. Т.1. С. 370–375.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Ентов В.М. Гидродинамика в бурении. М: Недра, 1985. 196 с.
7. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. М.: Высшая школа, 1990. 607 с.
8. Патент 2464404 Российская Федерация, МПК E21B 21/00, F16L 55/04. Компенсатор промывочной жидкости. Заявл. 23.12.2010. Опубл. 20.10.2012, Бюл. № 29.
9. Патент 2516734 Российская Федерация, МПК F16L 55/04. Компенсатор промывочной жидкости. заявл. 28.01.2013. Опубл. 20.05.2014.
10. Ухин Б.В. Гидравлика. М.: ИД «ФОРУМ»: Инфра-М, 2009. 464 с.

ENGLISH **DRILLING**

Hydrodynamics of bore-hole hydromechanical compensator the pressure fluctuation of drilling fluid

UDC 622.24

Authors:
Mavlitzyan S. Gabdrakhimov — Sc.D., professor, head of departmentr[1]; npmo@mail.ru
Fedor I. Ermolenko — consultant[1]
Timur N. Minnivaleev — post graduate[1]; timxn@yandex.ru
Rustam I. Suleimanov — Ph.D., associate professor[1]; rustamsul@rambler.ru

[1]Brunch of Ufa state petroleum technological university, Oktyabrski, Russian Federation

Abstract
Drilling mud pump's operation is the main source of pressure fluctuations of flushing fluid during wells drilling. The pressure fluctuations lead to narrowing of the range of stable working of downhole hydraulic motors, vibration, reducing the resistance of the bit, reducing the lifetime of surface and downhole drilling equipment. The article reveals the influence of uneven pressure of flushing fluid to the drilling process, provides analytical research of working of the designed downhole hydro-mechanical compensator of pressure fluctuations of the flushing fluid, installed in the bottomhole assembly.

Materials and methods
In order to solve the tasks were used the basic laws of theoretical mechanics, fluid mechanics, analytical and experimental methods.

Results
Analytical solution of the hydrodynamic task of defining the changes of pressure and speed of movement of the fluid passing through the stage compensator was made based on the selected model of fluid flow interacting with the piston of the hydromechanical compensator.

Conclusions
1. To reduce the negative influence of pressure fluctuations of the flushing fluid to the drilling process in this article designed and protected by patents downhole hydro-mechanical compensators are showed.
2. The analytical dependence of the degree of reduction of the amplitude of pressure fluctuations of the drilling fluid from the number of installed in the compensator stages of damping was found.
3. Positive results of laboratory and field tests of the designed compensator evidence of the validity of theoretical positions and high efficiency of working of the compensator.

Keywords
well,
hydraulic downhole motor,
bit, drilling fluid,
pressure fluctuation,
compensator,
drilling mud pump,
dynamics of drilling tool

References
1. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground hydromechanics]. Moscow: *Nedra*, 1993, 416 p.
2. Gabdrakhimov M.S., Minnivaleev T.N., Galimov R.M. *Analiz bureniya neftyanykh skvazhin v Aznakaevskom PBR OOO «Burenie»* [Analysys of oil wells drilling in Aznakaevsky drilling department of «Burenie, LTD»]. *Stroitel'stvo skvazhin na sushe i na more*, 2013, issue 5, pp. 8–11.
3. Gabdrakhimov M.S., Minnivaleev T.N., Galimov R.M. *Issledovanie i otsenka vliyaniya neravnomernosti davleniya promyvochnoy zhidkosti na rabotu burovogo instrumenta* [Investigation and evaluation of the influence of pressure fluctuation of drilling fluid on working of the drilling tool]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 2 (27), pp. 65–67.
4. Minnivaleev T.N. *Razrabotka kompensatora dlya zashchity truboprovodov i oborudovaniya ot kolebaniy davleniya i gidroudarov* [Designing of the compensator for protecting pipelines and equipment from pressure fluctuation and hydraulic impacts]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2012, issue 4 (90), pp. 164–168.
5. Minnivaleev T.N., Suleymanov R.I. *Rezul'taty promyslovykh ispytaniy gidromekhanicheskogo kompensatora davleniya promyvochnoy zhidkosti* [The results of field tests of hydromechanical pressure compensator of drilling fluid] [The results of field tests of hydromechanical pressure compensator of drilling fluid]. International science and technical conference. Ufa: *Arkaim*, 2014, Vol.1, pp. 370–375.
6. Mirzadzhanzade A.Kh., Entov V.M. *Gidrodinamika v burenii* [Hydrodynamics in drilling]. Moscow: *Nedra*, 1985, 196 p.
7. Nikitin N.N. *Kurs teoreticheskoy mekhaniki* [Course of theoretical mechanics]. Moscow: *Vysshaya shkola*, 1990, 607 p.
8. Patent 2464404 RF, MPK E 21 И 21/00. *Kompensator promyvochnoy zhidkosti* [Flush water compensator]. Declare 23.12.2010. Published 27.06.2012.
9. Patent 2516734 RF, MPK F16L 55/04. *Kompensator promyvochnoy zhidkosti* [Flush water compensator]. Declare 28.01.2013. Published 20.05.2014.
10. Ukhin B.V. *Gidravlika* [Hydraulics]. Moscow: *ID «FORUM»: Infra-M*, 2009, 464 p.

УДК 622.24

Возможности контроля частоты вращения долота по спектрам релаксационного тока, возникающего при разрушении горной породы

А.В. Епихин
старший преподаватель[1]
epikhinav@mail.ru

[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Научная работа посвящена исследованию явления генерации релаксационных токов при разрушении горных пород бурением. Это явление может стать новым перспективным информационным каналом связи «забой-устье». Рассмотрена возможность определения значения частоты вращения породоразрушающего инструмента по спектру релаксационного тока для различных горно-геологических и технико-технологических условий эксперимента. Кроме того, доказана возможность определения технического состояния долота по характеристикам релаксационных токов. Применение полученных результатов позволит повысить эффективность и долговечность работы долота на забое.

Материалы и методы
Исследования проведены по обоснованной методике на специально оборудованном стенде на базе сверлильного станка с возможностью варьирования параметров режима бурения. На основе изучения спектров релаксационных токов, зарегистрированных при бурении горных пород, доказана возможность контроля частоты породоразрушающего инструмента и его технического состояния.

Ключевые слова
бурение, горная порода, релаксационный ток, частота вращения долота, спектр

Контроль геологической и технологической информации о процессе бурения актуален и важен, так как позволяет повысить эффективность процесса и снизить вероятность осложнений и аварий, связанных с выходом из строя бурового оборудования. Особое значение имеет контроль параметров режима бурения, под которыми обычно понимают осевую нагрузку на долото, частоту его вращения и расход промывочной жидкости.

Увеличение частоты вращения долота зачастую приводит к росту механической скорости бурения. Но при определенном ее критическом значении, которое определяется сочетанием типов горной породы и породоразрушающего инструмента темп прироста механической скорости снижается и стремится к нулю [1–2]. Кроме того, превышение частоты вращения может привести к преждевременному выходу из строя долота за счет интенсивного износа опоры (для шарошечных долот) или вооружения (зубья, таблетки PDC и т.д.). Следовательно, контроль оптимального значения частоты вращения долота является актуальной исследовательской задачей. С другой стороны, важна четкая фиксация момента поломки, либо начала интенсивного износа долота, с целью предупреждения аварийной ситуации.

Одним из новых способов контроля частоты вращения породоразрушающего инструмента является идея применения релаксационных токов, генерируемых при разрушении горных пород, в качестве источника полезного сигнала о процессе бурения. Реализацией данного научного направления занимается научная группа кафедры бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета.

С целью поиска зависимостей между частотой вращения породоразрушающего инструмента и характеристиками релаксационных токов были проведены эксперименты по бурению горных пород. Они были реализованы на экспериментальной буровой установке, разработанной на базе сверлильного станка с возможностью варьирования параметров режима бурения [3]. Эксперименты проводились с использованием 5 типов породоразрушающих инструментов: двухшарошечное долото, одношарошечное долото, алмазная буровая коронка, буровая коронка с твердосплавными пластинами, лопастное долото. Разнообразие горно-геологических условий обеспечивалось за счет использования 4 типов горных пород: мрамор, гранит, песчаник, бетон (в качестве модели гравелита).

Эксперименты проводились со ступенчатым повышением частоты вращения породоразрушающего инструмента. Шаг изменения частоты вращения: 100 об/мин. Начальное (минимальное) значение частоты вращения — 400 об/мин, максимальное — 800 об/мин. По амплитудно-частотным характеристикам релаксационных токов проводился расчет спектров и их дальнейший анализ, результаты которого позволяют утверждать, что возможна регистрация и контроль частоты вращения породоразрушающего инструмента, его шарошек (при наличии), а также определение нестабильности его работы по причине неисправности (заклинивание шарошки, слом лопасти или породоразрушающих элементов) [4–8].

Возможность определения рабочей частоты породоразрушающего инструмента является закономерностью для всех условий бурения, при которых проводились исследования. Рабочая частота характеризуется в спектре четко выделяющимся пиком в диапазоне ближайших частот вращения (рис. 1, 2). Возможны несколько вариаций представления спектров в зависимости от

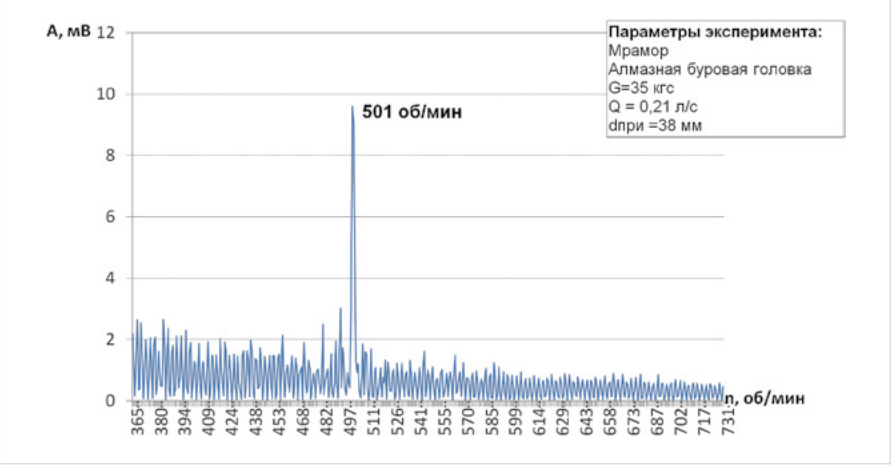


Рис. 1 — Спектр, соответствующий частоте вращения алмазной буровой коронки при разбуривании мрамора с осевой нагрузкой 35 кгс

технологических условий работы породоразрушающего инструмента [6–8]:

- четкий единичный пик спектра, что характерно для любых типов долот (рис. 1);
- наличие двух и более явных пиковых значений спектра, которые обусловлены колебаниями частоты вращения вследствие нестабильности режима бурения, работы долота или неоднородности разрушаемой горной породы, либо из-за совокупности указанных причин (рис. 2).

Величина помех зависит от стабильности работы породоразрушающего инструмента (например, для алмазной буровой коронки и лопастного долота спектры имеют более сглаженный вид), характеристик образца горной породы (для образцов бетона характерно наличие помех из-за неоднородной структуры породы), технологических параметров разрушения (при повышении частоты вращения и осевой нагрузки на долото наблюдается снижение стабильности его работы и увеличение количества фоновых помех).

При обработке спектров, соответствующих экспериментам с использованием шарошечных долот, были обнаружены пиковые значения, соответствующие частоте вращения шарошек (рис. 3). Подобные спектры наблюдаются во всех аналогичных исследованиях с шарошечными породоразрушающими инструментами. Рассматриваемый диапазон спектра имеет большее количество фоновых помех (по сравнению с диапазоном, соответствующим спектру частоты вращения долота), но это не исключает возможность четкой регистрации рабочей частоты вращения шарошек.

Отдельным направлением исследований стало изучение работы «аварийного» долота. На двухшарошечном долоте одна из шарошек была заклинена посредством сварки ее с лапой. Был проведен комплекс исследований, который подтвердил возможность идентификации неисправностей породоразрушающего инструмента через нестабильность частоты вращения по спектрам, рассчитанным на основе изменения амплитуды напряжения релаксационного тока. На рис. 4 представлен спектр, соответствующий частоте вращения шарошечного долота с заклиненной шарошкой, который характеризуется наличием множества фоновых помех, а также изменениями («проскальзыванием») частоты вращения самого инструмента, по которым можно идентифицировать выход из строя, либо разрушение шарошечного долота. Таким образом, доказана возможность идентификации неисправности работы инструмента на забое по изменению спектра, соответствующего частоте его вращения.

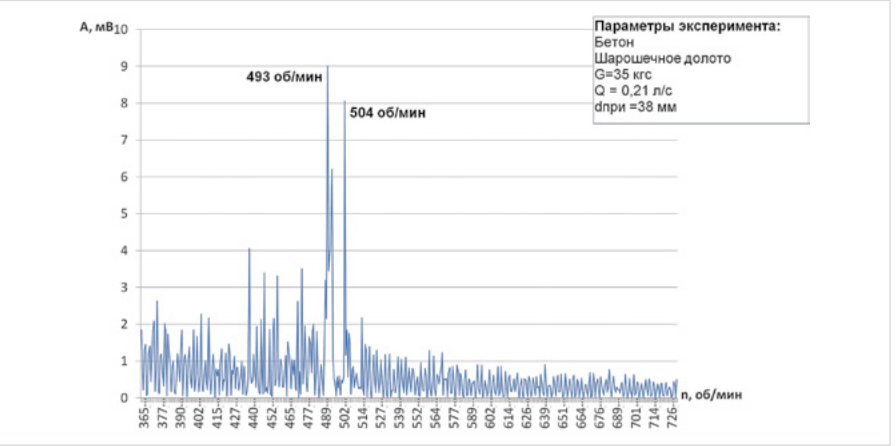


Рис. 2 — Спектр, соответствующий частоте вращения двухшарошечного долота при разбуривании бетона с осевой нагрузкой 35 кгс

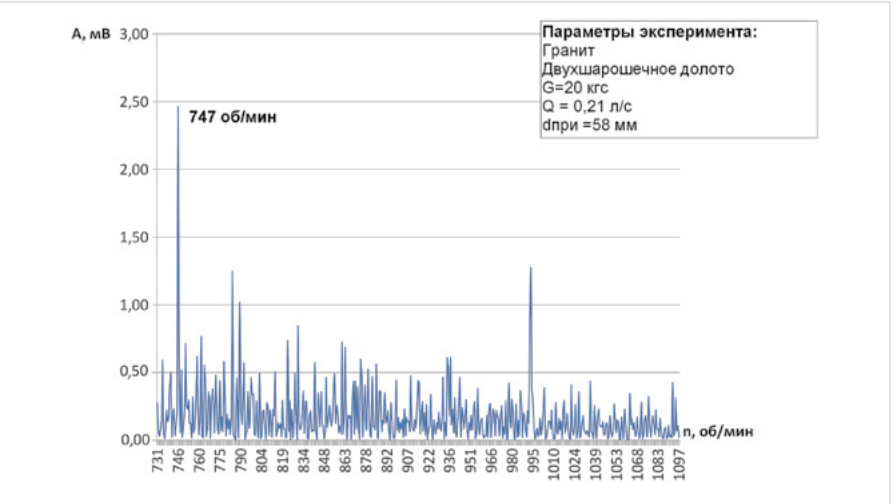


Рис. 3 — Спектр, соответствующий частоте вращения шарошек двухшарошечного долота при разбуривании гранита с осевой нагрузкой 20 кгс

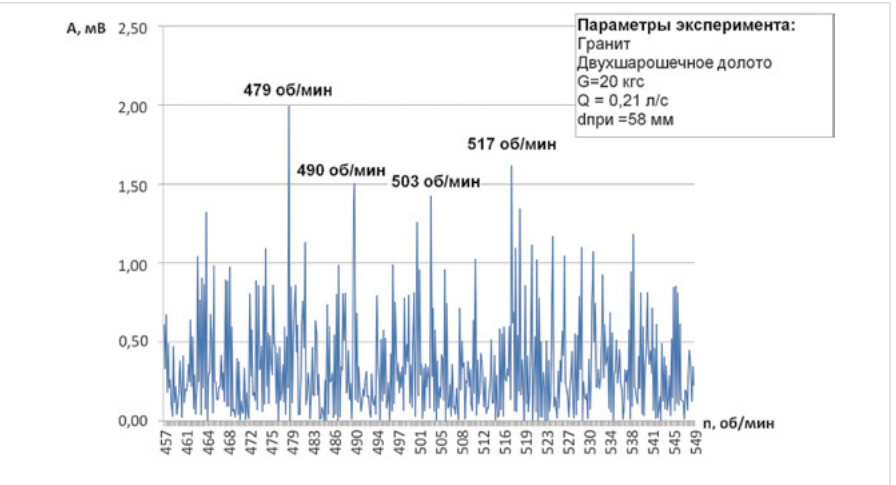


Рис. 4 — Спектр, соответствующий частоте вращения двухшарошечного долота с одной заклиненной шарошкой при разбуривании гранита с осевой нагрузкой 20 кгс

Итоги

Приведена методика проведения эксперимента, результаты анализа спектров релаксационных токов, полученных для различных геолого-технологических условий. Полученные данные могут быть использованы для контроля процесса бурения.

Выводы

1. Имеет место корреляция между процессом разрушения горной породы и генерацией релаксационного тока.
2. По спектрам, рассчитанным на основе амплитуды напряжения релаксационного тока, возможна регистрация и контроль частоты вращения породоразрушающего инструмента и шарошек (для шарошечных долот).
3. По спектрам, описывающим нестабильную работу породоразрушающего инструмента, возможна идентификация его неисправности – заклинивание шарошки, поломка лопастей, опор и др.

Список используемой литературы

1. Шигин А.О., Гилев А.В. Разработка идеализированной модели бурения горных пород с различными физико-механическими свойствами // Фундаментальные исследования. 2012. №3. С. 665–667. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.rae.ru/fs/?section=content&op=show_article&article_id=9999003 (дата обращения 7.10.2015).

2. Влияние частоты вращения долота. Влияние расхода бурового раствора. 2014. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://neftrussia.ru/vlijanie-chastoty-vrashhenija-dolota/ (дата обращения 7.10.2015).
3. Патент 2494367 РФ, МПК G01N27/00, G01N3/08 Устройство для регистрации электромагнитного излучения, возникающего при разрушении горных пород бурением, и способ его применения. 2011100192/28, Заявл. 11.01.2011. Опубл. 27.09.2013.
4. Епихин А.В., Карнеев К.В. Исследование влияния различных факторов на импульсные электрические токи, возникающие при разрушении горных пород. Материалы X юбилейной международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2009», Ухта, 2009. С. 177–180.
5. Епихин А.В., Карнеев К.В. Analysis of different factors on electric current impulses during drilling. Труды XIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2009. С. 929–932.
6. Епихин А.В., Ковалев А.В. Оценка частоты вращения породоразрушающего инструмента по спектрам постоянных токов, возникающих при разрушении горных пород на забое. Материалы XII международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2011», Ухта, 2011. С. 23–26.
7. Епихин А.В., Ковалев А.В. Перспективы использования релаксационных токов в качестве источника информации о параметрах режима бурения. Труды VI Открытой региональной молодёжной конференции ОАО «ТомскНИПИнефть» «Проблемы разведки, разработки и обустройства месторождений нефти и газа», Томск, 2013. С. 220–225.
8. Епихин А.В., Григоренко А.К., Евсеев В.Д., Самохвалов М.А., Ковалев А.В. Релаксационные токи с забоя скважины и параметры режима бурения. Материалы II Международной научно-технической конференции «Повышение качества строительства скважин», Уфа, 2010. С. 92–97.

ENGLISH **DRILLING**

Control bit's speed by spectra of electric currents generated at rock destruction by drilling

UDC 622.24

Authors:
Anton V. Epikhin — senior lecturer[1]; epikhinav@mail.ru

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

Abstract
The scientific work is devoted to the phenomenon of the generation of electric currents in rock destruction by drilling. It's may be a promising new information channel of communication "well bottom-surface". The possibility of determining the value of speed rock-breaking tool by spectra of electric current for various geological, technical and technological conditions of the experiment. In addition, proof of the possibility of determining the technical condition of the bit on the characteristics of the electric currents. The use of the results will increase the efficiency and durability of the bit at the well bottom.

Materials and methods
Experiments were conducted using sound methodology on a specially equipped stand on the basis of the drilling machine with the possibility of varying the parameters of the drilling mode.
On the basis of experimental research the spectra of electric currents recorded during the drilling of rocks, it proved possible to control the frequency of rock cutting tool and its technical condition.

Results
Presented the technique of the experiment, the results of the obtained electric currents spectra's analysis for various geological and technological conditions. The obtained data can be used to control the drilling process.

Conclusions
1. There is a correlation between the process of rock destruction and generation of electric currents.
2. Register and control the speed of rock cutting tools and cones (for roller cone bits) is possible by spectrum calculated on amplitude electric currents during drilling.
3. Identify a fault of the rock cutting tool (jamming cutters, breaking blades, bearings) is possible by spectra describing its unstable operation.

Keywords
drilling, rock,
electric current,
frequency of rock cutting tool,
spectra

References
1. Shigin A.O., Gilev A.V. *Razrabotka idealizirovannoy modeli bureniya gornykh porod s razlichnymi fiziko-mekhanicheskimi svoystvami* [The development of an idealized model of drilling rocks with different physical and mechanical properties]. Fundamental research, 2012, issue 3, pp. 665–667. Available at: http://www.rae.ru/fs/?section=content&op=show_article&article_id=9999003 (accessed 7 October 2015).
2. *Vliyanie chastoty vrashcheniya dolota. Vliyanie raskhoda burovogo rastvora* [Effect of speed bit. Effect of flow of drilling fluid]. 2014 Available at: http://neftrussia.ru/vlijanie-chastoty-vrashhenija-dolota/ (accessed 7 October 2015).
3. Patent 2494367 of the Russian Federation, MPK G01N27 / 00 , G01N3 / 08 *Ustroystvo dlya registratsii elektromagnitnogo izlucheniya, voznikayushchego pri razrushenii gornykh porod bureniem, i sposob ego primeneniya* [Device for detection of electromagnetic radiation produced by the destruction of rocks by drilling and the method of its application]. 2011100192/28, stated. 11.01.2011. Published 27.09.2013.
4. Epikhin A.V., Karneev K.V. *Issledovanie vliyaniya razlichnykh faktorov na impul'snye elektricheskie toki, voznikayushchie pri razrushenii gornykh porod* [Research of the influence of various factors on pulsed electric currents produced by the destruction of rocks]. Proceedings of the X anniversary International Youth Scientific Conference "Severgeoecotech 2009", Ukhta, 2009, pp. 177–180.
5. Epikhin A.V., Karneev K.V. Analysis of different factors on electric current impulses during drilling. Proceedings of the XIII International Symposium of students and young scientists named after Academician M.A. Usov "Problems of Geology and Mineral Resources Development", Tomsk, 2009, pp. 929–932.
6. Epikhin A.V., Kovalev A.V. *Otsenka chastoty vrashcheniya porodorazrushayushchego instrumenta po spektram postoyannykh tokov, voznikayushchikh pri razrushenii gornykh porod na zaboe* [Estimation of speed rock cutting tool by the spectra of direct electric currents resulting in the destruction of rocks at the well bottom]. Materials of the XII International Youth Scientific Conference " Severgeoecotech 2011", Ukhta, 2011. pp. 23–26 .
7. Epikhin A.V., Kovalev A.V. *Perspektivy ispol'zovaniya relaksatsionnykh tokov v kachestve istochnika informatsii o parametrakh rezhima bureniya* [Prospects for the use of the electric currents as a source of information about the parameters of drilling mode]. Proceedings of the VI Open regional youth conference of " TomskNIPIneft" "Problems of exploration, development and construction of oil and gas ", Tomsk, 2013, pp. 220–225.
8. Epikhin A.V., Grigorenko A.K., Evseev V.D., Samokhvalov M.A., Kovalev A.V. *Relaksatsionnye toki s zaboya skvazhiny i parametry rezhima bureniya* [Electic currents from well bottom and mode settings]. Proceedings of the II International Scientific Conference "Improving the quality of well construction ", Ufa, 2010, pp. 92–97.

УДК 622.691

Центр газовой науки и практики

С.А. Скрылев
кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор[1]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

ООО «ТюменНИИгипрогаз» — 100-процентное дочернее Общество ОАО «Газпром», которое реализует комплексный подход к разработке и обустройству газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Научные разработки и проектные решения ООО «ТюменНИИгипрогаз» используются на многих предприятиях Западной и Восточной Сибири, а промышленное оборудование, изготовленное на Экспериментальном заводе Общества, применяется по всей стране.

Постановлением Правления ОАО «Газпром» с 2002 г. на ООО «ТюменНИИгипрогаз» возложены функции головной организации по научному обеспечению производственной деятельности предприятий газовой промышленности в Западно-Сибирском регионе.

Этот крупнейший на сегодняшний день научно-проектный институт был создан в 1966 г., первоначально как филиал ВНИИГАЗа. В то время только разворачивалось освоение нефтегазовых месторождений тюменского Севера. Первой опытной площадкой стало Пунгинское месторождение. Тогда и выяснилось, что методы, применявшиеся в европейской России, здесь не подходят.

Именно поэтому для Медвежьего месторождения были разработаны рекомендации по бурению и конструкции эксплуатационных скважин увеличенного диаметра лифтовых колонн, строящихся в условиях многолетнемерзлых пород.

Следующим стало Уренгойское месторождение, которое на пике своих возможностей давало более 60% от всей добычи газа в стране. Это стало возможно, в том числе, благодаря новаторским технологиям, которые специалисты ТюменНИИгипрогаза опробовали на Медвежьем.

В проекте разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, подготовленном совместно с ВНИИГАЗом, было предусмотрено наклонно-направленное бурение скважин. С тех пор это решение широко используется при освоении газовых месторождений.

Вынгапуровское (1978 г.), Комсомольское (1993 г.), Западно-Таркосалинское (1995 г.), Губкинское (1999 г.), Вынгаяхинское (2003 г.), Етыпуровское (2004 г.) — практически все месторождения «южной группы» запускались по проектам ТюменНИИгипрогаза.

На Комсомольском месторождении, состоящем из трех куполов, было построено две установки предварительной подготовки газа и центральная УКПГ. Это решение сэкономило значительные средства и было отмечено премией «Газпрома».

В проекте обустройства Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождений, удаленных друг от друга на 40 км, проектировщикам удалось разместить все сооружения на Етыпуровской площадке, создав единый газодобывающий комплекс. Так ТюменНИИгипрогаз

Главный корпус ООО «ТюменНИИгипрогаз»

В кернохранилище ООО «ТюменНИИгипрогаз», п. Антипино, г. Тюмень

вновь стал лауреатом премии Газпрома.

Сегодня перед газовой отраслью региона стоят новые задачи: освоение Ямала и Гыдана, разработка ачимовских и освоение юрских отложений, внедрение «малолюдных» технологий, создание новых центров газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. ТюменНИИгипрогаз активно работает по всем направлениям, используя накопленный опыт и знания.

В 2008 г. на Уренгое началась промышленная эксплуатация ачимовских отложений. Единая технологическая схема разработки была подготовлена тюменским институтом. В 2013 г. были введены в эксплуатацию объекты пускового комплекса участка 1А ачимовских отложений.

В 2011 г. по проекту ТюменНИИгипрогаза был запущен автоматизированный газовый промысел сеноманской залежи Муравленковского месторождения, основанный на «малолюдных технологиях». В 2012 г. введено в эксплуатацию Бованенковское месторождение, все эксплуатационные скважины которого были построены по проектам института. В 2013 г. выполнены проект разработки Ямбургского (сеноманские отложения) и комплексный проект разработки Заполярного месторождений. В 2014 году были выполнены проекты обустройства второго, четвертого и пятого ачимовских участков Уренгойского месторождения.

В структуре института имеются аттестованные лаборатории буровых растворов и специальных жидкостей, тампонажных растворов. Создан Центр изучения керна и пластовых флюидов, в состав которого входит керно-хранилище вместимостью 70 тыс. погонных метров.

Экспериментальный завод Общества выпускает оборудование для газодобывающих и газотранспортных компаний, преимущественно на основе собственных разработок. Установки комплексной подготовки нефти и газа, факельные устройства, расходомеры, сепараторы, теплообменники — продукция ТюменНИИгипрогаза заслужила отличную репутацию у газовиков и нефтяников по всей России.

Разработана и успешно внедрена в производство уникальная технология подготовки воды «Водопад». Газовики по достоинству оценили эту технологию не только за высочайшее качество питьевой воды, но и за удобство в использовании. Станция работает в автоматическом режиме и не нуждается в постоянном присутствии обслуживающего персонала. По всей России работает более 110 станций.

В 2011 г. станция «Водопад» стала лауреатом конкурса «100 лучших товаров России», а в 2013 г. водонапорные подстанции были признаны дипломантами этого конкурса.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

625019, РФ, г. Тюмень,
ул. Воровского, 2
Тел.: +7 (3452) 28-64-81
Факс: +7 (3452) 27-40-45
E-mail: info@tngg.ru
www.tyumenniigiprogaz.gazprom.ru

Стенд ООО «ТюменНИИгипрогаз»
на выставке «Нефть и газ – 2011», г. Тюмень, сентябрь 2011

Специалисты отдела крепления скважин ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Центр изучения керна и пластовых флюидов ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень.

Об инвестициях в геологоразведку и перспективах развития отрасли

11 ноября в г. Москва пройдет 2-ая ежегодная конференция «Геологоразведка 2015», соорганизаторами которой выступают международная компания с 12-летним опытом «Восток Капитал» и государственный геологический холдинг Росгеология. В преддверии мероприятия на вопросы о том, какие темы сейчас наиболее актуальны для геологической отрасли РФ, какое будущее ждет геологоразведку и как будет развиваться рынок в ближайшие годы, ответил начальник управления ОАО «Росгеология» по администрированию геологоразведочных проектов на УВС Олег Корчагин.

В последние годы в России фиксируется падение объемов поискового бурения. По данным «ВНИГНИ», с 2008 по 2013 год количество пробуренных поисковых скважин сократилось в 2 раза. Каковы в этой связи планы «Росгеологии» в сфере поискового бурения на углеводородное сырье? Планируется ли в перспективе наращивание данных показателей?

К сожалению, объемы бурения в нашей стране, действительно резко снизились и сейчас изученность ее территории этим методом крайне низка, особенно в некоторых регионах, таких как Дальний Восток. Между тем, именно поисковое бурение — наиболее эффективный способ получения информации о геологическом строении территории. Это единственный способ открывать новые месторождения углеводородов. Никакие другие методы — 3D, 4D сейсморазведка, новые технологии гравиразведки, активной и пассивной микросейсморазведки — позволяют лишь установить и уточнить поисковый объект, но не открыть месторождение, тем самым обеспечив реальный прирост запасов углеводородов. Новые инструменты не заменят бурения, они лишь позволят более детально поставить задачи по нему. В настоящее время в «старых» промысловых регионах, таких как Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Северо-Кавказская нефтегазоносаня провинция геологами выявлено тысячи перепективных на нефть и газ структур. Многие структуры, были выявлены еще до 90-х годов прошлого века. Фонд подобных структур продолжал и продолжает наращиваться. Это огромный потенциал обнаружения мелких и средних месторождений нефти и газа. К сожалению, ввиду изменившейся в середине 90-х годов концепции государственной геологоразведки эти структуры остаются неопробованными. Учитывая это, можно констатировать, что снижение объемов бурения — тенденция для отрасли негативная, ситуацию необходимо исправлять. Для этого нужно совершенствовать подходы к постановке задач по геологоразведке на государственном уровне, а также вырабатывать способы стимулирования недропользователей к инвестированию в разведочное бурение. Росгеология в настоящее время, в рамках действующего законодательства, осуществляет лишь параметрическое бурение скважин, поисковое и разведочное бурение за счет госбюждета не проводится. Росгеология в свою очередь выходила с инициативой по расширению программы бурения параметрических скважин — как на островах Арктического шельфа, так и малоизученных территориях. Считаем также необходимым в старых промысловых регионах провести анализ фонда перспективных структур, определить подходы к разбраковке выявленных структур при помощи традиционной уплотненной сети сейсморазведки и инновационными методами сейсмо-гравиразведки и приступить к бурению этих структур. По результатам поискового бурения станет ясно — пустая структура или нет. После открытия месторождения оно будет поставлено на баланс государства. Такой подход долгие годы практиковался в годы советской власти. Так были заложены основы ресурсной базы страны. В настоящее время для открытия новых месторождений нефти и газа требуется организация государственной службы бурения поисковых и разведочных скважин. Это единственный способ планомерного наращивания ресурсов углеводородов. Естественно, что нуждаются в особой проработке вопросы совершенствования технологий бурения и удешевления этого процесса. Особое внимание следует также уделить разработке механизмов налогового стимулирования поискового и разведочного бурения, направленного на поиски и добычу нетрадиционных нефти и газа. Технология поиска и добычи нетрадиционной нефти или метана угольных пластов требует постановки поискового и разведочного бурения в очень больших объемах, что ведет к удорожанию конечного продукта. Во многих странах, например, в США, Австралии, существует огромная система преференций этому виду деятельности для стимулирования работы с такими видами ресурсов.

В начале сентября министр энергетики Александр Новак сообщил о планах увеличения добычи нефти на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири более чем в два раза. Как Вы оцениваете состояние ресурсной базы и геологоразведочных работ в данном регионе?

Восточная Сибирь и Дальний Восток являются на сегодняшний день самыми перспективными регионами как для развития минерально-сырьевой базы в России, так и экономики нашей страны в целом.

Данные территория являются малоизученными в геологическом плане, здесь много «белых пятен» и есть хорошие возможности для совершения значимых открытий. Однако объемы ведущихся сейчас геологоразведочных работ крайне малы и явно недостаточны для эффективного развития добывающего комплекса. Частных инвестиций в ГРР, несмотря на все перспективы региона, практически не осуществляется. Сегодня необходимо думать о том, как привлечь инвестиции в геологоразведку в

данных регионах, вносить изменения в нормативно-правовой базе, чтобы инвестору было интересно вкладываться в такие проекты, развивать инструменты государственно-частного партнерства.

Добыча в регионе сегодня растет, строится новая транспортная инфраструктура, и это будет требовать постоянной «подпитки» в виде новых месторождений. На территории ДВФО геологические исследования проводят 7 ОАО, входящих в Росгеологию: «Амургеология», «Дальгеофизика», «Камчатгеология», «Магадангеология», «Приморгеология», «Георегион», «СахГРЭ». Кроме того, сейчас в стадии присоединения к холдингу находятся еще 15 предприятий, среди них 2, работающих в ДФО: «Дальморнефтегеофизика», «Ухтанефтегазгеология».

Каковы возможности российских предприятий по геологическому изучению шельфа арктических и дальневосточных морей? Способна ли наша страна обойтись в этой сфере без привлечения иностранных корпораций?

Способна. Отечественная геология обладает рядом уникальных компетенций и технологий, которые просто необходимо развивать. Говоря про шельф, наша позиция такая: мы не должны просто пускать сюда работать зарубежных игроков, мы должны развивать свою геологоразведку, поднимать отрасль и все возможности для этого у нас есть.

Росгеология активно работает на шельфе, это стратегически важный для нас регион.

Только за август между холдингом и Департаментом по недропользованию на континентальном шельфе и Мировом океане Роснедр было подписано 3 контракта. По одному из них будет вестись изучение углеводородного потенциала зоны сочленения структур Полярного Урала, Пай-Хоя и Западно-Сибирской плиты. Это морское продолжение Ямальской нефтегазоносной области. По второму будут оцениваться перспективы нефтегазоносности дна Енисейского залива. По третьему — Куршского залива Балтийского моря. Холдинг на постоянной основе ведет работу на шельфе по государственным контрактам. У нас здесь есть определенные уникальные компетенции, в частности, как я уже отметил, в области работ в зоне мелководья.

Арктика — один из наиболее перспективных регионов для восполнения минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Результаты уже проведенных исследований свидетельствуют о перспективах обнаружения крупных месторождений углеводородов и твердых полезных ископаемых, включая стратегические и остродефицитные. Проведение геологоразведочных работ будет способствовать развитию добывающего комплекса, инфраструктуры, логистики, и, как следствие, даст возможности для становления здесь и другого бизнеса. Следует отметить, что между Росгеология, департаментом Моргео и ФГУП «ВНИИОкеангеологи» в вопросах освоения шельфа и континентального склона имеется полное взаимопонимание. 21–24 сентября 2015 года во ФГУП «ВНИИОкеангеология» в Санкт-Петербурге, прошло большое совещание, посвященное вопросам выбора перспективных новых объектов геологоразведки на шельфе и континентальном склоне Российской Федерации. Выбраны 11 действительно перспективных площадей, которые будут рекомендованы для постановки на них работ в 2016 году.

Сейчас в отечественном нефтегазовом комплексе происходит активный процесс импортозамещения. Планирует ли в «Росгеология» мероприятия, нацеленные на решение этой задачи?

Предприятия холдинга традиционно были ориентированы на работу с отечественными поставщиками, но есть определенная номенклатура, которую приходится везти из-за рубежа ввиду отсутствия на сегодняшнем этапе российских аналогов, соответствующих по качественным показателям. Например, импортируем лабораторные комплексы, сейсморазведочные станции и системы регистраций данных. Холдинг активно включился в работу по импортозамещению. По технике для геологоразведки у России есть большой потенциал в наработках, при грамотном подходе к организации производства такого оборудования, мы сможем решить проблемы импортозамещения в среднесрочной перспективе. Например, петербургское «Севморгео» (входит в холдинг Росгеология) разработало уникальную технологию глубоководного бурения с помощью буровых комплексов донного базирования. Сейчас компания работает над изготовлением глубоководных буровых установок совместно с петербургским Средне-Невским судостроительным заводом. Значительные наработки имеются в части создания и внедрения отечественных программных комплексов системы обработки и интерпретации данных сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки для поисковых целей. В разработке программно-аналитических комплексов участвуют такие учреждения как АО «СНИИГиМС», АО «ВНИИГеофизика», ФГУП «ВНИГРИ», Институт прикладной математики и геофизики Балтийского госуниверситета, АО «Центральная геофизическая экспедиция» и др.

Безусловно, есть ряд направлений и технологий в геологоразведке и добыче полезных ископаемых, в которых доля импорта очень существенна, и здесь необходимо активизировать НИОКР, разработку собственного оборудования. Мы занимаемся этим вопросом в рамках наших компетенций. Сейчас согласно Указу Президента Российской Федерации, к холдингу присоединяется ещё ряд предприятий, среди которых профильные научно-исследовательские институты, и мы, в рамках холдинга, планируем обособить данное направление и максимально интенсифицировать работу по нему в привязке к реальным потребностям отрасли.

Как Вы оцениваете научную базу российской геологии? Как развивается научная деятельность в рамках «Росгеологии» и планируете ли Вы ее расширение, в том числе за счёт включения в структуру холдинга новых отраслевых институтов?

Главная задача Росгеологии восстановить былые позиции научного сектора в геологоразведки. Поэтому на базе холдинга будет сформирован кластер. Сейчас мы ждем передачи нам на баланс ряда научных институтов. В принципе, объединение предприятий геологического профиля должно дать им стимул для развития. За счет синергии повысится эффективность работы и управления производственными ресурсами, а объединение финансовых потоков даст возможность увеличить инвестиции в НИОКР и разработку новых технологических решений. Предприятия Росгеология уже более года плотно работают прогрессивными научно-производственными группами, создающими новое оборудование и программное обеспечение для геологоразведки. В этой работе участвуют и другие организации, имеющие достижения в области создания геологоразведочных технологий. Многие новые объекты геологоразведки, представленные на рассмотрение в 2016 году, например, по Центрально-Сибирскому федеральному округу, по Южному федеральному округу, предусматривают использование в работе инновационных подходов и методов. Как я уже успел отметить, хорошее взаимодействие сейчас намечается между исследовательскими группами АО «СНИИГиМС», АО «ВНИИГеофизика», ФГУП «ВНИГРИ», Института прикладной математики и геофизики Балтийского госуниверситета, АО «Центральная геофизическая экспедиция». Надеемся также на привлечение научного потенциала Сколково.

Многие российские нефтегазовые компании участвуют в добычных проектах за пределами РФ. Наблюдается ли аналогичная тенденция и в геологии? Планируют ли предприятия, входящие в «Росгеологию», расширять свою деятельность за рубежом, в частности — в рамках проектов по поискам и разведке углеводородного сырья?

Росгеология активно работает там, где исторически присутствовала советская геология, где хорошо помнят нашу школу тех лет: в странах Латинской Америки, африканского континента, Азии. Есть сегменты, где мы очень конкурентоспособны. Например, сухопутная сейсморазведка, поиски и оценка ресурсов твердых полезных ископаемых. Здесь мы эффективно можем конкурировать с канадскими, европейскими, американскими компаниями. Поэтому мы работаем за рубежом и собираемся наращивать там базу контрактов, так как потенциал иностранных рынков оцениваем высоко.

Необходимость выходить на глобальный рынок обусловлена двумя факторами. Во-первых, высокой сезонностью геологоразведочных работ. Без решения задачи формирования контрактной базы на зарубежных рынках преодолеть низкую эффективность не получится. Второй фактор — доступ к технологиям. Глобальная конкуренция заставляет тебя быть постоянно в тренде, обеспечивать ввод новых технологических решений. Даже ведущие компании, которые приходят на российский рынок, приходят сюда с отстающими технологиями. Поэтому выход на международный рынок стратегически важен: мы либо движемся с рынком в едином ритме, либо проиграли. Но при этом, хочу отметить, что все-таки Рсогеология — государственный холдинг, сформированный для решения государственных задач. Поэтому основной территорией работ для нас является Россия, и ключевыми задачами — решение проблем отрасли внутри страны.

Актуальные проблемы в наземной и скважинной сейсморазведке и пути их решения

(по материалам конференции «Гальперинские чтения -2014»)

В.С. Мануков
Начальник отдела международного научно-технического сотрудничества[1]
vsmanukov@cge.ru

[1]АО «ЦГЭ», Москва, Россия

В статье приводится аналитический обзор докладов и список презентаций российских программных продуктов для обработки, анализа и интерпретации геолого-геофизических материалов, предлагаемых к импортозамещению, обсужденных на XIV Международной научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2014».

XIV-ая ежегодная научно-практическая конференция «Гальперинские чтения-2014», состоявшаяся 28.10–01.11.2014 года в Москве в Центральной геофизической экспедиции, собрала более ста специалистов и ученых, геофизиков и геологов из российских и стран СНГ геологоразведочных, нефтегазодобывающих и сервисных компаний, НИИ и ВУЗов. Программа конференции содержала 50 докладов, подготовленных в общем 108 авторами от 32-х разрабатывающих или сервисных организаций, таких как ЦГЭ, Геоверс, ИФЗ РАН, ИПНГ РАН, ВНИГНИ, ВНИГРИ, Геологический и математический факультеты МГУ им. М.В. Ломоносова, Санкт-Петербургский ГУ, РГУ НГ им. И.М. Губкина, Геосейс, Пангея, Яндекс.Терра (Сейсмотек), ВНИИГеосистем, ООО «ГСД», Викосейс, Градиент ТН-Групп и др. В числе авторов было 38 кандидатов и 15 докторов наук, что свидетельствует о достаточно высоком научно-техническом и инновационном содержании представленных докладов. Этому также способствовала и наметившаяся тенденция расширения тематического содержания «Гальперинских чтений», которые, как известно, изначально были задуманы с целью освещения проблем и развития метода ВСП в интеграции с наземной сейсморазведкой и с другими методами нефтяной геофизики и геологии. Но вскоре, фактически даже с первой конференции, тематика Чтений вышла за пределы принятой идеи и начала расширяться, подвергаясь естественному процессу развития науки и технологий, в определённой степени стимулируемого также и интегрированию различных методических и технологических новаций.

В этом отношении настоящая, XIV конференция больше, чем несколько предыдущих, отличается тематическим разнообразием предложенных к обсуждению докладов. Некоторые из представленных докладов, как может на первый взгляд показаться, будто бы они никак не связаны с насущными проблемами и задачами современной нефтяной сейсморазведки и в особенности с ВСП. На самом деле, всё то, что кажется несовместимыми технологиями, почти всегда могут и используются для комплексного анализа данных, полученных разными способами. К примеру, результаты динамического анализа сейсмических волн разного типа (продольных и поперечных), полученных по методу ВСП, используются для прогноза коллекторских свойств, подсчёта запасов УВ при интегрированной интерпретации данных. Или применяется комплексирование технологий из области сейсмологии с обычными сейсмическими методами, например, в докладе Мирзоева К.М., Николаева А.В. и др., ИФЗ РАН предлагается использовать приливные движения Земли, вызывающие периодические фазы расширения и сжатия трещин земной коры, в качестве мощного природного насоса для интенсивного извлечения нефти из порового пространства в трещины во время их расширения и далее для продвижения к добывающим скважинам в фазе приливного сжатия этих трещин. Для этого предлагается постепенно снижать по объёмам закачку воды в скважины до достижения 50% обводненности добываемого флюида, а также дополнительно производить периодические вибровоздействия на нефтеносные пласты во временном режиме, согласованном с циклическим процессом приливных движений Земли. Или другой пример: в докладе Акопяна С.Ц. [1] предлагается внедрить разработанный им оригинальный метод сейсмической энтропии для контроля зарождения слабых землетрясений естественного или техногенного происхождения на территории эксплуатируемых месторождений с целью укрепления объектов добычи и предотвращения экологических катастроф.

На конференции было заслушано несколько докладов, в которых приведены результаты использования разных интегрированных технологических новаций для решения методических и геологических задач, направленных главным образом на увеличение добычи углеводородов в сложных сейсмогеологических условиях.

Так, в совместном докладе ВНИГНИ и РГУ НГ им. И.М.Губкина (Кондратьев И.К., Рыжков В.И.и др.) приводятся результаты динамической интерпретации сейсмических данных с целью прогнозирования нетрадиционных коллекторов с помощью разработанной ими методики анализа пластовой акустической инверсии, выполняемой на начальном поисково-региональном этапе разведки. Полученные ими данные о характере изменения акустической инверсии внутренних пластов-коллекторов Баженовской свиты позволили прогнозировать продуктивность эксплуатируемых скважин в Западной Сибири, а также изменения мощности битуминозных отложений в Оренбуржье.

В докладе Трофимова В.Л., Хазиева Ф.Ф. и Школьник С.А. от компаний ООО «ВРС ГеоТехнология» [2] и ЗАО «Нобель Ойл», Москва показана возможность обнаружения нефтегазовых залежей с помощью динамической интерпретации сейсмических данных методом высокоразрешающей сейсмики

В докладе Авербуха А.Г. и Графа С.Ю. от ЦГЭ [3] и Тверского Университета раскрыта методология и алгоритмы использования данных 3D сейсморазведки для выявления и изучения зон трещиноватости, оценки их параметров по азимутальным вариациям

сейсмических характеристик однократно отраженных и обменных волн и по другим диагностическим признакам трещиноватости коллекторов. На современном этапе сейсморазведки обнаружение и изучение трещиноватых коллекторов является актуальной задачей для нефтегазодобывающих компаний в связи с ростом открываемых месторождений в трещиноватых породах различного генезиса. В разработанной и внедренной авторами методологии ключевую роль играет сочетание современных математических методов с эффективной геофизической моделью. Эта технология, результат многолетнего труда коллектива, включена в Программный комплекс INPRES, который широко и успешно используется многими российскими компаниями и в некоторых зарубежных странах.

Практически все доклады на «Гальперинских чтениях» содержат инновационную составляющую. Как правило, это либо совершенно новые технические средства для получения геолого-геофизической информации, либо новые технологии обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических, промысловых, буровых и других данных. При этом описание технических или технологических новаций подкрепляется демонстрацией результатов их применения для решения конкретных геологических задач.

К числу таких можно отнести целый ряд следующих докладов, в которых приводятся примеры применения оригинальных технологий наблюдения, обработки и интерпретации сейсмических и других геофизических данных при решении различных, но непростых во всех случаях, геологических задач.

Так, в докладе Г.Н. Андреева и др., ОАО «Запприкаспийгеофизика» была продемонстрирована высокая геологическая эффективность интерпретационной палеообработки в сложных сейсмогеологических условиях Волгоградской и Саратовской областей.

ВолгоградНИПИморнефть, филиал ООО Лукойл-Инжиниринг в докладе П. Ф. Поповой показана возможность решения исключительно редкой задачи — выявление разломов и зон трещиноватости с целью снижения рисков при бурении скважин со сверх-протяжёнными горизонтальными секциями на месторождении им. Ю. Корчагина, в Каспийском море.

В докладе Мирзояна Ю.Д. и Ойфы В.Я. [4] рассматривается обширный круг задач, решаемых методом ВСП в комплексе с МОВ ОГТ, ГИС и ПМ ВСП в морской сейсморазведке:

- выбор системы наблюдения в поляризационном методе ВСП на море, условий возбуждения сейсмических волн;
- регистрация продольных, обменных и поперечных волн;
- применение специальной методики обработки данных с целью изучения геологического разреза в окрестности скважины и определения параметров, характеризующих физические свойства пород, таких как коэффициент Пуассона, параметры поляризации, отношение скоростей продольных, поперечных и обменных волн, коэффициент поглощения, коэффициент аномалии сейсмоакустической энтапии и энтропии.

Комплексная обработка и интерпретация выполненных наблюдениями ПМ ВСП в двух скважинах №3 и №4–Медынь на месторождении Медыньское море позволила изучить состав волнового поля, скорости PP и PS волн и упруго-деформационные модули и другие, вышеперечисленные параметры среды, используемые для прогноза нефтенасыщенности и геологического строения около скважинного пространства.

Из докладов, иллюстрирующих возможности улучшения качества изображения получаемой информации и достоверность геологических построений с помощью разных инноваций, можно отметить доклад Исенова С.М., Караулова А.В. и др., представленный компанией «Geomage Ltd» совместно с её филиалами в Казахстане и в Москве, в котором приведены результаты высокого качества обработки сейсмических данных по изучению подсолевых карбонатных резервуаров в Прикаспийской впадине, характеризующейся, как известно, сложной соляно-купольной тектоникой. Эти результаты получены с помощью Технологии Мультифокусинг и Дифракционный Мультифокусинг.

По работам в Казахстане Хайрутдиновым Р.Н., ТОО НПФ «ДАНК» представлен доклад, в котором показаны возможности изучения анизотропии упругих свойств пород с помощью азимутального НВСП.

По наблюдениям методом НВСП в сильно искривлённых скважинах В.В. Помазанов, ФГУП ВНИГНИ, применил 3D моделирование и пространственную обработку данных.

О работах методом ВСП за рубежом Шнеерсоном М.Б. представлен аналитический обзор [5] о докладах, которые обуждались на двух геофизических симпозиумах — SEG в 2013 году в Хьюстоне и EAGE в 2014 году в Амстердаме. Из обзора видно, что там ВСП активно применяется как разведочный метод.

При этом отмечаются усовершенствования в технологиях регистрации данных, в аппаратурно-технической части и т.д. Например, расширяют диапазон частоты возбуждаемых колебаний, особенно интересно, что диапазон частот расширяют не только в сторону высоких частот, но и в сторону низких, в целом до 5–6 октав, что позволяет повысить качество материалов по многим параметрам. Развивают применение мощных вибраторов, обеспечивая стабильность повторных сигналов и много других новаций и в обработке данных.

В связи с интенсивным проникновением нефтяной геофизики в область изучения физических параметров пород-коллекторов с использованием более полутора десятка «изобретенных» сейсмических атрибутов, например, коэффициентов Пуассона и Томпсона, атрибутов AVO, сейсмической инверсии, анизотропии и т.п., стало возможным и даже необходимым геофизическими методами решать часть важных и ответственных задач, относящихся к компетенции разработчиков месторождений. Прежде всего, использование этих атрибутов потребовалось для прогноза ресурсов и подсчёта запасов углеводородов.

К другой, не менее важной задаче, геофизики ещё раньше приступили к разработкам и внедрению методов увеличения нефтеотдачи пластов, повышения эффективности добычи трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов. Наиболее активно в этом направлении ведутся работы с применением технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП), особенно многостадийного в горизонтальных скважинах. Развиваются модификации скважинного и наземного микросейсмического мониторинга ГРП для контроля технологических рисков ГРП при определении фактической геометрии и фильтрационного режима трещинной зоны от гидравлического разрыва пласта. Микросейсмика позволяет видеть, что происходит во время выполнения операции ГРП в околоскважинном пространстве и экстраполировать результат на последующие операции ГРП, чтобы уменьшить технологические риски и оптимизировать процесс разработки месторождения. Об этом подробно рассказано в совместном докладе *Александрова С.И., Мишина В.А. и Бурова Д.И. от компаний «Викосейс» и «Газпром георесурс».

В докладе компании ЗАО «Градиент» [6] показаны результаты работ по определению преимущественного направления трещиноватости от ГРП на основе полноволнового численного моделирования распространения микросейсм и метода максимального правдоподобия, а в другом их же докладе приведены результаты применения метода низкочастотного сейсмического зондирования для разведки малоразмерных сложно построенных залежей углеводородов.

В докладе Шматкова А.А. и Токарева М.Ю. [7] описана новая методика трехмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях и как эта методика с использованием стандартного комплекса оборудования может быть легко адаптирована для решения конкретных инженерно-геологических задач. На примере выполненных полевых работ на побережье Белого моря показана эффективность применения трехмерных сейсмоакустических наблюдений в сочетании с такими методическими приемами как плотная сеть наблюдений, высокая разрешающая способность как по вертикали, так и по горизонтали, обеспечено получение качественно новых результатов, даже в условиях сложного геологического строения среды. Эту тематику дополняет доклад Максимова Г.А., Акустический институт им. Н.А. Андреева о проекте создания мультимедийной донной антенны для сейсмоакустического моделирования на шельфе.

ООО «Фирма «Геосейс», Москва, Лопухов Г.П., Гурьев С.В. и др. выступила с двумя докладами. В одном приводятся результаты и перспективы применения сейсмоисточников в методах увеличения нефтеотдачи. В основном рассматриваются технические и технологические вопросы применения и усовершенствования вибрационных и импульсных сейсмоисточников применительно к решению этой задачи, при этом исследуются результаты

применяемых воздействии на изменения физических свойств пород-коллекторов, на изменения спектрального состава и волновой энергии сейсмических волн, продольных, поперечных, излучаемых вибратором или импульсным источником, проводятся сравнения с результатами ГРП и т.д. В другом докладе, подготовленным совместно с Громыко В.М. и др. от РУП ПО «Белоруснефть» г. Гомель, приведены результаты применения взрывных и невзрывных источников (вибратор и импульсный источник Геотон-15) при проведении работ методом ВСП. Полученные материалы опытно-производственных работ свидетельствуют о хорошей сопоставимости зарегистрированных волновых полей, характере прослеживания отраженных от целевых горизонтов волн из всех пунктов взрыва и рекомендуются к производственному использованию.

Одним из наиболее инновационных в программе конференции был доклад, представленный компанией ООО «Геоверс» [8], о разработанном ими новом способе сейсмической разведки, признанным Патентом РФ в 2014 году. Способ называется «Фокусированная воздушная сейсморазведка». Основная суть способа состоит в предложении использовать возбуждение сейсмических волн в воздухе или в водной среде на значительных расстояниях от поверхности твердого пространства с последующей фокусировкой энергии в любой точке поверхности твердого полупространства предпочтительно с сейсмоприемником давления. Данные для каждого сейсмоприемника на поверхности твердого тела суммируются с опережениями, определенными в точке фокусировки. Модельный эксперимент показал возможность фокусировки энергии на малом участке поверхности диаметром менее 4-х м. Предлагаемая технология должна дать значительное сокращение затрат, времени и экологические преимущества.

Особым примечательным событием XIV-ой конференции были специально проведённые презентации 17-ти пакетов геофизического программного мат. обеспечения отечественного производства, представленные российскими компаниями-разработчиками в качестве продуктов, предлагаемых для импортозамещения. Эти программные продукты широко и успешно используются в геофизических организациях для обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных по материалам, получаемым на всех этапах ГРР, в том числе для построения геологических и гидродинамических моделей залежей, месторождений, с возможностью использования огромного объёма данных, к примеру, только промыслово-геофизических данных каротажа более, чем по 17 000 скважин по Самотлорскому месторождению, которые обрабатывались с использованием ПО, созданного в АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва.

Ниже приведен список программных технологий отечественного производства, обсужденных на конференции и признанных вполне конкурентноспособными для предложения к импортозамещению.

Российские программные технологии, предлагаемые для импортозамещения

1. Программный комплекс «DV-1 Discovery». Система комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС. АО «ЦГЭ».
2. Программный комплекс «DV-Geo». Система программ для построения и поддержки трехмерных моделей залежи нефти и газа и подсчета запасов. АО «ЦГЭ».
3. Программный комплекс «INPRES». Система программ для интегрированной геологической интерпретации данных сейсморазыедки и бурения. АО «ЦГЭ».
4. MDV. Система анализа многомерных многопараметрических данных. АО «ЦГЭ».
5. ПК «СейсмоСкан». ПК «СейсмоСкан» предназначен для 3D глубинной сейсмической миграции до суммирования. АО «ЦГЭ».
6. Программный комплекс «SeisPron». Нейросетевое моделирование и кластерный анализ сейсмических и скважинных данных. АО «ЦГЭ».
7. Prime (Прайм). Система интепретационной обработки сейсмических 2D/3D/3C данных. Яндекс.Терра (ООО «Сейсмотэк»).
8. Система проектирования наблюдения и анализа «Пикеза». Программное обеспечение сопровождения полевых сейсморазведочных работ. ГеоСейсКонтроль.
9. Обработка полевых данных FNE. Программное обеспечение сопровождения полевых сейсморазведочных работ. ГеоСейсКонтроль.
10. Автоматизированная оценка качества первичных сейсмических материалов МОВ-ОСТ и результатов обработки. ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем.
11. ПО: SDS-5Lin. Обработка данных сейсморазведки. ООО «Геофизинфо».
12. RadExPro. Программа для контроля качества и экспертной обработки сейсмических данных. ООО «Деко-Геофизика» СК.
13. Система «PetroExpert». Новые возможности коллективной работы со скважинной информацией в масштабах предприятия. ЗАО «Пангея».
14. ЮНИВЕРС. Современное мат. обеспечение для обработки данных ВСП. ООО «Геоверс».
15. ВимСейс. Программное обеспечение для обработки данных ВСП. ООО «ВимСейс».
16. Программный комплекс «AutoCorr — от корреляции разрезов скважин до подсчета запасов». AutoCorr предназначен для автоматической корреляции разрезов скважин, построения карт, профилей и подсчета запасов. Институт проектирования и научной экспертизы (РГУ НЕФТИ и ГАЗА им. Губкина).
17. GeoOfficeSolver. ПО для обработки данных ГИС. НПЦ «Тверьгеофизика».

В заключение хочется обязательно поблагодарить дирекцию и редакцию журнала «Экспозиция Нефть Газ» за многолетнюю информационную поддержку конференции «Гальперинские Чтения», за безвозмездную публикацию на своих страницах научно-технических статей по материалам, освещающим достижения отечественной нефтяной и газовой геофизики на наших Международных ежегодных конференциях. Так. в прошлом году, в апрельском и октябрьском 2014 года, было опубликовано 18 статей по материалам «Чтений» 2012 и 2013 гг., не считая ещё нескольких статей в других выпусках журнала, а также объявлений о программе и сроках проведения ежегодных «Чтений». В октябре этого года, ещё до открытия «Гальперинских чтений-2015», выйдет шестой номер журнала со статьями по докладам предстоящей конференции. Они будут озвучены, также как в прошлом году, позже их выхода в свет.

Доклады, отмеченные в тексте звездочкой * над фамилией первого автора доклада, опубликованы в этом номере журнала.

Список используемой литературы

1. Акопян С.Ц. Применение метода сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №6. С. 36–38.
2. Трофимов В.Л., Хазиев Ф.Ф., Школьник С.А. Совершенствование методики прогнозирования геологических показателей методом высокоразрешающей сейсмики // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №6. С. 13–19.
3. Авербух А.Г., Граф С.Ю. Свойства отраженных волн в регулярно трещиноватых средах // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №2. С. 19–22.
4. Мирзоян Ю.Д., Ойфа В.Я. Изучение геологических разрезов в морских скважинах с использованием ГИС, ПМ ВСП, МОВ ОГТ (на примере скважины № 3 Медынское-море-1) // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №6. С. 26–31.
5. М.Б. Шнеерсон, А.П. Жуков. ВСП на SEG Хьюстон 2013 и EAGE Амстердам 2014 // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №6. С. 43–46.
6. Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Камилов М.Р. Определение преимущественного направления трещиноватости на основе полноволнового численного моделирования распространении волн и метода максимального правдоподобия // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №6. С. 22–25.
7. Шматков А.А., Токарев М.Ю. Новая методика трёхмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №6. С. 39–42.
8. Табаков А.А., Ференци В.Н., Калван Л.В., Степченков Ю.А., Колосов А.С. Сейсморазведка высокой четкости (СВЧ) — бескомпромиссный подход к регистрации и обработке сейсмических данных // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №2. С. 27–30.

УДК 504.06

Техногенный метаморфизм сеноманских вод (на примере Уренгойского НГКМ)

Г.В. Торопов
м.н.с.[1]
ToropovGV@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Все природные воды Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона подвержены техногенному воздействию, сеноманские воды в том числе. Под воздействием техногенеза происходит изменение гидрогеологических условий, трансформация химического состава подземных вод и формирование техногенных гидрогеологических систем. В статье отражены результаты исследований, посвященных техногенному метаморфизму сеноманских вод на участках закачки сточных вод.

Материалы и методы
Используются результаты более чем 2500 проб жидкости, отобранных из разведочных, пьезометрических, наблюдательных, нагнетательных и эксплуатационных скважин в период с 1987 по 2014 гг. Результаты исследований проанализированы и обработаны методами математической статистики.

Ключевые слова
сеноманские воды, техногенез, техногенный метаморфизм, Уренгойское НГКМ, загрязнение

Несмотря на актуальность проблемы, такое воздействие изучается лишь в приповерхностных слоях геологической среды, затрагивая неглубокозалегающие водоносные горизонты и почвенный покров. Вопрос о техногенном воздействии на глубокозалегающие водоносные комплексы (юрские, неокомские, апт-альб-сеноманские) чаще носит дискуссионный характер.

Крупные месторождения, открытые в прошлом веке на территории Западной Сибири, обеспечивающие в последние десятилетия основные объемы по добыче нефти и газа, входят в завершающие стадии разработки, что сопровождается резким ростом обводненности добываемой продукции. В продуктивные пласты закачивается колоссальный объем вод различного качества для поддержания пластового давления: попутно-добываемых и технологических (в т. ч. сточных) вод, различных физико-химических агентов для восстановления приемистости призабойной зоны пласта и агентов повышения нефтеотдачи. Только за последние 20 лет в недра Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона, куда входит исследуемый участок, было закачано более 1,6 млрд м^3 воды [1, 2]. Это приводит к нарушениям природных условий и нарушению сложившегося экологического равновесия. Происходит формирование так называемых «техногенных гидрогеологических систем» (ТГГС).

По В. М. Матусевичу [3] под ТГГС понимается «участок гидролитосферы, где под влиянием хозяйственной деятельности формируются специфические гидрогеологические условия, характеризующиеся устойчивыми или постоянно меняющимися полями гидрогеохимических, гидродинамических, гидрогеотермических параметров, существенно отличающихся от их природных (фоновых) значений».

Территория Уренгойского НГКМ не является исключением. Рассмотрим участки закачки сточных вод, на которых через поглощающие скважины в апт-альб-сеноманский водоносный горизонт закачиваются попутно-добываемые и технологические воды. Усредненный химический состав таких вод представлен в таб. 1. Наименование контролируемых показателей измеряются в мг/дм^3.

Закачиваемые воды представляют собой смесь из ливневых, попутно-добываемых и технологических вод. Под технологическими водами подразумевается смесь хозяйственно-бытовых вод и вод, образующихся при производственных процессах на УКПГ, ДКС и т. д.

Закачиваемые сточные воды характеризуются хлоридно-кальциевым составом (по Сулину), средняя минерализация 2,5 г/дм^3. Температура закачиваемых вод изменяется от 12 до 28°С, однако в большинстве случаев она равна 17–18°С. Плотность вод изменяется от 0,917 до 1,011 г/см^3. В 90% случаев воды безсульфатные, максимальные определенные концентрации достигали 40 мг/дм^3 [2].

Особое внимание в сточных водах стоит уделить метанолу, используемому в качестве растворителя. Содержание метанола в среднем 13,5 г/дм^3, максимальные концентрации могут достигать 90 г/дм^3. Содержание диэтиленгликоля (ДЭГ) достигает 415 мг/дм^3, при среднем содержании 116,7 мг/дм^3 [4].

В закачиваемых водах встречаются кобальт (до 0,017 мг/дм^3), кадмий (до 0,0757 мг/дм^3), никель (до 0,031 мг/ дм^3), медь (до 0,44 мг/дм^3) и кремний (до 4,54 мг/дм^3) [4].

Содержание фенолов всегда ниже предела определения, нефтепродукты имеют концентрации до 23,2 мг/дм^3 (средняя 3,6 мг/дм^3). Показатель химического потребления кислорода, как правило, больше 400 мгO_2/дм^3.

При закачке сточных вод в апт-альб-сеноманский водоносный комплекс происходит не просто смешение вод между собой, с последующим разбавлением более минерализованных менее минерализованными, а направленное изменение их химического состава и свойств под воздействием комплекса техногенных и природных факторов в результате физико-химических и биохимических процессов преобразования и обмена миграционных форм ингредиентов в системе «вода-порода-техногенный осадок» [2]. Речь идет именно о техногенной метаморфизации вод, поскольку загрязнение вод — обратимое понижение качества вод в результате попадания различных поллютантов (физических, химических или биологических) в водную среду. Таким образом, при закачке сточных вод в апт-альб-сеноманском водоносном комплексе происходит формирование локальных техногенных гидрогеологических систем благодаря процессам не только смешения, но и техногеннной метаморфизацией подземных вод.

На Уренгойском месторождении закачка попутно-добываемых и технологических сточных вод в сеноманский горизонт ведется с 1979 г. На месторождении эксплуатируется самый крупный в отрасли специализированный полигон захоронения. По состоянию на 2010 г. было закачано более 21 млн м^3 сточных вод, а до 2026 г. в общем объеме планируется закачать еще 21,8 млн м^3, со средней суммарной производительностью 3,5 тыс. м^3/сут. Закачка осуществляется на базе 45 поглощающих скважин, размещенных на 20 участках закачки. Именно участки закачки сточных вод являются основным источником загрязнения [2, 4].

Автором произведена оценка техногенной метаморфизации сеноманских вод с использованием статистических методов анализа. Построена природная гидрохимическая модель сеноманских вод, в основу которой лег макрокомпонентный химический состав и ряд интегральных характеристик. Все используемые параметры имеют

Наим-е объекта	pH, ед. pH	Взв. в-ва	АПАВ	Раств. кислород	Метанол	ДЭГ	Н/ продукты	Хлорид-ион	Нитрат-ион	Нитрит-ион	Фториды	Бромид-ион	Ион бора	Фосфат-ион	Гидро-карбонаты	Железо общее	Марганец	Аммоний ион	Натрий	Магний	Кальций	Медь
ГКП-1А	6,65	17,26	0,26	1,26	59542,45	366,05	2,27	1305,80	0,64	1,61	0,31	5,25	1,80	0,06	185,11	2,74	0,64	3,36	727,93	13,36	24,21	0,04
ГП-1	5,36	17,75	0,41	1,97	14125,19	169,60	5,49	353,38	0,19	0,05	1,49	1,04	0,84	0,26	113,83	47,96	1,35	2,27	140,19	3,98	18,24	0,06
ГКП-2	7,02	17,35	0,37	1,54	15243,86	246,77	6,71	635,71	0,25	0,02	0,63	3,19	2,07	0,24	197,97	3,67	0,57	4,17	382,49	4,73	61,70	0,08
ГП-3	5,71	18,76	0,20	1,40	10206,34	72,06	2,67	379,91	0,16	<0,02	0,36	1,47	0,99	2,82	95,02	42,90	0,54	12,64	148,36	4,61	82,70	0,09
ГП-4	5,65	16,57	0,12	2,35	7691,73	34,63	3,96	229,51	1,19	0,27	0,09	0,87	0,46	0,56	83,81	32,49	0,95	2,54	132,86	7,26	24,03	0,30
ГКП-5	6,11	17,91	0,14	7,67	52611,03	171,72	2,79	1033,72	0,23	0,30	0,67	4,59	5,16	0,51	399,75	7,41	0,96	4,52	742,47	5,12	48,52	0,09
ГП-6	5,07	16,56	0,21	2,99	21187,79	237,06	7,38	425,07	0,24	0,14	0,13	18,57	0,73	0,10	133,25	61,35	1,26	0,82	151,36	6,97	26,27	0,10
ГП-7	5,64	16,19	0,13	4,52	724,67	47,76	2,45	104,95	0,14	0,05	0,09	0,17	0,76	0,18	93,09	35,44	4,78	6,45	28,30	2,42	51,98	0,17
ГКП-8	6,98	18,55	0,27	1,74	1168,28	36,56	5,54	5315,73	0,59	3,78	1,36	25,46	3,69	0,65	465,40	5,81	1,61	4,55	3740,69	52,60	285,72	0,04
ГП-9	5,44	17,92	0,20	1,41	540,41	25,02	4,51	341,58	0,17	0,11	0,15	1,71	1,09	0,39	126,27	53,90	2,19	2,12	232,83	4,58	22,95	0,03
ГП-10	5,83	16,23	0,28	1,30	6017,98	145,04	2,03	1706,27	0,25	0,11	0,24	6,20	1,49	0,07	124,95	7,43	0,66	2,46	932,89	20,79	44,84	0,03
ГКП-11	6,10	17,88	0,33	1,44	23537,17	97,80	1,84	1190,83	0,25	0,39	0,30	5,62	2,23	0,38	276,40	22,07	1,20	3,67	862,07	13,03	51,48	0,04
ГП-12	6,21	16,56	0,33	1,44	2555,24	45,64	2,51	2837,82	0,52	0,03	0,37	11,91	1,93	0,66	91,91	11,72	0,44	5,44	1569,39	27,14	71,34	0,03
ГП-13	6,02	16,61	0,31	5,36	359,96	103,74	0,64	3158,57	0,44	0,25	0,44	16,53	2,88	0,43	140,20	28,08	1,38	4,68	2284,62	45,62	118,11	0,03
ГП-15	6,07	17,91	0,31	4,11	7576,57	113,28	1,87	3652,09	0,61	1,07	0,37	17,64	2,49	0,36	152,30	16,49	1,39	6,73	2360,18	55,73	162,86	0,05
ГП-16	5,91	18,16	0,15	1,14	725,59	8,72	0,80	620,42	1,40	0,52	0,13	2,41	0,77	0,31	149,25	36,97	0,50	11,32	359,75	7,58	21,97	0,06
ГКП-22	5,99	17,85	0,28	1,61	4964,26	121,42	7,90	412,28	0,30	0,21	0,14	1,47	1,47	0,85	403,21	110,35	1,52	8,18	211,51	4,96	29,83	0,04
УТНиИ	6,56	5,35	0,32	2,06	53,65	0,23	4,87	29,13	0,17	0,05	0,10	0,07	0,22	0,14	50,61	10,14	0,49	0,49	19,28	3,56	9,54	0,05

Таб. 1 — Усредненные гидрохимические показатели проб сточных вод, отобранных перед закачкой в пласт

Гидрохимический показатель	Коэффициент вариации	Гидрохимический показатель	Коэффициент вариации
pH	20	HCO_3	184
Общая жесткость	213	Ca	218
Минерализация	108	Mg	196
Cl	132	Na	107
SO_4	258		

Таб. 2 — Средние коэффициенты вариации по показателям, используемым в гидрохимической модели для сеноманских вод

свойства непрерывных признаков во времени. Модель включила в себя следующие показатели: водородный показатель pH, минерализацию, общую жесткость, концентрации основных катионов (натрий и калий, кальций, магний) и анионов (гидрокарбонаты, сульфаты и хлориды).

Для всех рассмотренных величин характерен логнормальный закон распределения с левоасимметричным или центральносимметричным распределением. Одномерные статистические выборки сформированы по вышеперечисленным показателям, а внутри каждой совокупности было выделено пять временных интервалов (1980–1990, 1990–2000, 2000–2005, 2005–2010, 2010–2014). При этом в рамках каждого интервала выборка представлена с максимальной возможностью покрытия территории Уренгойского месторождения.

Выборка представлена более чем 2500 проб жидкости, отобранных из разведочных, пьезометрических, наблюдательных, нагнетательных и эксплуатационных скважин в период с 1987 по 2014 г. сотрудниками лаборатории гидрогеологии и экологии водной среды ООО «ТюменНИИгипрогаз», сотрудниками компаний «Газпром добыча Уренгой», ВНИИГАЗ и др. Крайние значения показателей в каждой выборке исключались.

Выборки были упорядочены и сгруппированы по временным интервалам, также были построены вариационные ряды и соответствующие им графики частотного распределения.

Определение основных статистических показателей позволило получить более гладкое распределение анализируемых величин, доказывая их однотипность по природным гидрогеологическим условиям формирования химического состава.

Для каждого показателя был рассчитан коэффициент вариации, он применяется для сравнений колеблемости одного и того же признака в нескольких совокупностях с различным средним арифметическим. Результаты расчета приведены в таб. 2. Среди гидрохимических одномерных выборок наибольшим разбросом значений характеризуются сульфаты, кальций и общая жесткость.

Практически все построенные вариационные кривые имеют островершинную форму с левосторонней асимметрией, реже правосторонней. В качестве фоновых показателей для каждого периода времени принимались модальные значения. На графиках прослеживается изменение химического состава вод от периода к периоду.

Повышение в правой части эмпирических графиков, представленное определенной частью выборки с аномально высокими гидрохимическими показателями, либо выполаживание графика, характеризуется как места проявления локальной техногенной метаморфизации химического состава вод под воздействием локального антропогенного воздействия. Такие воды автором рассматриваются как техногенно измененные.

Для оценки динамики интенсивности техногенного воздействия было произведено сравнение вариационных кривых на разных временных интервалах (рис. 1–6).

Анализ модальных значений концентрации хлора показывает снижение его содержания в сеноманских водах с 11 до 10 г/дм^3, при этом наблюдается рост концентарции

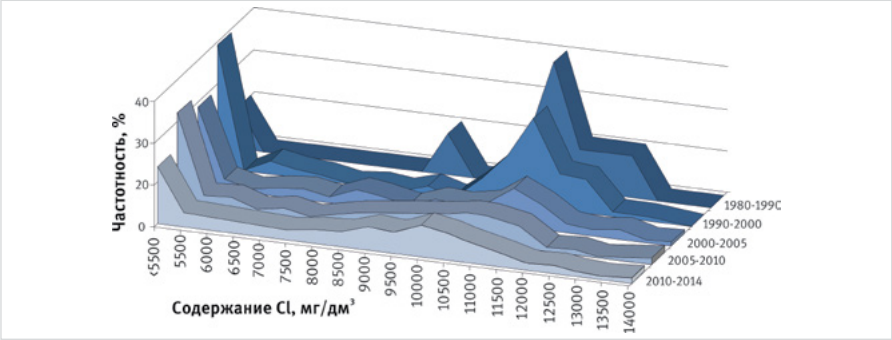


Рис. 1 — График частотности содержания иона хлора в сеноманских водах

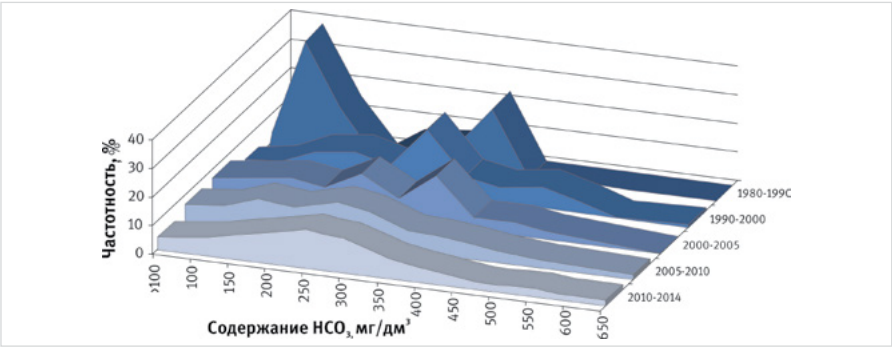


Рис. 2 — График частотности содержания гидрокарбонат иона в сеноманских водах

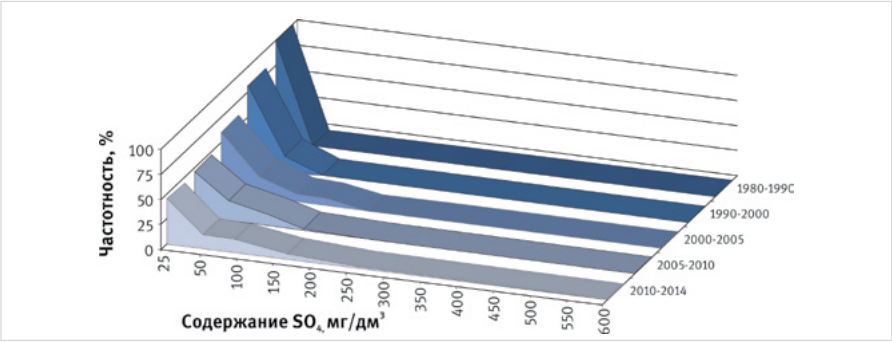


Рис. 3 — График частотности содержания сульфат иона в сеноманских водах

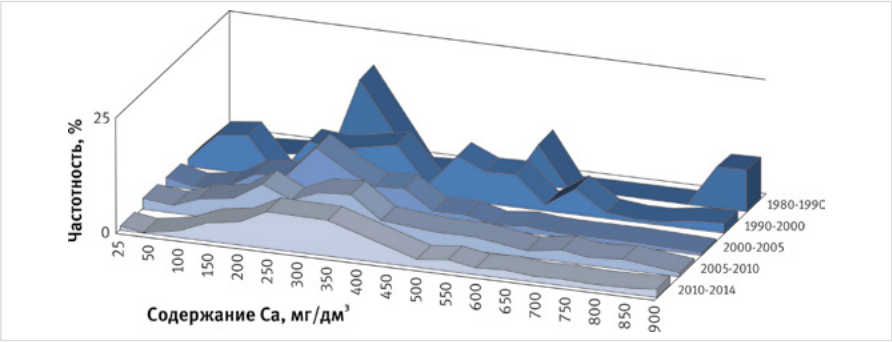


Рис. 4 — График частотности содержания иона кальция в сеноманских водах

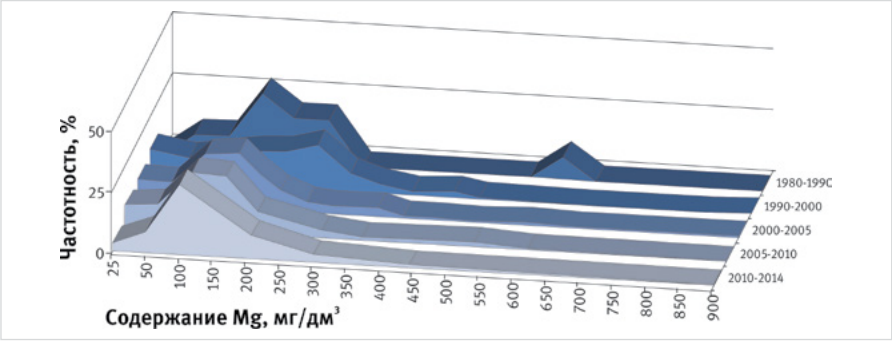


Рис. 5 — График частотности содержания иона магния в сеноманских водах

гидрокарбонат-иона и сульфат иона. Содержание кальция в сеноманских водах увеличивается, концентрации магния и натрия, наоборот, снижаются.

Наиболее ярко ситуацию с изменением состава сеноманских вод отражает частотный график минерализации сеноманских вод (рис. 7).

График частотности по минерализации сеноманских вод выполаживается, если в начальный период эксплуатации сеноманского пласта-коллектора минерализация сеноманских вод почти во всех пробах изменялась в диапазоне 17,5–20,0 г/дм³, то за более чем 30-летний период граница между крайними значениями стала размытой, и сейчас при отборе проб сеноманских вод на участках закачки минерализация изменяется от 14 до 20 г/дм³, с наиболее часто встречаемым значениями в 16,5–17,0 г/дм³.

Наблюдаемое смещение значений в правую или левую сторону на частотных графиках связано с ростом и снижением абсолютных значений гидрохимических показателей по выборке. Учитывая заложенное в модели постоянство природных факторов, увеличение (уменьшение) содержания компонентов следует рассматривать как изменение химического состава благодаря процессам смешения и техногенной метаморфизации.

Изменение медианных значений гидрохимических показателей является проявлением локального загрязнения природных вод и выражается в формировании нового локального гидрогеохимического фона. Изменение формы вариационной кривой и рост среднеарифметических значений, связанные с увеличением доли техногенно-измененных вод в одномерных выборках, классифицируется автором как трансформация химического состава в результате локальных факторов техногенного воздействия.

Среднеарифметические значения вариационных рядов в большинстве случаев превышают модальные, это же касается интенсивности локального техногенного метаморфизма, который выше регионального. За рассматриваемый промежуток времени средние значения по выборке изменились практически по всем показателям (рис. 1–6), что доказывает факт загрязнения вод и отражает степень техногенной метаморфизации химического состава.

Учитывая вышеизложенное, по медианным значениям показателей автором определен локальный гидрогеохимический фон сеноманских вод Уренгойского месторождения вокруг участков закачки сточных вод, соответствующий каждому из выбранных временных интервалов стохастического моделирования и обусловленный региональными факторами как природного, так и техногенного генезиса. Ареалы сеноманских вод, подверженных техногенной метаморфизации, представлены в таб. 3.

Расчетная суммарная площадь загрязнения сеноманских вод к 2006 г. составляла 1 277 тыс. м², а к 2026 г. — 2 320 тыс. м². За 20 лет площадь загрязнения вырастет в 1,8 раз.

Оценка степени метаморфизации вод проводилась по двум методикам: по В. А. Сулину [6] и Ф. И. Тютюновой [2].

Классификация Сулина широко применяется в нефтегазовой гидрогеологии для определения генетического типа вод, для оценки

направленности метаморфизации были использованы выведенные им коэффициенты (таб. 4).

Поскольку содержание Na и Cl в результате закачки сточных вод уменьшается, а содержание SO_4 и HCO_3 незначительно вырастает, происходит изменение сульфатно-натриевого типа на гидрокарбонатно-натриевый.

Для количественной оценки специфики формирования загрязненных подземных вод использовались коэффициенты их техногенной метаморфизации, выведенные Ф. И. Тютюновой [2]:

- $K_1=([CO_3]+[HCO_3])/[SO_4]$ — Карбонатный тип;
- $K_2=[SO_4]/([HCO_3]+[Cl])$ — Сульфатный тип;
- $K_3=[Cl]/([HCO_3]+[SO_4])$ — Хлоридный тип.
- $K_4=([Ca]+[Mg])/[Na]$ — выражает изменение химической группы вод.

Период наблюдений	$rNa^+ - rCl^-$ $rSO4_2^-$	$rCl^- - rNa^+$ rMg^{2+}
1980-1990	-190,0455	2,3747
1990-2000	-146,1774	2,2631
2000-2005	-57,1575	3,4866
2005-2010	-44,5549	3,5732
2010-2014	-48,6671	4,3561

Таб. 4 — Результаты расчета коэффициентов по В. А. Сулину

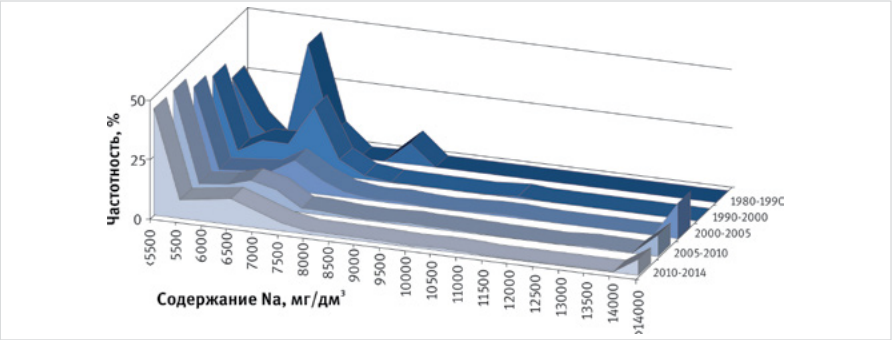


Рис. 6 — График частотности содержания иона натрия в сеноманских водах

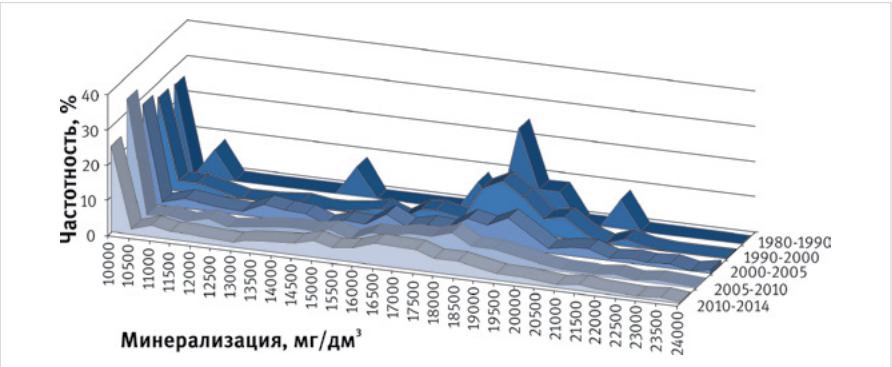


Рис. 7 — График частотности минерализации сеноманских вод

Участки закачки сточных вод	Эффективная толщина пласта коллектора, м	Объем закачек жидких отходов по состоянию на 2006 г, тыс. м³	Радиус растекания с учетом коэф. запаса по состоянию на 2006 г, м	Площадь распространения сточных вод по состоянию на 2006 г, м²	Объем закаченных жидких отходов по состоянию на 2026 г, тыс. м³	Радиус растекания с учетом коэф. запаса по состоянию на 2026 г, м	Площадь распространения сточных вод по состоянию на 2026 г, м²
УКПГ-1А	118	1695	185	107466,5	3180	241	182374,34
УКПГ-1	139	1074	138	59798,16	2000	175	96162,5
УКПГ-2	114	1371	170	90746	2720	204	130674,24
УКПГ-3	165	860	111	38687,94	1700	149	69711,14
УКПГ-4	224	867	96	28938,24	1840	135	57226,5
УКПГ-5	129	1353	157	77397,86	2830	199	124347,14
УКПГ-6	135	737	114	40807,44	1470	145	66018,5
УКПГ-7	152	1022	126	49850,64	2060	183	105155,46
УКПГ-8	146	1044	131	53885,54	2310	180	101736
УКПГ-9	143	948	126	49850,64	1770	163	83426,66
УКПГ-10	114	1241	161	81391,94	2420	189	112163,94
УКПГ-11	154	1408	147	67852,26	3030	204	130674,24
УКПГ-12	138	1050	135	57226,5	2750	202	128124,56
УКПГ-13	141	980	129	52252,74	2410	189	112163,94
УКПГ-15	131	1349	157	77397,86	3430	239	179359,94
УТНиИ	151	656	102	32668,56	1360	139	60667,94
УПКТ	128	4829	300	282600	10820	402	507436,56
ЦПС-1	175	242	57	10201,86	850	91	26002,34
ЦПС-2	131	312	75	17662,5	1312	123	47505,06

Таб. 3 — Расчетные радиусы растекания закачанных сточных вод

Период наблюдений	K_1	K_2	K_3	K_4
1980–1990	12,36	0,0006	120,64	0,22
1990–2000	20,74	0,0007	61,80	0,12
2000–2005	6,95	0,0020	62,93	0,11
2005–2010	5,23	0,0028	56,55	0,13
2010–2014	4,99	0,0032	50,99	0,17

Таб. 5 — Расчет коэффициентов метаморфизации для сеноманских вод

Период наблюдений	Cl	HCO_3	SO_4	Ca	Mg	Na
1980–1990	302,43	2,32	0,19	44,00	15,01	266,78
1990–2000	291,41	4,50	0,22	16,34	14,01	259,70
2000–2005	297,89	4,14	0,60	20,19	9,76	263,87
2005–2010	269,38	4,00	0,77	21,39	9,54	235,29
2010–2014	274,13	4,48	0,90	29,00	10,03	230,44

Таб. 6 — Усредненный химический состав сеноманских вод (в мг-экв/дм³)

K_1, K_2, K_3 — отражают специфику формирования загрязненных подземных вод.

Стремление коэффициентов K_1, K_2, K_3 к бесконечности указывает на накопление соответствующих элементов.

Коэффициенты K_1, K_2, K_3 отражают специфику формирования загрязненных подземных вод карбонатного, сульфатного и хлоридного типов. При накоплении в водах соды, сульфатов и хлоридов коэффициенты стремятся к бесконечности. При формировании загрязнения группы натриевых вод — K_4 стремится к нулю, группы кальциево-магниевый вод K_4 стремится к бесконечности.

Результаты расчетов отражены в таб. 5, расчет производился по медианным значениям в в мг-экв/дм^3.

Выполненные расчеты показывают, что хлориды уменьшают свое содержание в сеноманских водах, содержание гидрокарбонатов и сульфатов незначительно растет. Кальциево-магниевый тип вод сменяет натриевый. Это же подтверждается химическим составом вод, отобранных из пьезометрических и нагнетательных скважин, результаты представлены в таб. 6.

Приведенные выше расчеты отражают изменение химического состава сеноманских вод в результате закачки сточных вод в пласт-коллектор.

Итоги

В статье проанализированы гидрохимические показатели проб сточных вод, приведены усредненные составы для всех участков закачки, приведена оценка интенсивности техногенного воздействия на сеноманские воды на участках закачки сточных вод посредством построения вариационных рядов для разных временных интервалов. Рассчитана площадь загрязнения сеноманских вод по состоянию на 2006 и 2026 годы. По двум методикам проведена оценка метаморфизации сеноманских вод на участках закачки.

Выводы

На Уренгойском НГКМ на участках закачки сточных вод в результате закачки происходит не просто разбавление соленых сеноманских вод до слабо-соленых, а именно направленное необратимое изменение химического состава, называемое техногенным метаморфизмом. Данный вывод обоснован оценкой степени метаморфизации сеноманских вод на участках закачки по двум количественным методикам и наглядно проиллюстрирован приведенными химическими анализами сеноманских вод.

Список используемой литературы

1. Бешенцев В. А. Подземные воды Ямало-Ненецкого автономного округа. Екатеринбург: УрО РАН, 2006. 149 с.
2. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Павлова Е. И. Захоронение сточных вод на нефтегазопромыслах Севера Западной Сибири (на примере Ямало-ненецкого нефтегазодобывающего региона) // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. 2014. № 5. С. 6–9.
3. Матусевич В. М., Ковяткина Л.А. Нефтегазовая гидрогеология. В 2 ч. Ч. II. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна : учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. 108 с.
4. Бешенцев В. А. К вопросу о возможности захоронения сточных вод в недра // Горные ведомости. 2014. № 11. С. 70–77.
5. Тютюнова Ф. И. Гидрогеохимия техногенеза. М.: Наука, 1987. 335 с.
6. Максимов В.М., Бабушкин В.Д. и др. Справочное руководство гидрогеолога. 3-е изд., перераб. и доп. Т.1. Л.: Недра, 1979. 512 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

Technology-related metamorphism of the Cenomanian waters on the example of Urengoy oil and gas condensate field

UDC 504.06

Authors:
Gennady V. Toropov — junior researcher[1]; ToropovGV@tngg.ru

[1]LLC TyumenNIIgiprogas, Tyumen, Russian Federation

Abstract

All environmental waters of Yamalo-Nenets oil and gas production region, including Cenomanian waters are affected by man-induced impact. Alteration of hydrogeological conditions, transformation of the chemical composition of subsurface waters and formation of technology-related hydrogeological systems are caused by the influence of technogenesis. The results of surveys of man-induced metamorphism of the Cenomanian waters at the sites of sewage waters injection are provided in the paper.

Materials and methods

The results of more than 2500 fluid samples taken from the exploration, pressure observation, monitoring, injection and operations wells within the period from 1987 till 2014 are used. The survey results are analyzed and handled with the method of mathematical statistics.

Results

The author analyzed hydro-chemical characteristics of sewage waters, gave average compositions for all the sites of water injection and assessed the degree of man-made impact on the Cenomanian waters at the sewage water injection sites by making variation series for various time intervals. There was calculated the area of contamination of the Cenomanian waters as of 2006 and for 2026. The author made assessment of metamorphization of the Cenomanian waters at the injection sites.

Conclusions

As a result of sewage waters injection at the sites of Urengoy oil and gas condensate field there took place not only dilution of salt Cenomanian waters to the light-salt but also irreversible change of the chemical composition called technology-related metamorphism. The conclusion is proved by the assessment of the degree of metamorphization of the Cenomanian waters at the injection sites with two assay procedures and were showed an examples chemical analysis Senomanian waters.

Keywords

Cenomanian waters, technogenesis, technology-related metamorphism, Urengoy oil and gas condensate field, pollution

References

1. Beshentsev V. A. *Podzemnye vody Yamalo-Nenetskogo avtonomnogo okruga* [Ground waters of Yamalo-Nenets Autonomous Okrug]. Yekaterinburg: *Uro RAN*, 2006, 149 p.
2. Beshentsev V. A., Semenova T. V. Pavlova E.I. *Zakhoronenie stochnykh vod na neftegazopromyslakh Severa Zapadnoy Sibiri (na primere Yamalo-nenetskogo neftegazodobyvayushchego regiona)* [Disposal of sewage water in the oil and gas fields of West Siberia north (on the example of Yamalo-Nenets oil and gas production region)] *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i Gaz*, 2014, issue 5, pp. 6–9.
3. Matusevich V. M., Kovyatkina L.A. *Neftegazovaya gidrogeologiya. V 2 ch. Ch. II. Neftegazovaya gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo megabasseyna : uchebnoe posobie* [Petroleum Hydrogeology in 2 volumes. Vol. 2. Petroleum Hydrogeology of the West-Siberia mega basin: study guide]. Tyumen': *TjumGNGU*, 2010, 108 p.
4. Beshentsev V. A. *K voprosu o vozmozhnosti zakhoroneniya stochnykh vod v nedra* [Possibilities of sewage water disposal in subsurface resources]. *Gornye vedomosti*, 2014, issue 11, pp. 70–77.
5. Tyutyunova F. I. *Gidrogeokhimiya tekhnogeneza* [Hydrogeochemistry of technogenesis]. Moscow: *Nauka*, 1987, pp. 335.
6. Maksimov V.M., Babushkin V.D. i dr. *Spravochnoe rukovodstvo gidrogeologa* [Reference Manual for Hydrogeologist]. 3-d edition, revised and updated. Vol. 1. Leningrad: *Nedra*, 1979, 512 p.

УДК 66

Новые направления применения природных цеолитов в качестве адсорбентов для разделения азеотропных растворов

А.А. Паранук
к.т.н. ассистент[1]
rambi.paranuk@gmail.com

Х.Х.А. Сааведра
аспирант[1]

[1]кафедра ОНГП, ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет», Краснодар, Россия

В данной статье описан способ применения природных цеолитов в качестве адсорбентов для разделения азеотропных растворов методами адсорбции.

Материалы и методы
Математическое моделирование процессов разделения бинарных систем.

Ключевые слова
Туфогенное-осадочное тип месторождений, эндогенные, экзогенные, азеотропный раствор, цеолиты

В природе цеолиты распространены достаточно обширно и часто встречаются. Они образовались в результате изменения вулканических туфов в морских и континентальных бассейнах и таким образом представляют туфогенно-осадочный тип месторождений. Катионы, входящие в состав цеолитов, под действием среды могут замещаться на ионы других металлов. Варьирование условий гидротермального синтеза и протекание реакций катионного обмена [2] в природных условиях предопределило большое разнообразие типов природных цеолитов.

Первые образцы цеолитных минералов были обнаружены в пустотах и трещинах в базальтах. Пустоты остались на месте пузырей, возникших при остывании базальтовой массы, а цеолиты образовались позднее в результате осаждения из растворов, пропитавших базальты [3].

Химические и физические факторы, которые определили характер кристаллизация этих цеолитов, сложные и плохо изучены. В некоторых месторождения можно обнаружить несколько периодов кристаллизации цеолитов.

В Северной Ирландии зоны цеолитов залегают параллельно пластам базальта; отдельные нарушения связаны со сдвигом пород. По-видимому, цеолиты кристаллизовались позднее базальта, и их зоны возникли в результате изменений температуры или химического состава воды в порах [3].

Однако здесь, как повсюду, состав цеолитов соответствует составу вмещающих пород. Так, например, модернит и другие высококремнеземные цеолиты залегают в породах, пересыщенных кремнеземом, в то время как фожазит, шабазит и другие цеолиты преимущественно находятся в бедных кремнеземом породах.

В зависимости от условий образования, цеолитов в природе можно разделить на две группы: эндогенные и экзогенные. Эндогенные цеолиты обычно рассеяны в породах и не образуют крупных месторождений, пригодных для использования: выделение минерала из сопутствующей породы связано с очень большими затратами труда [2]. Кроме того, обычно в таком месторождении присутствует не один, а несколько типов цеолитов.

Эти обстоятельства долгое время препятствовали широкому использованию природных цеолитов в промышленности. Но развитием технологий в области добычи природных цеолитов получило толчок благодаря тому, что во многих регионах были обнаружены крупные месторождения природных цеолитов. Стоимость их добычи примерно в 20 раз ниже, чем затраты на синтез. Естественно, вовлечение дешевого

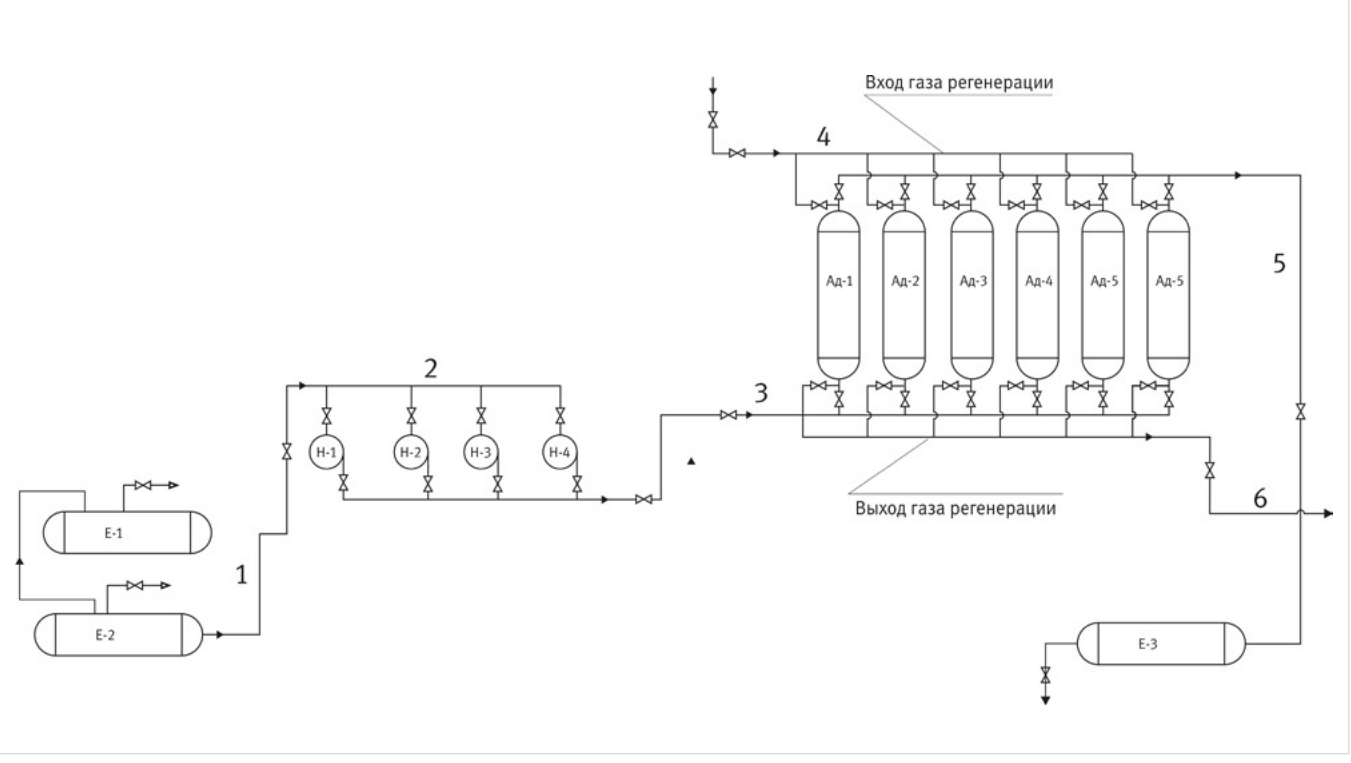


Рис. 1 – Установка разделения азеотропной смеси методами адсорбции на природных цеолитах

природного сырья в промышленный оборот казалось очень заманчивой задачей [1].

Уникальные адсорбционные свойства природных цеолитов открывают новые перспективы их применения в промышленности. Например, по такому направлению как осушка природного газа, водоочистка, удаление соединений азота из сточных вод. Таким образом, сфера их применения является очень обширной. Благодаря строению каркаса цеолитов большинство цеолитов можно использовать в качестве молекулярных сит, что открывает целое направление для применения природных цеолитов в качестве дешевых адсорбентов в технологических процессах.

Например: *Способ разделения азеотропного раствора методами адсорбций на природных цеолитах.*

Исходный азеотропный раствор (рис. 1) из отстойника ОТ-1 для дальнейшей переработки, подается в трубопровод (1) с помощью насосов (2) по трубопроводу в адсорберы с цеолитом (3) под действие насосов раствор продавливается снизу вверх через блок адсорберов в трубопровод (5). После насыщения адсорбента раствором необходимо переключить краны и прекратить подачу насосами для регенераций цеолита. Регенерацию цеолита можно производить 2-мя способами. Первый способ предусмотрен для случаев реализаций данной технологической схемы в условиях головной компрессорной станций с собственной системой осушки при помощи твердых поглотителей, так как в таких схемах присутствует печь подогрева природного газа, для собственных нужд. Поэтому можно использовать часть газа регенераций для десорбций цеолита. Для реализации стадий десорбций необходимо в адсорбер подавать природный газ по направлению сверху вниз (4) при температуре 150–250°С. После десорбций смесь подается в сепаратор, где отбирается капельная влага, а после сепаратора в теплообменник, где газ охлаждается, а затем обратно в адсорбер для охлаждения. Таким образом, система получается замкнутой.

Второй способ предусматривает создание собственной установки для получения газа регенераций, так как цеолит хорошо десорбируется азотом при температуре 200–250°С. Данная схема может быть реализована следующим образом: установка по получению азота из воздуха подает азот на подогреватель, после которого азот, подогретый до нужных температур, подается в адсорбер. После десорбций смесь поступает в сепаратор, где отбивается жидкая фракция, а потом попадает в теплообменник, где он охлаждается до нужной температуры, а затем обратно в адсорбер для его охлаждения.

Можно отметить, что при адсорбции воды из азеотропного раствора цеолитами типа X, содержащими щелочные катионы, первые молекулы H_2O во всех случаях адсорбируется на нелокализованных катионах, что обусловливает большие теплоты адсорбции [1]. С ростом размера катиона в ряде щелочных металлов теплоты адсорбции снижаются, хотя весьма и весьма неравномерно — на цеолитах (Li,Na)-X и Na-X, как и на (K,Na)- X и (Rb,Na)-X, начальной области заполнении они практически совпадают.

В случае цеолитов (Li, Na)-X и Na-X энергии взаимодействия молекул воды с катионами оказываются существенно меньшими по сравнению с энергиями взаимодействия с нелокализованными катионами. В то же время для крупных катионов, которые должны быть заметно выдвинуты их 6-членных [1] колец в большие полости, экранирование атомами кислорода играет второстепенную роль, и энергии взаимодействия с катионами мало зависят от кристаллографических позиций катионов. Это проявляется особенно отчетливо в случаее цеолита (Cs,Na)- X, которого теплота адсорбции H_2O сохраняется практически постоянной в весьма широкой области заполнений. При этом реализуется оптимальное размещение молекул H_2O, при котором возможно одновременно взаимодействие с катионами и атомами кислорода решетки [1].

Таким образом, оптимальными конструкциями для технологической установки разделения азеотропного раствора методами адсорбций на природных цеолитах, являются цеолиты, в которых в качестве катионов металла в кристаллическую структуру входят катионы металлов калия (K) и натрия (Na).

Итоги

Предложенный метод позволяет произвести регенерацию метанола методами адсорбции и возвращать метанол в технологию для дальнейшего использования.

Выводы

Таким образом, приведенная технологическая схема является новым направление применения адсорбентов цеолитов с использование молекулярно-ситовых свойств.

Список используемой литературы

1. Жданов С.П., Хвощев С.С., Самулевич Н.Н. Синтетические цеолиты: Кристаллизация, структурно-химическое модифицирование и адсорбционные свойства. М.: Химия, 1981. 261 с.
2. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Химия, 1984. 592 с.
3. Donald.W.Breck Zeolite molecular sieves: structure, chemistry, and use. New York: Wiley, 1973. 771 p.

ENGLISH **GEOLOGY**

New trends for the use of natural zeolites as adsorbents for the separation of azeotropic solutions

UDC 66

Authors:
Arambiy A. Paranuk — Ph.D. Assistant[1]; rambi.paranuk@gmail.com
Jose H.A. Saavedra — graduate[1]

[1]Department ONGP, FGBOU HPE "Kuban State Technological University", Krasnodar, Russian Federation

Abstract

This article describes how to use natural zeolites as adsorbents for separating azeotropic solutions by adsorption.

Materials and methods

Mathematical modeling of the separation of binary systems.

Results

The proposed method makes it possible to produce methanol regeneration by adsorption and return methanol technology for future use.

Conclusions

Thus, the reduced flow chart a new direction of the application of zeolite adsorbents with the use of molecular-sieve properties.

Keywords

Tuffaceous-sedimentary type of deposits,
endogenous,
exogenous,
azeotropic solution zeolites

References

1. Zhdanov S.P., Khvoshchev S.S., Samulevich N.N. *Sinteticheskie tseolity: Kristallizatsiya, strukturno-khimicheskoe modifitsirovanie i adsorbtsionnye svoystva* [Synthetic zeolites: crystallization, structural and chemical modification and adsorption properties]. Moscow: *Khimiya*, 1981, 261 p.
2. Kel'tsev N.V. *Osnovy adsorbtsionnoy tekhniki* [Fundamentals of adsorption technology]. 2nd ed., rev. and add, Moscow: *Khimiya*, 1984, 592 p.
3. Donald.W.Breck Zeolite molecular sieves: structure, chemistry, and use. New York: Wiley, 1973, 771 p.

УДК 551

Методика построения литофациальных схем-карт для анализа процесса формирования пласта ЮС$_1$ Восточно-Сургутского месторождения

Ю.А. Котенев
д.т.н., профессор[1]
geokot@inbox.ru

Ш.Х. Султанов
д.т.н., профессор[1]
ssultanov@mail.ru

М.В. Каждан
преподаватель[1]
kaz-mark@mail.ru

Б.Ш. Муслимов
преподаватель[1]
bmuslimov@mail.ru

[1]ФГБОУ ВПО Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет, Уфа, Россия

В работе рассмотрен оперативный анализ процесса формирования отложений пласта ЮС$_1$ Восточно-Сургутского месторождения с использованием литофациальных схем-карт. Данный метод позволяет оперативно оценивать лито-фациальную неоднородность исследуемого объекта, выделять песчаные тела и создавать основу для детального литолого-фациального анализа. Отличительной особенностью данного метода является его простота и оперативность, что позволяет закладывать основу для литолого-фациального анализа непосредственно на начальном этапе построения трехмерной геологической модели.

Материалы и методы
На основе литолого-фациального анализа разработана методика повышения надежности трехмерных геологических моделей.

Ключевые слова
схем-карты, литолого-фациальный анализ, трехмерная геологическая модель, уточнение процесса ремасштабирования геологической модели

На территории Восточно-Сургутского месторождения наибольший интерес представляет пласт ЮС$_1$, включающий в себя 9 залежей, самая крупная из которых — залежь 1, которая является основным эксплуатационным объектом. Залежь вскрыта 138 скважинами, большая часть из них пробурена после предыдущего подсчета запасов. Залежь разделена линией разлома на два блока: западный и восточный. ВНК по залежи по блокам принят на разном уровне. По западному блоку ВНК принят на абсолютной отметке 2893,0 м, по восточному блоку — 2930,0 м.

Оценка выработки запасов, выбор геолого-технических мероприятий (ГТМ) для интенсификации добычи и прогноз их эффективности на данном объекте проводятся на основе геолого-гидродинамического моделирования залежей пласта ЮС$_1$. С целью уточнения геологических моделей, а также учета литологической неоднородности продуктивных пластов в процессе оценки выработки запасов и проектирования ГТМ повсеместно применяется литолого-фациальный анализ. Основными факторами, негативно влияющими на его проведение, являются: недостаток в опытном, квалифицированном персонале для проведения подобного вида работ, сжатые сроки выполнения проектов, недостаток в исходной геологической информации и концепция проведения литолого-фациального анализа на основе геологической модели, не учитывающей лито-фациальную неоднородность.

Для компенсации установленных негативных факторов была разработана методика применения лито-фациальных схем-карт. Лито-фациальная схем-карта отражает изменение литологического индекса (количества всех пропластков в разрезе скважины) по площади залежи. В результате анализа имеющегося кернового материала и его сопоставление с формой кривой ПС в скважине, выделяют ряд основных фаций, которым присваивается интервал значений литологического индекса [1].

По исследуемому объекту было рассмотрено 9 скважин, имеющих литологическое описание керна, по которому проводилась их дифференциация по литолого-фациальным зонам, с поправкой на форму кривой ПС. [2]

Необходимость в построении литофациальной схем-карты на основе литологических индексов, вызвана скудностью информации о литологическом составе отложений в скважинах. Как было уже отмечено, лишь по 9 скважинам из 138 имеется литологическое описание керна, что значительно затрудняет литолого-фациальный анализ рассматриваемого участка. По имеющимся данным, возможно лишь приблизительно восстановить палеогеографию региона, что для научных целей вполне достаточно, но для промысловых, требует большей детализации. Поэтому каждой фациальной обстановке присваивается интервал литологических индексов, которые отражают динамику накопления осадков и косвенно указывают на ту или иную обстановку осадконакопления [3].

Рассмотрим пример литолого-фациального анализа по скважине 72П(Р). Согласно литологическому описанию керна, отложения представлены песчаником серым, мелкозернистым, хорошо сцементированным, карбонатным, слюдистым с вторичным минералообразованием в виде кальцитизации диаклазов. Местами присутствует огромное количество углистого детрита. Как известно, серый цвет характерен для отложений, насыщенных органикой, наличие постдиагенетических процессов и диаклазов указывает на высокие темпы седиментации, что характерно для областей в непосредственной близости от области сноса, на что также указывает наличие огромного количества углистого детрита, ссылаясь на форму кривой альфа-ПС (рис. 1) и сверяя ее по классификаторам [2], отложения в данной скважине можно отнести к фации устьевых баров [4, 5]. Литологический индекс отложений в данной скважине составляет 1.

Для каждой фациальной обстановки были приняты интервалы значений литологического индекса, рассчитываемого в АРМ «Геолог», и построена лито-фациальная схем-карта (рис. 2).

Для подтверждения надежности данной карты, ниже представлен разрез по скважинам 623-519-516-512 (рис. 3)

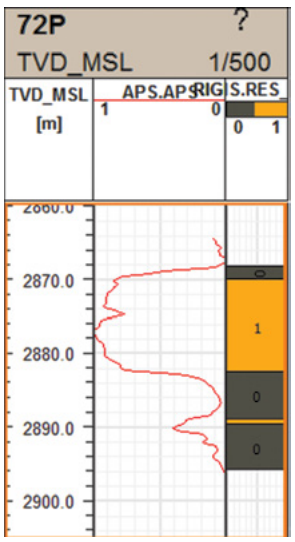


Рис. 1 — Разрез по скважине 72П(Р), кривая альфа ПС и дискретный параметр литологии (1 — коллектор, 0 — неколлектор)

Как видно из рис. 3, по линии разреза происходит явная глинизация разреза, формы кривых альфа ПС можно отнести к электрометрическим моделям следующих фаций: 623 — фация устьевых баров, 519 — фация прибрежно-морских отложений, 516 и 512 — фация застойных прибрежно-морских зон.

Построенная литолого-фациальная схем-карта достоверно отражает палеогеографию исследуемого региона, но к тому же является гибким инструментом, позволяющим специалисту в области литолого-фациального анализа оперативно менять концептуальную палеогеографическую модель исследуемого объекта при появлении новой информации, без изменения литолого-фациальной схем-карты — достаточно лишь изменить интервалы литологических индексов и их приуроченность к той или иной фациальной обстановке осадконакопления [6]. Использование лито-фациальной схем-карты в качестве тренда при построении трехмерных геолого-гидродинамических моделей позволяет еще на стадии построения кубов фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) закладывать в модель лито-фациальную неоднородность в виде дифференциации пласта, как по вертикали, так и по латерали по лито-фациальным зонам, в каждой из которых расчет вариограммного распределения ФЕС производится согласно зависимостям, определенным в конкретной фациальной зоне. Построенная по данной методике, трехмерная геолого-гидродинамическая модель залежи 1 пласта ЮС$_1$ Восточно-Сургутского месторождения отличается учетом лито-фациальной неоднородности, подготовленностью для прогноза эффективности и планирования ГТМ на основе литолого-фациального анализа, а расхождение в утвержденных запасах, без дополнительной адаптации модели, составляет 2,2%.

Итоги

Построена литолого-фациальная схем-карта, которая достоверно отражает палеогеографию исследуемого региона, но к тому же позволяет оперативно менять концептуальную палеогеографическую модель исследуемого объекта.

Выводы

Представленная в статье методика позволяет:

1. Интегрировать в трехмерную геологическую модель литолого-фациальный анализ.
2. Проводить расчет пористости в каждой литолого-фациальной зоне отдельно.
3. Уменьшить риски при прогнозе выработки запасов нефти.

Список используемой литературы

1. Каждан М.В., Котенев Ю.А. Выделение литолого-фациальных зон продуктивного горизонта с использованием литологических индексов. Нефтегазовые технологии и новые материалы, проблемы и решения: сборник научных трудов. 2014. №3(8). С. 47–52.
2. Гурова Т.И., Чернова Л.С. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. 254 с.
3. Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Каждан М.В., Габитов А.А. Дифференциация продуктивного пласта по литолого-фациальным зонам на основе электрометрических моделей кривых альфа-ПС для обоснования технологий доизвлечения нефти // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 81–102.
4. Ежова А.В. Литология: учебник. 2-е изд. Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2009. 336 с.
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
6. Каждан М.В., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 103–125.

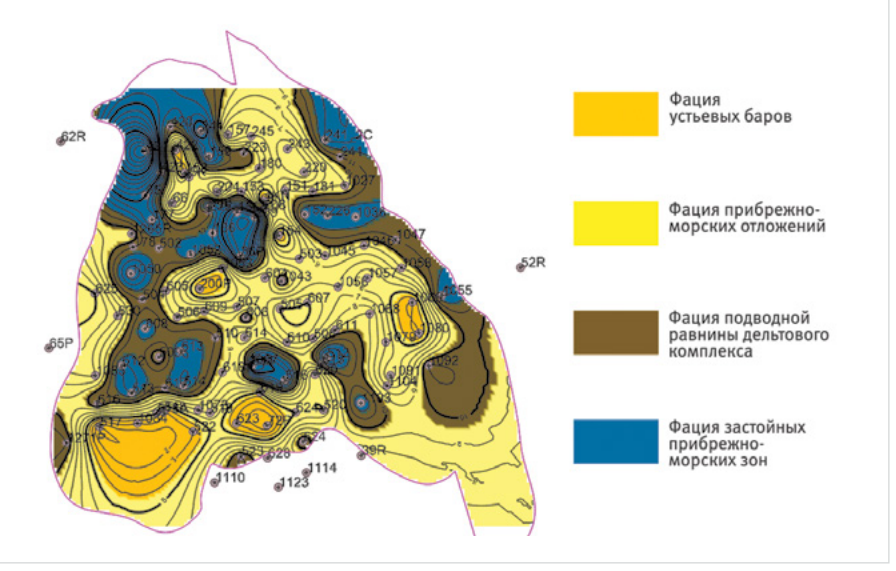


Рис. 2 — Литолого-фациальная схем-карта пласта ЮС$_1$

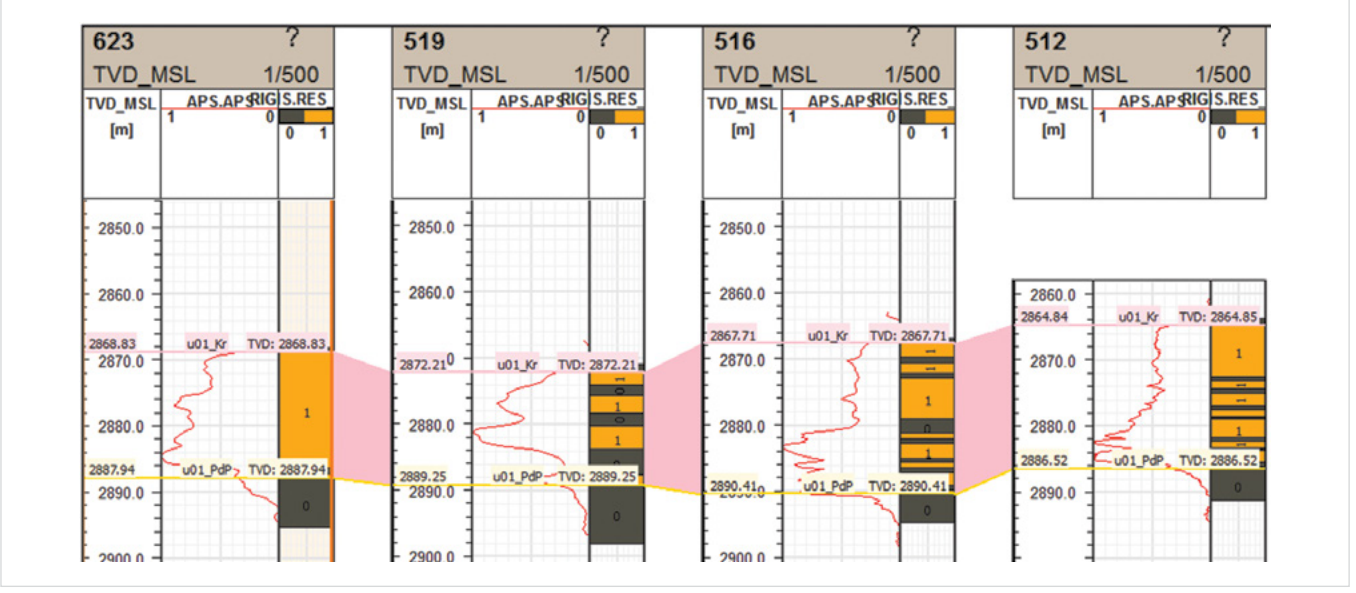


Рис. 3 — Разрез по скважинам 623-519-516-512, кривая альфа ПС и дискретный параметр литологии (1 — коллектор, 0 — неколлектор)

Method of creation the litho-facial scheme-maps for analysis of Vostochno-Surgutskoe field YUS_1

UDC 551

Authors:
Yuri A. Kotenev — Sc. D., professor[1]; geokot@inbox.ru
Shami Kh. Sultanov — Sc. D., professor[1]; ssultanov@mail.ru
Mark V. Kazhdan — assistant[1]; kaz-mark@mail.ru
Bulat Sh. Muslimov — assistant[1]; bmulsimov@mail.ru

[1]SEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

Abstract
In article have been reviewed an operational analysis of Vostochno-Surgutskoe field JUS_1 horizon deposits creation process with litho-facial scheme-maps usage. This method allows immediate assess the litho-facial anisotropy of researching object, marking sand bodies and create the basement for detailed litho-facial analysis. The main difference of this method is its simplicity and efficiency, what allows laying the basement for litho-facial analysis at the first stage of 3D geological model creation.

Materials and methods
Method of 3D geological models reliability increasing based by litho-facial analysis.

Results
Was made litho-facial scheme-map, what truly reflects the researchable region paleogeography, but also allows to change the conceptual model of researchable object operatively.

Conclusions
Methodic submitted in article allows:

1. To integrate litho-facial analysis into 3D geological model.
2. Make counting of porosity in each litho-facial zone separately.
3. Decrease risks during the prediction of oil resources extraction.

Keywords
scheme-maps,
litho-facial analysis,
3D geological model,
specification of geological model
rescaling process

References

1. Kazhdan M.V., Kotenev Yu.A. *Vydelenie litologo-fatsial'nykh zon produktivnogo gorizonta s ispol'zovaniem litologicheskikh indeksov* [Productive horizon litho-facial zones definition using a lihological indexes]. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy, problemy i resheniya: sbornik nauchnykh trudov*, 2015, issue 3(8), pp. 47–52.
2. Gurova T.I., Chernova L.S. and oth. *Litologiya i usloviya formirovaniya rezervuarov nefti i gaza Sibirskoy platform* [Lithology and oil and gas reservoirs forming conditions of Siberian platform]. Moscow: *Nedra*, 1988, 254 p.
3. Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Kazhdan M.V., Gabitov A.A. *Differentsiatsiya produktivnogo plasta po litologo-fatsial'nym zonam na osnove elektrometricheskikh modeley krivykh al'fa-PS dlya obosnovaniya tekhnologiy doizvlecheniya nefti* [Productive horizon differentiation by lithological zones based on the SP-log electrometric models for justification of the enhanced oil recovery technologies]. *Neftegazovoe delo*, 2013, issue 6, pp. 81–102.
4. Ezhova A.V. *Litologiya: uchebnik* [Lithology: studying book]. 2d ed. Tomsk: *izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2009, 336 p.
5. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel — litologicheskikh lovushek nefti i gaza* [Electrometric geology of sand bodies – oil and gas lithologic traps]. Leningrad: *Nedra*, 1984, 260 p.
6. Kazhdan M.V., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. *Vosstanovlenie litologo-fatsial'noy obstanovki formirovaniya produktivnogo gorizonta s ispol'zovaniem sovremennykh geoinformatsionnykh tekhnologiy* [Recovery of productive horizon litho-facial environment forming with using of modern geoinformation technologies] *Neftegazovoe delo*, 2013, issue 6, pp. 103–125.

XIII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
•ВЫСТАВКА•
«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

•Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)

•Геология, геофизика

• Сейсмическое оборудование и услуги

• Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

•Трубы и трубопроводы, инструменты и др.

17 - 19 ФЕВРАЛЯ

г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»

тел./факс: (3532) 67-11-02, 67-11-05, 45-31-31

e-mail: uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

1965–2015
САМОТЛОР

Межрегиональная специализированная выставка

Нижневартовск. Нефть. Газ

г. Нижневартовск

Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

Выставка проводится в рамках празднования 50-летия Самотлорского месторождения

25-27 ноября 2015 г.

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская Торгово-Промышленная палата
ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”, г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

SIB Expo SERVICE

E-mail: ses@avmail.ru
www.ses.net.ru

УДК 550.3+521.16+550.83

Реакция нефтегазовых залежей на резонансы гравитационных приливов в земной коре

В.Г. Сибгатулин
директор[1]

А.А. Кабанов
руководитель группы обработки[1]

[1]Некоммерческое партнёрство «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» (НП «ЭЦ РОПР»), Красноярск, Россия

Экспериментально установлено, что резонансы гравитирующих факторов (приливов, колебаний барицентра) вызывают изменения НДС в пластах-коллекторах от 1 до 10% от величины горного давления. При резонансе в пласте-коллекторе возникает стоячая волна, частота которой определяется параметрами пласта и характером флюидонасыщения, что является физической основой, предложенной авторами технологии флюидной резонансной сейсморазведки (ФРС) для прямых поисков залежей углеводородов. Опробование на четырёх нефтегазовых объектах на Сибирской платформе подтверждает возможность внедрения технологии ФРС в практику геологоразведочных работ.

В 2009–2010 гг. авторы впервые зафиксировали реакцию различных геологических объектов (сейсмических очагов, нефтегазовых залежей) на резонансы различных типов гравитационных Лунно-Солнечных приливов, включая периодические приливные воздействия, вызванные колебаниями барицентра системы Земля-Луна [1].

Была предложена графическая методика прогноза (с точностью ±12 часов) времени возникновения резонансов различных гравитирующих факторов — расстояние Земля-Луна, фаза Луны, колебания барицентра системы Земля-Луна, расстояние от наблюдателя до барицентра [1].

Авторы неоднократно публиковали примеры проявления резонансов различных гравитирующих факторов в различных геофизических полях (сейсмическом, электромагнитном) и в полях деформаций (газгидрогеохимическом, гидрогеодеформационном) [1].

В литературе различные авторы часто приводят графики мониторинга различных геолого-геофизических параметров. При этом, аномальное поведение параметров во времени увязываются только с одним каким-либо событием (например, землетрясением), остальные особенности графиков никак не комментируются, так как эти особенности рассматриваются как случайные. При сопоставлении с резонансами приливов чётко проявляются на случайный, а детерминированный характер особенностей зафиксированных параметров и чёткая корреляция по времени с резонансами гравитационных приливов.

В качестве примера приводим сопоставление графика колебаний гелия (по данным специалистов ИЗК СО РАН, 2011) в водах оз. Байкал перед Култукским землетрясением магнитудой 6,9 27.08.2008 (рис. 1). График эмиссии гелия опубликован в статье Р.М. Семенова и др. [2]

В течение 2009–2015 гг. получены убедительные данные о том, что при геодинамическом мониторинге наблюдается 100% корреляция различных геолого-геофизических параметров с временем резонансов гравитационных приливов.

Можно утверждать, что прогноз времени резонансов различных типов приливов с допустимой для практики точностью (±12 часов) возможен.

В то же время, в связи со сложностью процессов гравитационных приливов, неразработанностью теории, пока не удаётся прогнозировать величину изменения деформаций геологической среды при резонансах приливов. В частности, для нефтегазопоисковой практики важно оценивать величину влияния резонанса приливов на флюидонасыщенные пласты-коллектора. Количественный прогноз изменения напряжённо-деформированного состояния геологической среды при резонансах приливов пока не предоставляется возможным. Однако, в эксперименте можно зарегистрировать деформации флюидонасыщенного объекта под влиянием резонансов. В частности, на рис. 2 представлено сопоставление данных гидропрослушивания нефтяной скважины на одном из месторождений Западной Сибири с резонансами гравитационных приливов.

Как видно, зафиксирована тесная корреляция времени гравитационных приливов с характерными разрастаниями давления в нефтяном пласте. Очевидно, что за сутки до

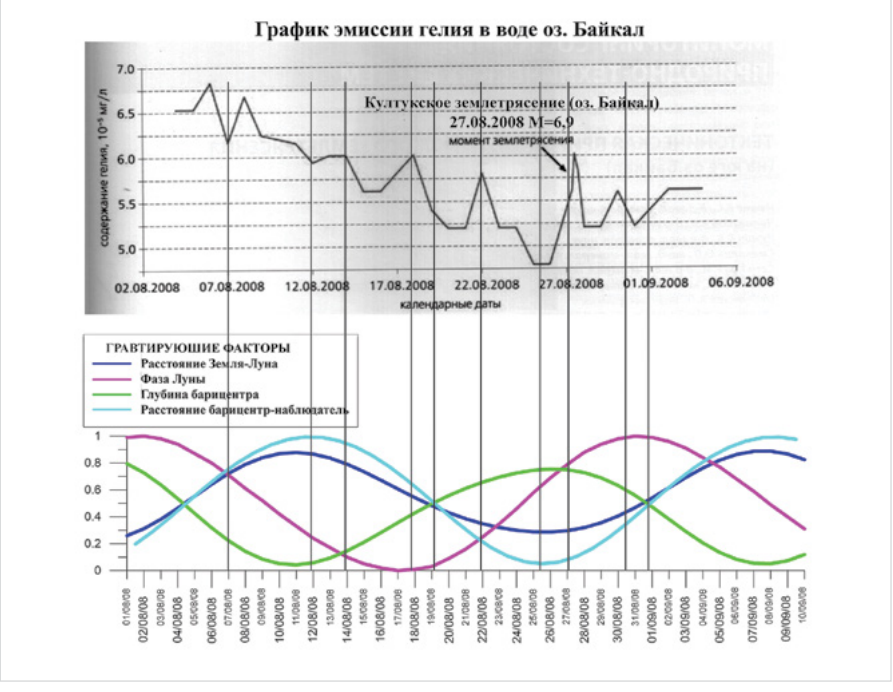


Рис. 1 — Зависимость эмиссии гелия от резонансов гравитирующих факторов (перед Култукским землетрясением M=6,9 27.08.2008)

времени расчётного резонанса в пласте-коллекторе, в соответствии с известными законами физики, возникает стоячая волна, амплитуда которой достигает максимума в момент резонанса, а затем в течении суток происходит затухание стоячей волны. При этом, получена оценка повышения давления в пласте во время резонансов различных типов по сравнению с гидростатическим для данного объекта. На рис. 2 видим, что приращение давления в стоячих волнах нефтяного пласта по сравнению с состоянием покоя, достигает 0,5–1,5 атм при средней величине горного давления 124,5 атм, т.е. для данного конкретного нефтенасыщенного пласта, дополнительный вклад резонансов гравитационных приливов составляет от 0,5 до 1 % по отношению к нормальному гидростатическому давлению. Казалось бы это не много, однако, прирост энергии пласта за счёт резонанса достаточен, чтоб зафиксировать наличие нефтегазовой залежи (НГЗ) на глубине при регистрации низкочастотных шумов на поверхности. На этом принципе авторами предложена технология флюидной резонансной сейсморазведки (ФРС - РПВНГЗ) [3], которая опробирована на четырёх нефтегазовых площадях на Сибирской платформе.

Несмотря на сложное строение НГЗ, незначительную мощность продуктивных пластов, спектры сейсмических шумов чётко коррелируются с резонансами приливов. Ранее авторы публиковали результаты по прямому прогнозу газовой залежи в Приангарье [4]. Исследуемая газовая залежь имела эффективную мощность около 100 м.

В 2015 году была проведена работа на месторождении в Иркутской области, где мощность газового пласта не превышает 2-3 метра. На рис. 3 продемонстрировано влияние резонанса прилива на маломощную залежь газа.

Согласно исследованиям В.Б. Ржонсницкого [5], «резонанс полусуточных приливов в экваториальной и меридианных каналах возникают при глубинах 20470 и 21890 м соответственно. Резонанс суточных приливов в меридианных каналах имеет место при глубинах 5118 м, также превосходящей среднюю глубину Мирового океана. Резонанс частного долгопериодного прилива с циклической частотой 0,53×10-5 с-1, равной циклической частоте лунной полумесячной волны Mf, в меридианных каналах происходит при глубине 29 м. Резонансные глубины других лунных частных длиннопериодных приливов имеют такой же порядок, а резонансные глубины солнечных частных долгопериодных приливов примерно в сто раз меньше упомянутых». Отсюда следует, что гравитационные приливные суточные и полусуточные волны не способны вызвать резонанс в пластах-коллекторах, насыщенных флюидами (вода, нефть, газ), так как их мощность не соизмерима с мощностью резонансной флюидной среды.

В тоже время, длиннопериодные (двухнедельные) лунные гравитационные приливы способны вызвать резонанс во флюидонасыщенных пластах-коллекторах при их мощности около 30 м. Что касается солнечных длиннопериодных приливов, то они способны вызвать резонанс в ещё более тонких (первые метры) флюидонасыщенных пластах-коллекторах, что мы и фиксируем на рис. 3. К сожалению, нам не известны публикации других авторов о влиянии различного типа гравитационных приливов на нефтегазонасыщенные залежи.

Смеем надеяться, что:

1. Настоящая публикация привлечёт внимание как теоретиков, так и практиков, исследующих геодинамические процессы в нефтегазовых залежах;
2. Технология ФРС (РПВНГЗ) на основе энергии резонансов гравитационных приливов будет успешной при прямых поисках даже для небольшой мощности флюидонасыщенных пластов-коллекторов.

Список используемой литературы

1. Sibgatulin V.G., Peretokin S.A., Kabanov A.A. Resonances of gravitational tides and their effect on geological environment. Earth science frontiers, 2014, 21(4). pp. 303–310.
2. Семенов Р.М., Смекалин О.П., Оргильянов А.И. Байкал предупреждал о приближении землетрясения // Култукское землетрясение 27 августа 2008 года на юге Байкала / под ред. К.Г. Леви, Ю.А. Бержинского. Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2011. С. 36–39.
3. Сибгатулин В.Г., Дидичин Г.Я., Перетокин С.А., Кабанов А.А. Резонансы гравитационных приливов в Земной коре и их влияние на нефтегазовые залежи // Нефть. Газ. Новации. 2014. №1. С. 14–19.
4. Дидичин Г.Я., Сибгатулин В.Г., Перетокин С.А., Гутина О.В. Повышение эффективности прогноза нефтегазовых залежей на основе изучения реакции геофизических и геохимических полей на гравитационные приливы в Земной коре // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2011. № 2. С. 38–46.
5. Ржонсницкий В.Б. Приливные движения. Л.: Гидрометеоиздат, 1979. 244 с.

НП «ЭЦ РОПР»
660049, г. Красноярск,
пр. Мира, д. 53, оф. 310
+7 (391) 227-55-36, 276-72-23
ec_ropr@mail.ru
npecropr@yandex.ru

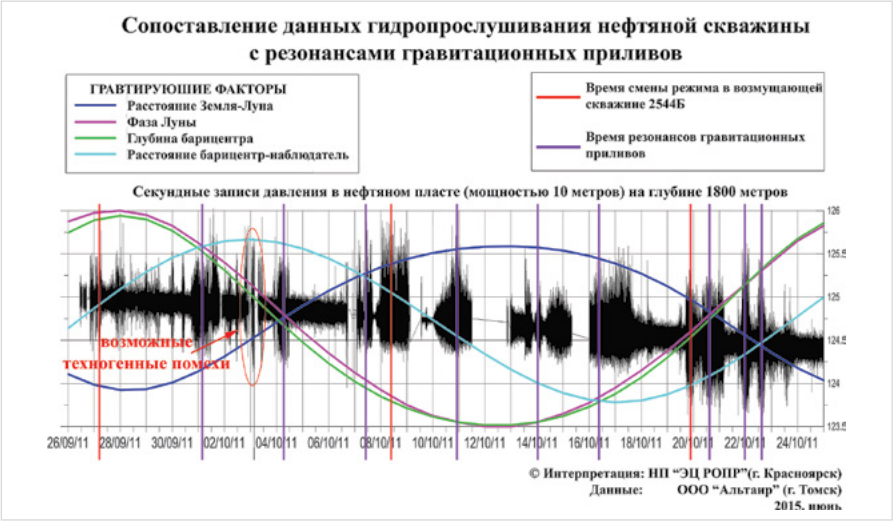


Рис. 2 — Регистрация давления в нефтяном пласте (мощностью около 10 метров) при гидропрослушивании скважины в Западной Сибири в октябре 2011 года, сопоставление данных гидропрослушивания нефтяной скважины с резонансами гравитационных приливов

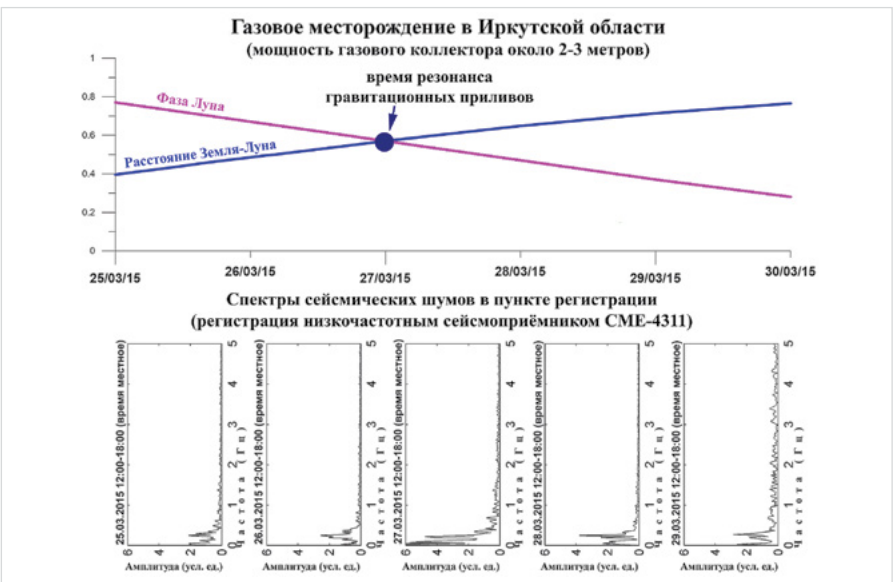


Рис. 3 — Влияние резонанса гравитирующих факторов на сейсмические шумы газовой залежи

УДК 550.3

Энтропийная сейсмология и ее применение при разработке сланцевого газа

С.Ц. Акопян
д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник[1]
sakopian@yandex.ru

[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

В работе описываются возможности применения метода энтропийной сейсмологии для контроля микроземлетрясений естественного и техногенного происхождения, при разработке сланцевого газа. Этот метод позволяет выявить и контролировать образование разрывов в иерархии сейсмоактивных объемов геологической среды, ответственных как за сильные землетрясения, так и за умеренную и слабую сейсмичность. Метод может быть использован для решения технологических задач контроля динамики развития гидроразрыва пласта на месторождениях углеводородов. На основе метода можно решать задачи экологического контроля и повышения эффективности разработок сланцевого газа. Рассмотрено влияние наведенной сейсмичности на динамику подготовки сильных землетрясений в местах углеводородных разработок в центральной части США.

Материалы и методы
Мониторинг и прогноз естественной и индуцированной сейсмичности методами энтропийной сейсмологии.

Ключевые слова
индуцированная сейсмичность, энтропия, анализ нестабильности, микроземлетрясения

Введение

Метод мониторинга и прогноза землетрясений на основе сейсмической энтропии позволил автору разработать теорию энтропийной сейсмологии [5–7]. Эта теория позволяет контролировать развитие неустойчивости и образование разрывов в реальной геологической среде на основе сейсмостатистики. Было показано, что подготовка землетрясений происходит в пределах конкретных объемов литосферы сейсмических систем (СС). Для выявления СС были введены ряд кумулятивных параметров, зависящих от суммарной сейсмической энергии, выделившейся в среде за некоторый промежуток времени, и ее логарифма — энтропии. В [1, 6] было показано, что развитие метода сейсмической энтропии от больших систем к малым и снижение пороговых магнитуд землетрясений до микроскопических (нано- магнитуды от -3 до 0, размеры десятки, сотни метров), позволит применять метод сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли. На примере Сахалина была описана возможность выявления техногенной составляющей, возникающей из-за нефтегазовых разработок, на естественные процессы подготовки сильных землетрясений. Техногенная составляющая может усилить магнитуду сильного землетрясения, или спровоцировать ее раньше времени в рамках СС. На основе регистраций микроземлетрясений естественного и техногенного происхождения, метод может быть использован для решения технологических задач контроля динамики развития гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождениях углеводородов. В данной работе подробнее обсудим возможности применения метода сейсмической энтропии для разработки месторождений сланцевого газа [2]. Широкая география и масштабность этих разработок, усложненные способы добычи, экологические проблемы ставят новые задачи при организации этих разработок, отводят важное место их экологической безопасности [3, 4].

Сланцевый газ, экологические проблемы

Сланцевый газ находится в глубинных пластах Земли, в которых сложно вести добычу. Проницаемость плотных пород, сланца и угольных пластов значительно меньше, чем у песчаника, что приводит к сильному снижению дебита скважин и значительному удорожанию добычи сланцевого газа по отношению к природному. Сланцы есть почти в всех частях света, однако достать из него топливо очень сложно. На рис. 1 показана технология добычи сланцевого газа. Суть технологии заключается в повышении выхода сланцевых углеводородов методом ГРП. В скважину под большим давлением впрыскивается большое количество воды, и она разрывает пласт сланца. Также в скважину запускают крупнозернистый песок и химические вещества (бензол, толуол, соляная кислота и другие). Эта технология увеличивает число разрывов, а за счет этого растет выход сырья [2]. Технология ГРП увеличивает срок жизни скважины до 2 лет, но этого

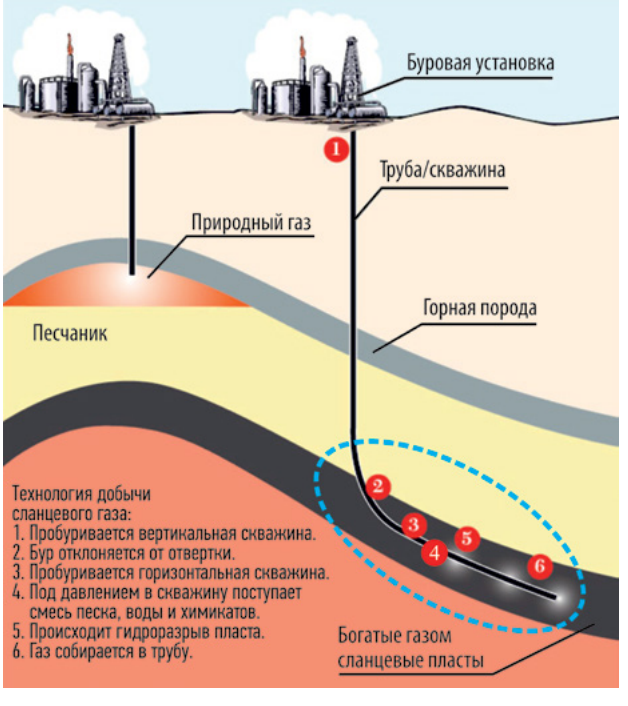


Рис. 1 — Технология добычи природного и сланцевого газа. Пунктиром показана область микроземлетрясений, контролируемая в рамках СС

недостаточно для окупаемости. Снижение темпов производства является основной экономической проблемой разработки сланцевого газа. Высокий уровень производства можно продлить на десятилетия, созданием сети скважин ГРП.

Из экономических соображений, в США сланцевый газ добывается в непосредственной близости от мест использования, и это приводит к образованию довольно густой сети скважин в обширных густонаселенных районах. Отсюда возникают экологические проблемы сланцевых разработок, связанные с методом ГРП. Операцию гидроразрыва на одной территории приходится повторять до 10 раз в год. Потенциальные экологические риски, такие как загрязнение подземного водоносного слоя, активизация сейсмической активности выходят на первый план. Несмотря на то, что ГРП проводятся гораздо ниже уровня грунтовых вод (рис. 1), токсичные вещества проникают в них вследствие просачивания через трещины, образовавшиеся в толще осадочных пород при ГРП. На снижение этих рисков, в сущности, и направлены основные усилия в рамках развивающейся отрасли. Состояние дел за последние 5 лет в области разработки сланцевого газа изложено в работах [2–4].

Активизация сейсмичности в местах разработки сланцевого газа

В настоящее время сланцевый газ в коммерческих объемах производится только в трех странах мира — США, Канаде и Китае. Всплеск сейсмической активности в 17 регионах 8 штатов — таков побочный эффект добычи нефти и газа методом ГРП, использовавшимся американцами для обеспечения «сланцевой революции». К таким выводам пришла Геологическая служба США, опубликовавшая доклад [10], посвященный росту числа землетрясений в стране. Увеличение темпа индуцированной сейсмичности с 2000 г. наблюдалось в штатах Алабама, Колорадо, Арканзас, Нью-Мексико, Огайо, Канзас, Оклахома и Техас. Наиболее сильное землетрясение, потенциально связанное с инъекцией воды, имело магнитуду M5.7 и произошло в ноябре 2011 г. в Оклахоме [8]. Землетрясение ощущалось в 17 штатах и нанесло ущерб в эпицентральной области. Американские геологи выяснили [11], что серия землетрясений в Техасе в 2013 и в 2014 гг. могла также возникнуть в результате массированной закачки и откачки воды и нефтепродуктов из глубинных слоев во время нефте- и газодобычи в сланцевых отложениях. Согласно докладу Центра изучения Земли Колумбийского университета, сейсмологи, на основе исследований в штате Огайо, пришли к выводу, что технология гидравлического разрыва пластов может провоцировать землетрясения [9]. За время наблюдений с января 2011 по февраль 2012 г. было зафиксировано 109 толчков, сила самого крупного из которых составила 3,9 балла. На рис. 2 показано наложение эффектов микро-сейсмичности в районе разработки сланцевого газа на естественную сейсмичность в районе Янгстаун (Огайо). Это привело к всплеску кумулятивного сейсмического момента.

Энтропийный мониторинг и контроль зарождения микросейсмичности

При разработке сланцевого газа представляет опасность разрушительные процессы в самом грунте, вплоть до сейсмической нестабильности и землетрясений. Актуальной задачей технологии ГРП является контролирование, предсказание и управление магистральной трещиной, определение по сейсмодатчикам, куда пойдет гидроразрыв. Эти задачи можно решать методом энтропийной сейсмологии. На рис. 3 показан иерархический подход к процессам подготовки разномасштабных разрывов в зависимости от размеров L СС. Возрастание параметра действия h_s показаны точками на диагонали равновесия. А — область землетрясений, вызывающих повреждения и разрушения; В — область, опасная для производственных сооружений, коммуникаций, нефтегазовых разработок; С — область микросейсмичности. Справа указаны характерные размеры систем.

На трековой диаграмме иерархия СС (аттракторы) разделена на три области А, В, С [5, 6]. Как видно на рис. 3, метрический параметр действия h_s (характеризующий фоновый размер трещины) возрастает, в связи с укрупнением размеров СС. Таким образом, для иерархии СС, включающих разломы разных масштабов, размер квантов энергии излучения землетрясений не одинаков. Они крошечны для маленьких СС с пороговыми магнитудами сильных землетрясений M = -1.8–3.3 (область С на рис. 3), средние для малых СС с M = 3.4–5.0 (обл. В), и большие для СС с M = 5.1–9.0 (обл. А). На языке длины разрыва в очагах землетрясений можно сказать, что самые маленькие СС имеют характерный размер ~10–30 м, в которых микроземлетрясения, имеющие разрывы в очагах ~ 22–150 см, могут привести к разрывам от 2 до 4 м. Начиная с таких маленьких размеров, системы в области С и В на рис. 3 могут контролировать локальные области трещинообразования в методе ГРП на глубине — в горизонтальном участке скважины (рис.1). На основе метода сейсмической энтропии решаются две задачи: первая — экологический контроль сланцевых разработок, снижение экологических рисков при бурении; вторая — управление процессом ГРП и повышение эффективности разработок. Методически, вторая задача производится по технологии, описанной в [1]. Но в отличие от методов ГРП, применяемых при добыче нефти и природного газа, при добыче сланцевого газа возникают задачи повышения надежности и эффективности, из-за масштабности разработок (охватывающих густонаселенные области) и близкого расположения скважин. Поскольку разработка сланцевых газов может охватывать зоны со слабой и умеренной сейсмичностью [8–11], то методически подход для них будет отличаться от сейсмически спокойных областей. Для месторождений сланцевого газа вблизи слабой и умеренной сейсмичности необходимо предварительно выявить иерархию СС в энергетической области аттракторов В и С на рис. 3, а далее их контролировать по уже разработанной компьютерной технологии для больших СС с аттракторами в области А. Такая технология уже отработана и апробирована на 130 СС по всему миру [6, 7].

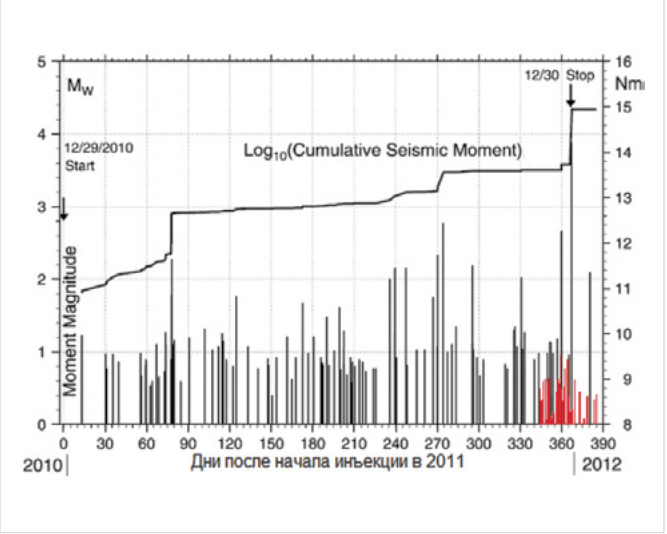


Рис. 2 — Землетрясения с 29.12.2010 по 01.2012 в районе Янгстаун (Youngstown) и индуцированная сейсмичность (красные события), зарегистрированные в декабре 2011 и январе 2012 портативными станциями

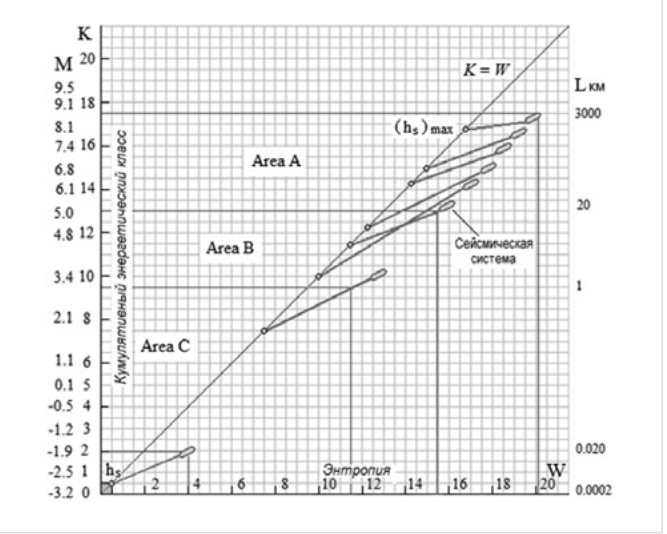


Рис. 3 — Схематическая иллюстрация на трековой диаграмме иерархии аттракторов, при возрастании размеров СС и пороговых магнитуд

Влияние наведенной сейсмичности на динамику подготовки сильных землетрясений

На примере землетрясений в центральной части США покажем, как слабая сейсмичность может привести к катастрофическим землетрясениям и как может влиять на этот процесс наведенная сейсмичность [8–11]. Эта область включает разломные зоны Нью-Мадрид и Вабаш Валлей, расположенные в пограничной области штатов Миссури и Арканзас (рис. 4). Эта аномальная внутри плитовая сейсмоактивная зона известна тем, что здесь в 1811 и 1812 гг. произошла вспышка каскада разрушительных землетрясений. Природа такой сейсмической активности объясняется тем, что здесь земная кора скрывает реликтовую рифтовую зону, которая периодически (в 250–500 лет раз) приводит к накоплению и разрядке напряжений.

Сейсмологов интересует, когда здесь произойдет следующее сильное землетрясение с M › 7.0 и сможет ли повториться картина 200-летней давности. Постараемся ответить на эти вопросы на основе метода сейсмической энтропии. Здесь была выявлена СС Нью-Мадрид с пороговой магнитудой 7.4, и две подсистемы с пороговыми магнитудами 7.0, охватывающие штаты Иллинойс, Миссури, Арканзас, Теннеси, Кентукки и Индиана (рис. 5а). Используя свойство автомодельности СС, можно восстановить возможный сценарий подготовки каскада разрушительных землетрясений на рис. 4. Во внутри плитовой зоне сейсмические процессы протекают значительно медленнее, поэтому сейсмичность слабая. В результате процесс накопления и приближения энтропии к критическому значению растягивается на несколько столетий и происходит при малой кумулятивной энергии. Поэтому на конечном этапе происходит каскад сильных землетрясений.

На рис. 5б видно, что три сильных землетрясения за два месяца существенно подняли трек подготовки землетрясения в СС Нью-Мадрид, восполнив дефицит кумулятивной энергии за столетия, и 7 февраля 1812 г. привели к катастрофе. На рис. 5б также показан трек подготовки сильного землетрясения на 2015 г. (масштаб изменен), который стартовал 203 года назад (после 1812 г.). На врезке на рис. 5б показано, что скачок кумулятивной энергии из-за наведенной сейсмичности за 2000–2015 гг. ничтожный, составляет 0.077%. При сохранении темпа роста энтропии, без наведенной сейсмичности, энтропия достигнет критического значения к 2060 г., а с учетом наведенной сейсмичности этот срок сократится на полгода.

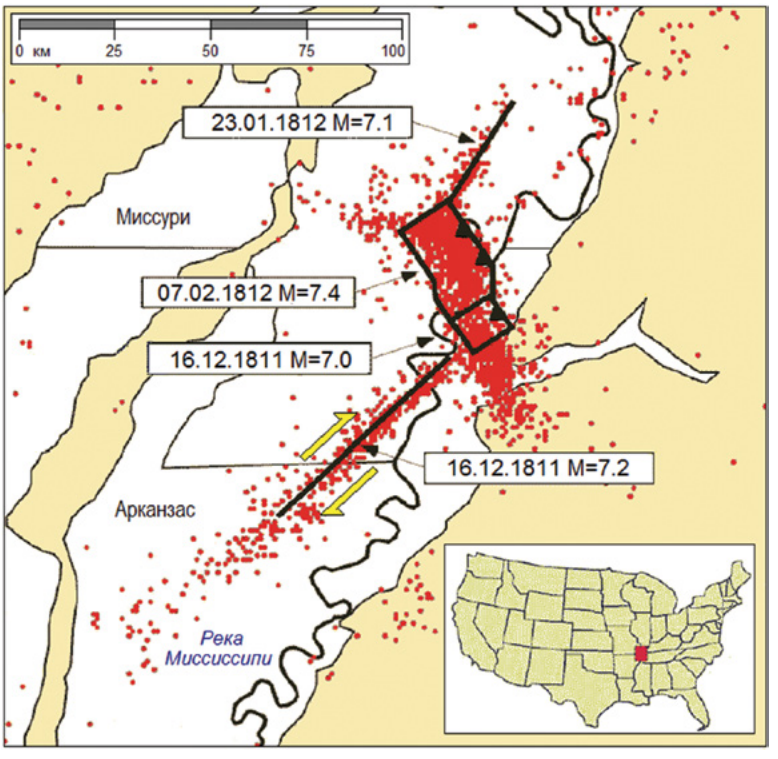


Рис. 4 — Каскад сильных землетрясений на разломе Нью-Мадрид (США)

Итоги

Влияние наведенной сейсмичности с магнитудами M = 4.5-5.3 на подготовку разрушительных землетрясений ничтожно, однако, возникновение самой наведенной сейсмичности в локальных участках разработок сланцевого газа может нанести большой хозяйственно-экономический ущерб. Наведенную сейсмичность можно контролировать и технологически предотвратить в малых СС на основе регистрации микросейсмичности с M ‹ 3.0.

Выводы

Техногенные эффекты, возникающие в результате вмешательства человека в жизнь земных недр при разработке нефти и газа незначительны по сравнению с теми массами пород, которые движутся на границах

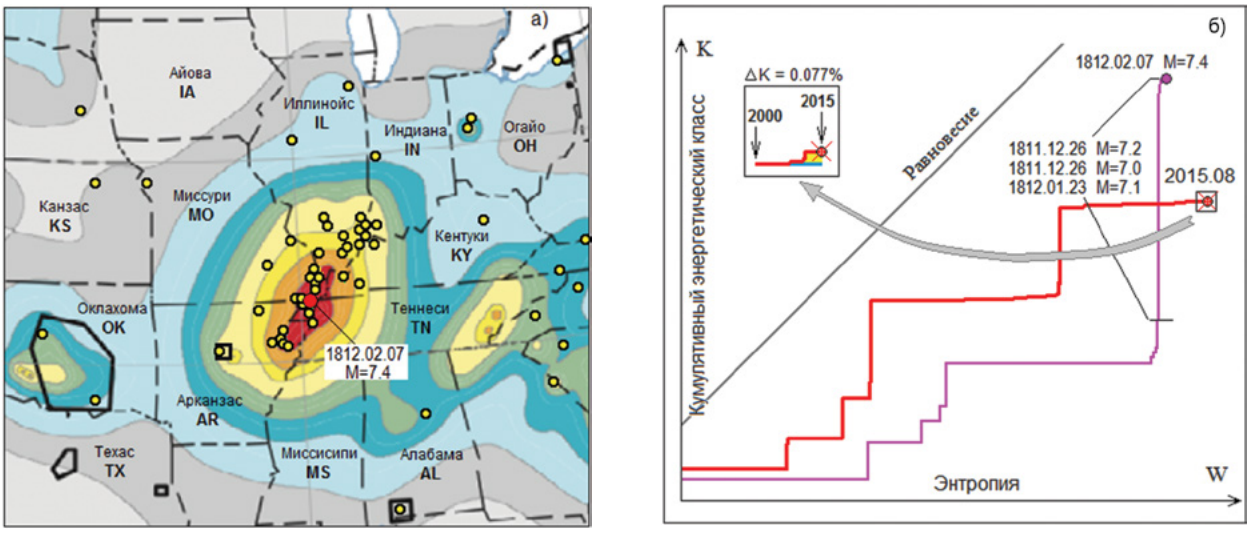


Рис. 5 — а) Умеренная сейсмичность на карте сейсмической опасности США, в районе исторических землетрясений Нью-Мадрид. Многоугольниками показаны зоны наведенной сейсмичности. б) Трековая диаграмма СС Нью-Мадрид. На врезке показан скачок трека (0.077%) из-за наведенной сейсмичности в 2000–2015 гг.

разломов. Тем не менее, они, накапливаясь, могут нарушить тонкий «баланс сил», существующий на линии столкновения пластов, и спровоцировать высвобождение накопившегося напряжения в виде землетрясений. Эти добавочные эффекты можно контролировать методами энтропийной сейсмологии, снижая экологический риск и повышая эффективность разработки.

Список используемой литературы

1. Акопян С.Ц. Применение метода сейсмической энтропии для решения технологических задач в нефтегазовой отрасли // ROGTEC. 2014. № 38. С. 56–63.
2. Геращенко И.О., Лапидус А.Л. Сланцевый газ — революция не состоялась//Вестник РАН. 2014. Т. 8. № 5. С. 400–433.
3. Мельникова С., Сорокин С., Горячева А., Галкина А. Первые 5 лет «сланцевой революции»: что мы теперь знаем наверняка? М.: ИНЭИ РАН, 2012. 48 с.
4. Соловьянов А.А. Экологические последствия разработки месторождений сланцевого газа. М.: Зеленая книга, 2014. 60 с.
5. Akopian S.Ts. Open dissipative seismic systems and ensembles of strong earthquakes: energy balance and entropy funnels. Geophysical journal international, 2015, Vol. 201, pp. 1618–1641.
6. Akopian S.Ts. & Kocharian A.N. Critical behaviour of seismic systems and dynamics in ensemble of strong earthquakes. Geophysical journal international, 2014, Vol. 196, pp. 580–599.
7. Akopian S.Ts. & Popov E.A. Monitoring induced seismicity based on seismic entropy method, Abstracts, Induced seismicity ECGS – FKPE workshop, 15–17 November, Luxembourg, 2010, pp. 3–4.
8. Keranen K.M., Savage H.M., Abers G.A., and Cochran E.S. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA— Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence: Geology, 2013, Vol. 41, issue 6, pp. 699–702.
9. Kim W.-Y. Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio. Journal of Geophysical Research, 2013, Vol. 118, pp. 3506–3518.
10. Petersen M.D. et al. Incorporating Induced Seismicity in the 2014 United States National Seismic Hazard Model-Results of 2014 Workshop and Sensitivity Studies. U.S. Geological Survey, Open-File Report, Reston, Virginia, 2015. pp. 1–64.
11. Rubinstein J.L., Mahani A.B. Myths and facts on wastewater injection, hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, and induced seismicity. Seismological Research Letters, 2015, Vol. 86, issue 4, pp. 1060–1067.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Entropy seismology and its application in the development of shale gas

UDC 550.3

Authors:
Samvel Ts. Akopian — Sc.D., leading researcher[1]; sakopian@yandex.ru

[1]The Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Science (IPE RAS), Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper describes the application of the entropy seismology method for monitoring microearthquakes natural and technogenic origin in the development of shale gas. This method allows to detecting and monitoring the formation of gaps in the hierarchy of the seismically active volume of the geological environment, are responsible for a major earthquake, and for moderate and weak seismicity. The method can be used to solve technological problems of the control the dynamics of hydraulic fracturing on the deposits of hydrocarbons. The problems of environmental control and improve the efficiency of shale gas developments are can be solved based on the method. The effect on the dynamics of strong earthquakes induced seismicity in areas of hydrocarbon development in the Central United State.

Materials and methods

Monitoring and forecast of natural and induced seismicity by the methods of seismic entropy.

Results

Effect of induced seismicity with magnitudes M = 4.5–5.3 to prepare devastating earthquakes is negligible. However, the appearance of the induced seismicity in the local areas of shale gas development can cause great financial and economic damage. Induced seismicity can be monitored and technologically prevent in the small SS, on the basis of registration microseismicity (M < 3.0).

Conclusions

Anthropogenic effects resulting by human intervention in the life of the earth's interior in the development of oil and gas is negligible compared with the mass of rocks that move on the borders of faults. However, its accumulate and can disrupt the delicate existing "power balance" on the line of collision layers, and trigger the release of accumulated stress in the form of earthquakes. These additional effects can be controlled by the methods of entropy seismology, reducing environmental risk and improving the efficiency of development.

Keywords

induced seismicity, entropy, instability analysis, micro-earthquakes

References

1. Akopyan S.Ts. *Primenenie metoda seysmicheskoy entropii dlya resheniya tekhnologicheskikh zadach v neftegazovoy otrasli* [Application of the method of seismic entropy to solve technological problems in the oil and gas industry]. ROGTEG, 2014, issue 38, pp. 56–63.
2. Gerashchenko I.O., Lapidus A.L. *Slantsevyy gaz — revolyutsiya ne sostoyalas'* [Shale gas - revolution did not take place]. Bulletin of the Russian Academy of Sciences, 2014, issue 5, pp. 400–433.
3. Mel'nikova S., Sorokin S., Goryacheva A., Galkina A. *Pervye 5 let «slantsevoy revolyutsii»: chto my teper' znaem navernyaka?* [First 5 years of the "shale gas revolution": what we now know for sure?]. Moscow: INEI of the Russian Academy of Sciences, 2012, 48 p.
4. Solov'yanov A.A. *Ekologicheskie posledstviya razrabotki mestorozhdeniy slantsevogo gaza* [Environmental impacts of the shale gas development]. Moscow: *Zelenaya kniga*, 2014, 60 p.
5. Akopian S.Ts. Open dissipative seismic systems and ensembles of strong earthquakes: energy balance and entropy funnels. Geophysical Journal International, 2015, Vol. 201, pp. 1618–1641.
6. Akopian S.Ts. & Kocharian A.N. Critical behaviour of seismic systems and dynamics in ensemble of strong earthquakes. Geophysical Journal International, 2014, Vol. 196, pp. 580–599.
7. Akopian S.Ts., Popov E.A. Monitoring induced seismicity based on seismic entropy method, Abstracts, Induced seismicity ECGS – FKPE workshop, 15–17 November, Luxembourg, 2010, pp. 3–4.
8. Keranen K.M., Savage H.M., Abers G.A., and Cochran E.S. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA - Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence. GEOLOGY, 2013, Vol. 41, pp. 699–702.
9. Kim W.-Y. Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio. Journal of Geophysical Research, 2013, Vol. 118, pp. 3506–3518.
10. Petersen M.D. et al. Incorporating Induced Seismicity in the 2014 United States National Seismic Hazard Model, Results of 2014 Workshop and Sensitivity Studies. U.S. Geological Survey, Reston, Virginia, 2015, pp. 1–64.
11. Rubinstein J.L., Mahani A.B. Myths and facts on wastewater injection, hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, and induced seismicity. Seismological Research Letters, 2015, Vol. 86, issue 4, pp. 1060–1067.

УДК 550.3

Методика распознавания трещиноватых сред в полях отраженных волн для прогноза коллекторов углеводородов

И.И. Семерикова
к. т. н., научный сотрудник[1], доцент[2]
irina.semerikova@gmail.com

[1]ГИ УрО РАН, Пермь, Россия
[2]ПНИПУ, Пермь, Россия

Специализированная интерпретация сейсмических данных выполняется по оригинальной методике распознавания трещиноватых сред на основе установленных нами поисковых признаков в динамических параметрах продольных отраженных волн, разработанной в Горном институте Уральского отделения Российской академии наук.

Материалы и методы
Поисковые признаки для трещиноватых геообъектов различного типа установлены эмпирическим путем изучения связей между параметрами трещин и динамическими атрибутами. Данные поисковые признаки установлены по результатам физического моделирования системы наблюдений сейсморазведки ОГТ на больших образцах натуральных горных пород, также теоретического сейсмомоделирования полей продольных отраженных волн, а также по данным полевых сейсмических работ на трещиноватых объектах с известными параметрами трещин. На основе динамического анализа оценивается вероятность наличия трещиноватого объекта того или иного класса.

Ключевые слова
сейсморазведка, динамические параметры, волновое поле, интерпретация, амплитудные и спектральные характеристики, продольные волны, трещиноватость, поисковые признаки

Мировая практика показывает, что отсутствие у компаний внимания к анализу сейсморазведочных данных сужает возможность получения высокого качества результатов и снижает их конкурентоспособность [1]. По сейсмическим данным не только определяется структурное строение, но на основе динамических особенностей отражений прогнозируются петрофизические характеристики полезного ископаемого, коллекторов и системы микро- и макротрещиноватости [2, 3]. Для нефтяных компаний важнейшими вопросами поиска и освоения залежей нефти в трещиноватых коллекторах является создание методологии и технологий «прямого» прогнозирования коллекторов методами сейсморазведки.

Задача получения дополнительной информации о разрывных нарушениях решается нами на основе изучения изменения динамических параметров (амплитудные, спектральные) отраженных продольных волн. При этом ожидается, что для трещинных зон, различающихся внутренней структурой, поисковые признаки должны разниться, и, прежде всего, в динамических характеристиках сейсмических волн, как наиболее чувствительных к изменению геологического фактора. Понятно, что данная задача сейсморазведки является непростой, в силу многофакторного влияния на динамические параметры [4, 5], а также их меньшей устойчивостью, по сравнению с кинематическими параметрами, к условиям приема и обработки сигнала. В то же время, богатое разнообразие динамических параметров, каждый их которых несет информацию об особенностях среды, их тонкая реакция, а также бурно появляющиеся новые способы, сохраняющие их истинные значения в процессе обработки, являются весьма привлекательными для интерпретатора.

Так как в общем случае обратная задача сейсморазведки неоднозначна, большинство интерпретационных методов использует эмпирически найденные зависимости «сейсмические параметры — физические свойства реальной среды». Наши исследования последних лет [6–11] направлены на поиск связей между физико-механическими (в частности, трещиноватыми) свойствами среды и совокупностью динамических параметров отраженных продольных волн в целях выявления и картирования аномалий этих параметров. В этом направлении осуществлялся детальный поиск наиболее информативных и устойчивых динамических параметров из всего их многообразия, исследовались их поведение и степень чувствительности, в зависимости от параметров трещиноватости [6, 7, 8, 10].

Методы

Задача нахождения векторов идентификационных признаков для трещиноватых объектов разных типов и классов решалась различными методами [6, 7, 8, 10, 11].

1. Имитационное математическое моделирование теоретических волновых полей (рис. 1а) выполнено для 67 моделей, содержащих трещины различных типов: одиночные наклонные, квазивертикальные, с размерами много больше длины волны сигнала, соизмеримых с длиной волны сигнала, меньше длины волны сигнала в несколько раз, скопление мелких трещин в различных литологических пластах [7].
2. Физическое моделирование (рис. 1б): полевая система наблюдений МОГТ осуществлялась на образцах естественных горных пород, параллелепипедах 30x20x1. Профилирование проводилось по двум поверхностям образцов — на плоскости, параллельной горизонтальной слоистости образцов и в плоскости, вертикальной слоистости; источники возбуждения — удары молоточком по болту; эксперименты выполнялись в высокочастотном диапазоне. В образцах осуществлялись различные ситуации разрывных нарушений: одиночная наклонная трещина с длиной больше длины волны сигнала; две непараллельные, меньше длины волны сигнала; цилиндрическое отверстие; эксперименты с образцами при

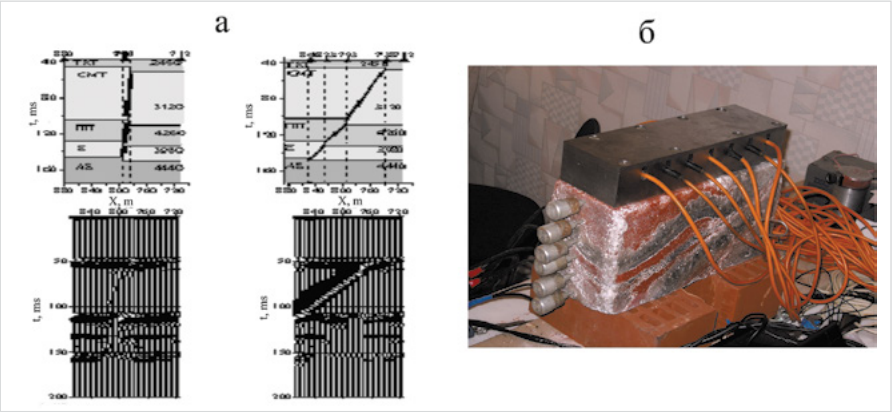


Рис. 1 — Примеры теоретического сейсмомоделирования: цифровые физико-геологические модели и соответствующие им временные разрезы а), и физического моделирования на образце натуральных горных пород б)

одноосном нагружении с целью изучения поведения динамических параметров при изменении напряженно-деформированного состояния;

3. Данные полевой сейсморазведки ОГТ в разных регионах на трещиноватых объектах с известной геологией — «обучающие» объекты, «тренинг-объекты», в условиях естественного залегания пород для различных литологических типов пород: терригенные, карбонатные, галогенные. Такими объектами явились подтвержденные скважинами, коллектора трещинного типа в Западно-Уральская Зоне складчатости, на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в известняках турнейского яруса структур облекания франско-фаменских рифов; терригенные отложения уникального трещинного коллектора баженовской свиты на территории Западной Сибири.

Объектами тренинга стали также протяженные одиночные трещины и зоны скопления мелких разноориентированных трещин, вскрытые в шахтных выработках ВКМКС, в этом случае использованы данные шахтной сейсморазведки, а также зафиксированные карстовые явления на поверхности и в приповерхностной зоне на территории интенсивного развития сульфатно-карбонатного карста г. Кунгур, Пермский регион.

Методика распознавания трещинных объектов и поисковые признаки в динамических параметрах

В основу предлагаемой методики распознавания трещиноватых сред положен подход динамического анализа поля отраженных продольных волн [3, 7, 8, 11, 12]. Данный подход базируется на совместном анализе комплекса динамических атрибутов продольных отраженных волн.

В результате работ по исследованию связей «динамические параметры — параметры трещиноватости» установлены поисковые признаки для трещиноватых объектов в следующих динамических параметрах отраженных продольных волн: средние амплитуды; частотная координата центроида; ширина спектра; верхняя и нижняя граничные частоты; градиенты амплитудных и частотных параметров; разность амплитудных спектров для интервалов, содержащих и не содержащих трещиноватый объект.

В качестве поисковых признаков в динамических параметрах признавались лишь те, которые явились наиболее устойчивыми и статистически значимыми. Различия, изменчивость их поведения в зависимости от параметров трещиноватости позволяют производить распознавание зон, различающихся внутренней структурой [6, 9, 10, 13]. Параметры были сгруппированы для разных классов трещиноватых объектов: протяженных (размеры соизмеримы или больше длины волны сигнала) трещин и для зон совокупности мелких (меньше длины волны сигнала) разноориентированных трещин.

Поисковые признаки для протяженных трещин в амплитудных параметрах.

1. На разрезе средних амплитуд образуется наклонная ось синфазности максимально больших значений, обусловленная отраженной от поверхности трещины волной.
2. Волна, отраженная от поверхности наклонной трещины, отображается как аномально высокие абсолютные значения градиента средних амплитуд по времени; обладает наибольшей интенсивностью.
3. На отражающих горизонтах под наклонной трещиной значения средних амплитуд стремятся к нулю на участке длиной, равной проекции трещины на эти горизонты; образуется участок «тени».
4. На разрезах модуля средних амплитуд нулевые значения отображают зону «тени» — треугольник, образованный поверхностью трещины и ее проекцией на нижележащий горизонт вблизи нижнего конца трещины.
5. Участок «тени» под вертикальной трещиной трансформируется в экстремум, приближающийся к нулевым значениям средних амплитуд, непосредственно на нижнем конце трещины.
6. Область пересечения отражающего горизонта, как вертикальной, так и наклонной трещиной, фиксируется экстремальными значениями средних амплитуд данного отражающего горизонта;
7. Присутствуют высокие абсолютные значения градиента средних амплитуд отражающего горизонта в области трещины.
8. На верхнем конце трещины — экстремальные минимальные значения средних амплитуд отражающего горизонта; отличаются более чем в 2 раза.

Признаки протяженных трещин в спектральных параметрах

1. Максимальное понижение спектрального состава колебаний во временном интервале, содержащем трещину, и на горизонтальном участке длиной, равной проекции наклонной трещины на дневную поверхность; происходит рассеяние высоких частот упругих колебаний, длина волны которых соизмерима с длиной проекции трещины; активная полоса смещается в область низких частот, соответственно, смещается частотная координата центроида.
2. Уменьшение частоты максимума амплитудного спектра на горизонтальном участке, длиной равной проекции наклонной трещины на дневную поверхность.
3. Для вертикальной трещины уменьшение частоты максимума спектра происходит непосредственно в области пересечения с отражающим горизонтом
4. Резкое, скачкообразное возрастание-уменьшение амплитуд спектров при пересечении профилем вертикальной трещины; с расстоянием от трещины происходит монотонное выравнивание амплитуд спектров
5. Для наклонных трещин резко отличаются значения амплитуд спектров по обе стороны от трещины.
6. Горизонтальный размер аномалии максимальных значений разности энергетических спектров в интервалах, не содержащем и содержащем трещину, равен длине проекции наклонной трещины на отражающий горизонт. Значения частотной координаты центроида, соответствующие данным аномалиям, понижаются в зависимости от увеличения проекции трещины. Таким образом, происходит рассеивание волн, длина которых соизмерима с размерами проекции трещины.

Признаки зон развития мелких разноориентированных трещин.

1. В области зоны трещиноватости абсолютные значения средних амплитуд принимают нулевые (близкие к нулевым) значения.
2. На разрезах средних амплитуд не наблюдаются наклонные оси синфазности, присутствующие при наличии протяженных наклонных трещин.
3. На разрезах спектральных характеристик: частотная координата центроида, частота максимума амплитудного спектра, установлено максимальное увеличение значений частоты в области зон развития мелких разноориентированных трещин, а не их уменьшение, характерное для протяженных трещин.
4. Резкие аномалии значений верхней граничной частоты в сторону их уменьшения.
5. В благоприятных условиях может присутствовать максимальный градиент средних амплитуд, отображающий «гладкие» боковые стенки зоны.
6. На разрезе модуля градиента средних амплитуд по времени присутствуют нулевые значения в зоне развития мелких разноориентированных трещин, когда из их пространственной ориентированности и комбинации возможно формирование отдельных дифрагирующих объектов.

Методика распознавания трещинных объектов, разработанная в ГИ УрО РАН [9–11], построена на расчете этих параметров-признаков для временных разрезов ОГТ. Затем оценивается наличие аномалий этих параметров, обусловленных присутствием трещинного объекта, и изменчивость их поведения. Затем формируется общий эффективный параметр, характеризующий вероятность наличия трещинного объекта того или иного класса. Этот эффективный параметр трещиноватости является основным выходным параметром данной методики.

Примеры

Трещиноватость горных пород является одним из значимых факторов, влияющих на формирование как физико-механических, так и коллекторских свойств пород с различной литологией.

Волго-Уральская НГП. На рис. 2 представлен стандартный временной разрез ОГТ, полученный в районе Передовых складок Урала (Западно-Уральская Зона складчатости). Здесь все чаще и чаще сталкиваются с трещинным типом коллектора, а не порового. Однако методики выявления признаков такого типа коллекторов в существующих графах геофизических компаний пока не создано. На рис. 2 ОГ Ip — отражение от кровли башкирского яруса, IIp — отражение от подошвы терригенных отложений визейского яруса, (или от кровли турнейских карбонатов, интервал этих отложений являются целевыми интервалом поиска в первую очередь (прежде всего)); ОГ III — отражение от кровли терригенных отложений тиманского горизонта. Как видно, на традиционном временном разрезе существенных отличий волновой картины для отражающих горизонтов и интервалов между ними не наблюдается. Данный временной разрез был обработан по нашей методике распознавания трещиноватых сред (объектов). В результате:

на рис. 2б и в повышенные значения атрибутов (параметров) на разрезах характеризуют зону развития мелких (меньше длины волны сигнала) трещин в турнейско-фаменских карбонатных отложениях, расположенных ниже IIр (непосредственно под отражающим горизонтом IIр). Эта зона вскрыта параметрической скважиной, в которой из данных пород, описанных по керну как трещинный коллектор, получены промышленные притоки легкой нефти. Породы башкирского яруса под Iр также являются трещиноватыми известняками с зонами макроаккумуляции эпигенетичных газообразных и легких жидких углеводородов.

Западно-Сибирская НГП. Новым видом трещиноватого объекта явились глинистые коллекторы.

Привлекательной особенностью баженовских залежей является наличие скважин с дебитами более 50 м^3/сут., и были отмечены дебиты, достигающие 600 т/сут. Однако более 60% скважин малодебитные или «сухие», что и определяет сложность освоения резервуаров рассматриваемого типа. Такая ситуация обусловлена локальным распространением продуктивных зон, выявление которых является основополагающей проблемой изучения баженовских отложений. Мнения исследователей расходятся по многим вопросам, связанных с генезисом коллекторов в баженовской свите. Однако, ясно следующее: баженит образует специфический тип коллекторов, представленный развитой вертикальной и горизонтальной трещиноватостью, с двумя ортогональными системами трещин [1, 11, 13]. Общим стало мнение о том, что линзы коллекторов в баженитах являются специфичными ловушками нефти не связанными ни со структурной формой, ни с наличием экранов.

Эти априорные сведения предопределили попытку применения методики распознавания трещиноватых объектов. Сейсмические временные разрезы любезно предоставлены ЗАО «МиМГО им. В. А. Двуреченского».

В результате применения методики распознавания трещиноватых сред выявилась следующая ситуация. На рис. 3 представлен разрез эффективного параметра вероятности наличия трещиноватых зон, «Б» — подошва баженовки. Две скважины с привлекательными дебитами пространственно оказались приуроченными к ярко выраженной локальной зоне повышенных значений эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия протяженных трещин, в интервале баженовской свиты. Кроме того, на разрезе выявились узкие субвертикальные зоны дезинтеграции пород, пронизывающие ниже баженовских отложения фундамента — доюрское основание. Скважина с аномально высокими дебитами (со сверхдебитами) расположилась над такой выраженной крупной зоной. «Сухая» же скважина не попала ни в одну из трещиноватых зон.

Прикаспийская НГП. В продолжение исследований возможностей методики распознавания трещиноватых сред она была апробирована на данных сейсморазведки 3D на месторождении углеводородов в пределах акватории северного сектора Каспийского моря. Впервые выявленные зоны трещиноватости на данном месторождении могут повлечь за собой корректировку параметров бурения эксплуатационных скважин.

Анализ результатов позволяет глубже понять связи между эффективными параметрами волнового поля, используемыми при интерпретации, и фильтрационно-емкостными параметрами резервуара. Существенной информацией, которая волнует специалистов по прогнозу нефтегазоносности данного месторождения, явились, например, следующие результаты применения данной методики.

На рис. 4 и 5 представлены временные разрезы ОГТ, извлеченные из временного куба, полученного по традиционной технологии обработки данных сейсморазведки 3D. Также представлены разрезы эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия зон развития трещин, линейные размеры которых меньше длины волны сейсмического сигнала. Желтым цветом выражены повышенные значения данного эффективного параметра, идентифицирующие зоны трещиноватости.

Следует обратить внимание на обоих рисунках на трещиноватые зоны, через которые прошли ранее пробуренные вертикальная и горизонтальные скважины, выделенные на рисунке овалами. На этих же участках в пробуренных скважинах отмечается повышенная проницаемость, определенная по результатам гидродинамических исследований в скважинах. Горизонтальная скважина бурилась на эксплуатацию терригенных отложений, с которыми связаны коллектора — песчаники. При проходке на одном из горизонтальных участков (рис. 4) скважина попала в зону улучшенных коллекторских свойств с высокой проницаемостью. Здесь же произошло явление — «скважина газует», резкое динамичное повышенное проявление газа, повлекшее за собой вынужденные тампонажные работы на данном участке, даже с потерей уровня проницаемости. На разрезах эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия трещиноватости, данный участок выражается максимально повышенными значениями.

Кроме того, по данным бурения, целевой интервал (между отражающими горизонтами I, II и III) представляет собой пачку переслаивающихся пластов песчаников и глинистых перемычек. Однако считается, что глины здесь не являются покрышками, и весь пласт считают единым резервуаром. На временных разрезах данный пласт, так же как и на участке скважины с повышенным газовыделением, выглядит однородным. В то же время на разрезах эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия трещиноватости, данный интервал пород между отражающими горизонтами дифференцируются на три пласта с разуплотненными свойствами и с ярко выраженным структурным поведением. Это является ценной новой дополнительной информацией на этапе интерпретации данных сейсморазведки.

Авторы приносят благодарность заместителю начальника отдела «Прогнозирование нефтегазоносности и ГРР» Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

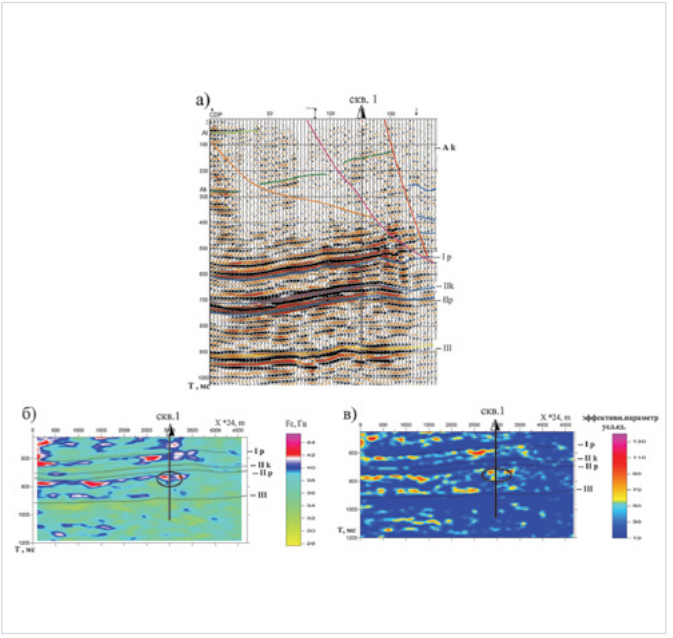


Рис. 2 — Временной разрез ОГТ продольных отраженных волн (а), разрез частотного параметра (б), разрез эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия трещиноватых зон в)

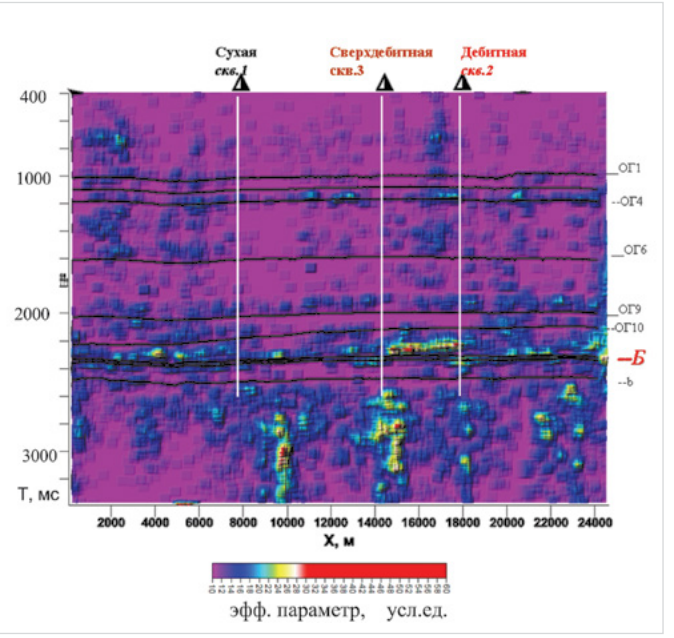


Рис. 3 — Распределение эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия зон развития протяженных трещин

«ВолгоградНИПИморнефть» Поповой П.Ф.; а также генеральному директору Славкину В. С. и главному геофизику Зимеревой В. Л. ЗАО «Моделирование и мониторинг геологических объектов» им. В. А. Двуреченского, директору Бухману С. Х., и главному геологу Попову В.М. ООО «Новик», за интерес, проявленный к нашим работам, и предоставленную возможность использования данных сейсморазведки, а также за квалификационные дискуссии и обсуждения результатов.

Итоги

Выполнено «прямое» прогнозирование трещиноватых коллекторов в различных типах горных пород. Данные коллекторы имеют мозаичный, локальный характер распространения по латерали, значительную латеральную неравномерность фильтрационно-емкостных свойств. Применение методики позволяет производить корректировку параметров проектирования горизонтальных скважин.

Выводы

Специализированная интерпретация данных сейсморазведки по предложенной методике распознавания трещиноватых сред позволяет:

- характеризовать и картировть «напрямую» зоны трещиноватости — коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами;
- получать дополнительную информацию о характеристиках разрывных нарушениях различных рангов и классов;
- производить корректировку параметров проектирования горизонтальных скважин и других элементов разработки месторождений.

Сведения о характеристиках флюидопроводящих каналов являются для нефтяных компаний крайне существенными — как основы фильтрационной модели резервуара.

Список используемой литературы

1. Baransky N., Kozlov E., Antonenko A., Koshchuk E., Garagash I. Fracturing in Carbonates –Aligned or not Aligned. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, 2004, p. 35.
2. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. Тверь: ГЕРС, 2006. 523 с.
3. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористотью трещинно-кавернового типа. Под редакцией В.Б. Левянта. М.: ЦГЭ, 2010. 250 с.
4. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. М.: Геоинформмарк, 2004. 286 с.
5. Бляс Э. А. Линеаризированный подход к определению импедансов продольных и поперечных волн по сейсмограммам отраженных Р-волн (AVO – инверсия) // Технологии сейсморазведки. 2005. №1. С. 3–15.
6. Семерикова И.И. Оценка параметров зон развития трещин по данным сейсмораз¬ведки. Проблемы комплексного мониторинга на месторождениях полезных ископаемых. Сборник докладов. Пермь: Горный институт УрО РАН, 2002. С. 90–95.
7. Семерикова И.И. Динамические характеристики сейсмических волн при решении геологических задач в трещиноватых средах. Стратегия и процессы освоения георесурсов: Материалы науч. сессии Горного ин-та УрО РАН. Пермь: Горный институт УрО РАН, 2005. С. 138–142.
8. Семерикова И.И., Бут Д.К., Кьян Ж. Изучение полей отраженных продольных волн, полученных при физическом моделировании трещиноватых сред. XII Международная научно-практической конференции « ГЕОМОДЕЛЬ-2010». Геленджик, 2010.
9. Семерикова И.И. Возможности методики распознавания зон трещиноватости по сейсмическим параметрам для изучения техногенных изменений состояния пород // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2011. № 2. С. 330–337.
10. Семерикова И.И. Изучение зон трещиноватости вблизи разрывных нарушений на основе сейсмического подхода // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2011. № 12. С. 104–111.
11. Semerikova I.I. Technique for recognizing of fractured zones based on the analysis of amplitude and frequency attributes of the P-P reflections. 74th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2012, Denmark, Copenhagen, 2012.
12. Семерикова И.И. Опыт применения методики распознавания трещиноватых сред, основанной на динамической интерпретации сейсмических волн. Сборник докладов III-ой Международной научно-практической конференции «Калининград-2013. Проблемы и достижения нефтегазовой геологии». Калининград, 2013. С. 256–259.
13. I.I.Semerikova, J.S. Evans, D.C. Booth, H. Dai and T.S Blinova. A new technique for recognizing fractured zones in P-P reflection fields, applied to the study of a North Sea oil reservoir. Russian Journal of Earth Sciences. 2012, Vol. 12, issue 5.
14. Нежданов А.А. Зоны аномальных разрезов баженовского горизонта Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. С. 111–120.
15. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. М.: Наука, 1984. 36 с.
16. Фурсов А.Я., Постников Е.В., Постников А.В., Ляпунов Ю.В. Геологические основы и новые технологии прогнозирования залежей и оценки запасов нефти в отложениях баженовской свиты. Материалы III научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», Ханты-Мансийск, 2000. С. 162–173.

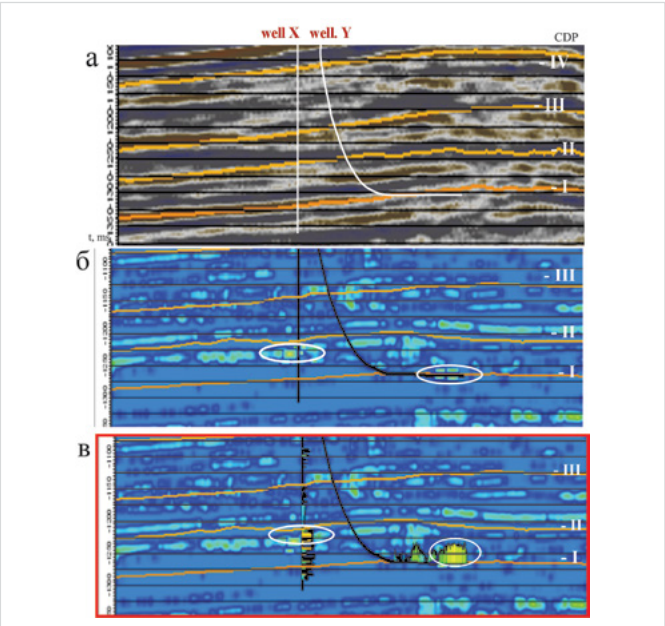


Рис. 4 — Стандартный временной разрес продольных отраженных волн ОГТ (а), разрез эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия трещиноватых зон (б), проницаемость, измеренная в скважинах (в)

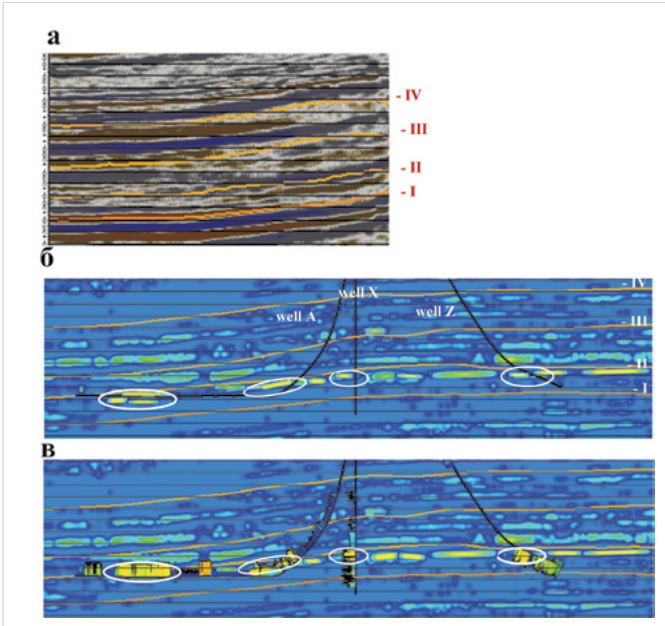


Рис. 5 — Традиционный временной разрес ОГТ (а); разрез эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия трещиноватых зон (б), с наложенной проницаемостью, измеренной в скважинах (в)

Recognition technique of fractured media in p-p reflection fields for reservoir forecast on hydrocarbons accumulation

UDC 550.3

Authors:
Irina I.Semerikova — Ph.D., researcher[1], associate professor[2]; irina.semerikova@gmail.com

[1]Mining Institute of the Urals Branch of Russian Federation Academy of Sciences. Laboratory of Seismic Acoustics, Perm, Russian Federation
[2]Perm National Research University, Perm, Russian Federation

Abstract
Specialized interpretation of seismic data is performed by the original technique for recognizing fractured zones on the basis of distinguished by us prospecting indicators in dynamic attributes of P-P waves developed in the Mining Institute of the Ural Branch of Russian Academy of Sciences.

Materials and methods
Prospecting indicators for fractured geo-objects of different types are established a posteriori by examining the links between fractures' parameters and dynamic attributes. These identification features are recognized on the results of physical modeling of CDP system at large samples of natural rock, as well as with theoretical seismic modeling of wave fields of P-P reflections and the data of field seismic works at fractured objects with the known the parameters of fractures. On the basis of the dynamic analysis we determine the probability of the presence of fractured objects of a particular type.

Results
We have performed a "direct" forecast of fractured reservoirs in different types of rocks. These reservoirs have a mosaic, local nature of lateral propagation, large variations of hydrocarbons' rates from wells at different sites. Technique application allows correcting design parameters of lateral wells and other elements of deposit development.

Conclusions
The specialized interpretation of seismic exploration data according the proposed technique for recognition fractured zones makes possible:

- to characterize and map "directly" the fractured zones – with improved reservoir porosity and permeability;
- to obtain additional information about the characteristics of disjunctive dislocations of various ranks and classes;
- to adjust parameters of horizontal wells' design and other elements of deposit development.

Information about characteristics of fluid conductive channels is extremely significant for oil companies as the basis for filtration model of reservoir.

Keywords
seismic, dynamic parameters, wave field, interpretation, amplitude and spectral characteristic, P-wave, rock fracturing, prospecting indicator

References

1. Baransky N., Kozlov E., Antonenko A., Koshchuk E., Garagash I. Fracturing in Carbonates –Aligned or not Aligned. 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, 2004, p. 35.
2. Kozlov E.A. *Modeli sredy v razvedochnoy seysmologii* [Models environment in exploration seismology]. Twer: *GERS*, 2006, 523 p.
3. *Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seysmorazvedki dlya podscheta zapasov uglevodorodov v usloviyakh karbonatnykh porod s poristot'yu treshchinno-kavernovogo tipa* [Guidelines on the use of seismic exploration data to estimate hydrocarbon reserves in terms of carbonate rocks with porosity of fractured cavern type]. Edited by V.B. Levyant. Moscow: TsGE, 2010, 250 p.
4. Ampilov Yu.P. *Seysmicheskaya interpretatsiya: opyt i problemy* [Seismic interpretation: experience and problems]. Moscow: *Geoinformmark*, 2004, 286 p
5. Blyas E. A. *Linearizirovannyy podkhod k opredeleniyu impedansov prodol'nykh i poperechnykh voln po seysmogrammam otrazhennykh R-voln (AVO – inversiya)* [Linear approach to define impedances of compressional and shear waves by seismograms of P-reflection (AVO-inversion)]. *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2005, issue 1, pp. 3–15.
6. Semerikova I.I. *Otsenka parametrov zon razvitiya treshchin po dannym seysmorazvedki* [Parameter estimation of fracture development zones with seismic exploration data]. Problems of complex monitoring in the fields of mineral resources. Summary reports, Perm: Mining Institute of UBRFAS, 2002, pp. 90–95.
7. Semerikova I.I. *Dinamicheskie kharakteristiki seysmicheskikh voln pri reshenii geologicheskikh zadach v treshchinovatykh sredakh* [Dynamic characteristics of seismic waves for the solution of geological problems in fractured zones]. Strategy and processes of geological resources development: Records of the scientific session of Mining Institute of UBRFAS. Perm, 2005, pp. 138–142.
8. Semerikova I.I., But D.K., K'yan Zh. *Izuchenie poley otrazhennykh prodol'nykh voln, poluchennykh pri fizicheskom modelirovanii treshchinovatykh sred* [Study of fields of P-P reflections obtained at physical modeling of fractured medium]. Proceedings of the VIII International Workshop Conference "Geomodel-2010". Gelendzhik, EAGE, 2010.
9. Semerikova I.I. *Vozmozhnosti metodiki raspoznavaniya zon treshchinovatosti po seysmicheskim parametram dlya izucheniya tekhnogennykh izmeneniy sostoyaniya porod* [Potential of the technique of recognition of the fractured zones on seismic parameters for study of technogenic changes of the state of the rocks.] Mining informational and analytical bulletin, 2011, issue 2, pp. 330–337.
10. Semerikova I.I. *Izuchenie zon treshchinovatosti vblizi razryvnykh narusheniy na osnove seysmicheskogo podkhoda* [The study of fracture zones near a faults on the basis of seismic approach.] Mining informational and analytical bulletin. 2011, issue 12, pp. 104–111.
11. Semerikova I.I. Technique for recognizing of fractured zones based on the analysis of amplitude and frequency attributes of the P-P reflections. 74th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2012, Denmark, Copenhagen, 2012.
12. Semerikova I.I. *Opyt primeneniya metodiki raspoznavaniya treshchinovatykh sred, osnovannoy na dinamicheskoy interpretatsii seysmicheskikh voln* [Experience of application of technique for recognizing fractured zones based on dynamic interpretation of seismic waves] Proceedings of the III International Workshop Conference "Kaliningrad-2013. Problems and Achievements in oil and gas geology". Kaliningrad, 2013, pp. 256–259.
13. I.I.Semerikova, J.S. Evans, D.C. Booth, H. Dai and T.S Blinova. A new technique for recognizing fractured zones in P-P reflection fields, applied to the study of a North Sea oil reservoir. Russian Journal of Earth Sciences, 2012, Vol. 12, issue 5.
14. Nezhdanov A.A. *Zony anomal'nykh razrezov bazhenovskogo gorizonta Zapadnoy Sibiri* [The zones of anomalous sections Bazhenov horizon of Western Siberia]. Tuimen: *ZapSibNIGNI*, 1985, pp. 111–120.
15. Filina S.I., Korzh M.V., Zonn M.S. *Paleogeografiya i neftenosnost' bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [Paleogeography and hydrocarbon potential Bazhenov Formation in Western Siberia]. Moscow: *Nauka*, 1984, 36 p.
16. Fursov A.Ya., Postnikov E.V., Postnikov A.V., Lyapunov Yu.V. *Geologicheskie osnovy i novye tekhnologii prognozirovaniya zalezhey i otsenki zapasov nefti v otlozheniyakh bazhenovskoy svity* [Geological base and new technology of prediction and evaluation of deposits of oil in the sediments of the Bazhenov Formation]. Proceedings of the III scientific-practical conference "Ways of realization of oil and gas potential KhMAO", Khanty-Mansiysk, 2000, pp. 162–173.

УДК 550.3

Изучение распределения концентраций водорода в осадочном чехле юго-западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

И.В. Шевченко
к.г.-м.н., технический директор[1]
ivshevch@dol.ru

С.А. Силкин
главный геолог[2]
Sergey.Silkin@corsarneft.ru

[1]УК «Корсарнефть», Москва, Россия
[2]Саратовский филиал УК «Корсарнефть», Саратов, Россия

Территория Волго-Урала до сих пор считается одним из самых перспективных нефтегазоносных регионов России. Несмотря на значительные объёмы сейсморазведочных работ и глубокого бурения, выполненные в последние 40–50 лет, оценка нефтегазового потенциала далека от завершения.
Существующие классические концепции формирования углеводородных залежей, миграции и аккумуляции углеводородов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции не всегда и не в полной мере объясняют процесс формирования залежей углеводородов в условиях небольших мощностей осадочного чехла, относительно низких температур в предполагаемых зонах генерации нефти и газа. Всё более широкое обсуждение приобретают тема глубинного флюидопотока и глубинной дегазации Земли, а также связь этих процессов с условиями и перспективами нефтегазоносности.

Материалы и методы
Анализ новых данных, полученных в процессе строительства поисковых скважин. Помимо традиционных методов и критериев, используемых в газовом каротаже, авторы статьи обращают внимание на целесообразность изучения распределения водорода в осадочном чехле.

Ключевые слова
Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, водород, перспективы нефтегазоносности, глубинный флюидопоток, глобальная дегазация Земли

В последние годы всё больше исследователей уделяют значительное внимание вопросам, связанным с влиянием глубинного флюидопотока на условия формирования и аккумуляции залежей нефти и газа в различных геолого-тектонических условиях.

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, в тектоническом плане приуроченная в центральной и западной частях к одноимённой антеклизе, не является в данном случае исключением. Наличие газов, вероятно имеющих глубинный генезис, а именно водорода и гелия, в компонентном составе природного и попутного газов месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции отмечены некоторыми исследователями [1,7].

При строительстве поисковых скважин на нефть и газ в Саратовской области в процессе газового каротажа нами определяется содержание в выбуренной породе, и, соответственно, в буровом растворе, не только углеводородных газов, но и водорода. Данные исследования проводятся в рамках объёма работ геолого-технологических исследований, выполняемых на подрядной основе НПО «СНГС».

Используются газоанализаторы циклического действия СНГС-04М. Принцип действия термокаталитический с предварительным газо-хроматическим разделением определяемых компонентов. В основе работы данного типа газоанализатора лежит газохроматографическое разделение и анализ компонентов пробы анализируемого газа фиксированного объёма. В качестве газа-носителя используется атмосферный воздух, поступающий на газоанализатор после предварительной очистки с помощью устройства подготовки газа-носителя. При выполнении работ измеряются объёмные доли метана, этана, пропана, бутана, пентана и водорода в дегазируемой

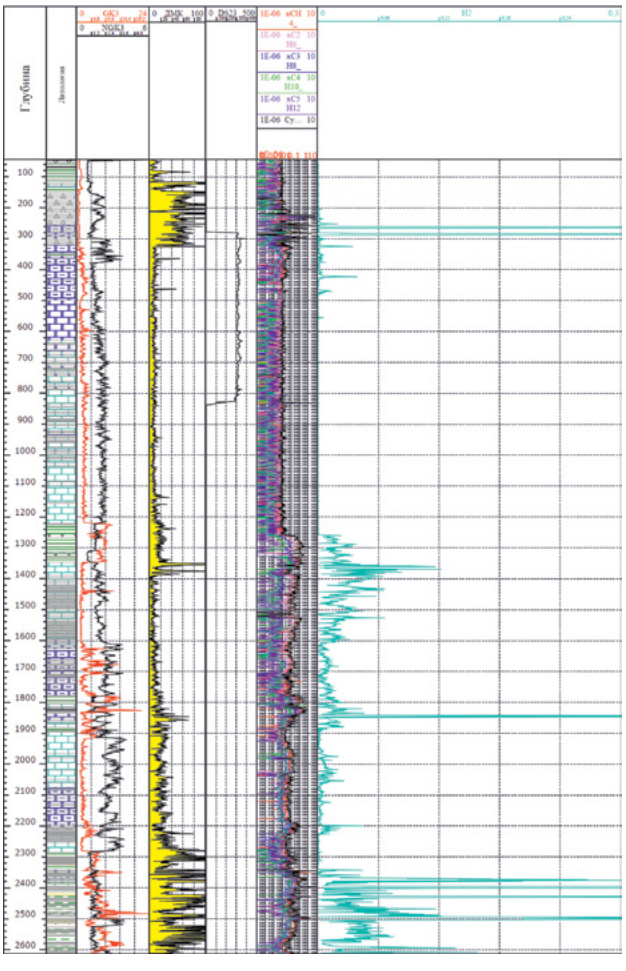


Рис. 1 — Скважина №1 Рубежинская. Бирюзовым цветом в крайней справа колонке выделены объёмные доли водорода. Следующая колонка левее, объёмные доли углеводородных газов

из бурового раствора газо-воздушной смеси.

Повышенные концентрации водорода встречаются в широком стратиграфическом диапазоне, включая кунгурский ярус нижнепермских отложений, башкирский и московский ярусы среднего карбона, визейский и серпуховской ярусы среднего карбона, живетский и эйфельский ярусы среднего девона, рифейские отложения и кристаллический протерозойский фундамент.

Обращает на себя внимание то, что во многих случаях водород присутствует в разбуриваемых породах именно в зонах развития региональных покрышек. Повышенные концентрации водорода, в основном, хорошо коррелируются с аномальными концентрациями метана и других углеводородных газов.

Поисковые скважины Рубежинская №1, Сакмовская №1, данные с которых приведены ниже в качестве планшетов газового каротажа, испытаны в перспективных интервалах и являются первооткрывательницами новых нефтяных месторождений. В скважине Быковская №1 промышленный приток нефти не получен, однако присутствовали признаки нефтегазоносности.

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие предварительные выводы:

- в районе работ водород распространён по всему осадочному чехлу от фундамента до поверхности и ассоциируется с присутствием в аналогичных интервалах метана и его гомологов;
- максимальная концентрация водорода связана с кристаллическим фундаментом и додевонским комплексом, что свидетельствует в пользу глубинного происхождения водорода;
- вероятно, глубинный газовый поток, в котором водород играет важнейшую роль, на протяжении всего периода геологического времени, связанного с формированием осадочного чехла Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, оказывал и продолжает оказывать влияние на физико-химические условия формирования углеводородов. Новые порции водорода и других газов, включая метан, с неизученной пока степенью интенсивности и периодичности, поступают из фундамента в интервалы с высоким содержанием органического вещества, продуцируя новые более тяжёлые по составу углеводороды;
- в разрезе осадочного чехла водород аккумулируется, в основном, в зонах характеризующихся наличием покрышек, способствующих формированию углеводородных залежей. Таким образом, есть некоторая вероятность формирования залежей водорода совместно с залежами других газов, в тех случаях, когда водород не реализовал полностью свой химический потенциал в процессе формирования углеводородных залежей;
- существенные концентрации водорода наблюдаются по всему разрезу как в интервалах коллекторов, так и внутри слабопроницаемых интервалов. Это указывает на то что покрышки являются временными барьерами для вертикальной миграции водорода. Об этом же свидетельствуют водородные аномалии в самой верхней части разреза (скв. Рубежинская №1);
- по-видимому, миграция глубинного водорода в этой части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции может оказывать непосредственное влияние на формирование и обновление химического состава и объёма залежей углеводородов;
- учитывая появление новых видов детекторов определения содержания водорода, возможность его измерения в процессе проводки поисковых и разведочных скважин, а также в процессе проведения площадной геохимической съёмки, диаграммы и карты распределения концентраций водорода, могут стать важными критериями в поисковом процессе на нефть и газ;
- возможно наличие тектонически ослабленных и разуплотнённых зон фундамента, где поток глубинных флюидов, в котором доминирует водород, при наличии определённых барьеров может формировать «транзитные» залежи глубинных газов, перспективные для промышленной разработки. Однако, поиск таких залежей выдвигает задачу подготовки специальной поисково-разведочной методологии.

Итоги

Изучены данные по распределению водорода в разрезе нескольких успешных поисковых скважин. Выявлены определённые закономерности распределения водорода в изучаемом осадочном чехле, с учётом глубины, стратиграфической и литологической приуроченности аномалий и концентрации распределения водорода по разрезу, указывающие в том числе на высокую вероятность глубинного происхождения водорода.

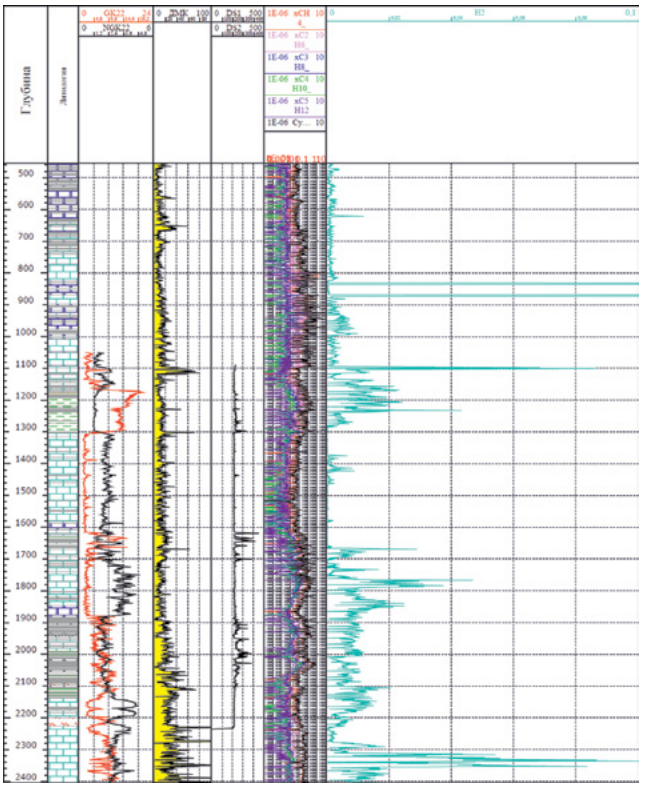


Рис. 2 — Скважина №1 Сакмовская. Бирюзовым цветом в крайней справа колонке выделены объёмные доли водорода. Следующая колонка левее, объёмные доли углеводородных газов

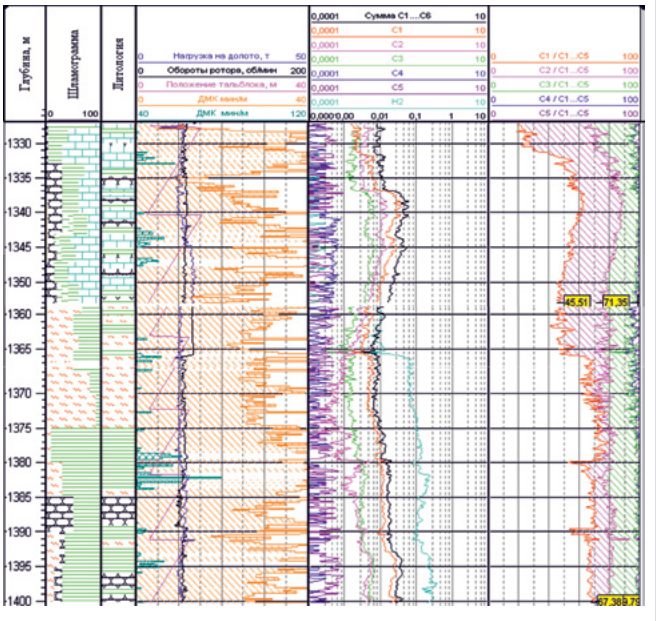


Рис. 3 — Скважина №1 Быковская. Значительный рост концентрации водорода наблюдается с глубины 1366 м, после входа в рифейские отложения

Выводы

Полученные данные позволили сделать предварительные выводы о возможной роли глубинного водорода и флюидопотока в целом на процессы, связанные с формированием нефтяных и газовых залежей в изучаемом районе.

Список используемой литературы

1. Бобров В. Е., Тихомиров В. В. Избыток гелия в нефтях Волго-Уральского НГБ // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., 2006. С. 147–159.
2. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа 2008. № 1. С. 56–64.
3. Горьков Ю.Д. Миграция и аккумуляция углеводородов в условиях разрывно-блоковой тектоники (на примере Саратовского правобережья) // Недра Поволжья и Прикаспия. 2010. Вып. 61. С. 34–43.
4. Дмитриевский А. Н., Баланюк И. Е., Донгарян А. Ш.,Каракин А. В., Повешенко Ю. А. Современные представления о формировании скоплений углеводородов в зонах разуплотнения верхней части коры // Геология нефти и газа. 2003. № 1. С. 2–9.
5. Дмитриевский А.Н., Валяева Б.М. Эндогенные факторы в генезисе скоплений углеводородов // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М. 2006. С. 9–11.
6. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость. Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М: ГЕОС, 2002. С. 36–37.
7. Ларин В.Н. Наша Земля. Происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли. Москва: Агар, 2005. 242 с.
8. Рихтер Я.А. Геотермический режим, тепловой и флюидный потоки Прикаспийской впадины // Известия Саратовского университета. 2011. Т. 11. Вып. 2. С. 82–83.
9. Шевченко И.В., Изучение перспектив нефтегазоносности Южного Каспия на основе новых представлений о геодинамическом развитии региона // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №4. С. 9–15.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

The study of the hydrogen concentration structure in the sedimentary cover of the south-western part of the Volga-Ural oil and gas province

UDC 550.3

Authors:
Igor V. Shevchenko — Ph.D., technical director[1]; ivshevch@dol.ru
Sergey A. Silkin — chief geologist[2]; Sergey.Silkin@corsarneft.ru

[1]LLC MC Corsarneft, Moscow, Russian Federation
[2]Saratov brunch LLC MC Corsarneft, Saratov, Russian Federation

Abstract

The territory of the Volga-Urals is still considered as one of the most promising oil and gas regions of Russia. Despite significant scope of seismic surveys and deep drilling made in the last 40–50 years, the evaluation of oil and gas potential is far from complete. Current concepts of the formation of hydrocarbon deposits, migration and accumulation of hydrocarbons in the Volga-Ural oil and gas province, do not always fully explain the facts of oil and gas generation of hydrocarbon deposits in the conditions of small thickness of sediments, relatively low temperatures in the prospective areas. The broader discussion is going on regarding the fluid flow and deep degassing of the Earth, and the relationship of these processes with the conditions and prospects of the oil and gas potential.

Materials and methods

The article is an analysis of new data obtained during construction of exploration wells. In addition to traditional methods and criteria used in mud logging, the authors draw attention to the desirability of studying the distribution of hydrogen in the sedimentary cover. New kinds of analyzers that use as a carrier gas air, unlike old systems, which was used as a carrier of hydrogen, allow recording while drilling hydrogen content in the drilled borehole.

Results

Studied data on the distribution of hydrogen in the context of a number of successful exploration wells. Revealed certain patterns of distribution of hydrogen in the studied sedimentary cover, taking into account the depth, lithological and stratigraphic confinement of anomalies and the concentration distribution of hydrogen in the section, including indicating a high probability of deep origin of hydrogen.

Conclusions

The acquired data led to the preliminary findings on the possible role of deep hydrogen and global fluids flow in general in the processes associated with the generation of oil and gas deposits in the study area.

Keywords

hydrogen, Volga-Urals oil and gas potential, deep fluid flows, global degassing of the Earth

References

1. Bobrov V. E., Tikhomirov V. V. *Izbytok geliya v neftyakh Volgo-Ural'skogo NGB* [The excess helium in the Volga-Ural oil and gas basin]. *Genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy*, Moscow, 2006, pp. 147–159.
2. Gavrilov V.P. *Vozmozhnye mekhanizmy estestvennogo vospolneniya zapasov na neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh* [On possible mechanisms of natural resources renewability in oil and gas fields]. *Geologiya nefti i gaza*, 2008, issue 1. pp. 56–64.
3. Gor'kov Yu.D. *Migratsiya i akkumulyatsiya uglevodorodov v usloviyakh razryvno-blokovoy tektoniki (na primere Saratovskogo pravoberezh'ya)* [Migration and accumulation of hydrocarbons in a discontinuous-block tectonics (on Saratov right riverside]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*, 2010, issue 61, pp. 34–43.
4. Dmitrievskiy A. N., Balanyuk I. E., Dongaryan A. Sh.,Karakin A. V., Poveshenko Yu. A. *Sovremennye predstavleniya o formirovanii skopleniy uglevodorodov v zonakh razuplotneniya verkhney chasti kory* [Modern concepts about hydrocarbon accumulation formation in zones of Upper crust disconsolidation]. *Geologiya nefti i gaza*, 2003, issue 1, pp. 2–9.
5. Dmitrievskiy A.N., Valyaeva B.M. *Endogennye faktory v genezise skopleniy uglevodorodov* [Endogenous factors in the genesis of hydrocarbon accumulations].*Genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy*, Moscow, 2006, pp. 9–11.
6. Dmitrievskiy A.N., Valyaev B.M. *Uglevodorodnaya degazatsiya cherez dno okeana: lokalizovannye proyavleniya, masshtaby, znachimost'. Degazatsiya Zemli i genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy* [The hydrocarbon degassing through the bottom of the ocean: the localized manifestation, extent, significance. Degassing of the Earth and the genesis of hydrocarbon fluids and deposits]. Moscow: *GEOS*, 2002, pp. 36–37.
7. Larin V.N. *Nasha Zemlya. Proiskhozhdenie, sostav, stroenie i razvitie iznachal'no gidridnoy Zemli* [Our Earth. The origin, composition, structure and development of original hydride Earth]. Moscow: *Agar*, 2005, 242 p.
8. Rikhter Ya.A. *Geotermicheskiy rezhim, teplovoy i flyuidnyy potoki Prikaspiyskoy vpadiny* [Geothermal mode, thermal and fluid flow of the Caspian Basin]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta*, 2011, Vol. 11, issue 2, pp. 82–83.
9. Shevchenko I.V., *Izuchenie perspektiv neftegazonosnosti Yuzhnogo Kaspiya na osnove novykh predstavleniy o geodinamicheskom razvitii regiona* [The South Caspian oil and gas persperctives study based on new conception of the regional geodynamic development]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 4, pp. 9–15.

УДК 550.3

ПсевдоВСП и задачи волновой инверсии

Д.Б. Фиников
к.т.н., директор департамента разработки алгоритмического и программного обеспечения[1]
d.finikov@yandex-terra.ru

А.В. Шалашников
ведущий программист[1]
a.shalashnikov@yandex-terra.ru

[1]Яндекс.Терра (ООО «Сейсмотек»), Москва, Россия

Предлагается способ подготовки данных для решения задач волновой инверсии и получения эталонных результатов миграции в выбранных точках площади. Способ заключается в пересчёте волнового поля 3D данных наземной сейсморазведки в данные 3D псевдоВСП. Способ предполагается использовать для определения параметров упругости среды (обратной динамической задачи сейсморазведки) и параметров неупругого частотно-зависимого поглощения в отдельных вертикальных выборках сред. Такая обработка опирается на предварительно отстроенную макромодель среды (решение обратной кинематической задачи).

Материалы и методы
Метод моделирования волновых полей и метод трансформации волновых полей.

Ключевые слова
система обработки сейсмических данных, глубинно-скоростная модель, прямые и обратные задачи, глубинная миграция

Когда речь идёт об инверсионных задачах, то вопрос первостепенной важности – по каким данным эти задачи предполагается решать. Когда-то вопрос о том, по каким данным следует производить АВО-анализ, был дискуссионным. Можно вспомнить броское название статьи 2000-го года специалистов российского отделения компании «Paradigm» «Миграция и AVO: соседство или марьяж» [1].

Сейчас принято анализировать амплитуды по мигрированным данным. Это при том, что ни для кого из специалистов в сейсморазведке не является секретом тот факт, что миграция не обеспечивает восстановление «истинных амплитуд», даже в идеально известной глубинно-скоростной модели среды. Понятие миграции в «истинных амплитудах» всего лишь означает, что в ходе преобразования предпринимаются специальные меры для учета геометрического расхождения. Это касается всех реализаций процедур миграции.

Причин принципиальной невосстановимости амплитуд коэффициентов отражений в ходе миграции может быть названо множество, перечислим главные.

Первая, но не самая важная из причин — численная необратимость оператора прямого распространения волн. Со времён трактовки Берхаутом и Ван Вулффтеном Палхе [2] миграции, как пространственной деконволюции — этот факт общеизвестен, хотя он и намного ранее исследовался в работах С. Васильева [3]. В последнее время, эту тему поднимает в своих публикациях М.С. Денисов [4].

Вторая и более существенная из причин заключается в том, что когда выводятся формулы миграционных преобразований, они чаще всего пишутся в интегралах, без учета конкретной дискретности системы наблюдений и ограниченности объема выборок входных данных. Конечно, хорошие алгоритмы и программы созданы так, чтобы по возможности учесть эффекты, связанные с особенностями системы наблюдений, но эти возможности весьма ограничены.

Еще одна немаловажная причина обусловлена тем, что интерпретаторов интересует не только интегральная характеристика коэффициента отражения, но и его зависимость от углов падения/отражения. В интегральных миграционных преобразованиях такое разделение обеспечивают соответствующей заменой переменных и разделением общего интеграла на соответствующие подинтегралы. Здесь возникают сложности с учетом соответствующих якобианов преобразований, зависящих от модели среды, и неравномерности накапливаний подинтегралов. Конечно, для преодоления этих сложностей тоже предпринимаются специальные меры, но они рассчитаны на сравнительно простые модели сред и достаточно плотные и регулярные системы наблюдений. За скобками остаются предварительные методы регуляризации данных и последующие процедуры снятия т.н. «футпринтов», которые привносят свои искажения динамики.

Между тем, если иметь в виду, что глубинно-скоростная модель задана (а иначе задача миграции и не рассматривается), то принципиально задача решается. Для этого надо, выделив на мигрированных данных интересующий объект, решить прямую задачу, задав отражательные характеристики этого объекта известными. После этого следует произвести миграцию синтетических данных в заданной геометрии наблюдений и, оценив искажения соответствующих характеристик, учесть их при интерпретации. Этот способ, который мы называем методом эталонных сейсмограмм, является самым естественным приёмом, и, с определёнными оговорками, пригоден для коррекции любых методов миграции. Поскольку миграционное преобразование является линейным оператором, не зависящим от данных, а зависящим только от модели среды — этот способ вполне обоснован. Так выглядит общая концепция обработки с сохранением амплитуд, которая представляется вполне очевидной. Эта тема неоднократно поднималась нами на конференциях по вопросам обработки данных сейсморазведки [5, 6, 7, 8].

Таким образом, сейчас мы можем сказать, что амплитуды после миграции анализировать можно, но это требует специальной обработки данных.

Однако аналогичный вопрос встаёт и тогда, когда речь заходит о волновой инверсии. Также общим местом для всякого рода инверсий стало применение их по мигрированным данным. В стороне остаются методы волновой инверсии, берущие свое начало с работ Тарантоллы [9], в которых делается попытка подобрать параметры среды, непосредственно отображающиеся в зарегистрированную волновую картину (которая, конечно, тоже является результатом обработки). Надо сказать, что это направление пока далеко от практических приложений. Между тем, немигрированные данные привлекательны тем, что форма волны в них не искажена нестационарным фильтрующим воздействием оператора миграции. Трудности волновой инверсии по немигрированным данным обусловлены (оставляя в стороне технические и вычислительные аспекты) сложностью волновой картины, сложностью идентификации отражений в интерференционной записи и невозможностью переложить эти проблемы на решение плохо обусловленных систем уравнений.

В методе ВСП эти задачи поставлены гораздо лучше благодаря самой системе наблюдений. В обработке данных ВСП есть множество непростых задач как общих с наземной сейсмикой, так и специфических. Однако, когда решены задачи разделения полей на падающие и восходящие, когда подавлены многочисленные (гораздо более интенсивные, нежели в наземных данных) многократные отражённые волны, волновая картина данных ВСП существенно проще и представляет собой гораздо более

благодарный объект для решения обратных динамических задач. Можно сказать, что эти данные уже наполовину отмигрированы, но несут в себе всю информацию о коэффициентах отражений в скважине и её окрестности, отличаются выдержанной формой сигнала и более простой волновой картиной. Фактически, если в скважине зарегистрированы волны от многих пунктов взрывов, то среди годографов отраженных волн всегда присутствует и годограф прямой волны. Этот годограф гораздо проще интерпретировать и, опираясь на него, легче идентифицировать и остальные отраженные волны.

Оказывается, можно и по наземным данным, опираясь на известную макромодель среды, получить волновое поле, соответствующее такой системе наблюдений. В процессе послойной миграции получают поле отраженных волн с приемниками, пересчитанными в любые внутренние точки среды. Ответ миграции представляет собой коэффициент корреляции прямой волны, рассчитанной в заданной модели среды на это волновое поле. Если упорядочить эти точки по вертикали, то в произведении фигурируют модельная прямая волна и данные ВСП, насчитанные из реальных наблюдений. В формировании изображения фигурирует лишь небольшая окрестность прямой волны. Все остальные волны, которые получаются по ходу преобразования, в ответе миграции не участвуют. Расширение области накапливания ответа миграции кажется очень полезным и обоснованным приемом улучшения изображения. Однако практически его невозможно реализовать для всех точек среды из-за колоссальных вычислительных нагрузок. Кроме того, не хочется этот процесс полностью автоматизировать, так как интерпретация данных ВСП — процесс содержательный и требующий разумного интерактива. А вот в отдельных точках площади (количество их может быть и очень большим и выбираться в соответствии с геологическими задачами) это возможно.

По сути, мы получаем здесь своеобразные развертки изображения в выбранных глубинных точках. Это не сейсмограммы общей точки изображения, которые строят в миграции, а волновые поля, несущие в себе всю информацию, которая была в исходных записях отраженных волн. По этим данным мы имеем все основания пользоваться борновским приближением (свёрточной моделью однократно-отражённых волн) для расширения спектра в область низких и высоких частот. В этих данных нет присущих миграции (и неустранимых!) искажений формы сигнала, связанных с его временной протяженностью («растяжки», которые обусловлены тем, что одни и те же фрагменты импульса должны «по построению» попадать в ответы миграции для разных глубин). В данных содержится вся информация о зависимости как амплитуд, так и формы волны от углов падения, отражения. Думается, что у специалистов по обработке и интерпретации данных 3D-ВСП накоплен немалый опыт решения таких задач. Здесь этот опыт должен быть востребован.

Конечно, обсуждаемый способ обеспечивает гораздо более бедные данные, нежели настоящие ВСП — сейсмограммы. Можно обсуждать многокомпонентую модификацию метода, но, надо полагать, это преждевременно. Однако и как дополнение к традиционному методу ВСП при его комплексировании с наземной сейсмикой, обсуждаемая методика представляет очевидный интерес.

С точки зрения интерпретатора, инверсия волновых полей, зарегистрированных наземной сейсморазведкой, это интерполяция между скважинами. Скважин обычно недостаточно. Мы предлагаем способ, позволяющий в значительной степени восполнить недостаточность таких наблюдений более глубокой обработкой обычных данных. Обработкой, которую невозможно провести по всей площади, но которая может дать достаточно данных для последующей обычной инверсионной «интерполяции».

При этом по-прежнему важной остается обработка с правильными амплитудами и подготовку псевдоВСП данных целесообразно сопровождать моделированием и «эталонированием» волновых полей.

Традиционные AVO и AVA анализы также можно и целесообразно проводить по данным псевдоВСП. Избыточность измерений позволяет изучать параметры описания зависимостей амплитуд в самых общих моделях.

На рис. 1 показан фрагмент мигрированного разреза и две сейсмограммы ВСП для двух удалений источника от скважины. Это реальные данные из Западно-Сибирского региона.

Такие сейсмограммы получают по множеству удалений и азимутов. Можно видеть, что они выглядят как данные ВСП очень хорошего качества, очищенные от всех падающих волн и многократных отражений. Правда, для ВСП характерен более широкий диапазон частот, нежели для наземной сейсмики. Надо полагать, что и для решения деконволюционных задач, и для идентификации параметров поглощения — здесь тоже немалая область приложений.

Итоги

Предложен способ подготовки данных для решения задач волновой инверсии и получения эталонных результатов миграции в выбранных точках площади.

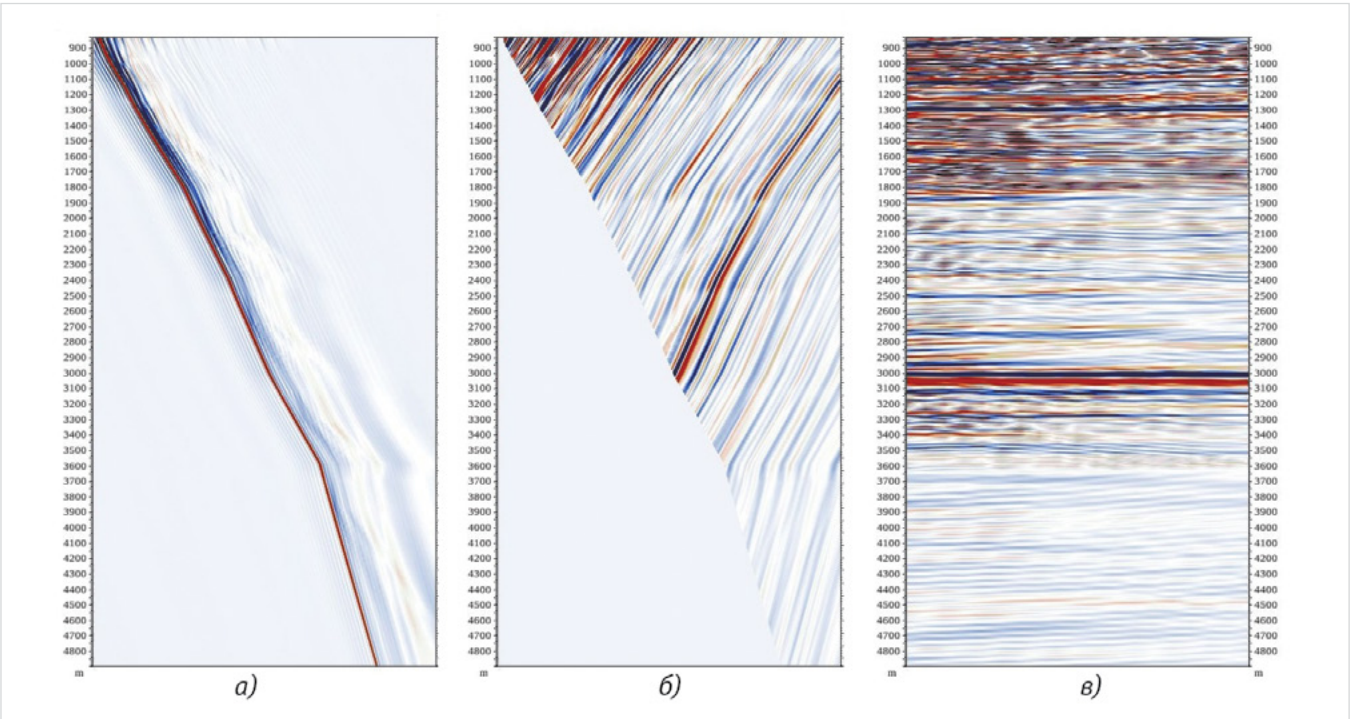


Рис. 1 — Пример данных способа псевдоВСП. Одно сечение трехмерной сейсмограммы на удалении источника от псевдоскважины на 600 м. Скважина в диапазоне глубин 830–4900 м, вынос скважины — 600 м, рассматриваемый диапазон времён — 530 м – 1750 мс, частоты — до 75 Hz, диапазон мигрированного разреза одного ОПВ +/- 250 м от скважины. А) прямая волна, рассчитанная в пластовой модели среды, в которой производилась послойная миграция. Б) Сечение трёхмерной сейсмограммы псевдоВСП. В) Фрагмент мигрированной сейсмограммы ОПВ в окрестности (+/-) 200 м от скважины

Выводы
Существенно упрощается постановка и решение задач волновой инверсии.

Список используемой литературы

1. Баранский Н.Л., Старобинец М.Е., Королев Е.К., Иноземцев А.Н., Козлов Е.А. Миграция и AVO: соседство или марьяж // ЕАГО. Геофизика. 2000. Вып. 2. С. 22–26.
2. Berkhout, A. J., D. W.Van Wulfften Palthe. Migration in terms of spatial deconvolution // Geophys. Prospect. 1979. № 271. pp. 261–291.
3. Васильев С.А. Некоторые вопросы теории продолжения волнового поля в сторону источника // Физика Земли. 1973. №3. С. 35–47.
4. Денисов М.С. О возможности построения глубинного изображения среды в истинных амплитудах // Технологии сейсморазведки. 2014. №2. С. 42–50.
5. Анисимов Р.Г., Лангман С.Л., Силаенков О.А., Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Возможности расширения класса пластовых моделей сред при решении обратной кинематической задачи по отраженным продольным волнам. 11-й семинар «Синтез современных геотехнологий». Москва, 12 марта 2014.
6. Каплан С.А., Кузнецов И.К., Лангман С.Л., Силаенков О.А., Фиников Д.Б., Шалашников А.В. В.М. Глоговский и его Прикладная теория определения скоростных и глубинных параметров среды. Конференция «Сейсмические технологии-2015». Москва, 13–15 апреля 2015.
7. Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Трансформация волновых полей: миграция, погружение, моделирование. Конференция «Тюмень-2013. Новые геотехнологии для старых провинций». Тюмень, 25–29 марта 2013.
8. Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Способ трансформации волновых полей в пластовой модели среды. 1-ая международная научно-практическая конференция «Информационные технологии для наук о Земле 2012». Дубна, 07–09 декабря 2012.
9. Tarantola A. Theoretical background for the inversion of seismic waveforms, including elasticity and attenuation. Pure and Applied Geophysics. 1988. issue. 1–2. pp. 365–399.

PseudoVSP and objectives of the wave inversion

UDC 550.3

Authors:
Dmitry B. Finikov —Ph.D., Head of R&D Department[1]; d.finikov@yandex-terra.ru
Andrey V. Shalashnikov — leading software developer[1]; a.shalashnikov@yandex-terra.ru

[1]Yandex.Terra (Seismotech, Ltd), Moscow, Russian Federation

Abstract
The authors propose a method of data preparation for wave inversion task solution and obtaining of reference results of migration in selected area points. The method consists in the conversion of the wave field data from land 3D seismic acquisition data into 3D pseudoVSP. The method will be used in order to determine the parameters of elasticity of the medium (the inverse dynamic problem of seismic acquisition data) and inelastic parameters of frequency-dependent absorption in separate vertical samples of the medium. This processing is based on a pre-built macro-model of the medium (the solution of inverse kinematic problem).

Materials and methods
Method of wave fields method modeling and wave fields transformation.

Results
A method of data preparation for wave inversion task solution and obtaining of reference results of migration in selected area points is proposed.

Conclusions
Essentially simplifies the formulation and solution of wave inversion tasks.

Keywords
system for seismic data processing,
depth-velocity model,
direct and inverse tasks,
depth migration

References

1. Baranskiy N.L., Starobinets M.E., Korolev E.K., Inozemtsev A.N., Kozlov E.A. *Migratsiya i AVO: sosedstvo ili mar'yazh* [Migration and AVO: neighborhood or marriage]. *EAGO. Geofizika*, 2000, Vol. 2, pp. 22–26.
2. Berkhout, A. J., D. W.Van Wulfften Palthe. Migration in terms of spatial deconvolution // Geophys. Prospect. 1979, issue 271, pp. 261–291.
3. Vasil'ev S.A. *Nekotorye voprosy teorii prodolzheniya volnovogo polya v storonu istochnika* [Some problems of the theory of wave field continuation in the direction of a source]. Physics of the Solid Earth, 1973, issue 3, pp. 35–47.
4. Denisov M.S. *O vozmozhnosti postroeniya glubinnogo izobrazheniya sredy v istinnykh amplitudakh* [Feasibility of true-amplitude depth imaging]. *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2014, issue 2, pp. 42–50.
5. Anisimov R.G., Langman C.L., Silaenkov O.A., Finikov D.B., Shalashnikov A.V. *Vozmozhnosti rasshireniya klassa plastovykh modeley sred pri reshenii obratnoy kinematicheskoy zadachi po otrazhennym prodol'nym volnam* [Possible extensions of the class of reservoir models of environments for the inverse kinematic problem solving for compressional reflections]. The 11th seminar on "Synthesis of modern Geotechnologies", Moscow, 12 March 2014.
6. Kaplan S.A., Kuznetsov I.K., Langman S.L., Silaenkov O.A., Finikov D.B., Shalashnikov A.V. *V.M. Glogovskiy i ego Prikladnaya teoriya opredeleniya skorostnykh i glubinnykh parametrov sredy* [V.M. Glogovskiy and his Applied theory of determination of velocity and depth parameters of the environment]. Conference "Seismic technology-2015", Moscow, 13–15 April 2015.
7. Finikov D.B., Shalashnikov A.V. *Transformatsiya volnovykh poley: migratsiya, pogruzhenie, modelirovanie* [Transformation of wave fields: migration, immersion, simulation]. Conference "Tyumen-2013. New Geotechnology for the old provinces", Tyumen, 25–29 March 2013.
8. Finikov D.B., Shalashnikov A.V. *Sposob transformatsii volnovykh poley v plastovoy modeli sredy* [Method of wave fields transformation into layered environment model]. 1st international scientific-practical conference "Information technologies for the Earth Sciences 2012, Dubna, 07–09 December 2012.
9. Tarantola A. Theoretical background for the inversion of seismic waveforms, including elasticity and attenuation. Pure and Applied Geophysics. 1988, issue 1–2, pp. 365–399.

УДК 550.3

Геодинамический шум залежей углеводородов и пассивно-активная сейсморазведка МОГТ

Л.А. Максимов
к. г.-м.н., ст. преподаватель[1]
leonid-maks0@rambler.ru

Г.В. Ведерников
д. г.-м.-н., зам. директора по науке[2]
gvv1900@yandex.ru

Г.Н. Яшков
гл. геофизик[2]
yashkov38@mail.ru

[1]Новосибирский Государственный Университет, Новосибирск, Россия
[2]ООО «НМТ-Сейс», Новосибирск, Россия

Приводятся сведения о технологии пассивно-активной сейсморазведки методом общей глубинной точки (ПАС МОГТ), решающей задачу прямого поиска залежей углеводородов по динамическим параметрам, излучаемых этими залежами наведенного геодинамического шума. Показано, что использование этой технологии позволяет предотвратить бурение непродуктивных скважин.

Материалы и методы
В предлагаемой технологии ПАС МОГТ комплексируются регистрация и интерпретация излучаемых залежами УВ наведенных геодинамических шумов и отраженных от сейсмических границ волн. Этим обеспечивается высокая эффективность изучения геометрии отражающих границ и регистрации излучаемых залежами УВ наведенных геодинамических шумов.

Ключевые слова
сейсморазведка МОГТ, прямой поиск залежей углеводородов, наведенный геодинамический шум, коэффициент успешности поисково-разведочного бурения

Главной задачей применяющихся в настоящее время сейсмических методов является изучение пространственного распределения физических параметров и показателей спонтанной сейсмической активности [1].

Сейсморазведка сегодня — основной метод подготовки объектов под поисково-разведочное бурение. Она с достаточной степенью достоверности выявляет структуры, которые при определенных благоприятных условиях могут содержать залежи нефти, а могут их и не содержать. Подтвердит эту неопределенность только скважина, но какой ценой?

Успешность поисков залежей нефти и газа как была в пределах 10...30% в прошлом (в СССР и США), так и держится в этих пределах сегодня (рис. 1) [2]. И будет держаться завтра и послезавтра, и до тех пор, пока нефтяники от поисков структур не перейдут к поискам нефтесодержащих ловушек. Смысл повышения эффективности поисково-разведочных работ сводится к очевидной задаче — к разделению структур, выявленных сейсморазведкой, на продуктивные и непродуктивные ловушки нефти и газа. Если решается эта задача, то происходит экономия огромных средств, которые тратятся на поисково-разведочное бурение на заведомо непродуктивных структурах.

Известно, что нефтегазовые залежи, будучи неустойчивыми термодинамическими системами, излучают повышенный уровень спонтанных и наведенных геодинамических шумов [3]. Для анализа таких шумов с целью прямого поиска залежей углеводородов (УВ) может использоваться инновационная технология пассивно-активной сейсморазведки методом общей глубинной точки (ПАС МОГТ), разработанная в ООО «НМТ-Сейс» [4–6] (аналог активного варианта технологии АНЧАР [3]).

Современная стандартная сейсморазведка МОГТ по своей сути является пассивно-активной. Действительно, на сейсмической трассе на участке до первых вступлений регулярных волн регистрируются микросейсмы и геодинамические шумы — пассивная составляющая записи. На остальной части записи совместно с микросейсмами и геодинамическими шумами регистрируются колебания регулярных волн — активная составляющая записи, содержащая информацию о геометрии сейсмических границ в земной толще. Пассивная составляющая содержит информацию о наличии (отсутствии) залежей УВ, излучающих геодинамические шумы.

В предлагаемой технологии ПАС МОГТ комплексируются регистрация и

Рис. 1 — Динамика изменения коэффициента успешности (в %) при бурении поисковых и разведочных скважин в США [2]

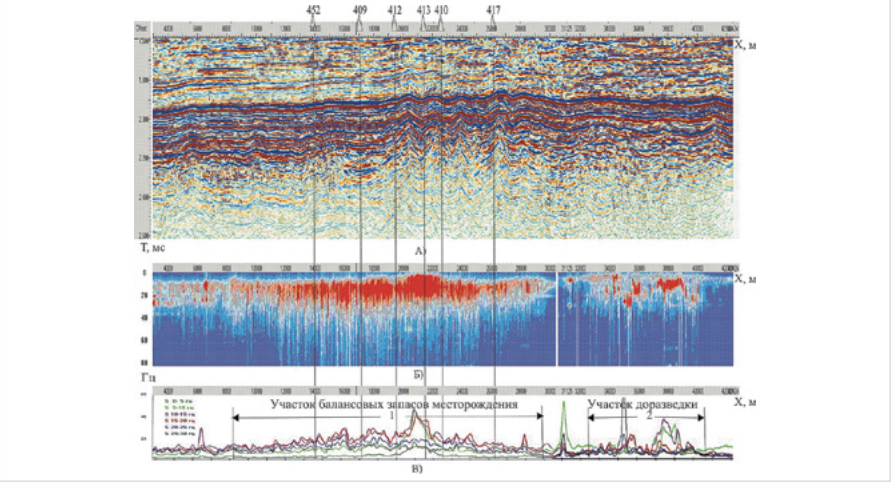


Рис. 2 — Временной сейсмический разрез (А), амплитудно-частотный спектр микросейсм (Б) и графики интенсивности спектра в полосах частот (В)

интерпретация излучаемых залежами УВ искусственно наведенных геодинамических шумов и отраженных от сейсмических границ волн. Этим обеспечивается как высокая эффективность изучения геометрии отражающих границ и скоростей между ними за счет многократного прослеживания отраженных от этих границ волн, так и высокая эффективность поиска залежей УВ за счет многократного воздействия на них сейсмическими волнами и регистрации излучаемых ими наведенных геодинамических шумов. Важное достоинство метода заключается в возможности независимого параллельного извлечения информации из волновых полей, имеющих принципиально различную природу и зарегистрированных практически одновременно в одном месте. В принципе, технология ПАС МОГТ является одной из модификаций многоволновой сейсморазведки, в более широком понимании термина «многоволновая сейсморазведка» — то есть, не только волны различной поляризации. Таким образом, проведя совместную интерпретацию отраженных волн и шумов, будем иметь информацию о геометрии границ в среде и наличии в среде УВ, т. е. имеем возможность решать задачу прямых поисков ловушек УВ, а не структур, как делается сегодня. И этот момент весьма принципиальный, поскольку появляется возможность решать основную задачу в поисково-разведочном бурении. При этом резко (в разы) повышается успешность бурения.

Технология ПАС МОГТ опробована на десятках месторождений УВ Западной и Восточной Сибири и показала свою эффективность: все месторождения отмечаются аномалиями интенсивности геодинамических шумов (рис. 2) и отсутствием таких аномалий вне месторождений (рис. 3).

В течение последних 7 лет были выполнены по Государственным контрактам совместно с ФГУП СНИИГГиМС работы по прогнозу зон нефтегазонакопления в Западной и Восточной Сибири в объеме свыше 13 тыс. пог. км профилей и показана эффективность использования технологии ПАС МОГТ на всех этапах геолого-разведочных работ:

- при региональных работах — выявление перспективных участков для поисковых и разведочных работ;
- на предразведочном этапе — подготовка пакетов информации для лицензирования участков недр;
- при поисково-разведочных работах — выявление и ранжирование перспективных объектов, особенно неантиклинального типа;
- при планировании буровых работ — экспертная оценка надежности рекомендаций на заложение скважин, что особенно эффективно, так как позволяет предотвратить бурение непродуктивных скважин.

Принципиальной особенностью технологий ПАС МОГТ является возбуждение колебаний и регистрация микросейсм и регулярных волн по методике многократных перекрытий. Следствием этого являются следующие уникальные достоинства этих технологий по сравнению с технологией АНЧАР:

1. Производится многократное (а не однократное) импульсно-волновое (а не моногармоническое) длительное внешнее воздействие на залежи УВ волнами, создаваемыми техногенным источником. Кратность такого воздействия равна кратности системы наблюдения МОГТ. Длительность воздействия при среднем интервале времени возбуждения колебаний от ПВ к ПВ, равном 2–3 мин, составляет 60–180 мин (1–3 часа). В итоге на залежи УВ в течение 1–3 ч воздействует непрерывный цуг сейсмических волн с периодически повторяющимся через каждые 2–3 мин повышением их интенсивности. Это обеспечивает более высокую, в полосе частот до 40 Гц, интенсивность наведенного геодинамического шума от залежей УВ, регистрация которого возможна стандартной сейсмической аппаратурой.
2. Регистрация микросейсм производится многоканальной системой наблюдения МОГТ, что обеспечивает высокую плотность ПП на профиле при длительности регистрации микросейсм на каждом ПП около 2–6 часов. Это на порядок и более увеличивает объем получаемой информации о геодинамических шумах и, повышает надежность и точность их выделения без дополнительных затрат на такие работы.
3. Данную технологию можно осуществлять и по результатам ранее проведенных работ МОГТ, используя фондовые материалы. Это позволило с 2006 по 2014 гг. без затрат на специальные полевые работы обработать по этой технологии данные МОГТ в объеме около 13 000 пог. км, полученных на многих площадях

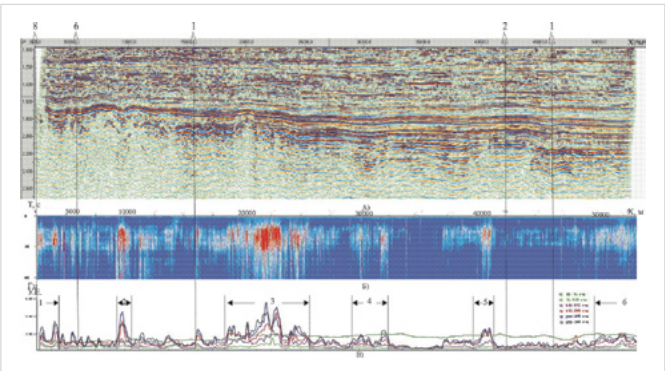


Рис. 3 — Временной сейсмический разрез (А) и характеристики микросейсм (Б, В) на участке непродуктивных скважин

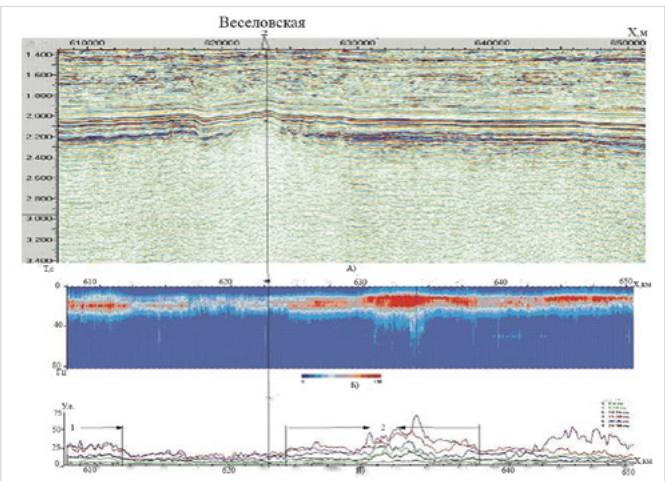


Рис. 4 — Типичный пример расположения залежи УВ на крыльях складки. Юг Западно-Сибирской низменности

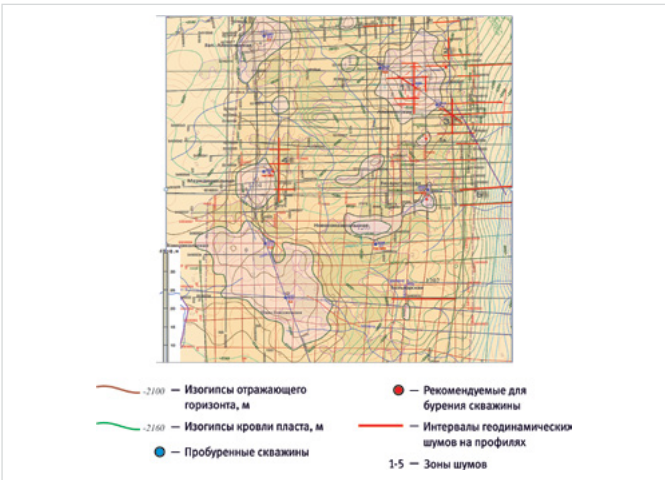


Рис. 5 — Расположение зон 1-5 геодинамических шумов и структурный план пласта Б10 на Аленкинском ЛУ

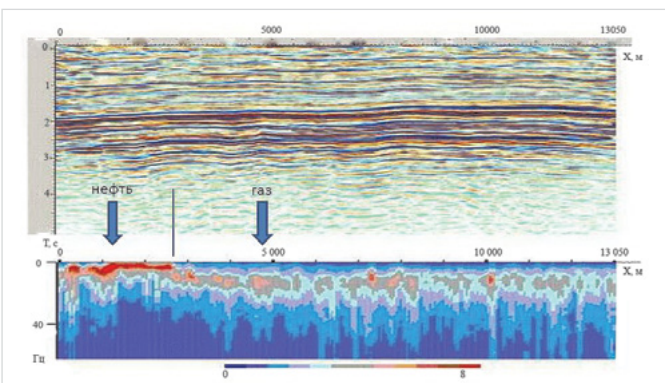


Рис. 6 — Временной разрез (А) и спектр шумов (Б) в зоне перехода от нефтяной к газовой залежи

Западной и Восточной Сибири, в том числе, на площадях более 30 известных месторождений с наличием более 200 продуктивных и «пустых» скважин. Было установлено, что по местоположению участков (на профиле) и зон (на площади) геодинамических шумов можно определить контуры залежей УВ (рис. 2) и тип ловушек (антиклинальный, неантиклинальный) (рис. 4, 5). По таким особенностям спектра шумов, как общая их интенсивность, преобладающая частота и модальность можно осуществить прогноз относительного объема запасов УВ в объекте и прогноз о наличии типа флюидов (нефть, газ, конденсат) в объекте (рис. 6).

Указанные выше возможности технологии ПАС МОГТ весьма актуальны в настоящее время, когда кризис в экономике продолжает усиливаться. Использование этой технологии позволит нефтяникам бурить ловушки УВ, а не структуры, что повысит эффективность геолого-разведочных работ (в разы) при поисках нефти и газа.

Справка

В России пробурено в 2013 г. 6500 поисково-разведочных скважин, в 2014 г. — 5850 скважин. Стоимость бурения одной поисково-разведочной скважины в РФ составляет от 100 до 500 млн руб. в зависимости от географического положения скважины, конструкции, существующей инфраструктуры и т.д.; средняя стоимость около 300 млн руб. При успешности бурения 10….30% в 2013 году из пробуренных 6500 скважин 3900 скважин оказались непродуктивными, на их бурение было затрачено около 1,2 трлн руб.

Итоги

Технология ПАС МОГТ опробована на десятках месторождений УВ Западной и Восточной Сибири и показала свою эффективность: все месторождения отмечаются аномалиями интенсивности геодинамических шумов и отсутствием таких аномалий вне месторождений.

Выводы

Указанные выше возможности технологии ПАС МОГТ весьма актуальны в настоящее время, когда кризис в экономике продолжает усиливаться. Данная технологии позволит нефтяникам бурить ловушки УВ, а не структуры, что повысит эффективность геолого-разведочных работ (в разы) при поисках нефти и газа.

Список используемой литературы

1. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию. Новосибирск: СО РАН; НИЦ ОИГГМ, 1997. 301 с.
2. Тимурзиев А.И. Современное состояние практики и методологии поисков нефти — от заблуждений застоя к новому мировоззрению прогресса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. №11. С. 20–31.
3. Графов Б.М., Арутюнов С. А., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР// Геофизика. 1998. №5. С. 24–28.
4. Патент № 2 263 932 CI G 01 V/00 Российская Федерация. Способ сейсмической разведки. Заявл. 30.07.2004.
5. Ведерников Г.В. Методы пассивной сейсморазведки //Приборы и системы разведочной геофизики. 2013. №2. С. 30–36.
6. Ведерников Г.В., Максимов Л. А., Чернышова Т.И., Чусов М.В. Инновационные технологии. О чем говорит опыт сейсморазведочных работ на Шушукской площади //Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2015. №2 (22). С. 48–56.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Geodynamical noise of hydrocarbon pools and passive and active seismic CDPM

UDC 550.3

Authors:
Leonid A. Maksimov — Ph. D., lecturer[1]; leonid-maks0@rambler.ru
Gennadiy V. Vedernikov — Sc. D., deputy of science work[2]; gvv1900@yandex.ru
Georgiy N. Yashkov — chief geoscientist[2]; yashkov38@mail.ru

[1]Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation
[2]«NMT-Seis» LLC, Novosibirsk, Russian Federation

Abstract

The information on the technology of passive and active seismic using the common-depth-point method (hereinafter “the PAS CDPM”), solving the problem of direct exploration of hydrocarbon accumulations using the amplitude information of induced geodynamic noise emitted by these accumulations is containing.
It is shown that the use of this technology can prevent drilling of nonproductive wells.

Materials and methods

The proposed PAS CDPM technology complexes registration and interpretation of induced geodynamic noises emitted by hydrocarbon accumulations, and waves reflected from the seismic horizons. This provides high efficiency of studying of reflectors geometry and registration of induced geodynamic noises emitted by hydrocarbon accumulations.

Results

The PAS CDPM technology tested in dozens of hydrocarbon accumulations of Western and Eastern Siberia has proven its efficiency, namely all accumulations have displayed intensity anomalies of geodynamic noises, and no such anomalies have been observed outside accumulations.

Conclusions

The above mentioned PAS CDPM technology capability is relevant nowadays, when the economic crisis is gathering pace. The defined technology will make it possible for petroleum experts to drill traps instead of drilling structures that will increase severalfold efficiency of oil and gas geologic exploration.

Keywords

CDPM seismic, direct hydrocarbon exploration, induced geodynamic noise, prospecting and exploratory drilling success ratio

References

1. Puzyrev N.N. *Metody i ob"ekty seysmicheskikh issledovaniy. Vvedenie v obshchuyu seysmologiyu* [Methods of seismic survey objects. Introduction to the general seismology]. Novosibirsk: *SO RAN; NITs OIGGM*, 1997, 301 p.
2. Timurziev A.I. *Sovremennoe sostoyanie praktiki i metodologii poiskov nefti — ot zabluzhdeniy zastoya k novomu mirovozzreniyu progressa* [Contemporary state of practical activity and methodology of oil prospecting - from mistakes of stagnation to new outlook of progress]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2010, issue 11, pp. 20–31.
3. Grafov B.M., Arutyunov S.A., Kazarinov V.E., Kuznetsov O.L., Sirotinskiy Yu.V., Suntsov A.E. *Analiz geoakusticheskogo izlucheniya neftegazovoy zalezhi pri ispol'zovanii tekhnologii ANChAR* [Analysis of geo-acoustic emission oil and gas deposits using ANCHAR technology]. *Geofizika*, 1998, issue 5, pp. 24–28.
4. Patent Russian Federation №2 263 932 CI G 01 V/00 *Sposob seysmicheskoy razvedki* [Method of seismic prospecting]. Declared 30.07.2004.
5. Vedernikov G.V. *Metody passivnoy ceysmorazvedki* [Methods of passive seismic prospecting]. *Pribory i sistemy razvedochnoy geofiziki*, 2013, issue 2, pp. 30–36.
6. Vedernikov G.V., Maksimov L.A., Chernyshova T.I., Chusov M.V. *Innovatsionnye tekhnologii. O chem govorit opyt seysmorazvedochnykh rabot na Shushukskoy ploshchadi* [Innovation technologies. On seismic survey experience in the Shushukska ya Area]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2015, issue 2 (22), pp. 48–56.

УДК 550.34

Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта

С.И. Александров
д.ф.-м.н., зам. ген. дир. по науке[1]
dir@vicoseis.ru

В.А. Мишин
к.т.н., ген. дир[1]
dir@vicoseis.ru

Д.И. Буров
начальник управления разведочной геофизики[2]
d.burov@gazpromgeofizika.ru

[1]ООО «Викосейс», Москва, Россия
[2]ООО «Газпром георесурс», Москва, Россия

Микросейсмический мониторинг является инновационной геофизической технологией контроля простирания, размеров и геометрии трещинной зоны ГРП. В сообщении рассматриваются технологические риски и факторы успеха методов скважинного и наземного микросейсмического мониторинга на основе опыта работ на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири и предлагается рациональный выбор инструмента контроля операций ГРП в зависимости от поставленных целей и задач. В основе статьи лежит доклад, сделанный авторами на Международной конференции «XV Гальперинские чтения 2015».

Материалы и методы
Пассивные сейсмические наблюдения процесса гидравлического разрыва пласта при помощи скважинных и наземных наблюдений, микросейсмический мониторинг, адаптивная источниковая томография.

Ключевые слова
гидравлический разрыв пласта, скважинный и поверхностный микросейсмический мониторинг, микросейсмический контроль качества операции гидроразрыва, визуализация геометрии гидроразрыва, технологические риски гидроразрыва, гидродинамический режим трещины гидроразрыва

Необходимость увеличения отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов побуждает нефтегазодобывающие компании применять вторичные методы интенсификации добычи, в частности, метод гидроразрыва пласта (ГРП). При этом эффективность стимуляции напрямую зависит от качества выполнения операций ГРП, от соответствия фактической геометрии трещинной зоны и достигнутого фильтрационного режима модельным параметрам, запланированным по дизайну ГРП. Однако, как показывает практика, около половины выполненных операций ГРП не достигает желаемого эффекта (рис. 1). Поэтому не возникает сомнений, что такие «агрессивные» методы воздействия на коллектор, как операции ГРП, должны обязательно сопровождаться процедурами контроля — мониторингом.

Задачи мониторинга ГРП

В соответствии с проблемами, с которыми наиболее часто сталкиваются нефтяники при проведении ГРП, следует отметить следующие актуальные задачи, стоящие перед мониторингом:

- обнаружение несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещинной зоны (в т.ч., асимметрия разрыва);
- прогноз негативных сценариев распространения трещин за пределы целевого пласта (в т.ч., в область соседних водонасыщенных горизонтов);
- выявление причин преждевременных аварийных остановок закачки («стопов»);
- контроль фильтрационных свойств трещины in situ;
- получение данных для оперативной коррекции дизайна последующих операций при многостадийном ГРП;
- возможность динамической 3D визуализации процессов образования и развития трещинной зоны ГРП в реальном времени;
- диагностика качества операции ГРП.

О микросейсмической технологии

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга [1, 2]. Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические изображения в процессе образования и развития разрыва, оценивать фильтрационный режим трещинных зон in situ и др.

Суть рассматриваемого метода заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. Технология основана на использовании специальных средств: методики непрерывных наблюдений, оборудования и программного обеспечения.

Для регистрации глубинного микросейсмического излучения используются как скважинные, так и поверхностные наблюдения [2, 4, 5]. Существуют различные технологии скважинного и поверхностного микросейсмического мониторинга, соответственно базирующиеся на регистрации микросейсмического излучения как непосредственно в скважине ГРП, так и в соседних наблюдательных скважинах или на поверхности при помощи площадных сейсмических расстановок. Учитывая различные цели и результативность мониторинга, технологические риски и разницу в стоимости подобных работ, нефтяник часто стоит перед непростым выбором подходящего инструмента. Ниже рассматриваются особенности и возможности этих технологий, а также необходимые условия их успешного применения.

Системы наблюдений, применяемые при

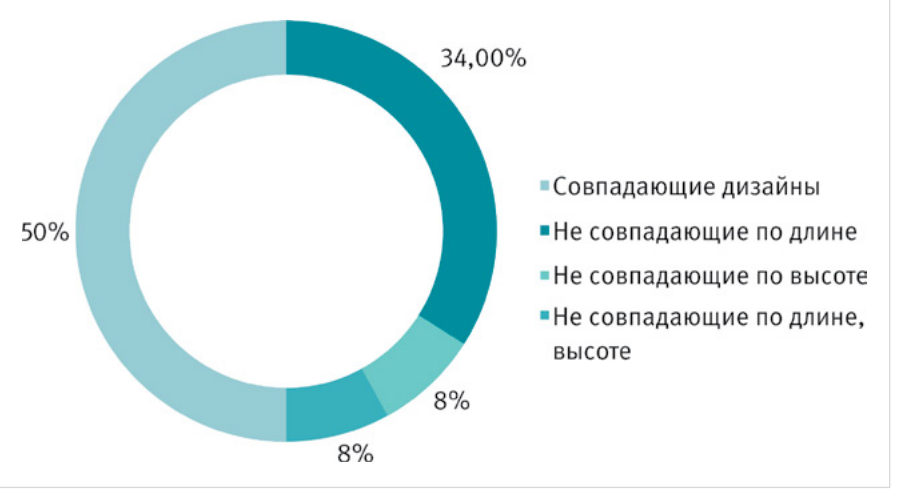


Рис. 1 — Анализ несовпадения дизайна ГРП с данными мониторинга на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

скважинных и наземных наблюдениях, приведены на рис. 2 и 3, где показаны расположение скважины ГРП, зона гидроразрыва и приемные сейсмические расстановки. Для наземных наблюдений обычно применяются радиальные многолучевые расстановки с записью вертикальной компоненты волнового поля, а для скважинных наблюдений — трехкомпонентные многоточечные цифровые зонды.

Микросейсмические «события» в зоне трещины, инициированные возникновением разрыва, представляют собой источники сейсмической эмиссии (или микросейсмических тресков) в зоне воздействия на пласт. Эмиссия вызвана изменением энергетического баланса вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пород при образовании разрыва.

Для обнаружения и локализации источников глубинного микросейсмического излучения применяется специальное программное обеспечение, разработанное на основе алгоритмов сейсмоэмиссионной томографии с техникой высокого разрешения и усовершенствованных алгоритмов обнаружения слабых сигналов на фоне интенсивных помех [3, 7].

Технологические риски скважинного мониторинга ГРП

При планировании работ по технологии скважинного микросейсмического мониторинга ГРП предварительно следует оценить следующие факторы:

- Дистанции между зоной ГРП и интервалом регистрации в выделенных наблюдательных скважинах-кандидатах, а дистанции между устьями скважин — наблюдательной и ГРП. Первые должны быть порядка первых сотен метров, вторые — по возможности, максимальными.
- Высокий уровень вибрации обсадной колонны. Неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсмоприемниках зонда (особенно на компоненте, поперечной по отношению к прижимному рычагу приемного модуля). Для слабых микросейсмических сигналов это приводит к существенному искажению азимутов эмиссионных событий и, как следствие, к погрешностям в определении горизонтальных размеров трещинной зоны (из-за «размазывания» роя зарегистрированных микросейсмических источников). Иногда этот негативный фактор вынуждает использовать несколько наблюдательных скважин вместо одиночной, что приводит к удорожанию работ.
- Использование в качестве наблюдательных скважин из старого фонда. Условия установки зонда и приема сейсмических колебаний в таких скважинах обычно неблагоприятные. Кроме того, в случае наблюдений в эксплуатационных скважинах или в скважинах, где ранее проводилось ГРП, расстояние по сейсмическим лучам обычно существенно больше расстояния по пласту из-за необходимости размещения зонда выше целевого пласта и может достигать более 1 км. В этом случае для локализации глубинных микросейсмических источников необходимо применение специальных методов, обладающих достаточной разрешающей способностью на больших дистанциях [7].
- Наличие работающих интервалов в наблюдательной скважине. В этих случаях необходимо изолирование работающих интервалов в наблюдательной скважине при помощи установки отсекающего пакера.
- Шумы в соседних скважинах. Необходима приостановка бурения скважин и других шумных работ в окрестности объекта ГРП. Ненадлежащее выполнение этого условия может привести к серьезному осложнению интерпретации данных ПСМ, т.к. изучаемая область может быть сильно маскирована техногенными помехами, например, трубными волнами, вторичными шумовыми источниками, интенсивными гармоническими и другими помехами.
- Влияние между устьями наблюдательной скважины и скважины ГРП. Для ослабления фона помех, связанного с работой тяжелой техники на устье нагнетательной скважины ГРП, необходимо в качестве наблюдательной выбирать скважину, пробуренную из другого куста (если применяется технология кустового бурения).

В случае больших удалений по пластопересечению между скважиной ГРП и наблюдательной скважиной часто удается достичь увеличения дистанции работоспособности метода, например, располагая приборы на уровне пласта в окрестности слоев с пониженной скоростью (т.е. в волноводах). Однако, высокая вибрация обсадной колонны в интервале приема вынуждает искать другие интервалы с более благоприятными условиями приема или принимать решение о невозможности высокоточных наблюдений. Последнее равносильно прекращению работ. К сожалению, окончательный ответ на этот вопрос можно получить только во время калибровки по выстрелам перфоратора, когда производится пробная пристрелка по источникам с известными координатами.

Технологические риски наземного мониторинга ГРП

В России наибольшее распространение получили более дешевые наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок с большой апертурой и большим количеством приемников (до полутора тысяч). Высокая кратность накапливания и специальные приемы обработки по алгоритмам сейсмоэмиссионной томографии высокого разрешения позволяют уверенно выделять слабые глубинные микросейсмические сигналы из зоны ГРП на фоне интенсивных поверхностных помех. Такие системы наблюдений используются компаниями ООО «Газпром георесурс» и ООО «Викосейс» при мониторинге ГРП коллекторов углеводородов верхненеокомского комплекса и ачимовских коллекторов на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

В числе проблем отметим следующие:

- Погодный и сезонный факторы.
- Влияние природно-ландшафтных условий на условия установки приборов (болота, озера и др.).
- Размещение пунктов приема в окрестности мощных поверхностных техногенных помех (инженерно-технические сооружения, ЛЭП, дороги, трубопроводы и др.).
- Наличие мнимых и ложных источников.

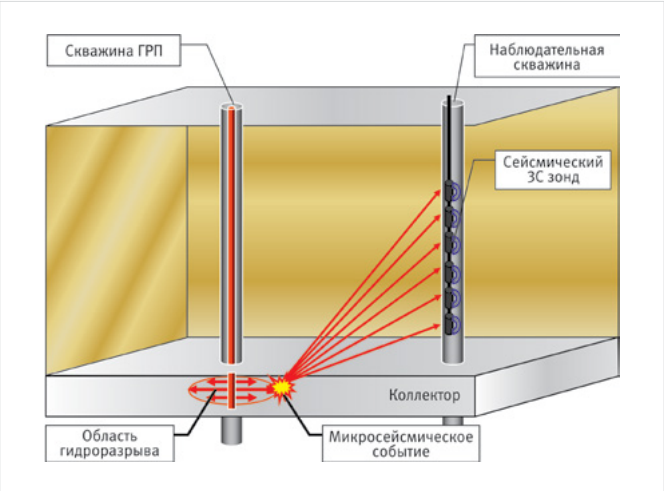


Рис. 2 — Общая схема наблюдений наземного микросейсмического мониторинга ГРП

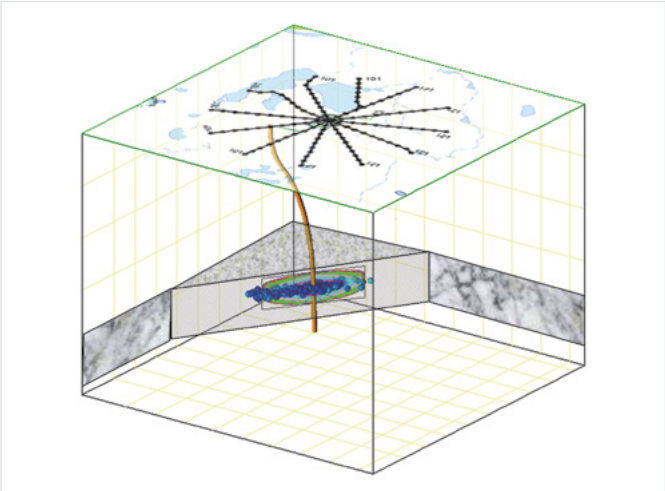


Рис. 3 — Общая схема наблюдений скважинного микросейсмического мониторинга ГРП

- Ограничения по апертуре приема.

Для улучшения условий установки необходимо заглубление приборов, в том числе в мелких скважинах. Мнимые источники обусловлены волнами от поверхностных техногенных источников, претерпевшими отражения на границе, залегающей на глубине, равной половине глубины целевого пласта ГРП. Они проявляются в центре зоны ГРП при гидроразрыве в вертикальных скважинах. Ложные источники являются разновидностью мнимых и наблюдаются при ГРП в наклонных скважинах, обычно формируют интенсивный шлейф по направлению падения буровой колонны (рис. 4). Вызваны они, в частности, интерференцией боковых лепестков характеристики направленности приемной антенны для различных источников. Часто такой шлейф маскирует полезные искомые источники. Для отбраковки мнимых и ложных источников применяются специальные алгоритмы с одновременным определением координат источников и соответствующей им оптимальной скоростной модели: для мнимых источников эффективная скорость будет меньше, чем для искомых эмиссионных источников (т.к. отраженные волны распространяются в верхней более низкоскоростной части разреза), что позволяет произвести автоматическую отбраковку ложных решений (рис. 5).

Последняя проблема из отмеченных в списке вызвана тем, что оптимальная апертура обычно подбирается из условия ее соизмеримости с двойной глубиной целевого горизонта, и для глубоких горизонтов, например, ачимовских коллекторов, сигналы при регистрации калибровочных выстрелов перфоратора ГРП могут не прослеживаться по всей длине профилей расстановки. Последнее не позволяет произвести полную калибровку, включая коррекцию статических поправок для всех пунктов приема, и вынуждает уменьшать апертуру, снижая тем самым оптическую разрешающую способность метода. Последняя непосредственно влияет на точность локализации источников:

$$Err/d_{opt} \sim 0.05*(1/S^{1/2} - 1),$$

где S — коэффициент «сембланс», d_{opt} — оптическое разрешение:

$$d_{hor} \sim \lambda h/D,\ d_{vert} \sim 8\lambda(h/D)^2,$$

где d_{hor}, d_{vert} — соответственно разрешение по горизонтали и вертикали, λ — длина волны, h — глубина объекта и D — диаметр апертуры приемной антенны (поперечный линейный размер расстановки).

Отметим также, что из-за большого объема данных (на один-два порядка по сравнению со скважинным мониторингом) возможность обработки в режиме реального времени практически не реализуется.

Блок схемы обработки

- возможность максимизации отношения сигнал/помеха, позволяющей уменьшить количество пунктов приема и выполнить автокоррекцию условий приема;
- применение усовершенствованных помехоустойчивых алгоритмов вычисления динамических характеристик микросейсмических событий независимо от интенсивности нерегулярных помех;
- возможность одновременного определения координат, динамических и кинематических характеристик источников;
- применение процедур, уменьшающих разброс результатов;
- применение различных независимых моделей источников микросейсмического излучения (точечные и дипольные источники);
- усовершенствованная методика интерпретации, позволяющая повысить точность определения простирания и размеров трещины ГРП;
- возможность оценки гидродинамических параметров in situ;
- построение 3D изображений трещины

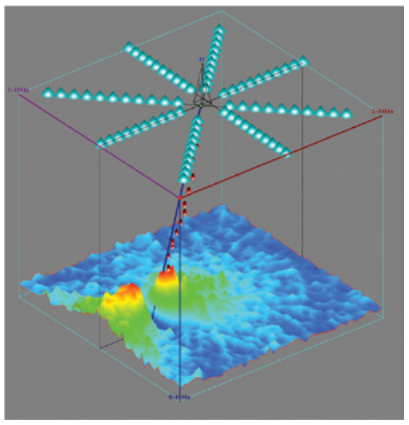
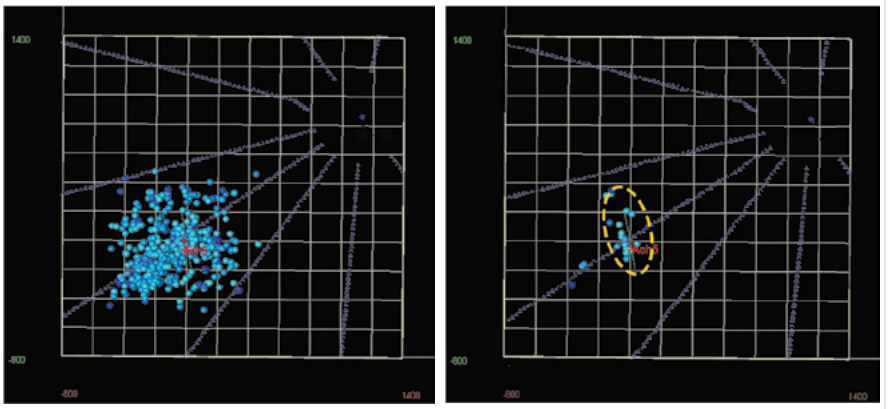


Рис. 4 — Моделирование ложных источников, вызванных вибрацией наклонной буровой колонны при закачке проппанта



а) *б)*

Рис. 5 — Фрагмент исходной карты роя эпицентров микросейсмических событий в зоне ГРП (слева) и он же после отбраковки ложных источников по критерию аномальной эффективной скорости (справа)

Рис. 6 — Блок-схемы обработки данных скважинного (слева) и наземного (справа) микросейсмического мониторинга ГРП

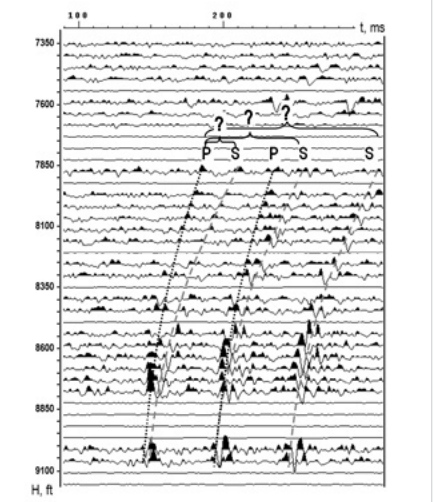
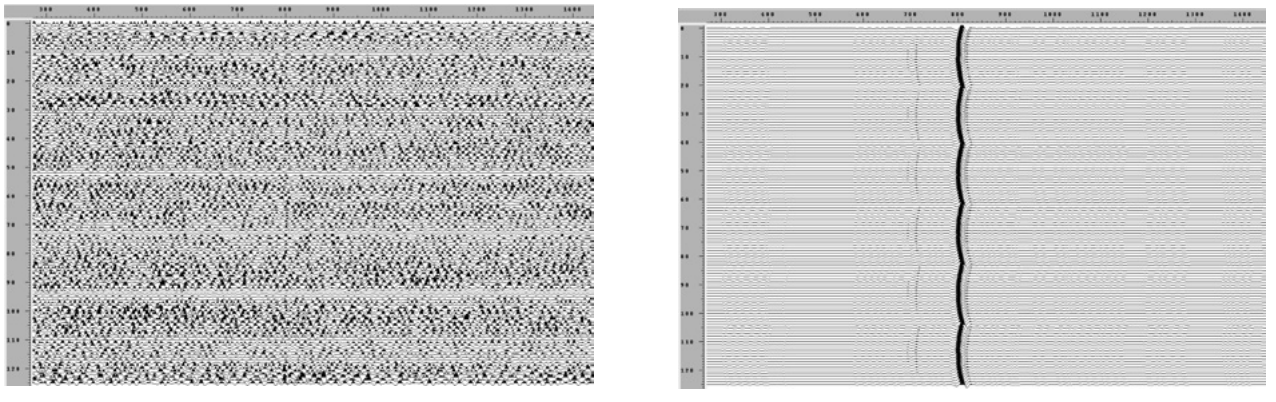


Рис. 7 — Проблемы пикинга продольных и поперечных волн от одного события при скважинных наблюдениях

ГРП на основе усовершенствованных алгоритмов источниковой томографии.

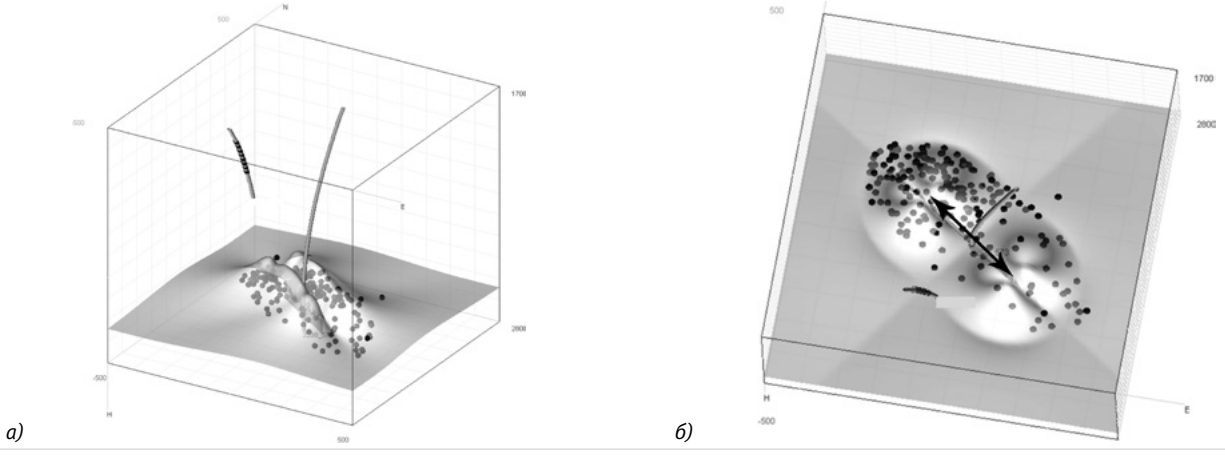
На рис. 6 приведены принципиальные блок-схемы обработки данных скважинного и наземного мониторинга. Отметим их принципиальные особенности:

1. Контроль качества данных. Для скважинных наблюдений выполняется контроль относительной динамики 3С записей, отсутствие нелинейных искажений. Для наземных наблюдений выполняется автокоррекция различий в условиях приема для различных приборов расстановки при помощи адаптивной процедуры максимизации отношения сигнал/помеха.
2. Подавление помех. Для наземных наблюдений выполняется полосовая и авторежекторная узкополосная фильтрация, для скважинных — дополнительно, вычитание волн-помех (обычно цуга падающих волн при размещении зонда выше зоны ГРП).
3. Подготовительные процедуры калибровки и настройки. Для скважинных наблюдений выполняется определение азимутальной ориентации осей 3С приборов (обычно при помощи регистрации взрывов малых зарядов в специально пробуренных мелких скважинах или при помощи поверхностных невзрывных источников). Для наземных наблюдений производится автоматическая коррекция статических поправок при помощи регистрации выстрелов перфоратора ГРП (или иного скважинного источника).
4. Авто-обнаружение событий. Для скважинных наблюдений выполняется пикинг пар P- S- волн от одного микросейсмического источника. Эта процедура иногда (при интерференции источников) сталкивается с определенными проблемами в идентификации волн (рис. 7). Детектирование событий при наземных наблюдениях выполняется при помощи веерного накапливания с семблансным взвешиванием — достаточно мощной робастной процедуры, способной надежно выделять слабые сигналы на фоне интенсивных помех (рис. 8).
5. Локализация источников событий. Для скважинных наблюдений при помощи метода Гейгера реализуется решение обратной кинематической задачи (используя разностные времена вступлений P- и S-волн и направлений прихода, оцениваемых по поляризации волн). Погрешность локализации оценивается автоматически по временным невязкам (расчетных и наблюденных времен). Локализация источников для наземных наблюдений производится на основе фокусировки поля во внутренние точки среды с расчетом магнитуд и коэффициента когерентности излучения «сембланс» (связанным с энергетическим отношением «сигнал/помеха»). При необходимости привлекаются дополнительные процедуры на основе техники высокого разрешения. Такой обработке подвергаются относительно короткие временные окна, в которых обнаружено присутствие событий. Для наземных наблюдений локализация выполняется одновременно с определением координат искомых источников и эффективных скоростей фокусировки, что дает возможность отбраковать ложные источники (по критерию аномальных скоростей) (рис. 5).
6. Уточнение размеров трещины. Для скважинных наблюдений эта процедура выполняется на основе учета напряженно-деформированного состояния среды [8, 9]. При крупномасштабных операциях ГРП (с объемом проппанта ~100 т и



а) б)

Рис. 8 — Фрагмент исходной сейсмограммы, зарегистрированной поверхностной расстановкой (наверху, вступление события показано стрелкой) и результат детектирования события при помощи веерного суммирования с сембланс-взвешиванием (внизу)



а) б)

Рис. 9 — Рой микросейсмических событий и стрессы при крупномасштабном ГРП (слева, изометрия) и вид сверху (справа). Область аномальных стрессов показана пунктирной линией, а протяженность плоскости разрыва — двунаправленной стрелкой

более) часто наблюдается размытое облако микросейсмических событий, по размерам превосходящее размеры трещинных зон (рис. 9). Т.к. сейсмическая эмиссия связана с аномальными стрессами, то соответствующий сопоставительный анализ зоны зарегистрированной эмиссии и расчетной зоны аномальных стрессов дает возможность выполнить более точное определение размеров трещинной зоны. Игнорирование этого обстоятельства может приводить к неоднозначным выводам (например, в работе [6] сделан вывод о том, что «длина трещины по данным мониторинга в 2,5 раза отличается от данных дизайна ГРП», что весьма сомнительно из-за несоответствия размеров трещины объему закачанного материала). Для наземных наблюдений уточнение горизонтальных размеров трещины ГРП осуществляется при помощи специальной статистической методики на основе модели «дипольных источников», позволяющей получить более точные оценки по сравнению с другими методиками. В отличие от модели точечных источников, для дипольных источников в качестве основных параметров определяются азимут простирания и длина базы. Т.к. наиболее интенсивные дипольные источники соответствуют расположению фокусов на краях трещины (в зонах максимальных стрессов), то это дает возможность независимой и более точной прямой оценки искомых геометрических параметров (рис. 10).

7. Определение геометрических и фильтрационных параметров трещины гидроразрыва. Характерный пример визуализации геометрии трещинной зоны показан на рис. 11. Видно, что область развития деформационного процесса существенно отличается от расчетной «эллиптической» формы и ее горизонтальные размеры меньше прогнозируемых по дизайну ГРП. Фильтрационный режим определяется по алгоритмам С. Шапиро [10, 11].
8. Динамическая визуализация образования и развития трещинной зоны гидроразрыва. Строятся AVI-фильмы, показывающие изменение трещины на различных этапах операции ГРП.

Рекомендации по применению результатов мониторинга ГРП

В результате мониторинга полученные данные могут быть использованы для:

- оценки качества выполненного ГРП и коррекции дизайна будущих ГРП;
- прогноза гидродинамической связи для соседних скважин на участке;
- повышения эффективности разработки участка месторождения посредством заложения дополнительных горизонтальных стволов с учетом направления трещины и ее асимметрии с последующим выполнением одиночного или многостадийного ГРП.

При заложении дополнительных горизонтальных стволов их азимут (отклонение от направления трещины) и длина должны определяться специалистами ГРП согласно выбранной модели трещины (продольная или поперечная, одиночная или множественная), фильтрационных параметров трещин и экономических показателей проекта.

Очевидно, выбор оптимальной технологии микросейсмического мониторинга ГРП должен определяться с учетом всех отмеченных факторов и соотношения цена-качество. Например, для глубокозалегающих целевых пластов и приоритетом задачи контроля развития трещинной зоны ГРП по высоте с целью прогноза прорыва трещины в соседние водонасыщенные горизонты целесообразно привлечь скважинную технологию, если имеются подходящие скважины-кандидаты для наблюдений. Следует отметить, что для пилотных проектов надежным решением является синхронное наблюдение в двух и более скважинах, даже если они не принадлежат старому фонду.

Если основное назначение работ заключается в решении стандартной задачи по определению простирания, размеров и в оценке фильтрационных свойств трещинной зоны ГРП, то во многих случаях оптимальным выбором является наземный мониторинг, позволяющий сэкономить существенные средства.

Итоги

Изложен опыт применения скважинного и наземного микросейсмического мониторинга, выполняемого для контроля качества операций гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Выводы

Микросейсмическая технология позволяет выполнить контроль качества выполняемых операций ГРП и тем самым повысить эффективность разработки месторождения.

Список используемой литературы

1. Maxwell S.C. and Urbancic T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field // The Leading Edge. 2001. issue 6. pp. 636–639.
2. Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. Наземный микросейсмический

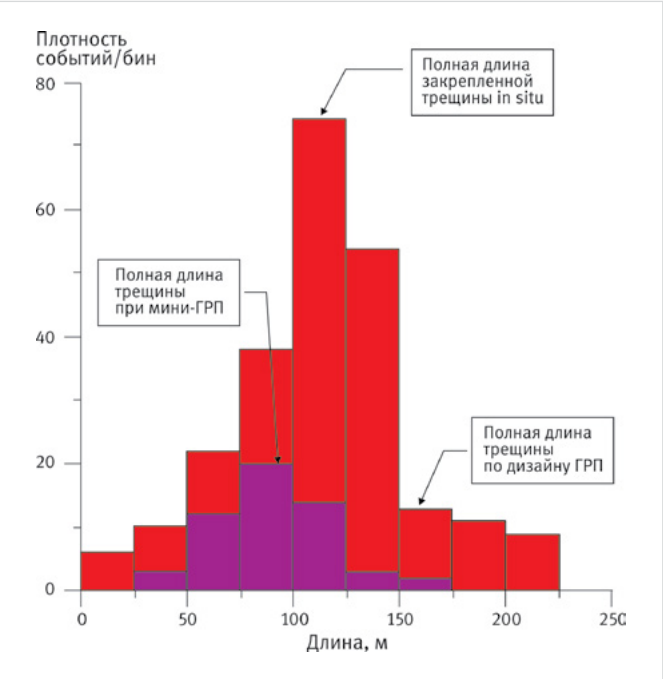


Рис. 10 — Уточнение горизонтальных размеров трещины ГРП при помощи статистического анализа на основе модели дипольных источников

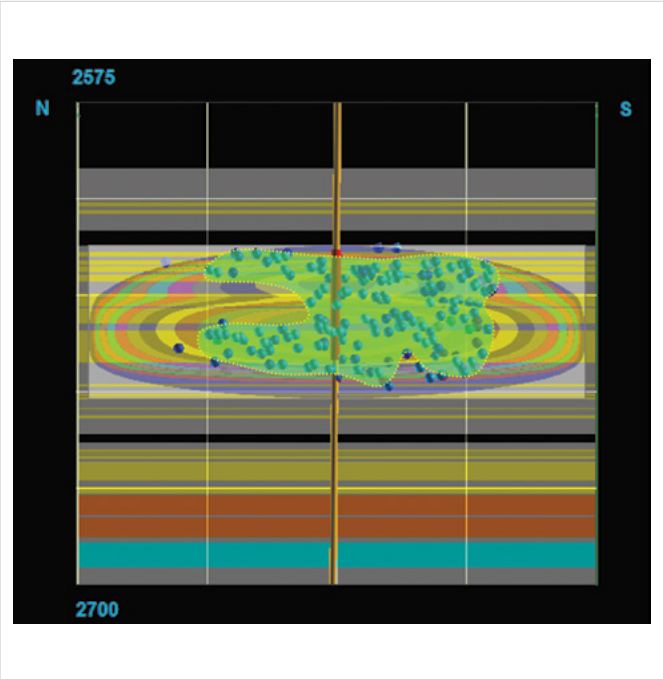


Рис. 11 — Пример визуализации фактической геометрии трещинной зоны по результатам микросейсмического мониторинга ГРП (вид сбоку). Показаны геометрия трещины по дизайну и рой микросейсмических источников в зоне ГРП (предполагаемая область развития деформационного процесса оконтурена штриховой линией)

мониторинг гидроразрыва пласта: контроль качества и перспективы // Экспозиция Нефть и Газ. №2. 2014. С. 31–34.
3. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. Т. 39. №1. С. 58–61.
4. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха // Геофизика. 2010. №1. С. 23–28.
5. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки. 2012. № 1. С. 63–66.
6. Калугин А., Казбулатов И., Рубцова А. ЛУКОЙЛ-АИК Способы контроля ГРП в Западной Сибири // ROGTEC. № 35. 2013. С. 34–37.
7. Alexandrov S.I., Gogonenkov G.N., Mishin V.A., Tessman D.J., 2003. A new processing technique for passive seismic monitoring of hydrocarbon reservoirs// SEG Moscow Workshop September 1–4, 2003, Society Of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, OS13.
8. Александров С.И.Новая методика определения геометрии гидроразрыва пласта при помощи пассивного сейсмического мониторинга // Геофизика. №6. 2009. С. 40–43.
9. Alexandrov S.I., Mishin V.A. New approach to hydraulic fracture geometry determination using passive seismic monitoring. Expanded abstracts. EAGE&SPE joint Workshop “Well Placement and Geosteering: State of the Art in Geology and Geophysics”, Moscow, 19–22 April 2011.
10. Shapiro S.E., Rothert V. Rath and J. Rindschwentner. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity // Geophysics, 2002, issue 67, pp. 212–220.
11. Shapiro S. A., C. Dinske and E. Rothert. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds // Geophysical Research Letters. 2006. issue 33. L14312.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Problems of borehole and surface microseismic hydrofrac monitoring

UDC 550.34

Authors:
Sergey I. Alexandrov — Sc.D., scientific deputy director[1]; dir@vicoseis.ru
Victor A. Mishin — Ph.D., general director[1]; dir@vicoseis.ru
Dmitry I. Burov — head of exploration geophysics[2], d.burov@gazpromgeofizika.ru

[1]Vicoseis LLC, Moscow, Russian Federation
[2]Gazprom Georesource LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract
The microseismic monitoring is an innovative geophysical technology which normally employed to determine the geometrics of a fractured zone created by hydrofrac operations. In this note emphasis is made on both technological risks and success factors of the borehole and surface microseismic monitoring techniques based on the experience in the oil-gas condensate fields in Western Siberia as well as the optimal solution is proposed subject to problems to be solved using monitoring. The paper is based on the report made by the authors in XV «Gal’perin readings 2015» conference.

Materials and methods
Hydrofrac passive seismic monitoring with borehole and surface seismic observation, microseismic monitoring, adaptive source tomography.

Results
The experience of the application of both borehole and surface microseismic monitoring performed for quality control operations for fracturing oil and gas fields in Western Siberia is outlined.

Conclusions
Microseismic technology allows estimating the quality of performed hydrofrac operation that helps to optimize the oilfield development.

Keywords
reservoir hydrofracturing,
hydrofrac geometry diagnostic visualization,
hydrofracturing technological risks,
microseismic monitoring

References
1. Maxwell S.C. and Urbancic T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field // The Leading Edge, 2001, issue 6, pp. 636–639.
2. Aleksandrov S.I., Mishin V.A., Burov D.I. *Nazemnyy mikroseysmicheskiy monitoring gidrorazryva plasta: kontrol' kachestva i perspektivy* [Surface microseismic hydrofrac monitoring: QC and more]. Exposition Oil Gas, issue 2, 2014, pp. 31–34.
3. Aleksandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V. *Sistema obrabotki dannykh passivnogo seysmicheskogo monitoringa GRP* [The gydrofrac monitoring data processing system]. *Pribory i sistemy razvedochnoy geofiziki*, 2012, vol. 39, issue 1, pp. 58–61.
4. Aleksandrov S.I., Bandov V.P., Gogonenkov G.N. *Kontrol' geometrii gidrorazryva plasta pri pomoshchi skvazhinnogo mikroseysmicheskogo monitoringa. Tekhnologicheskie riski i faktory uspekha* [Hydrofrac geometry monitoring by downhole microseismic. Risks and successes]. *Geofizika*, 2010, issue 1, pp. 23–28.
5. Burov D.I., Kusevich A.V. *Praktika primeneniya seysmomonitoringa gidrorazryva plasta* [The hydrofrac monitoring seismic monitoring practice]. *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2012, issue 1, pp. 63–66.
6. Kalugin A., Kazbulatov I., Rubtsova A. *LUKOYL-AIK Sposoby kontrolya GRP v Zapadnoy Sibiri* [Lukoil-AIK. Control methods the hydraulic fracturing in Westrem Siberia]. ROGTEC, issue 35, 2013, pp.34–37.
7. Alexandrov S.I., Gogonenkov G.N., Mishin V.A., Tessman D.J., 2003. A new processing technique for passive seismic monitoring of hydrocarbon reservoirs// SEG Moscow Workshop September 1–4, 2003, Society Of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, OS13.
8. Aleksandrov S.I. *Novaya metodika opredeleniya geometrii gidrorazryva plasta pri pomoshchi passivnogo seysmicheskogo monitoringa* [New technique of hydrofrac geometry determination using passive seismic monitoring]. *Geofizika*, issue 6, 2009, pp. 40–43.
9. Alexandrov S.I., Mishin V.A. New approach to hydraulic fracture geometry determination using passive seismic monitoring. Expanded abstracts. EAGE&SPE joint Workshop “Well Placement and Geosteering: State of the Art in Geology and Geophysics”, Moscow, 19–22 April 2011.
10. Shapiro S.E., Rothert V. Rath and J. Rindschwentner. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity // Geophysics, 2002, issue 67, pp. 212–220.
11. Shapiro S. A., C. Dinske and E. Rothert Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds // Geophysical Research Letters, 2006, issue 33, L14312.

УДК 550.3

Использование распределенных акустических сейсмических систем при скважинных ВСП

М.Б. Шнеерсон
д.т.н., профессор[1]
shneer@bk.ru

[1]МГРИ – РГГРУ, Москва, Россия

Использование распределенных акустических приемных систем (distributed acoustic sensing, DAS) в сейсморазведке основывается на том, что под действием внешних волновых нагрузок на кабель происходит его деформация, которая приводит к изменению разностей времен и фаз между исходным и вторичными, рассеянными волновыми импульсами, что и определяет возможность определения по ним положения деформированных по глубине точек.

Материалы и методы
Сравнение сейсмических материалов, полученных с новыми и стандартными приемными системами.

Ключевые слова
сейсморазведка, ВСП, распределенные оптико-волоконные приемные системы

Принцип действия распределенных акустических систем и результаты их методического и опытно-производственного опробования изложены в ряде работ и докладов, представленных на международных конференциях и симпозиумах [1–6]. В них рассмотрены особенности приема и регистрации переменных динамических нагрузок оптико-волоконными системами, показана на конкретных примерах практическая идентичность волновых полей, зарегистрированных стандартными сейсмоприемниками и распределенными акустическими системами, а также приведены результаты их практического применения в различных районах и условиях. Ознакомление с этими материалами представляет определенный интерес, т.к. позволяет достаточно полно оценить достоинства и ограничения этих систем и перспективы их развития и промышленного использования

Изложению этих вопросов и посвящена настоящая статья.

1. Распределенные оптико-волоконные системы как приемники сейсмических волн

Используемые в сейсморазведке распределенные акустические системы предусматривают подачу луча лазера в опущенный в скважину оптико-волоконный кабель и измерение амплитуд и фаз рассеянных волн, образовавшихся на его мелких неоднородностях и распространяющихся от них в прямом и обратном направлениях. При этом часть светового потока возвращается к датчику-излучателю. Измерение задержек времени между моментами излучения и приема колебаний и разностей фаз между ними позволяет определить положения точек рассеяния вдоль оптико-волоконного кабеля, длина которого может достигать 10 и более км. Обычно расстояние между этими точками составляет около 1 м, что и определяет разрешенность получаемых данных. Поскольку доля возвращающегося света очень небольшая, то для получения приемлемого отношения ысигнал/шум необходимо использование различных способов повышения этого отношения, например, использование нескольких линий или увеличение до нескольких минут длительности измерений. Возможность использования оптико-волоконных приемных систем в сейсморазведке основывается на том, что под действием внешних волновых нагрузок, подходящих к кабелю, происходит его деформация, которая фиксируется чувствительной приемной системой по изменению характера рассеянных волн, что и позволяет по разности времен и фаз между исходным и вторичными волновыми импульсами определять их положение по глубине. Высокая скорость световых волн позволяет практически непрерывно фиксировать положение подходящих к скважине волновых фронтов, т.е. волоконно-оптические распределенные акустические приемные системы аналогичны большой гирлянде сейсмоприемников, но принципиально отличаются от них тем, что, как было отмечено ранее, не требуют остановки скважины и размещения в ней дополнительного оборудования. При этом следует иметь ввиду, что если стандартные приемные устройства позволяют измерять три компоненты волнового поля, то оптико-волоконные — только одну в зависимости от угла между ними и направлением распространения волны. Другой особенностью этих систем является то, что областью приема данных является не одна точка, как в стандартных сейсмоприемниках, а некоторый интервал — секция оптико-волоконного кабеля «длина датчика, gauge length», относительная протяженность которого определяет форму регистрируемого импульса и его интенсивность [2]. При этом, если длина датчика меньше распространяющейся длины волны, то волновой импульс имеет простую форму с одним максимумом, в противном случае, когда длина датчика превышает длину волны — импульс имеет двугорбный характер, что показано на рис. 1. Т.е. при уменьшении области измерения повышается разрешенность записей, но снижается амплитуда сигнала, и, наоборот, увеличение области приема ухудшает разрешенность и повышает уровень записей. Этим определяется значимость этого параметра приема и необходимость его выбора в зависимости от решаемых и условий проведения работ. По приведенным в [2] оценкам оптимальная «длина датчика» лежит в пределах от 0,3 до 0,6 длины волны.

Практика применения распределенных акустических систем для регистрации волн в скважинах показывает, что контакт кабеля с обсадной, эксплуатационной или инжекторной трубами должен быть достаточно надежным т.к. может оказывать существенное влияние на качество получаемых материалов. В общем случае возможно размещение оптико-волоконного кабеля в обсадной колонне или прикрепление его к эксплуатационной или нагнетательной трубам. Каждый из этих

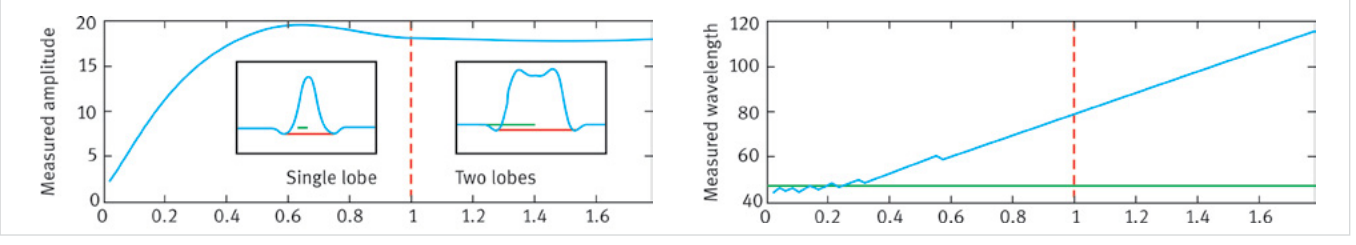


Рис. 1 — Зависимость формы импульса от отношения длительности интервала измерения к длине волны: слева отношение меньше, а справа больше единицы

способов имеет свои положительные и отрицательные стороны. Так, например, помещение кабеля в трубы позволяет менять его, но может приводить к снижению качества получаемых записей при ухудшении контакта кабеля с трубой и др. Закрепление кабеля в обсадной колонне позволяет получить более однородные и качественные материалы, но требует значительных затрат времени и средств при необходимости его замены. Особенности сейсмических материалов, получаемых при этих двух способах размещения распределенных приемных устройств, рассмотрены в работе [2] на примере анализа параметров волн, полученных при пространственных наблюдениях ВСП в глубокой скважине, верхняя часть которой имела наклон порядка 9°, а нижняя часть была практически вертикальна, с углом наклона менее 2°. Анализ материалов, полученных при размещении кабеля в обсадке и в трубе, показал, что в верхней, наклонной части скважины, записи практически идентичны, а на глубине — записи от кабеля в трубе осложнены звоном. Аналогичные результаты были получены и при оценке уровня помех и отношения сигнал/помеха: размещение кабеля в трубе приводит к получению более шумных волновых полей, который хорошо коррелируется с углом наклона скважины (рис. 2). Чем больше наклон скважины, тем он меньше влияет на качество материалов и уровень помех. Этому результату дано следующее объяснение. В наклонных скважинах (угол наклона 9° и более от вертикали) труба под действием силы тяжести прижата к обсадной колонне и получаемые записи по полезным волнам и помехам идентичны, и в этом случае предпочтительней прикрепление кабеля к колонне. На вертикальных участках скважин (угол наклона от вертикали менее 2°) контакт трубы и колонны ослабевает, труба свободна и может вести себя, как вибрирующая струна, что и приводит к появлению сильного звона, который может быть уменьшен путем жесткого закрепления кабеля в трубе. Другой возможный способ снижение уровня звона — применение деревербционного фильтра. Важность обеспечения хорошего контакта со стенками скважины показана в работе [3]. При опробовании оптико-волнового кабеля при наблюдениях ВСП возникла такая необходимость, т.к. скважина была вертикальной и при полном натяжении кабеля на записях доминировали резонансные помехи, которые полностью перекрывали вступления продольных волн. Причиной этого был плохой контакт кабеля со стенками скважины. Последовательное ослабление натяжения кабеля привело к его провисанию, улучшению его контакта со средой, повышению качества записей и уверенному выделению и прослеживанию волн в первых вступлениях по всему стволу скважины.

2. Сопоставление волновых полей, полученных распределенными акустическими системами и стандартными приемными устройствами

Использованию в сейсморазведке распределенных оптико-волоконных приемных систем предшествовали эксперименты по сравнению качества и полноты материалов, получаемых с ними и со стандартными сейсмоприемниками, основные результаты которых изложены в ряде работ [4–6]. В целом, они оказались успешными, поскольку показали возможность получения идентичных по характеру исходных сейсмограмм и конечных построений, получаемых с новыми и стандартными приемными устройствами. В [4] приведены результаты одновременной регистрации волн волоконно-оптическими системами, закрепленными в обсадке скважины системами и гирляндой сейсмоприемников в диапазоне глубин 1470–2355 м. При этом расстояния между сейсмоприемниками были равны 15 м, а интервал дискретизации записей распределенных систем составлял 1–2 м. На рис. 3 приведены вертикальные монтажи Р-волн, полученные оптико-волоконной системой (слева) и сейсмоприемниками (справа), которые иллюстрируют идентичность полученных материалов. В [5] приведены результаты опробования в скважине оптико-волоконной системы, состоящей из последовательности трехкомпонентных (x, y, z) интерферометров, и сравнения ее с вертикальной расстановкой стандартных сейсмоприемников. Для получения сопоставимых результатов была изготовлена гирлянда приборов, в которой 20 интерферометров, образующих оптико-волоконную, многоканальную приемную систему и 24 сейсмоприемника располагались вперемежку друг за другом с шагом 25 футов, образуя единую скважинную косу. Колебания частотой 10–180 Гц и длительностью 20 с возбуждались вибратором, регистрировались и обрабатывались. Обработка материалов предусматривала корреляцию вибрационных записей, получение и анализ волновых полей и амплитудно-частотных спектров зарегистрированных волн. На рис. 4 приведены полученные материалы, сопоставление которых показывает их практическую идентичность. Пример хорошего совпадения материалов наземной съемки и пространственных наблюдений ВСП с оптико-волоконными приемными системами приведен в работе [6]. Последние были выполнены на подземном газохранилище CO_2 по системе наблюдений, предусматривающей последовательное возбуждение колебаний частотой 7–120 Гц и длительностью 50 с в 24 точках, образующих нерегулярную систему, и одновременную регистрацию волн в четырех близко расположенных контрольных скважинах, в обсадку которых были вмонтированы приемные системы на основе оптико-волоконного кабеля. Синхронное накопление сигналов и корреляция виброграмм позволили получить материалы с хорошим отношением сигнал/помеха.

3. Примеры применения оптико-волоконных систем

Положительные результаты работ по сопоставлению полевых сейсмических материалов, полученных с распределенными

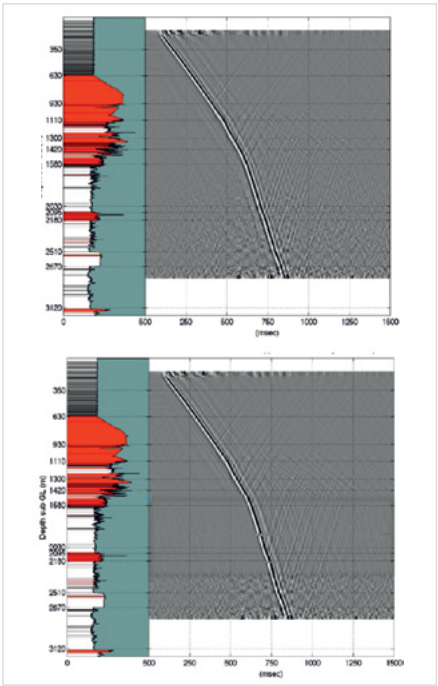


Рис. 3 — Записи Р-волн, полученные распределенной системой (сверху) и стандартными сейсмоприемниками (снизу)

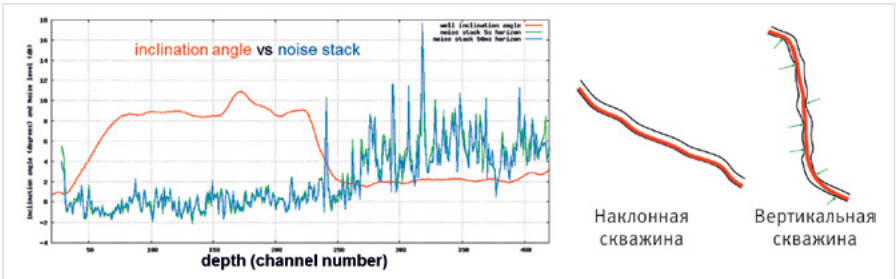


Рис. 2 — Корреляция уровня помех (синяя кривая) с наклоном скважины (красная кривая) при размещении кабеля в трубе, справа — характер контакты кабеля с трубой в наклонной (слева) и вертикальное (справа) скважинах

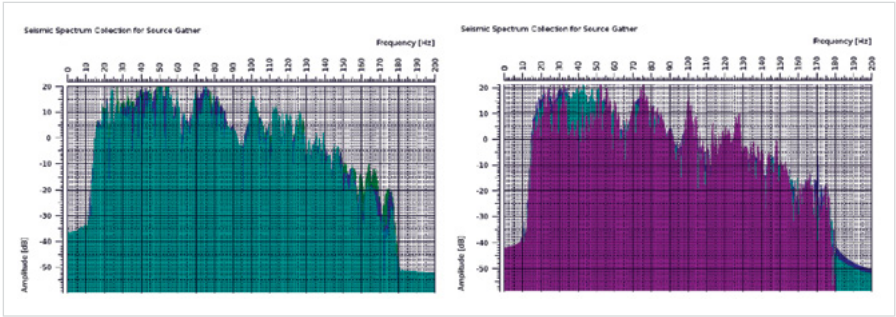


Рис. 4 — Аплитудные спектры, рассчитанные по записям оптико-волоконными (слева) и приборами и сейсмоприемниками (справа)

акустическими и стандартными для сейсморазведки приемными системами колебаний, послужили основанием для применения оптико-волоконных кабелей для решения практических задач. В [7] приведены результаты пространственных наблюдений 3D ВСП, проведенных одновременно в двух инжекторных скважинах на глубоководном нефтяном месторождении. Оптико-волоконные кабели были прикреплены к обсадке скважин, перекрывали их всю глубину и были первоначально предназначены для контроля за давлением и температурой. Ранее они не использовались для приема сейсмических колебаний. Возбуждение волн проводилось стандартными пневмопушками, по системе наблюдений, позволяющей получить объемное изображение околоскважинного пространства. В результате были получены материалы хорошего качества, но с несколько более зашумленными записями на небольших глубинах в скважинах. Применение соответствующих способов повышения отношения сигнал/помеха позволили выделить на сейсмограммах первые и последующие вступления волн, в том числе отраженных и кратных, образованных на границе вода-воздух. Положительные результаты выполненных нестандартных работ отражают значимость и перспективы применения оптико-волоконной техники при работах по ВСП, т.к. только с ней оказалось возможным проведение необходимых наблюдений в инжекторных скважинах.

Распределенные акустические системы перспективны и при наземных сейсмических съемках. На это указывают сейсмические материалы, приведенные в [8]. В работе приведены результаты полевого эксперимента по сравнению записей, зарегистрированных погруженными на небольшую глубину и распределенными по линии профиля оптико-акустическими датчиками (DAS) и 3С сейсмоприемниками на площади Daly в Канаде. На тех и других сейсмограммах выделяются и прослеживаются отраженные и преломленные волны в первых и последующих вступлениях, отражающие общий идентичный характер наблюдаемой волновой картины. Наряду с полезными волнами, на сейсмограммах присутствуют помехи, уровень которых выше на новых приборах, что привело к получению более низких отношений сигнал/помеха. Тем не менее, полученные в небольшом объеме сравнительные полевые материалы, позволяют положительно оценить перспективы применения распределенных оптико-волоконных систем в наземной сейсморазведке.

Итоги

Распределенные системы обеспечивают одновременный прием и регистрацию волн по всей длине опущенного в скважину кабеля без остановки бурения, и они не чувствительны к внешним электрическим и магнитным полям. Оказалось успешным опробование акустических систем и при наземных сейсмических съемках. В статье по материалам зарубежных публикаций приведены результаты применения в сейсморазведке оптико-волоконных распределенных систем.

Выводы

Обзор публикаций по применению распределенных акустических систем на основе оптико-волоконной техники показал следующее:

- возможность получения идентичных по качеству исходных сейсмограмм и конечных результатов, получаемых с новыми и стандартными приемными комплексами;
- существенное упрощение технологии проведении работ и снижение их стоимости за счет одновременного приема колебаний по всей длине кабеля и исключения необходимости применения перемещаемых по стволу скважины одиночных или гирлянд сейсмоприемников;
- большие перспективы новых приемных систем при проведении скважинных одномерных наблюдений, пространственных съемок 3D ВСП и других видов работ.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Distributed acoustic seismic systems and their perspectives in VSP

UDC 550.3

Authors:
Mikhail B. Shneerson — Sc. D., professor[1]; shneer@bk.ru

[1]MGPI – RSGGY, Moscow, Russian Federation

Abstract

Distributed acoustic sensing (DAS) are systems that use optical fiber cable as a sensor for acoustic signals. Coherent laser pulses are launched into the fiber to measure amplitudes and phases of backscatter waves with time. An acoustic signal, which is coupled by friction or pressure to the optical fiber, induces dynamic strain changes along the cable. These strain changes lead to small displacements of the scattering elements and therefore to variations of the relative phases of the backscattered waves. The fiber behaves as a series of interferometers whose output is sensitive to small changes of the strain along its length.

Materials and metods

Comparison seismic data from uniform geophones and DGS systems.

Conclusions

DAS systems designed for seismic measurements offer the possibility to record and process this optoelectronic signal in a manner that establishes a linear relationship to the time dependent local strain. In order to record the ground motion not only in space but also in time, snapshots of the wave field are created, by repeatedly firing laser pulses into the fiber at sampling frequencies much higher than seismic frequencies.

Results

Review of publications about DAS application revealed next points:

- a possibility of obtaining results which quality identic to original seismograms, obtained with the new and standard receiving stations;
- technology of work is simplified and reduced the cost due to the simultaneous reception of vibrations along the entire length of the cable and eliminating the need to use relocatable on wellbore single or strings of geophones;
- great prospects of new sending systems during conducting univariate observation, 3D acquisitions and other works.

Keywords

seismic prospecting, VSP, distributed acoustic sensing (DAS)

References

1. K. N. Madsen, M. Thompson, T. Parker, D. Finfer. A VSP field trial using distributed acoustic sensing in a producing well in the North Sea, First Break, 2013, Vol. 31, issue 11, pp. 51–56.
2. C. Didraga. DAS VSP recorded simultaneously in cemented and tubing Installed fiber optic cables, SEG Expanded Abstracts, Madrid. 2015.
3. A.H. Hartog, B. Frignet. Multi-offset vertical seismic profile acquisition with hybrid optical-electrical wireline cable, EAGE Expanded Abstracts, Amsterdam, 2014.
4. T. M. Daley, D. White, D. E. Miller, M. Robertson, B. M. Freifeld, F. Herkenhoff, J. Cock. Simultaneous acquisition of distributed acoustic sensing VSP with multi-mode and single mode fiber optic cables and 3-component geophones at the aquistore CO2 storage site, SEG Expanded Abstracts, Denver, 2014.
5. M. Karrenbach, V. Yartsev, M. Emuh, E. Hardin, L. LaFlame, S. Cole, A.Chavarria. Field testing a three-component fiber-optic borehole seismic Sensor array, SEG Expanded Abstracts, Denver, 2014.
6. J. Gotz, S. Luth, J. Henninges, T. Reinsch. Using a fiber optic cable as distributed acoustic sensor foe VSP at the Ketzin CO_2 storage site, EAGE Expanded Abstracts, Madrid, 2015.
7. A. Mateeva, J. Mestayer, Z. Yang, J. Lopez, P. Will, J. Roy, T. Bown. Dual-Well 3D VSP in Deepwater Made Possible by DAS, SEG Expanded Abstracts, Houston, 2013.
8. R. Kendall, A comparison of trenched distributed acoustic sensing DAS to trenched and surface 3C geophones Daly, Manitoba, Canada, EAGE Expanded Abstracts, Amsterdam, 2014.

УДК 621.65/621.69

Новые направления в развитии винтовых мультифазных насосов

Д.А. Голдобин
к. т. н, руководитель группы по мультифазным насосным установкам
dgoldobin@integra.ru

Ю.А. Коротаев
д.т.н., главный научный сотрудник службы главного конструктора
ykorotaev@integra.ru

Н.Ю. Мялицин
главный конструктор
nmyalitsin@integra.ru

А.Ю. Субботин
руководитель проектов по мультифазным насосным установкам
asubbotin@integra.ru

Изложены результаты анализа факторов, влияющих на показатели энергетических характеристик и срок службы мультифазных винтовых насосов. Дано описание новой конструкции резинометаллического статора, армированного металлическими вкладышами, карданного вала и устройства для защиты насосной секции с резинометаллическим статором от негативного воздействия газа при перекачивании среды с низкой долей жидкой фазы или при полном отсутствии жидкой фазы «сухой ход».

Материалы и методы
На основе многолетнего опыта проектирования, изготовления и эксплуатации винтовых насосов и винтовых забойных двигателей выбраны основные направления совершенствования мультифазных винтовых насосов для перекачки нефте-водо-газовых смесей.

Ключевые слова
мультифазный винтовой насос, конструкция, технология, производительность, давление, армированный статор, карданный вал, шарнир, устройство защиты от газа

ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» является ведущей организацией в России по разработке, производству и сервису винтовых забойных двигателей, винтовых погружных и винтовых мультифазных насосов с многозаходными рабочими органами [1, 2]. Система менеджмента качества сертифицирована Американским нефтяным институтом API на соответствие стандартам ISO 9001:2008, ISO/TS 29001, API спецификации Q1.

В 2012 году ООО «ВНИИБТ Буровой инструмент» приступил к разработке и производству нового поколения мультифазных винтовых насосных установок для перекачки водно-газо-нефтяных смесей (рис. 1). Установки позволяют перекачивать всю скважинную продукцию (нефть, вода, попутный газ) напрямую на УППН, минуя ДНС, и с высокой эффективностью производить закачку водных и водно-газовых смесей в систему поддержания пластового давления в системах адресной закачки в нагнетательные скважины. Отличительной особенностью новых мультифазных винтовых насосов является увеличенная производительность и долговечность.

Технические характеристики новых винтовых мультифазных насосов и характеристики винтовых мультифазных насосов, производимых зарубежными и российскими конкурентами, приведены в таб. 1.

С 2013 года новые установки начали поставляться в различные регионы, в том числе в страны СНГ — Казахстан и Узбекистан (рис. 2).

В сентябре 2015 года мультифазные насосные установки У1НВ1-268.3.035.4000 введены в эксплуатацию в Республике Татарстан для перекачки высоковязкой нефти (рис. 3). Особенностью эксплуатации данных установок является то, что температура перекачиваемой среды составляет 100...120 °С.

Показатели энергетических характеристик мультифазного насоса зависят от выбора геометрических параметров винтовой насосной секции, включающей статор и ротор. Для увеличения рабочего объема и производительности винтовых насосных секций в новых мультифазных насосах увеличены диаметральные размеры статора и ротора, межосевое расстояние и высота зубьев. Кинематическое отношение винтовой насосной секции принято равным 3/4 или 4/5. За счет увеличения рабочего объема снижена частота вращения ротора, что позволило уменьшить негативное влияние от действия центробежных сил, возникающих при планетарном движении ротора, и повысить долговечность насосной секции.

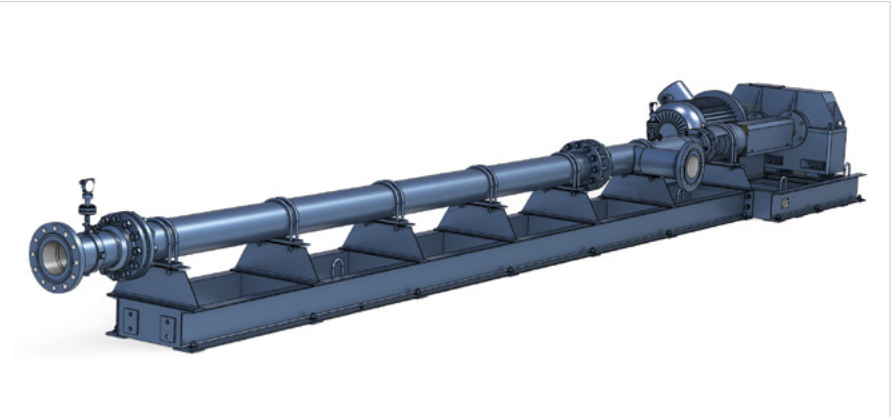


Рис. 1 — Общий вид винтовой мультифазной установки

Производитель, страна	Марка насоса	Производительность, м³/час	Давление, атм	Потребляемая мощность,кВт
NETZSH, Германия	NM 125 NM 148	10–120 20–250	1-48 1-36	12-180 15-150
Перминжиниринг Групп, Россия	BH1.75/32	75	32	110
ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент», Россия	У1НВ1-240. 4.04.1500	10–60	40	110
	У1НВ1-240. 3.03.1600	20–75	30	132
	У1НВ1-240. 3.04.1500	25–85	40	160
	У1НВ1-268. 3.025.2700	30–150	25	200
	У1НВ1-268.3.025.4500	40–190	25	250
	У1НВ1-268.3.035.4000	30–170	35	315
	У1НВ1-268.3.02.6000	50–250	20	315

Таб. 1 — Характеристики винтовых мультифазных насосов

Требуемое давление на выходе из насоса достигается за счет увеличения длины зубчатых поверхностей статора и ротора (до 6000 мм). Здесь следует отметить, что изготовление новых винтовых насосных секций стало возможным благодаря проведенному в ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» техническому перевооружению производственных мощностей и освоению технологии зубообработки роторов и сердечников пресс-форм статоров с высотой зубьев 15–30 мм и длиной зубчатых поверхностей до 7000 мм на станках с ЧПУ фирмы «Weingartner» (Австрия) и технологии заливки статоров резиновой смесью на литьевой машине «Desma» (Германия).

Выбор эластомера для обкладки статоров является одним из наиболее важных вопросов при разработке винтовых мультифазных насосов. В последние годы для заливки статоров винтовых мультифазных насосах используется резина фирмы «Крайбург» (Германия). Использование импортной резины позволило значительно повысить срок службы резинометаллических статоров и насосных секций. ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» также занимается исследованием и разработкой новых эластомеров.

Для этих целей создана специальная лаборатория, оснащенная самым современным оборудованием от мировых лидеров: Prescott, Brabender, Hegewald&Peschke. В лаборатории проводится входной контроль резиновых смесей, клеев и других материалов, изучаются динамические свойства резины, проводятся испытания резины и образцов статоров в условиях, имитирующих условия эксплуатации. С целью повышения долговечности и надежности статоров насосных секций, в лаборатории подбираются резиновые смеси для специфических условий эксплуатаций и производится разработка новых рецептур резиновых смесей.

Резиновая обкладка стандартного статора работает при больших контактных и гидростатических давлениях, а также большой частоте нагружения. Из-за больших перепадов давлений резиновые зубья статора претерпевают циклические деформации, в результате чего происходит внутренний разогрев резины. Разогрев резины ухудшает её физико-механические и упруго-эластичные свойства, приводит к снижению прочности и долговечности. Перегрев резинового зуба статора может привести к термическому разрушению эластомера и снижению срока службы статора.

При работе мультифазного насоса крутящий момент от ротора передается на статор. Резиновые зубья статора изгибаются, что приводит к утечкам перекачиваемой жидкости и снижению производительности насоса и развиваемого давления.

Повысить производительность и давление, развиваемое винтовым мультифазным насосом, можно за счет армирования резиновых зубьев статора, которое заключатся в изготовлении корпуса статора с внутренними металлическими зубьями с последующим их обрезиниванием. Армирование позволяет увеличить изгибную жесткость резиновых зубьев статора, а также повысить его долговечность за счет лучшего теплоотвода и увеличения усталостной выносливости зубьев.

При увеличенной жесткости винтовой зуб статора имеет значительно меньший изгиб, уменьшаются утечки рабочей жидкости из камер высокого давления в камеры низкого давления. За счет этого снижаются объемные потери, увеличивается производительность мультифазного насоса и допускаемый межвитковый перепад давления.

Существуют различные способы изготовления корпуса статора с внутренними винтовыми зубьями:

- электрохимическое выжигание внутренней поверхности металлической заготовки или ковка трубной металлической заготовки на винтовом сердечнике;
- литье металла в полость между корпусом и винтовым сердечником;
- установка в цилиндрический корпус набора металлических пластин, сегментов с вырезанным профилем, литых или кованых вкладышей с внутренней винтовой поверхностью.

Изготовление корпуса статора с внутренними винтовыми зубьями с использованием литых металлических вкладышей, на наш взгляд является наиболее предпочтительным способом армирования статора мультифазного насоса с точки зрения упрощения технологии изготовления и снижения себестоимости изготовления армированного статора.

С целью повышения производительности и развиваемого давления выпускаемых

Рис. 2 — Мультифазные винтовые насосные установки У1НВ1-240.3.04.1500 в Казахстане

Рис. 3 — Мультифазные винтовые насосные установки У1НВ1-268.3.035.4000 в Республике Татарстан на пусконаладочных работах

Рис. 4 — Заливка статора резиновой смесью на литьевой машине «Desma»

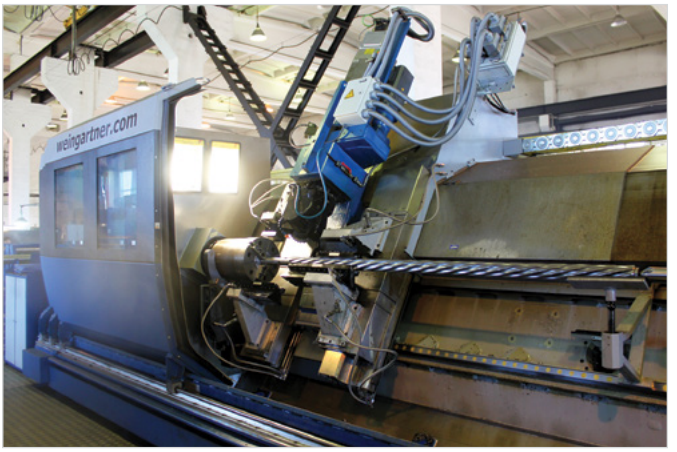


Рис. 5 — Нарезание зубьев роторов на станке с ЧПУ фирмы «Weingartner»

винтовых мультифазных насосов ООО «ВНИИБТ Буровой инструмент» начал опытные работы по разработке, изготовлению и испытаниям винтовой насосной секции мультифазного насоса в габарите 240 мм со статором, армированным литыми металлическими вкладышами. Основные геометрические параметры армированного статора: диаметр по впадинам зубьев — 178 мм, высота зубьев — 28 мм, осевой шаг зубьев — 185 мм, толщина резиновой обкладки во впадинах зубьев — 6 мм, на вершинах зубьев 12 мм. Для армирования статора были отлиты и обработаны 9 вкладышей с наружным диаметром 200 мм и длиной от 490 до 630 мм. Общая длина всех 9 вкладышей, установленных последовательно друг за другом и приклеенных к внутренней поверхности остова статора, составляет 4984 мм. Фотография трех литых вкладышей приведена на рис. 6.

В настоящее время завершается изготовление армированного статора и ротора винтовой насосной секции мультифазного насоса, после чего будут проведены стендовые и промысловые испытания.

Увеличение межосевого расстояния и высоты зубьев новых винтовых мультифазных насосов повышенной производительности привело к необходимости разработки новых конструкций карданных валов для передачи крутящего момента от вала шпинделя к планетарно вращающемуся ротору. Ранее для передачи крутящего момента от ротора к шпинделю использовались торсионные валы. Практика показала, что использование торсионных валов в винтовых мультифазных насосах с большим межосевым расстоянием статора и ротора приводит к значительному снижению долговечности торцевого уплотнения шпинделя, а также увеличению длины и себестоимости изготовления мультифазной установки.

Разработана новая конструкция карданного вала винтового мультифазного насоса [3], который содержит два маслонаполненных шарнира, соединенных между собой валом и конусными соединениями, а также манжету из резины, закрепленную на шарнирах при помощи хомутов. Каждый шарнир карданного вала содержит обойму с глухим осевым отверстием, подпятник со сферическим дном и вал с упорной сферической поверхностью, взаимодействующей со сферическим дном подпятника. В обойме каждого шарнира выполнены две внутренние продольные канавки в виде шпоночного паза. Крутящий момент от вала к обойме передается при помощи двух пальцев. Один конец пальцев выполнен цилиндрическим с возможностью поворота вокруг своей оси. Другой конец пальцев выполнен в виде шпонки и имеет плоские стороны скольжения, которые контактируют с плоскостями скольжения боковых стенок продольных канавок обоймы. Новая конструкция карданного вала используется в винтовых мультифазных насосах с мощностью привода до 160 кВт. В насосах с мощностью привода более 160 кВт используются маслонаполненные карданные валы с шарниром Гука. Использование карданных валов позволило улучшить работу торцевых уплотнений и радиальных подшипников шпинделя, увеличить передаваемый крутящий момент и повысить срок службы мультифазных насосов.

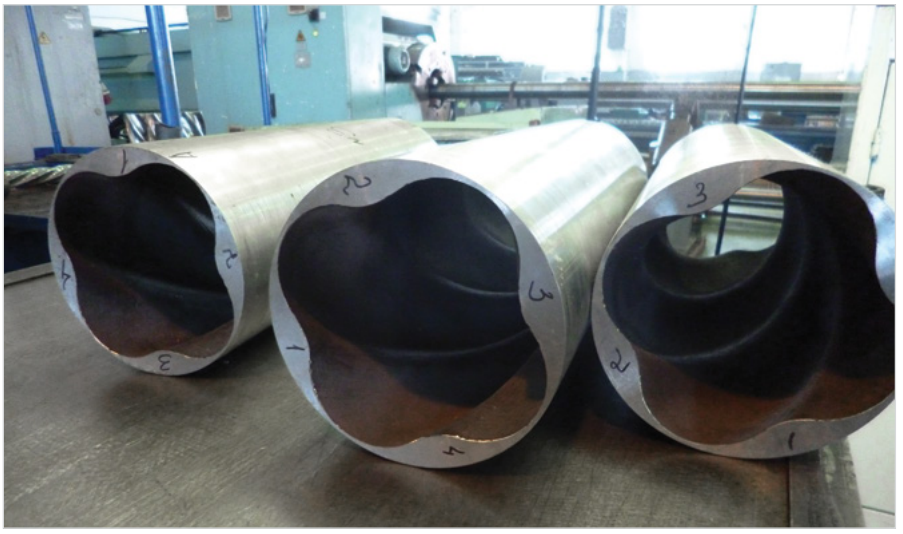


Рис. 6 — Литые вкладыши для армирования статора

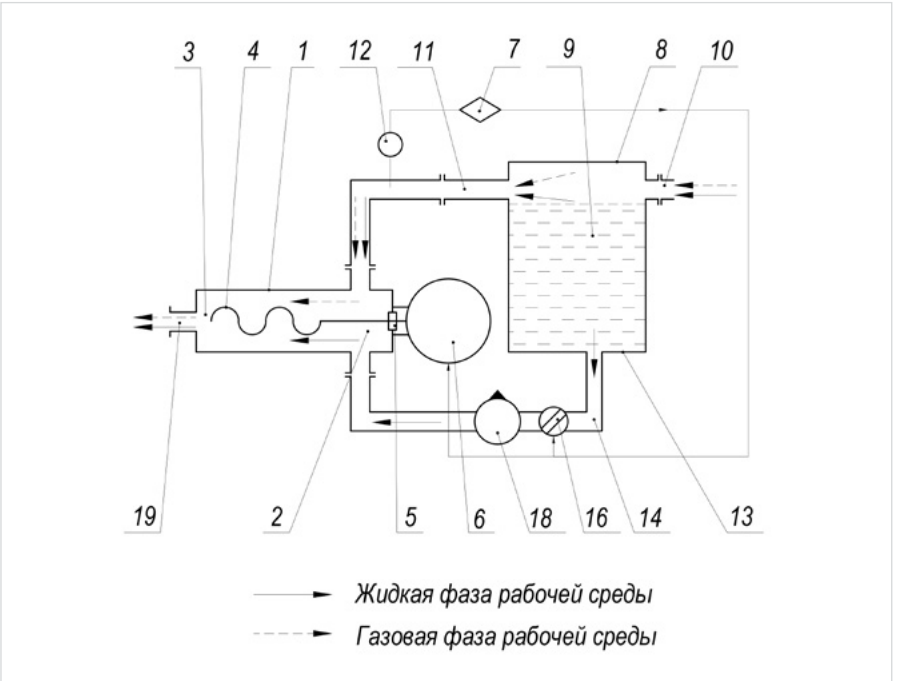


Рис. 7 — Схема защиты установки от негативного воздействия высокой доли газовой фазы

Длительная работа установки при перекачивании среды с низкой долей жидкой фазы или при полном отсутствии жидкой фазы «сухой ход» является недопустимым. При таком режиме работы смазка, образованная жидкой фазой перекачиваемой рабочей среды, выносится из зоны трения зубьев статора и ротора, что ведет к разогреву и разрушению резиновой обкладки статора. Поэтому, если установка перекачивает газоводонефтяные смеси с содержанием газовой фазы более 80% и кратковременно работает при полном отсутствии жидкой фазы, необходимо использовать устройства защиты от газа. В ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» разработано два варианта устройства защиты установки от негативного воздействия высокой доли газовой фазы [4, 5]. Схема одного из вариантов защиты показана на рис. 7.

Устройство защиты содержит резервуар 8 с резервным объемом жидкой фазы рабочей среды 9. Резервуар 8 содержит входную линию 10 и выходную линию 11 для подвода и отвода рабочей среды. Выходная линия 11 со встроенным в нее датчиком жидкой фазы 12 связана с всасывающей полостью 2 насоса 1 и располагается на таком расстоянии от нижней части 13 резервуара 8, чтобы объем резервной жидкости 9 составлял не менее 2/3 всего объема резервуара.

Резервный объем жидкости должен быть таким, чтобы обеспечивалась непрерывная циркуляция дополнительно подаваемого потока жидкости. От нижней части 13 резервуара 8 отходит перепускная линия 14, в которую встроены насос малой производительности 18 и клапан 16. Блок управления 7 связан с датчиком жидкой фазы 12, приводом 6 и клапаном 16.

Рабочая среда 9 по трубопроводу 10 поступает в резервуар 8, где за счет сил гравитации, а также изменения скорости и направления движения происходит ее разделение на жидкую и газовую фазы. В результате в нижней части 13 резервуара 8 собирается резервный объем жидкой фазы рабочей среды 9.

При достижении требуемого резервного объема жидкой фазы 2 излишки жидкой и газовой фазы поступают в выходную линию 11, в которой установлен датчик жидкой фазы 12 и далее поступают во всасывающую полость 2 насоса 1, где рабочие органы 4 перемещают рабочую среду в нагнетательную полость 3 и затем выводят ее из насоса 1 через трубопровод 19.

При наступлении и во время продолжения режима работы мультифазного насоса с низкой долей жидкой фазы или «сухого хода» соответствующий сигнал от датчика жидкой фазы 12 поступает в блок управления 7. Блок управления 7 подает сигнал на открытие клапана 16 и дает команду на включение насоса малой производительности 18 и на снижение числа оборотов привода 6 насоса 1.

В результате, при открытии клапана 16, жидкая фаза по перепускной линии 14, подсоединенной к нижней части 13 резервуара 8, при помощи насоса малой производительности 18 поступает во всасывающую полость 2. Затем, перемещаясь с помощью рабочих органов 4 насоса 1, жидкая фаза поступает в напорную полость 3, обеспечивая смазку рабочих органов 4, уплотнения 5 вала шпинделя, и по трубопроводу 19 выводится из насоса 1. Объем дополнительно подаваемой жидкости регулируется насосом малой производительности 18.

Разработка нового поколения мультифазных насосных установок повышенной производительности привела к необходимости модернизации стендового комплекса. В настоящее время ООО «ВНИИБТ Буровой инструмент» наряду с созданием новых конструкций мультифазных винтовых насосов и технологии их изготовления проводит работы по разработке и изготовлению нового стенда для испытаний мультифазных насосов производительностью до 400 м^3/час. Ввод стенда в эксплуатацию планируется в 2016 году.

Итоги

Разработаны новые конструкции резинометаллического статора, карданного вала и схема защиты мультифазного винтового насоса от негативного воздействия газа.

Выводы

Использование армированных статоров и новой конструкции карданного вала позволяет повысить энергетические характеристики мультифазных насосов. Использование устройства защиты от газа позволяет обеспечить длительную безаварийную работу мультифазного винтового насоса при перекачивании среды с низкой доли жидкой фазы или при полном отсутствии жидкой фазы «сухой ход».

Список используемой литературы

1. Коротаев Ю.А., Чудаков Г.Ф., Николаев В.Ю. Винтовые насосные секции и насосные установки Пермского филиала ВНИИБТ // Строительство нефтяных скважин на суше и на море. 2003. № 9. С. 17–19.
2. Коротаев Ю.А., Голдобин Д.А., Мялицин Н.Ю., Субботин А.Ю. Мультифазные насосные установки повышенной производительности для перекачки нефтегазовых смесей // Нефть&Газ Евразия. 2014. № 6. С. 54–55.
3. Патент на полезную модель № 88724 Карданный вал винтовой героторной гидромашины. Заявл. 18.11.2014. Опубл. 30.04.2015. МПК7 E21B4/02.
4. Патент на полезную модель №145326 Установка для перекачки мультифазных жидкостей с большим содержанием газа. Опубл. 20.09.2014. F04B47/00.
5. Патент РФ на изобретение № 2539214 Устройство защиты мультифазного насоса. Опубл. 20.01.2015 МПК F04C 2/16.

New trends in multiphase pumping systems development

UDC 621.65/621.69

Authors:
Dmitriy A. Goldobin — Ph. D., Chief of the pumping systems department; dgoldobin@integra.ru
Yuriy A. Korotaev — Sc. D., Chief Researcher; ykorotaev@integra.ru
Nikolay Yu. Myalitsin — Chief Designer; nmyalitsin@integra.ru
Anatoliy Yu. Subbotin — Chief of the pumping systems projects; asubbotin@integra.ru

VNIIBT-Drilling Tools Ltd, Perm, Russian Federation

Abstract

Article presents factors analysis results, influencing power characteristics and service life of the pumping system. The description of the new design rubber-metal stator, reinforced by metal inserts, drive shaft and pump unit protecting device against adverse gas impact during liquid phase low fraction medium pumping or at absolute liquid phase absence (“dry running”) pumping are also presented.

Materials and methods

Mainstream for improving oil, water and gas pumping systems was chosen on the basis of long experience of design, production and operation of pumping systems and downhole motors.

Results

New design of rubber-metal stator, drive shaft and pumping systems protection against gas adverse impact were developed.

Conclusions

Application of new design reinforced stators and drive shaft allows to increase power characteristics of pumps. Gas protecting device application provides long term accident-free operation of pumping systems during liquid phase low fraction medium pumping or at absolute liquid phase absence “dry running”.

Keywords

pumping system,
design, technology, capacity,
pressure, reinforced stator,
drive shaft,
rotary joint,
gas protector

References

1. Korotaev Yu.A., Chudakov G.F., Nikolaev V.Yu. *Vintovye nasosnye sektsii i nasosnye ustanovki Permskogo filiala VNIIBT* [Screw pumps sections and pump units of Perm branch of NIIBT]. *Stroitel'stvo neftyanykh skvazhin na sushe i na more*, 2003, issue 9, pp. 17–19.
2. Korotaev Yu.A., Goldobin D.A., Myalitsin N.Yu., Subbotin A.Yu. *Mul'tifaznye nasosnye ustanovki povyshennoy proizvoditel'nosti dlya perekachki neftegazovykh smesey* [Increased capacity pumping systems for oil and gas mixture pumping]. Oil&Gas Eurasia, 2014, issue 6, pp. 54–55.
3. Useful model patent № 88724 *Kardannyy val vintovoy gerotornoy gidromashiny* [Drive shaft of gerotor type hydraulic machine]. Declared 18.11.2014. Published 30.04.2015. MPK7 E21B4/02.
4. Useful model patent №145326 *Ustanovka dlya perekachki mul'tifaznykh zhidkostey s bol'shim soderzhaniem gaza* [Unit for multiphase liquid with high gas content pumping]. Published 20.09.2014. F04B47/00.
5. Russian Federation patent for invention Ustroystvo zashchity mul'tifaznogo nasosa [Protection device for pumping system]. Published 20.01.2015 MPK F04C 2/16.

ВНИИБТ
БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

ИНТЕГРА

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО, РЕАЛИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН:

- винтовые забойные двигатели
- турбобуры
- редукторные турбобуры
- оборудование для ремонта ГЗД
- керноотборные устройства
- элементы компоновки обсадных и бурильных колонн
- инструмент для ликвидации аварий
- пакеры и устройства ступенчатого цементирования
- буровые амортизаторы
- ясы
- устройства для спуска хвостовиков
- установки винтовых погружных насосов для добычи нефти
- мультифазные насосные установки для перекачки нефти

ОКАЗАНИЕ УСЛУГ:

- сдача в аренду ГЗД, элементов КНБК, керноотборных снарядов
- инженерное сопровождение при отработке ГЗД, элементов КНБК
- отбор керна собственным керноотборным инструментом или инструментом заказчика
- ремонт и техническое обслуживание бурового инструмента, восстановление секции рабочих органов собственного производства

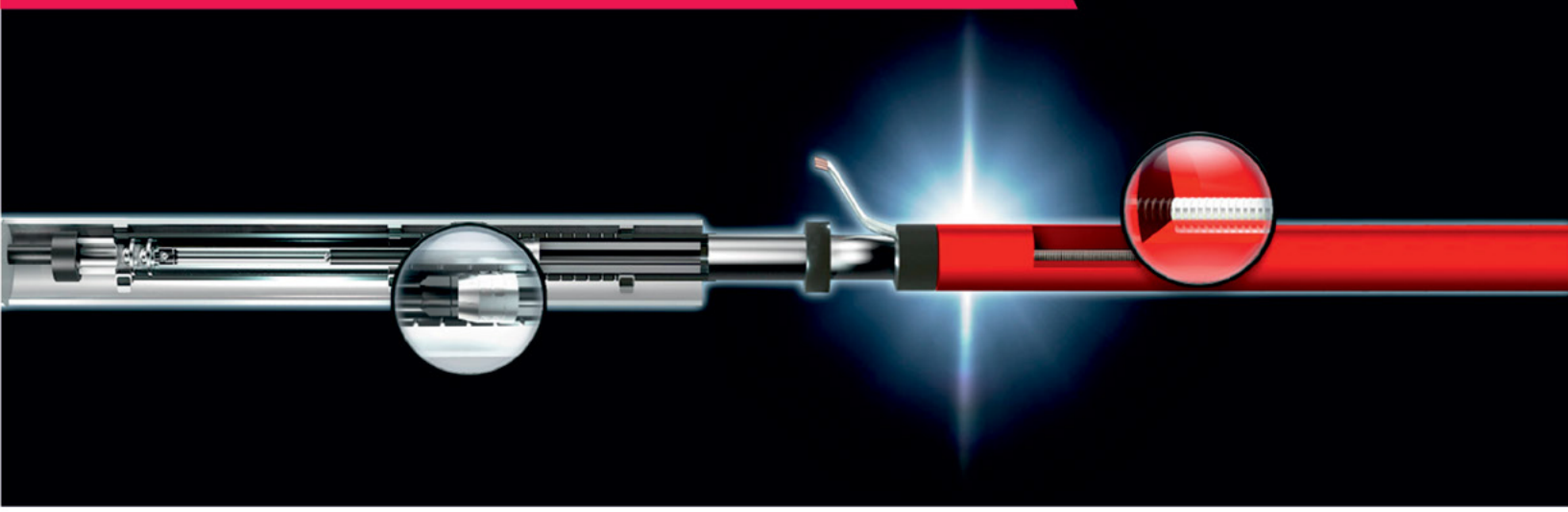
Россия, 614022, г. Пермь, ГСП, ул. Карпинского, 24
www.vniibt-bi.ru

Котовский филиал
Россия, г. Котово, Волгоградская область
Тел.: +7 (84455) **4-72-59**

Приемная Тел.: +7 (342) **211-13-11**
факс: +7 (342) **211-13-42**
E-mail: reception-bi@integra.ru

Дирекция по коммерции Тел.: +7 (342) **211-12-83**
E-mail: market-bi@integra.ru

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ



УСТАНОВКА НАСОСНАЯ С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

На производственных площадях ООО «Центр ИТ» в г. Перми организовано сборочное производство нового поколения насосного оборудования для нефтедобычи. Особенностью данного оборудования является то, что поступательно-возвратное движение плунжера одноходового насоса обеспечивает линейный двигатель.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ:

- Скважины нефтяного добывающего фонда с проектным дебитом от 4 до 30 $м^3$/сут.;
- Скважины с глубиной спуска насоса от 1500 до 2500 м;
- Скважины со сложной конструкцией эксплуатационной колонны;
- Скважины, реагирующие на сезонную закачку, где периодически требуется корректировка дебита;
- Скважины периодического фонда;
- Скважины, находящиеся на кустовых площадках с ограниченной электрической мощностью;
- Одиночные скважины, а также скважины, которые по технологическим причинам переводятся с ЭЦН, ШВН.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»
(ООО «Центр ИТ»)

614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 28
+7 (342) 206-31-95
+7-912-88-98-331 — Директор Вдовин Эдуард Юрьевич
+7-919-44-62-651 — Главный инженер Локшин Лев Иосифович

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
www.centrit.net

ISO 9001:2008
ISO 14001
OHSAS 18001

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ С ЛИНЕЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ:

- Сокращение затрат на обустройство скважин, связанных с возведением фундаментов и устьевых площадок.
- Полный отказ от сервисного обслуживания, связанного с монтажом и уравновешиванием станка-качалки, сменой ремней, ремонта кривошипно-шатунного механизма и других работ, связанных с эксплуатацией станка-качалки.
- Полное исключение отказов, связанных с обрывом и отворотом штанг.
- Оперативное (одним нажатием кнопки или дистанционно с рабочего места) изменение параметров работы насоса – скорости движения и количества перемещений плунжера вверх-вниз без привлечения сервисных организации и без остановки оборудования.
- Высокий КПД насоса за счет периодической эксплуатации, малой длительности закачки и высокой степени заполнения полости насоса, отсутствия потерь хода.
- Обеспечение энергосбережения за счет малой продолжительности подачи электропитания во время периодической работы двигателя (питание подается 12 с/мин. или менее 5 ч/сут.).
- Обеспечение экологической чистоты нефтедобычи за счет отсутствия набивных сальников, через которые возможен выброс нефти.
- Особенности конструкции насоса исключают образование газовых пробок.
- Наличие песочного фильтра-отделителя.
- Внутренние поверхности двигателя и насоса выполнены из никелевого сплава с добавлением бора, азота и углерода, что обеспечивает высокую коррозионную защиту.
- Увеличение наработки на отказ за счет значительного сокращения узлов отказа и простоты конструкции насосной установки.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАПЛАНИРОВАНЫ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В ИЮЛЕ 2015 ГОДА.

ИННОВАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

MotulTech является одним из подразделений MOTUL GROUP, международной французской компании по производству смазочных материалов с высокими эксплуатационными свойствами, история работы которой насчитывает более 160 лет.

Подразделение **MotulTech** разрабатывает, производит и реализует специальные и специализированные смазочные материалы, отвечающие последним требованиям производителей как готовой продукции, так и технологического оборудования. Основные направления разработок **MotulTech** - это смазочные материалы для промышленных процессов (механическая обработка металлов и конструкционных материалов), и технологические жидкости и масла промышленного оборудования. Смазочные материалы с высокими эксплуатационными свойствами **MotulTech** используются при выполнении сложных и высокотехнологичных операций, а также для тяжёлых условий эксплуатации промышленного оборудования: в условиях широкого диапазона температур, повышенной влажности и давления. Ассортимент **MotulTech** содержит как синтетические смазочные материалы, так и продукты минерального происхождения, что, в свою очередь, позволяет оптимизировать расходы в зависимости от сложности условий эксплуатации и технологического применения.

ПРЕИМУЩЕСТВА

ПРЕИМУЩЕСТВА использования продукции MotulTech:

1. Дополнительная **экономия** благодаря широкому выбору узкоспециализированных продуктов для конкретных технологических операций / оборудования.
2. Повышение **ресурса работы инструмента** благодаря балансу «охлаждение-смазывание» СОЖ и масел для металлообработки.
3. Высокое **качество обрабатываемой поверхности** готовой продукции благодаря широкому выбору СОЖ для конкретных операций/ материалов и сплавов.
4. **Повышение производительности** технологического оборудования **и сокращение технологических простоев**, связанных с их обслуживанием, благодаря высоким эксплуатационным свойствам продукции **MotulTech** на протяжении всего междусменного интервала.
5. Портативная лаборатория для правильной подготовки СОЖ и **контроля их состояния** в процессе работы.
6. **Полная совместимость** технологических масел для оборудования и СОЖ для обработки материалов в случае комплексного применения.
7. **Экологичность и безопасность** СОЖ для производственного персонала и окружающей среды благодаря отсутствию формальдегида и хлора.

ПРОДУКЦИЯ

ЛИНИИ СОЖ и технологических масел MotulTech для оборудования:

- **Stabilis** – эмульсии с высокими эксплуатационными свойствами. Характеризуются многофункциональностью, возможно применение в авиационной промышленности. Применим ко всем типам металлов и сплавов.
- **Safkool** – частично синтетические СОЖ. Применимо ко всем типам металлов и сплавов и большинства видов механической обработки. Обеспечивает наилучший компромисс между смазывающими свойствами и охлаждением.
- **Biocool** – синтетические растворы, обладающие высокими смачивающими и охлаждающими свойствами. Продукты данной линии специально разработаны для таких операций как шлифование и финишная обработка.
- **Supraco и Supracut** – линии масел с высокими эксплуатационными свойствами для большинства видов и механических операций обработки металлов и сплавов.
- **Universelle** - линия масел для холодной ковки, нарезания резьбы и других операций, применяемых при изготовлении метизных и крепёжных изделий.
- **Thermic** – линия продуктов и технологических сред для термообработки металлов, сплавов и пластмасс.

MotulTech – это комплексные и экономически выгодные технологические решения для реализации Ваших конкретных задач!

**СОЖ – смазочно-охлаждающие жидкости*

ООО «ТекЛюб» - представитель в России
г. Москва, Подкопаевский пер., 4
тел: (495) 980 2727, info@motul.ru
www.motul.com

MOTUL TECH

реклама

Полвека непрерывного развития...

Бугульминский механический завод с 1960 года специализируется на выпуске оборудования для предприятий нефтеперерабатывающего и нефтегазового комплексов. Из них более 35 лет на производстве аппаратов воздушного охлаждения различных типов.

На протяжении всей своей истории производство развивалось, осваивая новую номенклатуру, совершенствуя уже отработанные технологии. И такие вехи в истории, как введение в эксплуатацию производства по антикоррозионному покрытию трубной продукции, освоение и выпуск приводов скважинных насосов, участие в строительстве комплекса заводов АО «Танеко» как нельзя лучше подтверждают постоянное развитие.

Мощным импульсом для развития завода стало вхождение в 1992 г. в структуру ПАО «Татнефть». Тесное сотрудничество с нефтяниками дало БМЗ новые заказы, рабочие места, помогло организовать выпуск востребованного оборудования, приобрести и освоить современные технологии.

Являясь структурным подразделением ПАО «Татнефть», завод получает значительный объём инвестиций для модернизации оборудования — сварочного, металлообрабатывающего, кузнечно-прессового, литейного. И это весомый фактор, свидетельствующий о непрерывном повышении качества продукции и увеличении производительности. Нельзя не отметить программу бережливого производства, принципы которой внедряются на предприятии и позволяют эффективно задействовать не только производственный парк оборудования, но и высокую квалификацию персонала.

Сокращение лишних этапов обработки, исключение простоев и ненужных этапов транспортировки, сокращение переделок и применение системы 5S позволили повысить производительность труда.

Применение инновационных решений при проектировании и изготовлении оборудования позволяет заводу осваивать производство новых видов современной и конкурентоспособной продукции, которая с успехом эксплуатируется в крупнейших компаниях топливноэнергетического комплекса России.

Мы будем рады новым самым сложным заказам современного оборудования для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

К таким заказам готовы инженерные и конструкторские кадры завода.

БОЛЕЕ 50 ЛЕТ НА РЫНКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

- Аппараты воздушного охлаждения
- Теплообменные аппараты
- Емкостные аппараты
- Нефтепромысловое оборудование
- Продукция для ремонта скважин
- Антикоррозионное покрытие труб

ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО СОВРЕМЕННОГО И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СПЕЦИАЛИСТАМИ БМЗ БЫЛИ ОСВОЕНЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ:

1. Литейное производство

- Изготовление отливок из чугуна и стали до 1 000 кг.

2. Механическая обработка

- Обработка крупногабаритных корпусных деталей сложной конфигурации (размерами до 3000x2000x1000 мм).
- Изготовление деталей типа «вал» диаметром до 500 мм, длиной до 3 000 мм (токарная обработка и шлифование).
- Обработка деталей типа «тел вращения» (диски, фланцы, муфты и подобные) и деталей сложной конфигурации.
- Изготовление цилиндрических (прямозубых, косозубых, шевронных) зубчатых колес и вал-шестерен, передач с зацеплением Новикова и эвольвентным, диаметром от 50 до 2 000 мм и модулем до m=20, зубчатого колеса и червяка червячной передачи.

3. Термическая обработка деталей

- Закалка деталей и инструмента весом до 620 кг, диаметром до 450 мм и длиной до 500 мм.
- Закалка, отжиг и нормализация деталей и заготовок длиной до 13 000 мм.
- Отжиг крупногабаритных деталей и сварных конструкций, нормализация, высокий отпуск диаметром до 3 000 мм и длиной до 13 000 мм.
- Индукционная закалка деталей диаметром до 720 мм и высотой до 60 мм.

4. Сварка

- Автоматическая и полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа, аргона, ручная дуговая сварка покрытыми электродами, контактная сварка, ручная аргоно-дуговая сварка неплавящимся электродом.

5. Лакокрасочные покрытия

- Нанесение лакокрасочного покрытия методом пневматического распыления. Максимальные размеры окрашиваемых изделий — 23 000 мм и диаметром 3 500 мм.

Блок аппаратов воздушного охлаждения АВГ-КБ-604

БМЗ изготовил и поставил аппарат воздушного охлаждения коллекторного типа с рабочим давлением до 320 атм и пробным давлением 414 атм (АВГ-КБ-604). Конструктивной особенностью данного аппарата является установка 2-х теплообменных секций одной на другую. Подобный подход применяется впервые при проектировании АВО.

Каждая пара теплообменных секций обдувается потоком воздуха, нагнетаемого снизу тремя осевыми вентиляторами. В конструкции секции предусмотрена компенсация теплового расширения теплообменных труб, что исключает возможность повреждения соединения труб с распределительной коллекторной камерой продукта при тепловом расширении.

Аппарат является дипломантом этапов регионального и федерального конкурса «100 лучших товаров 2014».

Теплообменный аппарат Т-5А 1400ТПГ-1,6-М3/25Г-9-Т-4-У-И-сдв.

Теплообменник представляет собой сдвоенный горизонтальный кожухотрубчатый теплообменный аппарат с плавающей головкой, одноходовой по межтрубному и четырехходовой по трубному пространству. Теплообменник относится к классу крупнотоннажных аппаратов. При изготовлении пучка трубного используется коррозионностойкий сплав — латунь (трубы и плакирующий слой решетки).

Масса аппарата при эксплуатации составляет 87760 кг.

Площадь поверхности теплообмена — 1980 м^2.

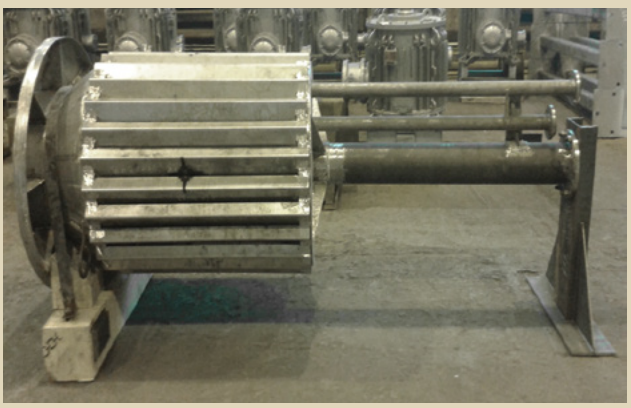
Генератор пара 2200(1400)ИУ-4,0-М*/20Г-7-Т-6-У-И

БМЗ поставляет оборудование на установки замедленного коксования. В их числе 30-тонный теплообменный аппарат с эксцентричным коническим переходом, общим объемом 32 м^3, предназначенный для генерирования циркулирующим тяжелым газойлем пара среднего давления.

Генератор пара является лауреатом регионального этапа конкурса «100 лучших товаров России» и в данный момент участвует в федеральном этапе.

Факельные установки

В рамках технического перевооружения производственных объектов ПАО «Татнефть», на БМЗ освоено производство факельных оголовков. Конструктивно факельная установка состоит из оголовка факельного, трубы факельной, системы розжига и контроля пламени и предназначена для утилизации путем полного бездымного сжигания горючих газов при аварийных, постоянных и периодических сбросах.



Приемные мостки для ремонта скважин

Приемные мостки на колесном ходу включаются в комплекс по ремонту скважин и используются для повышения производительности труда и мобильности бригад текущего (подземного) ремонта скважин при выполнении следующих трудоемких операций: прием, накопление, выдача скважинных труб и насосных штанг, а также для транспортировки бригадного оборудования при переезде со скважины на скважину.

ПЦ60

Более 10 лет Бугульминский механический завод изготавливает цепные приводы. На сегодняшний день выпущено почти 1800 приводов различных модификаций.

Унифицированная конструкция цепного привода ПЦ 60-3-0,5/2,5 (ПЦ 7007) открытого типа позволит решить множество проблем возникающих в процессе монтажа, эксплуатации и ремонта ПЦ:

- проведение ПРС;
- облегчённость доступа обслуживающего персонала к узлам цепного привода;
- регулировка узлов ПЦ;

- увеличение ресурса службы узлов привода и оптимизация их конструкции;
- унификация узлов и деталей цепных приводов, доработка конструкции и техноло-гии их изготовления с целью снижения себестоимости.

В модифицированной конструкции предусмотрена установка и эксплуатация привода, как с однорядной, так и с двухрядной цепью, также усовершенствованным узлом является кассетный противовес и основание.

При проведении ПРС или КРС передняя часть основания может быть при необходимости демонтирована.

Основные преимущества ПЦ 7007:

- снижение трудозатрат при обслуживании, облегчённость доступа для обслуживания ПЦ;
- новая конструкция кассетного противовеса облегчает укладку дополнительных уравно-вешивающих грузов и исключает их падения с противовеса в процессе эксплуатации;
- в случае необходимости изменения типа цепи достаточно заменить несколько деталей;
- новая конструкция регулируемых направляющих роликов позволяет настроить положение скалки противовеса в одной плоскости верхней и нижней звёздочки;
- использование ручной лебёдки для перемещения от устья скважины и обратно при производстве ПРС.

ПЦ80

Помимо освоения новых видов оборудования, на предприятии постоянно совершенствуются поставленные на поток изделия. Так, с целью повышения надежности ПЦ80 и конкурентоспособности с мировыми производителями аналогичных приводов, были выполнены мероприятия по усовершенствованию узлов в конструкции ПЦ80.

За счет подборки и изменения сортамента балок рамы и исключения опоры нижнего узла звездочки корпус стал легче примерно на 1000 кг.

Антикоррозионное покрытие бурильных труб

Для снижения воздействия коррозионных сред на внутреннюю поверхность бурильных труб Бугульминский механический завод ПАО «Татнефть» с 2007 г. использует в своем производстве технологию нанесения износостойкого и термостойкого покрытия.

Конструкция покрытия такова, что сохраняет прочность даже в условиях переменных нагрузок во время бурения. Покрытие останавливает точечную коррозию, которая может привести к коррозионному растрескиванию под нагрузкой, эрозии и излому трубы при скручивании.

Покрытие устойчиво ко всем типам бурового раствора и успешно используется в геотермальных скважинах высокого давления с температурой до 200°С.

Зарегистрировано увеличение срока службы буровой трубы в три–четыре раза по сравнению с БТ без покрытия.

ПРОИЗВОДСТВО
Бугульминский механический завод
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423235, РФ, Республика Татарстан,
Бугульма, ул. Ленина, 146
+7 (85594) 7-63-30, 7-60-73
bmz@tatneft.ru
www.bmz.tatneft.ru

РЕАЛИЗАЦИЯ
ООО «Торгово-технический дом Татнефть»
423250, РФ, Республика Татарстан,
Лениногорск, ул. Чайковского, 33
+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01
ttd@tatneft.ru
www.ttd.tatneft.ru

Применение 3D-технологий в нефтегазовой отрасли

Большинство пользователей не представляют, какие изменения принесет им 3D (аддитивное) производство. 3D-принтеры способны изготавливать изделия любой геометрии и сложности, преодолевая ограничения, имеющиеся у любых других технологий, например, станков ЧПУ. При 3D-печати возможно использование замкнутых полостей в цельных деталях. Отсутствие ограничений к форме позволяет печатать изделия без механических соединений составных частей или, наоборот, выполнять печать сразу нескольких узлов. Подробнее о перспективах 3D-технологий нам расскажет управляющий партнер компании 3D.RU Павел Сергеев.

В последнее время один из самых актуальных вопросов в области производства — это выбор между станками с ЧПУ и 3D-принтерами. В чём состоят преимущества 3D печати деталей?

Дело в том, что проблема выбора — основное заблуждение, которое сложилось на предприятиях. В действительности, 3D-принтеры и ЧПУ-станки дополняют друг друга. К основным преимуществам 3D-принтеров относятся высокая скорость изготовления изделия и меньшие затраты материалов по сравнению с традиционными методами производства. 3D-принтинг позволяет экономить до 50% временных и денежных ресурсов. Однако 3D-принтеры не обладают достаточной точностью по сравнению с ЧПУ-станками, в первую очередь из-за получаемой шероховатости изделия. Здесь-то и требуется доработка на станках с ЧПУ. Уже существуют 3D-принтеры с функционалом ЧПУ. Цель современных технологий в синергии, а не в замене.

Если сравнивать 3D-печать и фрезерные работы, то последние акцентируются на точности выполнения работ. А насколько точно может быть выполнена 3D-модель, изготовленная на принтере?

В машиностроении, когда говорят о точности, есть понятие допусков. В силу того, что 3D-печать направление относительно новое, и лазерное сплавление металлических композиций изначально целью 3D-печати являлось прототипирование, а не создание конечного продукта, говорить о стандартизации, как в традиционном производстве, пока не приходится. За рубежом только-только начинают вводить стандарты ИСО. У нас пока, к сожалению, таких стандартов нет.

Какой материал используют 3D-принтеры для печати?

В современном мире 3D-принтеры используют разнообразные материалы: от сахара, заканчивая стеклом и металлом. А также пластики и фотополимеры, керамику, нейлон и многое другое.

Расскажите подробнее о печати из металла: какое сырье там используется?

Будет корректнее сказать — металлический порошок или композиция. Титан, в т.ч. медицинский, сталь легированная и нелегированная, алюминий, и даже жаропрочные сплавы инконель, которые применяются при изготовлении камер сгорания реактивных двигателей.

Какие технологии 3D-печати на сегодняшний день можно выделить? Какие присутствуют при печати металлических изделий?

В промышленности на сегодняшний день основные технологии 3D-печати: SLA, MJM, SLS и SLM.

SLA позволяет выполнять максимально точные и сложные изделия из жидкого фотополимера.

MJM — высокоточное многоструйное моделирование (до 16 мкм). Технология позволяет частично или полноценно заменить устаревшие высокозатратные технологии.

SLS — лазерное спекание порошковых материалов. Используется для изготовления полнофункциональных деталей, а также для изготовления металлических формообразующих для металлического и пластмассового литья.

SLM — лазерное сплавление металлических композиций. Создание точных и гомогенных металлических изделий.

В какой среде осуществляется металлическая 3D-печать? В каких условиях должны находиться 3D-принтеры?

Основная масса 3D-принтеров работает в нормальных комнатных условиях. Иногда бывают требования по созданию микроклимата, в основном это касается влажности и некоторых температурных режимов.

При сплавлении металлов, в зависимости от реактивности материала, 3D-печать происходит в камере с инертными газами, обычно азотом или аргоном.

Каковы максимальные габариты изделий, изготавливаемых на 3D-принтерах?

К примеру, при технологии SLA возможно получение детали размером (x,y,z) 1500x750x550 мм, а т.к. это фотополимер, полученные изделия склеиваются друг с другом ультрафиолетом и вы можете получить любой размер. Существует турбина, созданная на 3D-принтере на Тушинском машиностроительном заводе, диаметром 2,2 м. Сейчас она хранится в музее компании 3D Systems.

Будут ли напечатанные детали столь же прочны, как выточенные на станках?

Очень интересный вопрос. Все мы знаем, что деталь, выточенная на станке, может быть создана из металла кованого, либо отлитого. Чаще всего, это изделие из отлитого металла. Пористость металла влияет на показатель прочности. В литье усредненный параметр пористости порядка 1,5%, а вот у металлического изделия, созданного на 3D-принтере, данный показатель менее 0,5%. Сравниваем дальше. Рассмотрим титановое изделие, выпущенное на 3D-принтере. Его основные показатели: прочность на разрыв — 1030 МПа, предел текучести — 975 МПа. А вот показатели титанового изделия, полученного традиционным способом: прочность на разрыв — 860 МПа, а предел текучести — 758 МПа. При этом показатель растяжения изделия на 3D-принтере — 19%, а у изделия, созданного традиционным способом, составляет 8%.

В целом, мы видим, что преимущество за изделиями, созданными аддитивным способом.

Однако если мы сравниваем нержавейку, то, видим немного другую картину. Показатели изделия на 3D-принтере: прочность на разрыв — 990 МПа, предел текучести — 752 МПа, растяжение — 19%. В традиционном производстве: прочность на разрыв

— 1100 МПа, предел текучести — 1000 МПа, растяжение — 5%.

Показатели разнятся. Что в итоге выбрать — зависит от конечного применения металлического изделия. В любом случае, как правило, литейное производство уступает изделиям, изготовленным на 3D-принтерах.

Каковы перспективы интеграции 3D-печати в технологические процессы, в каких областях?

Уже сейчас аддитивные технологии внедрены в такие области как: робототехника, судостроение, машиностроение, двигателестроение, приборостроение, медицина, архитектура, экспериментальное лабораторное оборудование, нефтегазовое экспериментальное прототипирование.

Каково применения аддитивных технологий в нефтегазовой отрасли?

Примеров применения в нефтегазовой отрасли множество. Создаются детали и опытные образцы буровых установок, прототипы оснастки для использования в экстремальных условиях (например, бурение месторождений Арктического шельфа). 3D-принтеры используются для проектирования новых деталей, изготовления форм для литья.

С помощью аддитивных технологий осуществляется ремонт оборудования, находящегося под водой. В Хьюстоне есть центр Subsea Solutions по подготовке инженеров в нефтегазовой отрасли, где используют 3D-принтеры для создания учебных пособий для детального изучения нефтяных вышек. Программа была развернута после обращения компании Shell.

Для разработчиков месторождений мы создаем прототипы, чтобы уже на этапе проектирования вносить изменения в работу, совершенствуя дизайн, функциональность и экономя огромные денежные средства.

GE G&O на 3D-принтерах изготавливают топливные форсунки. В традиционном производстве такая форсунка изготавливается путем сварки ряда компонентов, получаемых методом литья. 3D-принтер создает форсунку целиком, в ней нет ни одной составной части.

Среди компаний, которые уже используют 3D-оборудование, FMC, Halliburton, Marine engineering, Baker Hughes, Shell, National Oil Well Varco.

Какие проблемы могут решить 3D-принтеры в нефтегазовой отрасли?

Высокие производственные затраты, длительная подготовка и реализация сложных нефтегазовых проектов — такие проблемы помогает решить аддитивное оборудование.

Нефтегазовые компании начинают все чаще обращаться к 3D-печати. Преимущества ее неоспоримы. Представьте себе, что на буровой установке в удаленном районе сломалась деталь, стоимость 7 000 долл. Конечно, через некоторое время доставят деталь на замену. Но один день простоя работы обходится компании в 500 000 долл. На данный момент возможно изготовить на месте новую деталь, которая позволит работать оборудованию до момента поставки.

Производство буров для бурения скважин. Не смотря на то, что буры сделаны из стали D2, они, конечно, выходят из строя. Чтобы восстановить одно сверло, состоящее из трех частей необходимо 240 часов. Производство на 3D-принтерах сэкономило 70% стоимости, а сам процесс занял всего 36 часов — в 6 раз быстрее. Вы можете себе представить каково это? Это же кардинально меняет подход ко всем процессам.

С 3D-технологиями, постепенно уходит в прошлое такое понятие как – это невозможно сделать. 3D-принтеры могут изготовить детали, которые раньше были не под силу.

Из новейших 3D-технологий активно используются 3D-сканеры в промышленности. Как можно применять эти технологии в нефтегазовой отрасли?

3D-сканеры — это оборудование, которое позволяет получать максимально точную информацию о различных технических узлах, их деформациях, состоянии стыков вентилей и т.д. 3D-сканеры незаменимы при реверс-инжиниринге, оценке износов, истончений. Система генерирует данные с точностью 0,040–0,050 мм.

Существует специализированное ПО, с помощью которого можно оперативно сделать оценку коррозий, измерить износ трубопроводов.

Современные технологии позволяют справляться со сложностями при оценке объема цистерн, осмотра и обмера резервуаров. 3D-сканерами возможно управлять даже с планшета, помещая оборудование внутрь резервуаров, избегая вредных паров.

В целом, применение аддитивных технологий экономит колоссальные деньги предприятиям и ускоряет все процессы.

Подходит ли технология 3D-сканирования для контроля повреждений трубопроводов?

Конечно! Такие проблемы, как коррозия и механические повреждения трубопроводов современными 3D-сканерами решаются теперь значительно оперативнее и проще. Сканируется поверхность трубопровода, изображение передается в единую базу данных. Анализ также может выполняться вне рабочей площадки инженерами, отвечающими за целостность трубопроводов, в то время как сотрудники на рабочей площадке занимаются решением комплексных проблем. Также удобно и наглядно сравнивать сканы во временной перспективе.

Как же инженерам, технологам во всем этом разобраться? Это ведь принципиально новый подход к ведению всех процессов в отрасли.

Действительно, вы правы. Специалисту, не знакомому с этими технологиями, разобраться непросто.

Группа компаний 3D.RU занимается комплексным оснащением аддитивного производства:

- просчитываем все возможные нюансы;
- детально консультируем, демонстрируем, рассказываем, как работает оборудование;
- несем ответственность за огромные бюджеты наших клиентов, их бизнес-процессы;
- оказываем сервисную услугу в режиме 24/7, обеспечивая бесперебойное решение любых вопросов, возникающих у клиентов;
- организовываем консультации и презентации на собственной производственной базе, а также встречи с ведущими компаниями-поставщиками аддитивного производства.

У нас плотное взаимодействие с европейскими и американскими производителями 3D-оборудования, что позволяет группе компаний 3D.RU перенимать опыт и совершенствовать деятельность в России.

Группа компаний 3D.RU — принципиально новый и современный подход к бизнес-процессам в аддитивных технологиях. Комплексные поставки аддитивного оборудования на промышленные предприятия. Техническая поддержка 3D-принтеров. 3D-консалтинг. Разработка собственной цифровой платформы «Автоматизированная система управления аддитивным предприятием». Весь комплекс услуг 3D-печати. Собственный ультрасовременный центр 3D-печати. Всеохватывающая деятельность на рынке аддитивных технологий сделала нас экспертами в своем деле.

PRINT YOUR IMAGINATION

Группа компаний 3D.RU.
Центр 3D-технологий. 3D-оборудование.
+7 (495) 212-07-01, 8-800-333-16-46
info@3d.ru
www.3d.ru
www.store.3d.ru

Полиуретаны и силоксаны
(силиконы)

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

Номенклатура продукции:

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

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

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

комитекс
www.komitex.ru

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»
167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560
market@komitex.ru

89 ЛЕТ САПКОН

Акционерное Общество

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

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

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

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

WWW.SAPCON.RU

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
Тел.: +7 (8452) 26-16-59, 50-59-82
Факс: +7 (8452) 50-60-30, 524-888
neftemash@sapcon.ru

ЧЕЛЯБИНСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

CHKZ.RU

Импортозамещение в действии

Политика импортозамещения предполагает приобретение отечественными промышленными предприятиями качественного отечественного промышленного оборудования для использования его в собственном производственном цикле. ООО «Челябинский компрессорный завод» сотрудничает со всеми ведущими предприятиями российской промышленности. Логическим шагом развития компании стало строительство новых площадей завода вблизи города Челябинска.

Активное развитие предприятия привело к необходимости строительства дополнительных площадей и модернизации всего производства, причем модернизации не точечной, а с полной заменой всего оборудования на современные машины, переходом на новейшие технологии и современную логистику. Увеличение объемов производства и выпуск новых видов продукции обусловлены рыночной конъюнктурой, а также стратегией развития компании. Новое предприятие должно стать современным высокотехнологичным производством, способным конкурировать с ведущими мировыми компаниями.

Челябинский компрессорный завод был основан в 1999 году. За 16 лет своей работы предприятие прошло путь от выпуска роторно-пластинчатых до современных винтовых компрессорных установок. На сегодня это крупнейший производитель компрессорного оборудования на российском рынке. Здесь трудится около 430 человек. В 2014 году на ЧКЗ произвели 1683 компрессорные установки, 3276 резервуаров, 184 блочно-модульные компрессорные станции и так далее.

На сегодняшний день ООО «ЧКЗ» производит винтовые компрессорные установки с приводом от электрического и дизельного двигателей, блок-контейнеры компрессорные, компрессорные установки среднего и высокого давления, азотные мембранные установки и мобильные азотные станции, газовые компрессорные установки, автономные дизель-генераторные установки, воздухосборники и емкостное оборудование, а также оборудование по подготовке сжатого воздуха.

На новом заводе будет производиться та же номенклатура изделий, что и сейчас, но с уменьшением себестоимости и непрерывным улучшением качества. Поскольку технологии совершенствуются, устаревшее оборудование будет заменено на самое современное. Возможности модернизации позволят снизить себестоимость продукции, улучшить ее качество и расширить номенклатуру. Челябинский компрессорный завод намерен освоить множество новинок, разработка которых идет уже сейчас, что сделает продукцию ещё более конкурентоспособной.

Сомневаться в конкурентоспособности ЧКЗ не приходится. Это одно из тех предприятий, которое благодаря своим наработкам выигрывает важные в масштабах страны контракты.

К одному из них можно отнести недавно выигранный конкурс, объявленный ОАО «АК «Транснефть» на поставку трех азотных станций на базе шасси грузовых автомобилей. Грамотное техническое решение, мобильность, удобство эксплуатации и надежность оборудования, а также привлекательная цена определили победу ЧКЗ в конкурсе на поставку.

Азотные станции ЧКЗ

Внутри газовой станции

КВ-30/10П на производстве

Не менее знаковым стало сотрудничество ООО «Челябинский компрессорный завод» с ОАО «Томскнефть», для которого завод производит дожимную компрессорную станцию для установки предварительного сброса воды (УПСВ-7) Ломового нефтяного месторождения. Станция состоит из трех модулей: двух блоков компрессорных установок: рабочего и резервного, и блока системы управления станцией.

Данная станция, приобретенная по Целевой газовой программе ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», будет использоваться для дожатия попутного нефтяного газа. Проект имеет высокое экономическое и экологическое значение, поскольку его реализация позволит перейти от сжигания ПНГ к его эффективному использованию с дальнейшей экологичной утилизацией.

Оборудование Челябинского компрессорного завода бесперебойно работает в самых суровых климатических условиях. Подтверждением этого стала поставка 22 дизельных компрессорных установок в арктическом исполнении в адрес ООО «Запсибгазпром-Газификация». Данная компания по поручению Министерства обороны РФ осуществляет работы по строительству объектов военной инфраструктуры на острове Котельный архипелага Новосибирские острова и острове Земля Александры архипелага Земля Франца-Иосифа. Реализация данных проектов имеет важное государственное значение.

Челябинские компрессорные установки КВ-30/10П (17 шт.) и КВ-25/16П (5 шт.) применялись для бурения арктической земли под сваи. Строительство велось на островах, где находятся скалистые твёрдые породы и вечные мёрзлые грунты, а также ледяные линзы. Свайное поле насчитывало 10 тысяч свай.

По результатам эксплуатации компрессорных установок ООО «ЧКЗ» получил отличный отзыв от ООО «Запсибгазпром-Газификация». Клиент доволен надежностью и работоспособностью челябинских компрессоров в условиях Крайнего Севера.

Строительство нового завода

Всё поставленное оборудование имеет заводское арктическое исполнение и способно работать в условиях крайне низких температур, что было обеспечено рядом конструкторских решений.

Подобных разработок — современных и эффективных, не уступающих иностранным поставщикам по качеству продукции и применяемым технологиям — Челябинский компрессорный завод предлагает множество. Вероятно, это стало одной из причин того, что в августе текущего года ЧКЗ был включен в перечень организаций, оказывающих существенное влияние на отрасли промышленности и торговли, утвержденный приказом Минпромторга России.

ООО «ЧКЗ» активно ведет сотрудничество с предприятиями нефтегазовой отрасли. Передовые технологии, комплексный подход к подбору оборудования и непревзойденное качество предлагаемых решений позволяют компании занимать лидирующие позиции.

Еще одним неоспоримым преимуществом Челябинского компрессорного завода является наличие сервисных центров в каждом регионе Российской Федерации, что дает возможность оперативно реагировать на любые запросы клиентов, быстро и качественно осуществлять гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание с максимальным удобством для заказчика.

Челябинский компрессорный завод предлагает полный спектр услуг по проектированию, производству и внедрению комплекса компрессорного оборудования и коммуникаций в технологические процессы клиента «под ключ» с дальнейшим гарантийным и постгарантийным сервисным обслуживанием.

ЧКЗ

ЧЕЛЯБИНСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

454085, Челябинск,
пр. Ленина, 2Б, а/я 8814
+7 (351) 775-10-20
zavod@chkz.ru
www.chkz.ru

Блочно-модульная станция ЧКЗ

Компания ЭНЕРГАЗ: традиции развития в действии

М.А. Белов
заместитель генерального директора
ООО «ЭНЕРГАЗ», Москва, Россия

«Внимание к деталям — от идеи до воплощения», — под таким бессменным девизом коллектив компании ЭНЕРГАЗ трудится вот уже восемь лет. За этими словами — профессиональный труд сплоченной инженерной команды по достижению конкретных производственных результатов.

В коллективе сумели выработать приоритетные принципы повседневной работы, из которых сложились традиции развития предприятий Группы компаний ЭНЕРГАЗ: ООО «ЭНЕРГАЗ», ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» и ООО «СервисЭНЕРГАЗ». В ряду этих традиций:

- инженерная компетентность и корпоративная коммуникабельность;
- высокая ответственность перед заказчиками;
- постоянный творческий поиск уникальных проектных и производственных решений;
- оперативное восприятие передовых технологий;
- прочная профессиональная кооперация с подрядчиками и смежниками;
- качественный инжиниринг, дающий гарантии надежности и эффективности;
- организация системного сервиса оборудования, введенного в эксплуатацию;
- оптимальное сочетание цены и качества поставляемой продукции;
- социальная защищенность и возможности профессионального роста сотрудников.

ЭНЕРГАЗ активно наращивает опыт качественного решения своих главных задач:

- разработка индивидуальных проектов по оснащению объектов электроэнергетики и нефтегазовой отрасли блочно-модульными технологическими установками и системами газоподготовки;
- поставка и ввод оборудования в эксплуатацию, включая монтаж и шефмонтаж, пусконаладочные работы, индивидуальные и комплексные испытания, обучение эксплуатационного персонала;
- комплексный сервис: регламентные работы, модернизация оборудования, текущий и капитальный ремонт, поставка запчастей и расходных материалов, консультационная поддержка.

Отметим наиболее значимые проекты, которые «энергазовцы» выполнили за восьмой год своей производственной летописи (октябрь 2014 - сентябрь 2015):

Система подготовки ПНГ на Западно-Могутлорском месторождении

Многопрофильная компания «Аганнефтегазгеология» (дочернее предприятие НК «РуссНефть») успешно реализует программу рационального использования ПНГ. Здесь на центральной перекачивающей станции Западно-Могутлорского месторождения действует система подготовки попутного нефтяного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 1).

Это современный многофункциональный комплекс, в состав которого входят дожимная компрессорная установка винтового типа, блочный осушитель газа, холодильная установка (чиллер), узел учета газа.

Специалисты ЭНЕРГАЗа разработали этот проект на основе инженерного решения, позволяющего при компримировании ПНГ достигать отрицательной температуры точки росы по воде (-20°С). Еще одна особенность технологического процесса заключается в том, что осушка попутного газа осуществляется двумя методами: рефрижераторным и адсорбционным.

При проектировании учитывались непростые условия эксплуатации. Всё оборудование компактно расположено на единой площадке, размещено во всепогодных теплоизолированных укрытиях, действует автоматически, режим работы в составе ЦПС — непрерывный.

Система подготовки ПНГ последовательно выполняет осушку, доочистку газа, компримирование, учет объема, охлаждение. Попутный газ, подготовленный в строгом соответствии проектным параметрам, закачивается под давлением 3 МПа в транспортный трубопровод.

Фото 1. Система подготовки попутного газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения

ДКС топливного газа для ПГУ-135 Буденновской ТЭС (ГХК «Ставролен»)

В городе Буденновске Ставропольского края на площадке газохимического комплекса «Ставролен» действует новая тепловая электростанция, построенная на базе современной парогазовой установки. ПГУ обладает проектной электрической мощностью 135 МВт и тепловой мощностью 40 Гкал/час. В её состав входят две газотурбинные установки Industrial Trent 60 WLE (Siemens), два котла-утилизатора ПК-93, паровая турбина Siemens SST-400.

Подготовку (доочистку и компримирование) и подачу газа в турбины под необходимым рабочим давлением 5,8 МПа обеспечивает дожимная компрессорная станция (фото 2). ДКС состоит из трех установок Enerproject типа EGSI-S-100/1000WA производительностью по 815 м^3/ч.

Особенность технологического процесса — перепад давления газа на входе. Для поддержания постоянного уровня давления компрессорные установки модернизированы — в блок-модуль каждой КУ встроен узел

редуцирования. Проектные параметры газа по чистоте обеспечивают дополнительные элементы системы фильтрации — внешние фильтры-сепараторы с автоматической дренажной системой.

Поэтапный ввод в эксплуатацию ДКС топливного газа провела компания «СервисЭНЕРГАЗ». Инженеры выполнили шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания, комплексную проверку ДКС в сопряжении с генерирующим оборудованием ПГУ-135, обучение эксплуатационного персонала.

Вакуумные компрессорные станции на объектах ОАО «Томскнефть»

На установках предварительного сброса воды УПСВ-9 Советского и УПСВ-5 Вахского месторождений (ОАО «Томскнефть») введены вакуумные компрессорные станции (ВКС, фото 3), поставленные компанией ЭНЕРГАЗ. Это технологическое оборудование обеспечит на объектах рациональное использование низконапорного ПНГ в максимальном объеме.

ВКС винтового типа компримируют попутный газ второй ступени сепарации с близкого к вакууму давления (0,001...0,01 МПа) до давления газа первой ступени сепарации (0,6 МПа) для закачки в трубопровод до газораспределительной станции.

Компрессорные станции марки EGSI-S-40/55A по специальным требованиям проекта функционируют с минимальной производительностью — 360 м^3/ч. Система регулирования состоит из двух замкнутых контуров управления. Первый контур контролирует положение золотника компрессора и регулирует производительность в диапазоне 15...100%, что обеспечивает высокую эффективность работы ВКС даже при частичных нагрузках. Второй контур — управление байпасными клапанами — регулирует производительность в диапазоне 0...15%.

Очистку попутного газа на входе в компрессор осуществляет высокоэффективный двухступенчатый фильтр-скруббер. Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих элементов (картриджей).

Специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ» готовят ВКС к эксплуатации еще на двух объектах «Томскнефти».

Система газоподготовки для ГТЭС-25 завода мебельных плит Kastamonu

В Республике Татарстан (особая экономическая зона «Алабуга») турецкая компания Kastamonu Entegre и ее дочернее предприятие в России «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри» запустили производство на новом деревообрабатывающем предприятии.

Собственную электроэнергию для производственных нужд вырабатывает газотурбинная установка (ГТУ) установленной мощностью 25 МВт, созданная на основе газовой турбины LM2500+G4 производства GE. В состав заводской ГТУ входит котел-утилизатор, тепловая мощность которого также используется для обеспечения производственного процесса.

Топливом для газотурбинной установки служит природный газ. Компримирование и подачу газа в турбину ГТУ под рабочим давлением 3,8 МПа осуществляет дожимная компрессорная станция от компании

Фото 2. Компрессорная станция топливного газа для ПГУ-135 Буденновской ТЭС

ЭНЕРГАЗ. Производительность ДКС типа EGSI-S-100/700WA — 12 тыс. м^3/ч.

Для нужд предприятия поставлены и введены в эксплуатацию узел редуцирования и блок подготовки топливного газа (БПТГ, фото 4) производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ». БПТГ оборудован системами фильтрации и коммерческого учета газа.

Блочно-модульные ДКС и БПТГ размещаются в собственных звукопоглощающих укрытиях, оснащены системами автоматизированного управления и контроля, системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, пожаротушение, газодетекция).

Система подготовки топливного и пускового газа для ДКС месторождения «Алан»

Дожимная компрессорная станция строится в рамках обустройства газового месторождения «Алан» на юге Узбекистана. Строительство ведёт ОАО «Казанское моторостроительное производственное объединение».

ДКС состоит из двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга». ГПА выполнены на базе центробежных компрессоров, в качестве приводов используются газотурбинные двигатели НК-16-18СТ производства КМПО.

ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа (СПТПГ) производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ». Система газоподготовки представляет собой технологическую установку, выполненную на единой (открытой) раме. В состав оборудования входят:

- двухступенчатые фильтры-сепараторы. Степень очистки газа от механических примесей и капельной влаги (размером свыше 10 мкм) составляет 99,98%;
- электрические подогреватели. Нагревают очищенный газ до проектных показателей (+55°С). Для регулировки мощности (или блокировки нагрева) в комплект поставки включена система управления;

Фото 3. Вакуумная компрессорная станция на УПСВ-9 Советского месторождения

Фото 4. БПТГ в составе системы газоподготовки на ГТЭС-25 завода Kastamonu

- двухлинейные узлы редуцирования (фото 5). Газ редуцируется с 5,6 МПа до уровня 0,4...0,6 МПа (пусковой) и 2,3...2,5 МПа (топливный).

Производительность СПТПГ — 14400... 17600 м^3/ч. Установка спроектирована с учетом широкого диапазона температур окружающей среды (-28...+49°С). Назначенный ресурс — 25 лет. Поставку оборудования осуществила компания ЭНЕРГАЗ.

Узел учета газа с калориметрами для ПГУ-350 Новогорьковской ТЭЦ

По проекту реконструкции Новогорьковской ТЭЦ (Кстово, Нижегородская область) в текущем году завершено строительство новой парогазовой установки. В состав ПГУ входят две газотурбинные установки Alstom по 175 МВт и два котла-утилизатора мощностью по 58 Гкал/ч производства Подольского машиностроительного завода. Высокоэффективный энергоблок электрической мощностью 350 МВт интегрирован в существующие паросиловые установки ТЭЦ.

В качестве топлива используется природный газ. Питающие газопроводные линии оснащены узлом коммерческого учета газа (УКУГ, фото 6) производства компании «БелгородЭНЕРГАЗ». УКУГ предназначен для измерения расхода и калорийности газа, поступающего для газотурбинных установок в составе ПГУ-350.

УКУГ типа GS-M-20000/12 — это современный технологический комплекс максимальной заводской готовности, включающий две трубопроводные врезки с расходомерами, два измерительно-вычислительных комплекса и два потоковых газовых хроматографа (калориметра) с устройствами для отбора проб.

Калориметры определяют компонентный состав газа и проводят вычисления теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе. Размещаются в отдельных блок-боксах с необходимыми инженерными системами (освещение, вентиляция, отопление, газообнаружение и оповещение о загазованности, пожарная сигнализация).

Фото 5. Линии редуцирования в составе СПТПГ для ДКС месторождения «Алан»

Установка подготовки топливного газа для ГТЭС Верх-Тарского месторождения

Газотурбинная электростанция входит в общую систему энергоснабжения Верх-Тарского нефтяного месторождения. Генерирующее оборудование ГТЭС состоит из двух газотурбинных установок (ГТУ) Centrax типа CX501-KB7 единичной мощностью 5,2 МВт. Топливом для электростанции служит попутный газ, добываемый на месторождении.

Очистку, компримирование и подачу топлива в ГТУ осуществляет установка подготовки топливного газа, состоящая из двух комплексов — УПТГ-1 и УПТГ-2. В основе каждой УПТГ — компрессорная установка Enerproject (фото 7) производительностью 2 700 м^3/ч. КУ предназначены для сжатия попутного газа с 0,4 МПа до необходимого уровня 2 МПа.

Компания «СервисЭНЕРГАЗ» модернизировала и ввела в эксплуатацию УПТГ-2, которая ранее находилась в резерве. Проведена пусконаладка, индивидуальные и комплексные испытания компрессорной установки №2, КУ оборудована автоматизированной системой управления.

На УПТГ установлены системы пожарообнаружения, пожаротушения и безопасного эксплуатирования. Выполнена наладка системы газодетекции. УПТГ также оснащена САУ верхнего уровня для автоматического управления и контроля компрессорных установок. Рабочие параметры КУ выводятся на монитор АРМ оператора.

Разработку САУ верхнего уровня и АРМ, а также проектирование систем безопасности УПТГ выполнили специалисты ООО «БелгородЭНЕРГАЗ».

Газовая компрессорная установка для ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2

С 2011 года на Уфимской ТЭЦ-2 действует парогазовый энергоблок установленной электрической мощностью 60 МВт. В его состав входят газотурбинная установка Siemens SGT-800 и паровой котел-утилизатор двух давлений. Топливо — природный газ.

Компримирование топливного газа и его подачу в турбину ГТУ осуществляет газовая компрессорная установка типа EGSI-S-370/1800WA (фото 8), поставленная и введенная в эксплуатацию компанией ЭНЕРГАЗ. КУ размещена в отдельном укрытии с максимальной интеграцией оборудования на единой раме, оснащена системой автоматизированного управления и двухуровневой системой регулирования производительности.

В сентябре 2015 года проведена модернизация компрессорной установки, в рамках которой выполнена замена основного элемента — газодожимного компрессора. Это повысило надежность и снизило энергопотребление КУ.

Также на новый компрессор типа XCP-XC36T-52 дополнительно установлены датчики контроля температуры подшипников скольжения и датчик контроля осевого перемещения валов. Внесены изменения в систему управления КУ с отображением показаний датчиков на дисплее местного щита управления и передачей данных на верхний уровень АСУ ТП. Внесены уставки защит и сигналов

предупреждения по показаниям установленных датчиков в САУ КУ.

Все работы выполнили инженеры ООО «СервисЭНЕРГАЗ».

ЭНЕРГАЗ сегодня

Всего в активе компании насчитывается 114 проектов, в рамках которых действуют 230 технологических установок газоподготовки и компримирования.

В настоящее время предприятия Группы компаний ЭНЕРГАЗ выполняют 16 проектов. На различных стадиях готовности к пуску (цеховое тестирование, монтаж, пусконаладка, испытания на объекте) находится следующее оборудование:

- установка компримирования топливного газа для ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р («Роснефть»);
- компрессорная установка-тренажер для Учебного центра («Сургутнефтегаз»);
- установка подготовки топливного газа для ГТЭС Восточно-Мессояхского м/р («Газпромнефть-Развитие»);
- девять компрессорных установок на КСН Пякяхинского м/р («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»);
- система газоподготовки (БПТГ, ДКС, ресивер) для ТЭЦ «Восточная», г. Владивосток;
- вакуумная компрессорная станция на УПСВ-3 Советского м/р («Томскнефть»);
- система газоподготовки и газоснабжения для ГПЭС ОАО «Ангстрем-Т», г. Зеленоград;
- компрессорная установка на ТСЖУ месторождений Большехетской впадины («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»);
- дожимная КС на ЦПС Восточно-Мессояхского м/р («Газпромнефть-Развитие»);
- оборудование газоподготовки для ГТУ Центральной ТЭЦ, г. Санкт-Петербург;
- вакуумная компрессорная станция на УПСВ-4 Вахского м/р («Томскнефть»);
- газовая компрессорная станция для испытательных стендов газовых турбин («Невский завод»);
- компрессорная станция топливного газа для ПГУ-10 ТЭЦ МЭИ, г. Москва;
- пункт подготовки газа для ПГУ Могилевской ТЭЦ-1;
- компрессорные установки на СКНС Талаканского м/р («Сургутнефтегаз»);
- компрессорные установки на СКНС Северо-Лабатьюганского м/р («Сургутнефтегаз»).

Открывая девятый год своей производственной биографии, коллектив ЭНЕРГАЗа выражает профессиональную признательность и большую благодарность всем коллегам и партнерам за совместный труд по развитию электроэнергетики и нефтегазовой отрасли нашей страны.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

Фото 6. Узел учета газа с калориметрами для ПГУ-350 Новогорьковской ТЭЦ

Фото 7. Газодожимное оборудование в основе УПТГ для ГТЭС Верх-Тарского месторождения

Фото 8. Модернизированная газовая компрессорная установка для ПГУ-60 Уфимской ТЭЦ-2

СДЕЛАНО В РОССИИ

GEA

Холодильные установки и дожимные компрессорные станции для объектов добычи, переработки и транспортировки нефти и газа

ПРОЕКТИРОВАНИЕ / ПРОИЗВОДСТВО / МОНТАЖ / СЕРВИС / ЗАПЧАСТИ / ЭНЕРГОАУДИТ

Типовая конструкция ДКС ГЕА Сириус, включающая в себя винтовой компрессор с электродвигателем, входной фильтр-сепаратор, фильтр тонкой очитки газа на выходе из установки, систему смазки компрессора, системы охлаждения масла и газа, систему электроснабжения и управления, а также вспомогательные системы имеет более 75% российских компонентов. Главный импортируемый компонент – это винтовой компрессор. Производство компании ГЕА расположено в г. Климовск, Московской области и представляет собой более 2500 м² оборудованных производственных площадей.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6А. Тел: (495) 787-20-11, факс: (495) 787-20-12, www.geaenergy.ru, www.gea.com

Инженерные решения, улучшающие мир

Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

А.К. Акулов
д.т.н., профессор, генеральный директор[1]

[1]Научно-производственная компания «Провита», Санкт-Петербург, Россия

Основным источником азота является атмосферный воздух, содержащий около 78% N_2. Для промышленного производства азота используют три основных метода: криогенную ректификацию, мембранную технологию и метод короткоцикловой безнагревной адсорбции. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии.

Метод криогенной ректификации, протекающий при температуре около -200°С, целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м³/час воздуха т.е при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона. Кроме того, только на крупных криогенных установка можно получать неоно-гелиевую смесь и криптоно-ксеноновый концентрат.

При этом продукты разделения воздуха можно получать как в газообразном, так и в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию не менее 99,2%, а азот от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок является невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодической остановки оборудования для его отогрева, ремонта и профилактики. Кроме того установки требуют квалифицированного круглосуточного обслуживания. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

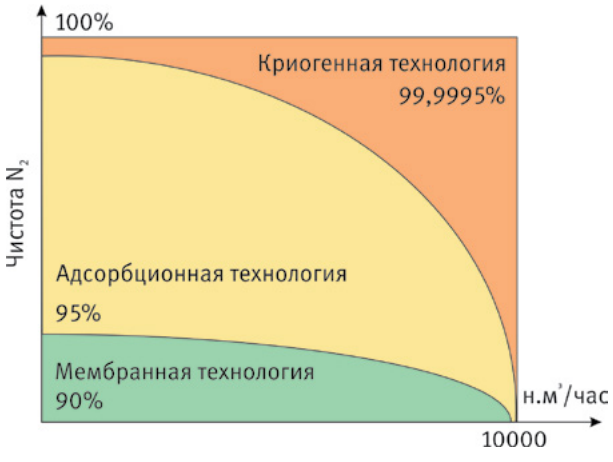
Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95–99,9%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газовой смеси через мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно уменьшается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, делая ее с запасом, что также приводит к увеличению расхода сжатого воздуха.

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

- более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией;
- процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии;
- для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что так же влечет дополнительный расход электроэнергии; относительно низкая чистота получаемого азота. Энергозартаты на получение азота чистотой 99,5% в этих установках в среднем составляют 1,0 кВт-ч/м³.

Адсорбционная технология разделения воздуха активно используется для получения чистого азота с конца прошлого столетия. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Принцип работы адсорбционных установок основан на поглощении компонентов газовой смеси поверхностью твердого тела (адсорбента) за счет сил межмолекулярного взаимодействия. При этом скорость поглощения азота в десятки раз ниже скорости поглощения кислорода.

Современные углеродные молекулярные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%. При этом удельные энергозатраты на производство азота чистотой 99,99% в среднем составляют 0,75 кВт-ч/м³. Стандартно давление получаемого азота 7–12 бар, но с помощью бустера его можно повысить до 320 бар и выше. Адсорбционные установки работают полностью в автономном режиме. В случае прекращения потребления азота они переходят в режим ожидания без потерь качества получаемого азота.



Целесообразность использования различных технологий разделения воздуха

Система управления типа PCS-6

Промышленные применения газообразного азота обусловлены его инертными свойствами. Газообразный азот пожаро- и взрывобезопасен, препятствует окислению, гниению. В нефтехимии азот применяется для продувки резервуаров и трубопроводов, проверки работы трубопроводов под давлением, увеличения выработки месторождений. В горнодобывающем деле азот может использоваться для создания в шахтах взрывобезопасной среды, для распирания пластов породы. В производстве электроники особо чистый азот применяется как инертная среда, не допускающая наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами, то азот может успешно заместить воздух.

Важной областью применения азота является его использование в процессе синтеза разнообразных соединений, содержащих азот, таких, как аммиак, азотные удобрения, взрывчатые вещества, красители и т. п. Большие количества азота используются в коксовом производстве («сухое тушение кокса») при выгрузке кокса из коксовых батарей, а также для «передавливания» топлива в ракетах из баков в насосы или двигатели. В последнее время азот широко используется в процессах автоматической лазерной резки металлов.

В пищевой промышленности азот зарегистрирован в качестве пищевой добавки Е941, как газовая среда для упаковки и хранения продуктов, кроме того азот применяется при разливе масел и негазированных напитков для создания избыточного давления и инертной среды в мягкой таре.

Газообразным азотом заполняют камеры шин шасси летательных аппаратов. Кроме того, заполнение шин азотом стало популярно и среди автолюбителей, хотя однозначных доказательств эффективности использования азота вместо воздуха для наполнения автомобильных шин нет.

Производительность азотных адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10–15 лет.

Научно-производственная компания «Провита» производит оборудование для адсорбционного разделения воздуха с 1991 г. и является ведущим российским разработчиком и производителем азотных адсорбционных установок. При использовании этих установок существенно сокращаются производственные затраты. Это достигается за счет низкой себестоимости производимого газа, относительно невысоких капитальных затрат, а также благодаря использованию уникальных технологических решений и высокой надежности адсорбционных генераторов.

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает:

- винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха,
- рефрижераторный или адсорбционный осушитель,
- блок фильтров для очистки воздуха от паров масла,
- воздушный ресивер,
- адсорбционный генератор для разделения воздуха
- продукционный ресивер.

В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе, для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенном системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до+45°С.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-6, которая обеспечивает:

- гибкую настройку параметров процесса;
- непрерывный контроль и мониторинг всех параметров процесса;
- автоматическую остановку оборудования при выходе значений контролируемых параметров за установленные пределы с выводом аварийного сигнала;
- автоматическая остановка генератора при прекращении потребления продукционного газа;
- автоматический пуск при возобновлении потребления продукционного газа;
- возможность вывода информации на внешние устройства.

Система управления PCS-6 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции.

Блок управления имеет удобный пользовательский интерфейс, информация отображается на ж/к-дисплее на русском или английском языке.

Компания «Провита» накопила уникальный опыт в проектировании, изготовлении, поставке и обслуживании оборудования для получения газообразного азота и заработала репутацию надежного производителя и проверенного поставщика адсорбционного оборудования.

При производстве азотных установок компания «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот 24 часа в сутки, 365 дней в году.

Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Компания «Провита» предлагает широкую линейку азотных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин и более.

В крупных азотных установках используются многоадсорберные генераторы с общей системой управления. Генераторы азота серии «мультицикл» обеспечивают равномерное потребление воздуха и стабильное производство продукционного газа. При этом не требуются воздушные и азотные ресиверы больших объемов.

Компания «Провита» постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистого азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на его получение.

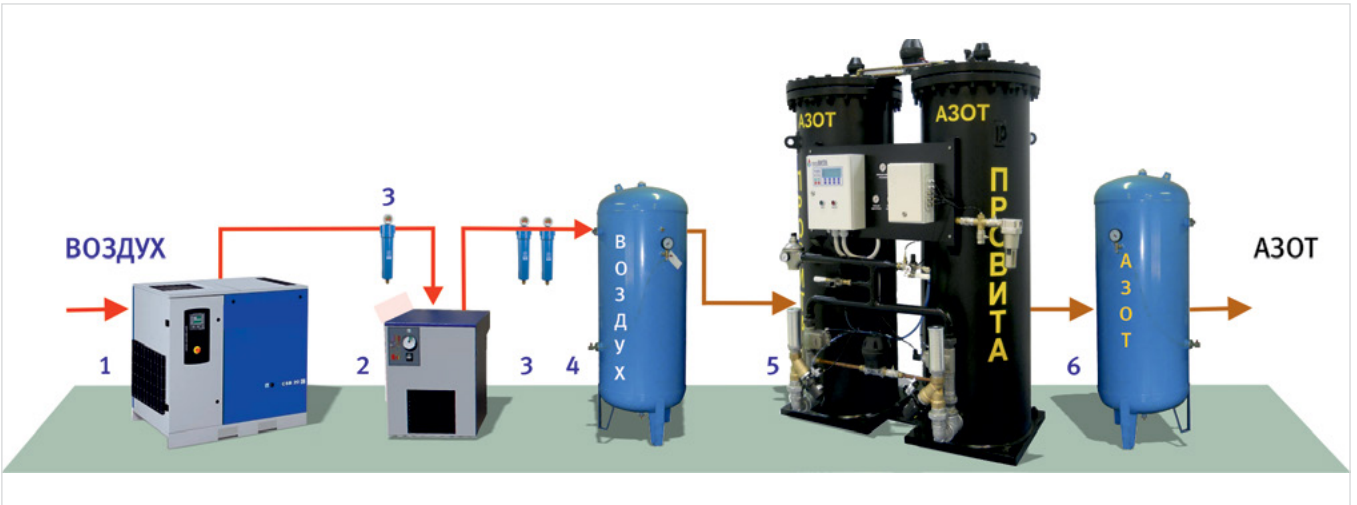


Схема адсорбционной установки

проВИТА

Operor pro vita
Работаем для жизни

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

Основное направление развития компании — создание современных, высокоэффективных установок с использованием лучших комплектующих элементов от ведущих мировых производителей.

Выпускаемые азотные и кислородные установки характеризуются низким электропотреблением и высокой надежностью.

Использование новейших адсорбентов и современных технологических решений позволяет производить азот чистотой до 99, 9999% и кислород чистотой 99%.

МЫ ИЗГОТАВЛИВАЕМ ОБОРУДОВАНИЕ
для Лукойла, Газпрома, Башнефти, Татнефти, МунайГаза и других отечественных и зарубежных компаний

ООО «Провита»
199106, Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7
тел./факс (812) 334-56-38
e-mail: info@provita.ru

www.provita.ru

ООО Объединение «КОМПРЕССОР»

Проектирование, изготовление, шефмонтаж и пуско–наладка АГНКС и компрессорного оборудования

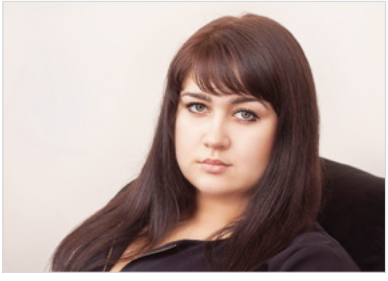
36 АГНКС на территории Российской федерации и за её пределами
14 ПАГЗ с компрессорными установками нашего производства
Многолетний опыт проектирования и внедрения компрессорного оборудования в химической, нефтеперерабатывающей и газовой отраслях

Широкий спектр оборудования и запасных частей для АГНКС и компрессорных установок в наличии и на заказ

440015, Россия, г. Пенза, ул. Аустрина, 63
Тел.: (8412) 67-42-17;
Факс : (8412)59-44-66, 67-42-17
e-mail: oookompressor@narod.ru
www.compressor-pnz.ru

АО «Опытный завод нефтегазового оборудования»

И.Т. Габдрахманов
генеральный директор[1]



И.В. Рамазанова
коммерческий директор[1]

[1]АО «ОЗНО», Уфа, Россия

АО «ОЗНО» является разработчиком и производителем, серийно выпускающим трубопроводную арматуру, части и узлы трубопроводов.

Технико-технологические возможности предприятия имеют в собственности три производственных цеха, в которых расположены участки: токарной обработки, слесарной обработки, сварки, опрессовкии покраски готовых изделий. АО «ОЗНО» за последние два года увеличило парк станков, вложив собственные средства в модернизацию производства. Грамотно подобранный квалифицированный рабочий персонал позволяет выпускать высокоточную и технологичную, качественную продукцию.

АО «ОЗНО» является производителем клапанов (затворов) обратных поворотных, клапанов обратных осесимметричных, предназначенных для предотвращения обратного потока транспортируемой среды в трубопроводе, также общего назначения, для применения на опасных производственных объектах, связанных с обращением взрывоопасных и химических опасных веществ, на объектах магистрального трубопроводного транспортирования, атомной, нефтяной и газовой промышленности от диаметра Ду 15 мм и до Ду 2200 мм.

Также на предприятии производятся: фильтры сетчатые промышленные, конусные, угловые, проточные, вентили игольчатые 15с54бк, 15лс54бк, 15нж54бк — тип присоединения «муфта-муфта» «муфта-цапка» «цапка-цапка»; изолирующие фланцевые соединения ИФС и СЗК; охладители пучковые ОТП. В настоящий момент идет разработка технической документации по производству Факельных установок, Факельных оголовков и Блочных насосных станций перекачки нефти, воды, пожаротушения, затворов дисковых.

Дочернее общество Торговый дом «Клапан» производит фланцы, прокладки, заглушки, шпильки для фланцевых и анкерных соединений паровых котлов, трубопроводов и соединительных частей, паровых и газовых турбин, арматуры, приборов, аппаратов и резервуаров с температурой среды от 0 до 650°С и водогрейных котлов с температурой воды свыше 115°С.

Производство трубопроводной арматуры осуществляется по полному технологическому циклу, в соответствии с нормативной технической документацией завода и соответствует требованиям технического регламента. Контроль качества продукции осуществляется как на начальном этапе производства (от заготовок), так и до сборки оборудования проверки готового изделия на испытательном стенде.

В 2015 году АО «ОЗНО» приступает к производству ЗАТВОРОВ ДИСКОВЫХ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩИХ согласно ТУ 3741-009-96231033-2015.

АО «ОЗНО» является неоднократным победителем конкурса «Лучший товар года».

Специалисты предприятия объединили условия многих опытных, экспериментальных производств и институтов для создания доступной и надежной арматуры и достигли значительных результатов по выпуску качественной продукции. Завод является держателем ТУ 3742-001-96231033-2006, 3742-002-96231033-2008, 3742-004-96231033-2009, ТУ 1462-003-96231033-2009, ТУ 3741-004-96231033-2013, ТУ 3741-009-96231033-2015. Также завод является держателем Патентов на полезную модель по: Клапан обратный поворотный сборный, Клапан обратный поворотный фланцевый, Клапан обратный поворотный приварной.

450119, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Энергетиков, 1
(промзона, п. Ново-Александровка)
почтовый адрес
450029, Республика Башкортостан,
г. Уфа, а/я 9530
+7 (347) 229-40-98
mail@ozngo.ru, sale@ozngo.ru
www.ozngo.ru

УДК 65.011.56

Формальный подход к определению оптимальных значений апертур телеизмерений

А.Г. Зебзеев
аспирант[1], ведущий инженер[2]
zebzeevag@nipineft.tomsk.ru

[1]НИ ТПУ, Томск, Россия
[2]ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Инфраструктура нефтедобывающих предприятий, как правило, является распределенной с территориально отдаленными объектами. При реализации передачи данных со всех объектов на один диспетчерский пункт могут возникнуть проблемы, связанные с недостаточным быстродействием системы. В данной работе рассматривается вопрос применения режима спорадической передачи. Для устранения большой загруженности каналов связи и обеспечения нормального режима работы предлагается использование оптимизационных методов динамического определения основных характеристик спорадической передачи — апертур телеизмерений.

Материалы и методы
Ставится задача оптимального управления передачей данных на основе разработанной методики прогнозирования величины загруженности каналов связи.

Ключевые слова
спорадическая передача данных, апертура телеизмерений, критерий оптимальности

Введение

Автоматизация распределенных объектов накладывает определенные требования к составу технических средств и функциональным характеристикам автоматизированной системы управления. Низкая скорость передачи данных отрицательно влияет на быстродействие системы, а развертывание высокоскоростной связи сопряжено с большими временными и денежными затратами. Поэтому для распределенных технологических объектов характерно применение систем телемеханики. Известно [1], что распределенные системы и особенно системы телемеханики критичны к тому, как построен опрос контроллеров. Если он осуществляется по жесткой циклограмме с централизованным распределением, то происходят значительные задержки передачи информации и выдачи управляющих воздействий. Такой режим отвечает требованиям «гарантированной» доставки данных, но даже увеличение скорости передачи данных и выбор соответствующего оборудования связи не всегда являются достаточными для выполнения требований по необходимому быстродействию системы [2, 3]. При этом, требования к быстродействию продолжают увеличиваться как со стороны самих предприятий, так и со стороны государственных органов. Дополнительно увеличиваются требования и к точности сохранения параметров в базе данных (Historian).

Для решения данной проблемы и более эффективного использования каналов связи автором предлагается использование адаптационных алгоритмов управления сетевыми трафиками на основе динамического установления апертур измерений в сочетании со спорадическим режимом передачи данных [4].

Блочная спорадическая передача данных

При спорадическом режиме контроллеру удаленного объекта не надо дожидаться разрешения на передачу данных от сервера: он может сам инициировать передачу данных. Однако при большой загрузке каналов связи такой режим может характеризоваться большими задержками без гарантии времени доставки информации. Для минимизации рисков перегрузки каналов связи необходим тщательный расчет необходимых характеристик оборудования при проектировании системы телемеханики. Спорадический режим характерен тем, что для каждого контролируемого сигнала телеизмерения устанавливается порог чувствительности к изменениям значения его величины относительно предыдущего замера — апертура. При этом не существует единого подхода к определению величины апертуры. При ее установлении должны приниматься во внимание возможности каналов связи с одной стороны и требования к точности передачи данных с другой. Сложность определения подходящего значения апертуры определяется возможным изменением характеристик каналов связи из-за различных помех, а также непредсказуемостью протекания технологического процесса. Для решения этой проблемы автором предлагается динамическое установление значения апертур телеизмерений в зависимости от внешних условий. В работе [4] автором впервые определены основные параметры, влияющие на установление значений апертуры, и предложено использование двух уровней апертур. В качестве граничных значений апертур при этом выделяются параметры: точность визуализации телеизмерения на видеокадре диспетчера $s_в(x_i)$, величина достоверности сохранения параметра телеизмерения в базе данных $s_{бд}(x_i)$ и погрешность средства измерения $\delta(x_i)$. При определении границ изменения значений апертуры удобно их приводить к абсолютным величинам с единицами измерения, соответствующими параметру $x_i(t)$. Разные значения $s_в(x_i)$ и $s_{бд}(x_i)$, а также использование метки времени при формировании блока данных определяют возможность использования блочной спорадической передачи данных на основе двух уровней апертуры.

Апертурой первого уровня $\Delta_1(x_i)$ измеряемого параметра $x_i(t)$ называется абсолютное или относительное значение порога

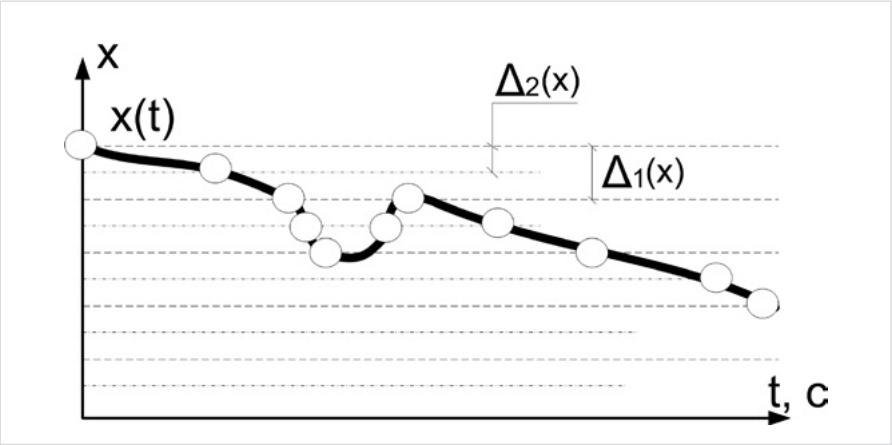


Рис. 1 — Графическое представление двух уровней апертур

чувствительности параметра $x_i(t)$ к изменениям значения его текущей величины $x_i(t_{тек})$ относительно последнего отправленного значения $x_i(t_0)$, $t_{тек} > t_0$, при достижении которого необходима спорадическая передача $x_i(t_{тек})$ на диспетчерский уровень без возможности отложенной отправки (т.е. при $t>t_{тек}$), причем $s_в(x_i) \le \Delta_1(x_i) \le \delta(x_i)$. (1)

Апертурой второго уровня $\Delta_2(x_i)$ измеряемого параметра $x_i(t)$ называется абсолютное или относительное значение порога чувствительности параметра $x_i(t)$ к изменениям значения его текущей величины $x_i(t_{тек})$ относительно последнего из значений: отправленного значения $x_i(t_0)$ или добавленного в блок данных с возможностью отложенной отправки $x_i(t_o)$, $t_{тек}>max(t_0, t_o)$, при достижении которого необходимо добавление $x_i(t_{тек})$ в блок данных с возможностью отложенной отправки (при $t>t_{тек}$), причем $s_{бд}(x_i) \le \Delta_1(x_i) \le \delta(x_i)$. (2)

На рис. 1 графически раскрывается физический смысл апертур двух уровней в виде разницы между горизонтальными линиями, при пересечении которых (не более одного раза подряд) значением контролируемого параметра $x(t)$ происходит добавление текущего значения в блок передачи данных (для Δ_2) либо срочная передача текущего значения в диспетчерский пункт (для Δ_1).

Алгоритм формирования блока данных прикладного уровня для отправки на диспетчерский уровень для архивирования и визуализации параметров рассматривается в [4].

Определение требуемых значений апертур в условиях многокритериального и конфликтного поведения системы с большим количеством параметров телеизмерений (в среднем 50–100 на каждый объект), а также с различными непредсказуемыми течениями технологических процессов, состояниями и ограничениями работы оборудования требует сложной математической модели. В задаче управления потоками производственных данных приходится решать проблемы, связанные с выбором наиболее «подходящих» значений апертур, учетом влияния внешней среды и характеристик оборудования. Постановка такой задачи относится к разряду оптимизационных задач. В этом случае каждая характеристика системы оценивается своим целевым функционалом. Определение целевых функционалов и критериев их оптимальности является ключевым вопросом задачи управления производственными потоками данных.

Формальное обоснование критерия оптимальности определения апертур

Анализ динамики сетевого трафика, проведенный автором статьи при работе с реальными историческими данными нефтедобывающего предприятия, показал, что активный трафик системы телемеханики генерируется в основном за счет передачи технологических данных телеизмерений. Дополнительный трафик диагностической или служебной информации, данных телесигнализаций не оказывает существенного влияния на загруженность линий за счет низкой частоты передачи. При этом изменение непрерывных параметров характеризуется коррелированными процессами. Поэтому является оправданным использование методологии, основанной на прогнозировании величины загруженности канала связи по результатам расчета текущей динамики.

Критерии оптимальности определения апертур устанавливаются следующими задачами:

1) поддержание достоверности (точности) передачи данных на максимально возможном уровне;
2) поддержание загрузки каналов связи на допустимом уровне.

Для определения критериев в формальном виде необходимо установить влияние факторов, установленных в [4], на значения апертур. Причем для уменьшения вычислительной сложности алгоритмов автором предлагается использование относительных (нормализованных) значений апертур для всех параметров $x_i(t)$. Применение относительных значений обусловлено также различными диапазонами допустимых изменений апертур для разных параметров телеизмерений. Из существующих способов нормализации наиболее подходящим является метод естественной нормализации [5]. В этом случае относительные значения апертур по каждому параметру с учетом (1), (2) соответствуют обобщенному значению и имеют следующую зависимость:

$$\Delta_{rel}(x_i) = \bar{\Delta}_{rel} \times k_m(x_i) = \frac{\Delta(x_i) - \Delta_{min}(x_i)}{\Delta_{max}(x_i) - \Delta_{min}(x_i)}; \quad (3)$$

где $\Delta_{max}(x_i) = \delta(x_i)$;

$\Delta_{min}(x_i) = s_в(x_i)$, для апертуры первого уровня;

$\Delta_{min}(x_i) = s_{бд}(x_i)$, для апертуры второго уровня;

$k_{m1(2)}(x_i)$ — индивидуальный масштабирующий коэффициент для апертуры первого (второго) уровня параметра $x_i(t)$;

$\bar{\Delta}_{rel}$ — относительное обобщенное значение апертуры;

$\Delta_{rel}(x_i)$ — относительное значение апертуры параметра $x_i(t)$.

При этом уточненное вычисление значений по каждому телеизмерению возможно реализовать с помощью масштабирующих коэффициентов в завершающей части алгоритма:

$$k_{m1}(x_i) = \frac{1}{p(x_i)} \times \frac{1}{(1+f(\eta) - f(x'_i) + k_\alpha + k_r)};$$

$$k_{m2}(x_i) = \frac{1}{p(x_i)} \times \frac{1}{(1-f(x'_i) + k_\alpha + k_r)}; \quad (4)$$

где n — количество контролируемых параметров телеизмерений; $f(\eta)$ — функция, определяющая свое значение в зависимости от близости текущего значения параметра $x_i(t)$ к критичному значению — η;

$f(x'_i)$ — функция, определяющая свое значение в зависимости от скорости изменения параметра $x_i(t)$ — $x'_i(t)$ и входящая в формулу общей зависимости (суперкритерия) в виде отрицательного (неположительного) значения;

k_α — коэффициент, устанавливаемый в зависимости от возникновения связанного события;

$p(x_i)$ — вес, определяющий меру значимости контроля параметра $x_i(t)$.

Величина $f(\eta)$ не влияет на точность сохранения в базе данных и поэтому не учитывается в (4).

Таким образом, критерии оптимальности поддержания точности передачи данных на максимально возможном уровне определяются относительными обобщенными значениями апертур:

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta_1(k_{m1}(x_i), \bar{\Delta}_{rel1}) \to Min; \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta_2(k_{m2}(x_i), \bar{\Delta}_{rel2}) \to Min; \quad (6)$$

с ограничением

$$\Delta_{rel1(2)}(x_i) \in [0...1]. \quad (7)$$

Ограничение загруженности канала связи на j-м контролируемом объекте определяется величиной рассогласования с допустимым значением и имеет вид:

$$\Delta L^j = L^j_{sub} - (Q^j_{data}(\Delta_{1,2}(x_i)) + Q^j_{serv}(\Delta_{1,2}(x_i))) \ge 0; \quad (8)$$

где: L^j_{sub} — допустимая загруженность (бит/с) канала связи для передачи производственной информации на j-м контролируемом объекте за установленную единицу времени;

$Q^j_{data}(\Delta_{1,2}(x_i))$ — объем технологической информации (бит/с) на j-м контролируемом объекте за установленную единицу времени;

$Q^j_{serv}(\Delta_{1,2}(x_i))$ — объем служебной информации (бит/с) на j-м контролируемом объекте протокола связи за установленную единицу времени.

При этом значения апертур для расчета целевого функционала загруженности должны учитываться в абсолютных величинах и в соответствии с (3) определяются:

$$\Delta_{1(2)(xi)} = \Delta_{rel1(2)}(x_i) \times \Delta_{max1(2)} - \Delta_{min1(2)}) + \Delta_{min1(2)}.$$

Объем технологической информации определяется выражением:

$$Q^j_{data} = (\sum_{i=1}^{n} [V_{xi} \times (\frac{x'_i}{\Delta_2(x_i)} + \nu(\Delta_1(x_i)))] + \sum_{i=1}^{m} \nu(x^d_i) \times V_d + \sum_{i=1}^{h} [\nu(x_i^{ans}) \times V_i^{ans}]) \times \Delta t,$$

где n — количество контролируемых параметров телеизмерений;

m — количество контролируемых параметров телесигнализаций;

h — количество всех возможных ответов на команды телеуправления, подтверждения получения уставки или параметра;

V_{xi} — объем (бит) величины телеизмерения в составе пакета данных;

x'_i — скорость изменения величины телеизмерения ;

Δt — установленный промежуток времени, за который измеряется средний объем передачи данных для оценки загруженности канала связи;

V_d — объем (бит) информации о телесигнализации в пакете данных;

$\nu(x^d_i)$ — ожидаемая частота изменения дискретного значения телесигнализации x^d_i за время Δt;

$\nu(x_i^{ans})$ — ожидаемая частота передачи ответа на команду телеуправления, подтверждения получения уставки или параметра в течение времени Δt;

v_i^{ans} — объем (бит) данных ответа на команду телеуправления, подтверждение получения уставки или параметра;

$\nu(\Delta_1(x_i))$ — средняя частота передачи величины телеизмерения $x_i(t)$ из-за достижения апертуры первого уровня в течение времени Δt.

Для вычисления средней частоты $\nu(\Delta_1(x_i))$ необходимо определить значения времени, через которые необходимо выполнить передачу телеизмерения $x_i(t)$ в связи с достижением апертуры первого уровня и через которое необходимо добавление $x_i(t_o)$ в блок данных с возможностью отложенной отправки. Время для первого варианта зависит от скорости изменения параметра $x_i(t)$ и от абсолютного значения апертуры первого уровня и может быть вычислено следующим образом:

$$\tau_{\Delta 1}(x_i)=\frac{\Delta_1(x_i)}{x'_i}=\frac{z_1(x_i)\times Length_{req}}{\sum\limits_{j=1}^{n}\frac{V_{sj}\times x'_j}{\Delta_2(x_j)}};$$

где $Length_{req}$ — рекомендуемая длина блока данных;
$z_1(x_i)$ — коэффициент гарантированной «оборачиваемости» блока данных прикладного уровня, физический смысл которого состоит в определении минимальной величины количества блоков данных прикладного уровня, которые могут быть отправлены за время $\tau_{\Delta 1}$ (рис. 2).

Причем при определении гарантированной «оборачиваемости» в данном случае учитывается наполняемость блока данных значениями величин $x_j(t)$, $j=1...n$ только при изменении их величины на значение $\Delta_2(x_j)$. В случае необходимости неотложной передачи по причине достижения апертуры первого уровня по любому другому параметру, количество блоков данных, а соответственно коэффициент «оборачиваемости» увеличится.

Аналогично время, через которое необходимо заносить телеизмерение $x_i(t)$ в блок данных из-за достижения апертуры второго уровня может быть вычислено следующим образом:

$$\tau_{\Delta 2}(x_i)=\frac{\Delta_2(x_i)}{x'_i}=\frac{z_2(x_i)\times Length_{req}}{\sum\limits_{j=1}^{n}\frac{V_{sj}\times x'_j}{\Delta_2(x_j)}};$$

где $z_2(x_i)$ — коэффициент гарантированной «оборачиваемости» блока данных прикладного уровня, физический смысл которого состоит в определении минимальной величины количества блоков данных прикладного уровня, которые могут быть отправлены за время $\tau_{\Delta 2}$.

Очевидно, что наиболее рациональное использование каналов связи будет достигаться при отправке «полных» блоков данных, равных по размеру величине $Length_{req}$. Данное условие будет выполняться в случае:

$$\Delta z(x_i)=z_1(x_i)-z_2(x_i)>1,\ \forall\ x_i,\ i=1...n. \qquad (9)$$

То есть разница на 1 и больше будет означать, что до момента обязательной передачи параметра $x_i(t)$ по достижению $\Delta_1(x_i)$ точно будет отправлен блок данных с этим параметром. Данное условие постоянно будет «отодвигать» начальное значение, от которого нужно будет отсчитывать $\Delta_1(x_i)$, т.е. при его выполнении изменение $x_i(t)$ на значение $\Delta_1(x_i)$ так и не наступит.

Если $\Delta z(x_i)=z_1(x_i)-z_2(x_i)>1,\ \forall\ x_i,\ i=1...n$, то есть вероятность, что блок данных не успеет заполниться и передаться до того момента, когда изменение $x_i(t)$ достигнет значения $\Delta_1(x_i)$. Причем чем меньше значение $\Delta z(x_i)$, тем выше эта вероятность. При $\Delta z(x_i)=0$ вероятность равна 1.

Условие (9) справедливо при допущении, что период дискретизации обработки контроллером параметров телеизмерений настолько мал, что в каждый такт достижение двумя и более параметрами телеизмерений значений апертуры одновременно является маловероятным и существенным образом не повлияет на результат вычислений.

Нарушение (9) повлечет за собой передачу «неполных» блоков данных, а соответственно появление «лишнего» служебного трафика. Однако в некоторых случаях может быть оправдана передача телеизмерения без предварительного сохранения в блок данных для достижения необходимого быстродействия передачи параметра.

При расчете средней частоты $\nu(\Delta_1(x_i))$ необходимо учитывать, что процент начального заполнения блока данных от момента расчета (значение времени 0 на рис. 2) является равновероятным значением. Тогда вероятность того, что значение $x_i(t)$ в момент времени $\tau_{\Delta 1}$ будет добавляться в тот же блок, в который было добавлено значение этого параметра в момент времени $\tau_{\Delta 1}$, вычисляется:

$$P(\Delta z,x_i)=1-\Delta z\ (x_i)\ |\ \Delta z(x_i)<1.$$

Сложность расчета средней $\nu(\Delta_1(x_i))$ частоты заключается в оценке влияния других параметров $(x_j(t),\ i\neq j)$. Поэтому расчет необходимо выполнить в несколько этапов с помощью специально разработанного алгоритма.

Алгоритм расчета средней частоты передачи величины телеизмерения $x_i(t)$ из-за достижения апертуры первого уровня:

1. Вычислить $\Delta z(x_i),\ \forall x_i,\ i=1...n$, при этом если $\exists x_i(t)|\Delta z(x_i)<1$, то добавить $x_i(t)$ в множество $X^{\Delta 1}$: $X^{\Delta 1}:=X^{\Delta 1}\cup x_i(t)$.
2. Определить $min[z_1(x_i)],x_i\epsilon X^{\Delta 1}$.
3. Для установленного параметра $x_i(t)$ вычислить среднюю частоту $\nu(\Delta_1(x_i))$:
$$\nu(\Delta 1(x_i))=P(\Delta z,\ x_i)\times(x'_i/\Delta_1(x_i).$$
4. Если $\exists x_j(t)\ |\ z_1(x_j)\epsilon(z_2(x_i),\ z_1(x_i))$ (10) то исключить параметр $(x_j(t)$ из множества $X^{\Delta 1}$:
$$X^{\Delta 1}:=X^{\Delta 1}\cap x_j(t).$$
5. Исключить $x_i(t)$ из множества $X^{\Delta 1}:=X^{\Delta 1}\cap x_i(t)$.
6. Если $X^{\Delta 1}\neq\varnothing$, то перейти на шаг 2. Иначе завершить выполнение алгоритма.

Исключение параметра $x_j(t)$ из множества $X^{\Delta 1}$ в шаге 4 обосновано тем 4фактом, что значение $x_j(t)$ однозначно будет передано до момента $\tau_{\Delta 1}$ (x_i) вместе со значением $x_i(t)$, передаваемым без возможности отложенной отправки.

Тогда частота передачи величины телеизмерения $x_i(t)$ из-за достижения апертуры первого уровня может определяться одним из трех вариантов:

$$\nu(\Delta 1(xi))=\begin{cases}1)P(\Delta z,\ x_i)\times\dfrac{x'_i}{\Delta 1(x_i)}\ \Big|\ \Delta z(x_i)<1,(10):\ false;\\ 2)\ 0\ \Big|\ (10):\ true;\\ 3)\ 0\ \Big|\ \Delta z(x_i)>1.\end{cases}$$

Наконец, объем служебной информации Q^j_{serv} в выражении (8) за установленную единицу времени вычисляется:

$$Q^j_{serv}=V_{serv}\times N_{ASDU};$$

где V_{serv} — объем (бит) служебной информации в блоке данных;
N_{ASDU} — количество блоков данных.

Необходимое количество блоков данных определяется выражением:

$$N_{ASDU}=\frac{Q^j_{data}}{Length_{req}}\times\frac{1}{k_{fill}};$$

где $k_{fill}\epsilon[0...1]$ — коэффициент заполняемости блоков данных.

Коэффициент заполняемости отражает насколько близко среднее заполнение блоков данных к значению $Length_{req}$ и определяется в предположении, что передача данных по причине изменения дискретного значения телесигнализации x^d_i, передачи ответа на команду телеуправления, подтверждения получения уставки или параметра (x^i_{ans}) или из-за достижения апертуры первого уровня $(\Delta_1(x_i))$ в среднем будет передаваться с блоком данных телеизмерений, заполненных наполовину:

$$\frac{1}{k_{fill}}=1+\frac{0,5\times Length_{req}}{Q^j_{data}}\times$$
$$\times\sum_{i=1}^{n}(\nu(\Delta_1(x_i))+\nu(x_i^{ans})+\nu(x^d_i))$$

Таким образом, количественные значения критериев оптимальности определения апертур определяются (5), (6) при ограничениях (7), (8). При этом решение задачи поиска апертур может выполняться одним из известных способов оптимизации [5]. Однако для всех методов оптимизации существует проблема — значительное время вычислений для векторов большой размерности. Зачастую более точные методы работают слишком медленно. Это определяет ограничения по использованию таких алгоритмов в системах реального времени, связанные с недостаточными вычислительными возможностями применяемых средств управления (контроллеров). Поэтому для установления апертур телеизмерений при указанных проблемах автором данной статьи рекомендуется использование методологий, позволяющих избежать чрезмерно большого объема вычислений с сохранением необходимой точности управления, например, нечеткой логики [6].

Итоги

Разработаны критерии оптимальности управления спорадической передачей данных телемеханики. Приведенные зависимости могут быть использованы в алгоритмах формирования блоков данных прикладного уровня с учетом сформулированных ограничений.

Выводы

В статье рассмотрен вопрос применения блочной спорадической передачи данных с

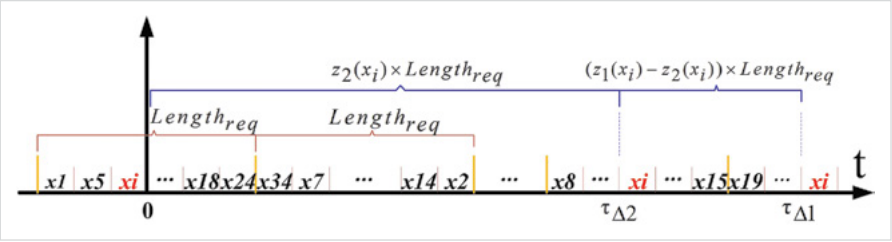


Рис. 2 — Диаграмма формирования блоков данных

динамическим установлением апертур телеизмерений. Коррелированное течение технологических процессов нефтедобычи обосновывает использование методологии, основанной на прогнозировании величины загруженности канала связи. Задача нахождения оптимальных значений апертур требует определения формальных критериев для количественной оценки управляющих величин. С этой целью в статье устанавливаются зависимости целевых функционалов от значений апертур. В дальнейшем на их основании поиск лучших решений может быть реализован одним из известных способов оптимизации. Результаты моделирования показали высокую эффективность предлагаемого метода.

Список используемой литературы

1. Дудников В., Газизов М., Набиев Д., Нугманов Т. Управление объектами нефтяного месторождения с использованием комбинированных каналов связи // Современные технологии автоматизации. 2000. №2. С. 18–27.
2. Журавлев Д.В., Малышенко А.М. Адаптация сетевого трафика сбора данных с промысловых кустов при ограниченной пропускной способности корпоративной информационно-управляющей системы нефтегазодобывающего предприятия // Научный вестник НГТУ. 2013. №4 (53). С. 5–11.
3. Аганесов А. В. Модель сети воздушной радиосвязи на основе протокола случайного множественного доступа CSMA/CA // Системы управления, связи и безопасности. 2015. №1. С. 67–97.
4. Зебзеев А.Г. Блочная спорадическая передача данных в системах телемеханики нефтегазодобычи. Тезисы доклада VIII Научно-технической конференции ОАО «ТомскНИПИнефть». Томск. 2015. С. 134–136.
5. Петровский А.Б.Теория принятия решений. М.: Издательский центр «Академия», 2009. 400 с.
6. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. М.: Горячая линия–Телеком, 2007. 288 с.

ENGLISH **AUTOMATION**

A formal approach to the definition of the optimum telemetry aperture value

UDC 65.011.56

Authors:
Alexey G. Zebzeev — post graduate[1], lead engineer[2]; zebzeevag@nipineft.tomsk.ru

[1]National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
[2]JSC “TomskNIPIneft”, Tomsk, Russian Federation

Abstract
Usually the infrastructure of oil producing companies is distributed geographically and has distant objects. Data transmittion from all objects to control point can bring to problems related to the lack of system performance. This paper considers the issue of the regime of sporadic transmission. It is proposed to use the optimization techniques to dynamically determine the basic characteristics of sporadic transmission — apertures telemetry to eliminate high congestion of communication channels and ensure normal operation.

Materials and methods
The optimal control data transmission was based on the developed methods to predict the magnitude of congestion of communication channels.

Results
Criteria for optimal management of sporadic data transmission remote control system developed. These ties can be used in algorithms for forming the application layer data units based on defined restrictions.

Conclusions
In the article considered the question of application block sporadic data with dynamic aperture setting telemetry. Correlated processes for oil production justifies the use of a methodology based on the prediction of the value of the communication channel utilization. The problem of finding the optimum aperture value requires the determination of the formal criteria for quantifying the control quantities. To this end, the article defines ties the target functional of apertures value. Then find the best solutions may be implemented by one of the known ways of optimizing based on these dependencies. The simulation results showed the effectiveness of proposed method.

Keywords
sporadic data transmission,
telemetry aperture,
optimality criterion

References

1. Dudnikov V., Gazizov M., Nabiev D., Nugmanov T. *Upravlenie ob"ektami neftyanogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem kombinirovannykh kanalov svyazi* [Management of objects oil field using a communication channels combination]. *Sovremennye tekhnologii avtomatizatsii*, 2000, issue 2, pp. 18–27.
2. Zhuravlev D.V., Malyshenko A.M. *Adaptatsiya setevogo trafika sbora dannykh s promyslovykh kustov pri ogranichennoy propusknoy sposobnosti korporativnoy informatsionno-upravlyayushchey sistemy neftegazodobyvayushchego predpriyatiya* [Adaptation of network traffic data collection from fishing bushes with limited bandwidth of oil and gas enterprise corporate information management system]. Science bulletin of NSTU, 2013, issue 4 (53), pp. 5–11.
3. Aganesov A. V. *Model' seti vozdushnoy radiosvyazi na osnove protokola sluchaynogo mnozhestvennogo dostupa CSMA/CA* [Network model based on air radio Random Multiple Access Protocol CSMA /CA]. *Sistemy upravleniya, svyazi i bezopasnosti*, 2015, issue 1, pp. 67–97.
4. Zebzeev A.G. *Blochnaja sporadicheskaja peredacha dannyh v sistemah telemehaniki neftegazodobychi* [Block sporadic data transmission systems of remote control of oil and gas]. Abstracts VIII scientific and technical conference of "TomskNIPIneft.", 2015, pp. 134–136.
5. Petrovskiy A.B. *Teoriya prinyatiya resheniy* [Making decisions theory]. Moscow: *Akademiya*, 2009, 400 p.
6. Shtovba S.D. *Proektirovanie nechetkikh sistem sredstvami MATLAB* [Design of fuzzy systems by means of MATLAB]. Moscow: *Goryachaya liniya–Telekom*, 2007, 288 p.

НИИИН МНПО "СПЕКТР"

RII MSIA "SPECTRUM"

ВД-41П

вихретоковый дефектоскоп

- Соответствует требованиям ГОСТ, ISO, DIN, EN, API, ASTM
- Низкое тепловыделение, защита от пыли и влаги IP54
- Полная взаимозаменяемость с предыдущими поколениями
- Легкая интеграция в любую производственную линию
- Интерфейсы USB, RS232, RS485, ETHERNET, оптопары
- Скорость контроля до 5м/с,

- Внесен в Государственный Реестр Средств Измерений

Современный высокопроизводительный вихретоковый дефектоскоп для неразрушающего контроля труб, проката, проволоки, изделий из металлопроката в процессе их производства и входном контроле.

ПОЛНЫЙ КАТАЛОГ ПРОДУКЦИИ НА WWW.**NIO12**.RU

119048, Москва, ул. Усачева, 35, стр. 1.
Тел: (499) 245-56-18, Факс: (495) 933-02-95. E-mail: info@nio12.ru

УДК 620.1

Высокопроизводительный контроль твердости на трубах с гладкостным покрытием

А.Г. Ефимов
д.т.н., заведующий отделом[1]
efimov@nio12.ru

А.Е. Шубочкин
д.т.н., заведующий сектором[1]
aeshubochkin@mail.ru

Е.В. Мартьянов
аспирант, м.н.с. НИО-12[1]

П.Н. Мефодичев
магистрант, инженер НИО-12[1]

[1]ЗАО «НИИИН МНПО «СПЕКТР», Москва, Россия

Рассмотрена проблема неразрушающего контроля качества металлопроката. Проведено сравнение вихретокового метода неразрушающего контроля с традиционно используемыми при производстве металлопроката рентгеновским и ультразвуковым методами. Дано описание разработанной для контроля автоматизированной линии.

Материалы и методы
Трубы большого диаметра исследовались вихретоковым и магнитным методами.

Ключевые слова
неразрушающий контроль, вихретоковый контроль, вихретоковая дефектоскопия, локальные упрочнения, контроль твердости, микротрещины, контроль сварного шва, контроль тела трубы

В процессе производства металлопроката широко применяются различные методы неразрушающего контроля (НК) [1]. При контроле труб диаметром до 220 мм важное место занимает вихретоковый метод НК, поскольку, он имеет ряд неоспоримых преимуществ: бесконтактность, высокая чувствительность и скорость контроля, возможность контролировать изделия с высокой температурой поверхности, низкие требования к качеству подготовки поверхности [2]. В то же время, вихретоковый метод имеет ряд существенных недостатков: выявление только поверхностных и подповерхностных дефектов в изделиях из ферромагнитных материалов, трудности с определением геометрических параметров обнаруженных дефектов, значительное влияние на результаты контроля разброса электромагнитных свойств объекта контроля (ОК) [3–5]. Последний недостаток можно устранить за счет применения подмагничивания ОК до состояния насыщения [6].

Исходя из вышеизложенного, при контроле труб большого диаметра (ТБД) на производстве чаще всего используют ультразвуковой и рентгеновский методы, основным преимуществом которых перед вихретоковым является возможность выявления внутренних дефектов. Для контроля торцов труб также часто применяется магнитопорошковый метод, обладающий высокой чувствительностью и позволяющий легко визуализировать дефекты. Однако опыт последних лет показал, что существует ряд производственных дефектов металлургии, которые могут быть выявлены только с использованием вихретокового метода НК [7]. При производстве сляба могут происходить нарушения технологического процесса, которые приводят к образованию на его поверхности зон с повышенным содержанием углерода. В дальнейшем, при раскатке сляба в лист (рис. 1), эти зоны превращаются в пятна локальной поверхностной неоднородности, имеющие большую твердость, чем основной металл листа. В процессе изготовления трубы (особенно толстостенной) лист подвергается значительным деформациям (рис.2), как следствие, в зонах с повышенной твердостью образуются микротрещины, проникающие на всю глубину упрочненного слоя. Исходя из практического опыта, глубина этих трещин редко превышает 0,2–0,3 мм, при этом площадь такой зоны может не превышать несколько десятков мм. Учитывая шероховатость и состояние поверхности трубы, данные трещины не могут быть выявлены рентгеновским или ультразвуковым методом. Магнитопорошковому контролю подлежат только торцы труб, поэтому указанные зоны растрескивания не выявляются при проведении традиционного выходного контроля качества. Зоны локального упрочнения поверхностного слоя металла этими методами также не обнаруживаются. После покрытия труб изоляционными или защитными покрытиями обнаружить указанные дефекты любым методом кроме вихретокового не представляется возможным и, в итоге, дефектные трубы отгружаются потребителю. В процессе эксплуатации происходит дальнейшее развитие микротрещин, что приводит к разрушению трубы задолго до расчетного срока эксплуатации изделия. Исходя из вышеизложенного, можно заключить, что контроль твердости необходимо проводить не только в отдельных точках нескольких образцов партии, как это делается сейчас, а всей поверхности листов или готовых труб.

На сегодняшний день применяются несколько методов измерения и контроля твердости. Среди них наибольшее распространение получили контактные методы измерения твердости. Выбор метода измерения твёрдости металлов обусловлен механическими свойствами металлов и конструктивно-технологическими особенностями изделий. Существует несколько способов измерения твердости, различающихся по характеру воздействия наконечника. Твердость можно измерять вдавливанием индентора

Рис. 1 — Сляб на участке раскатки

Рис. 2 — Формовка трубы большого диаметра

(способ вдавливания), ударом или же по отскоку наконечника — шарика. Твердость, определенная царапаньем, характеризует сопротивление разрушению, по отскоку — упругие свойства, вдавливанием — сопротивление пластической деформации. Перспективным и высокоточным методом является метод непрерывного вдавливания, при котором записывается диаграмма перемещения, возникающего при внедрении индентора, с одновременной регистрацией усилий. В зависимости от скорости приложения нагрузки на индентор твердость различают статическую (нагрузка прикладывается плавно) и динамическую (нагрузка прикладывается ударом). При контактно-импедансном (ультразвуковом) методе контроля твердость определяется по изменению частоты колебаний индентора датчика, при его внедрении в контролируемую поверхность. Для периодической поверки показаний твердомера, в комплекте с твердомером могут поставляться контрольные образцы (эталонные меры твердости), которые производятся по определённым шкалам твердости (Роквелл, Бринелль, Виккерс).

Перечисленные методы не лишены и целого ряда недостатков, ограничивающих их применение. Прежде всего, речь идет об их трудоемкости, делающей невозможным контроль всей поверхности объектов. Ни один из них также не может быть применен для контроля металла с защитными или изоляционными покрытиями.

Перед специалистами ЗАО «НИИИН МНПО «СПЕКТР» была поставлена задача обнаружения зон локального упрочнения на теле ТБД, в том числе через защитные и изоляционные покрытия толщиной до 10 мм. В данной статье приведены основные результаты экспериментальных исследований и дано описание разработанного оборудования.

Экспериментальные исследования

На первом этапе было проведено экспериментальное исследование образца с естественными дефектами (рис. 3) (палетта, вырезанная из одношовной трубы, изготовленной из стали марки X65 (API 5L), диаметр — 813 мм, толщина стенки — 39 мм, класс прочности — К60). Данный образец был вырезан из трубы, успешно прошедшей линию контроля качества, дефекты были обнаружены визуально перед нанесением защитного покрытия. В качестве испытательного оборудования был использован дефектоскоп ВД-90НП с преобразователем Тип-2 (диаметр катушки — 5 мм, частота возбуждения — 50 кГц). Целью экспериментальных исследований являлась оценка возможности выявления зоны повышенной твердости и определение ее границ. Во время исследований контроль проводился как непосредственно на поверхности образца, так и через максимально возможный рабочий зазор вихретокового преобразователя (ВТП), обусловленный нанесением защитных покрытий.

На рис. 4 приведено графическое представление выходного сигнала дефектоскопа ВД-90НП. Зоны, обозначенные красным цветом, соответствуют изменению структуры металла в зоне термического влияния, образовавшейся при вырезке палетты газовой сваркой. Синий цвет соответствует основному металлу трубы (твердость 200–230 HV), зеленым цветом обозначена зона локального упрочнения (280–300 HV). Полученные результаты были подтверждены замерами с использованием динамического твердомера Элит-2Д.

На втором этапе было исследовано влияние величины рабочего зазора на приращение сигнала вихретокового дефектоскопа, вызванное локальным увеличением твердости. Рабочий зазор изменялся в пределах от 0 до 7 мм. Показания снимались в точке «А» (зона локального упрочнения в которой сигнал дефектоскопа был максимален) относительно точки «О» (зона компенсации, соответствующая нулевому сигналу дефектоскопа). Полученные данные приведены на рис. 5.

На третьем этапе имитировался процесс контроля поверхности трубы в производственных условиях. Было произведено сканирование поверхности образца по линии А-Б (рис. 6), пересекающей зону локального упрочнения и существующий реальный дефект. На рис. 6. показана траектория сканирования, сигнал на экране дефектоскопа. В левом нижнем углу палетты

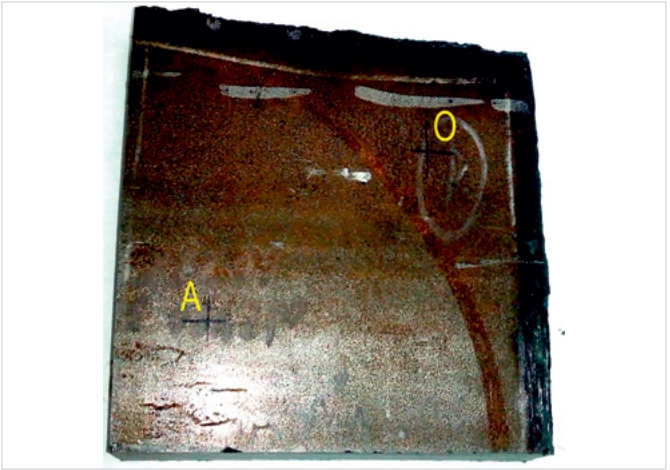


Рис. 3 — Палетта с зоной локального упрочнения

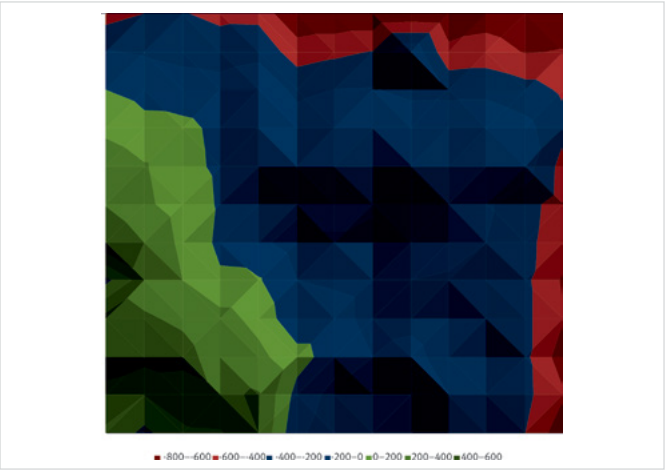


Рис. 4 — Показания ВД-90НП на палетте, представленные в графическом виде

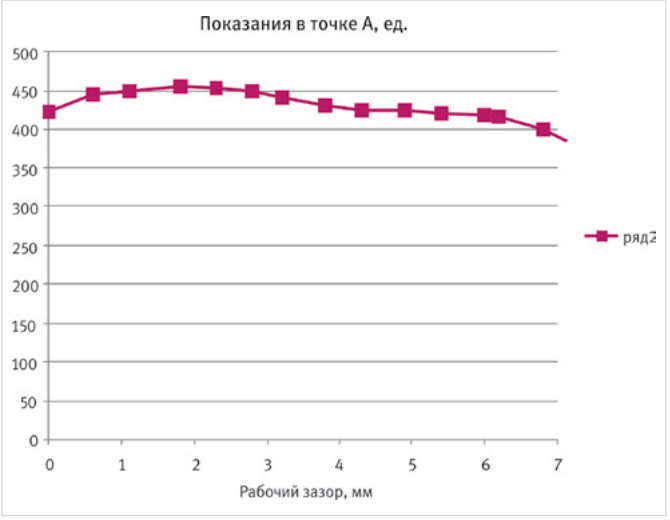


Рис. 5 — Показания дефектоскопа ВД-90НП в зоне максимума локального упрочнения

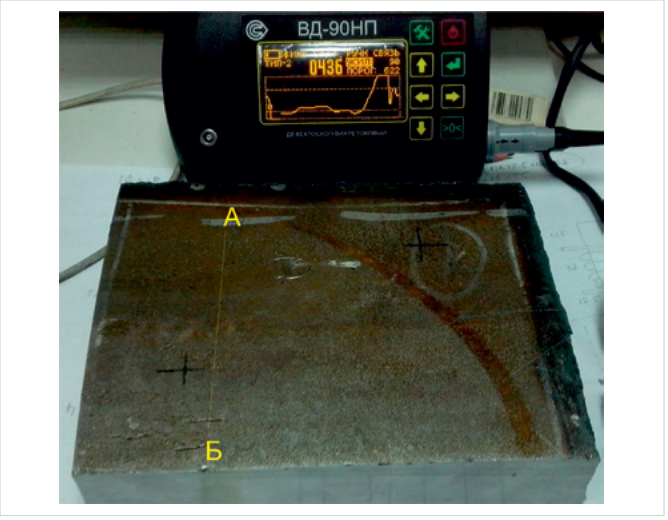


Рис. 6 — Показания ВД-90НП по линии А-Б

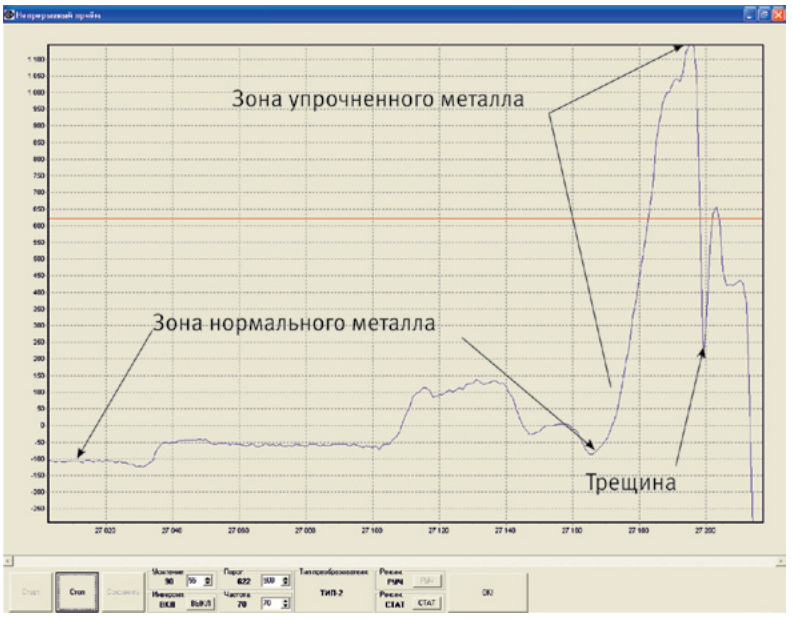


Рис. 7 — Показания ВД-90НП по линии А-Б, переданные в ПК

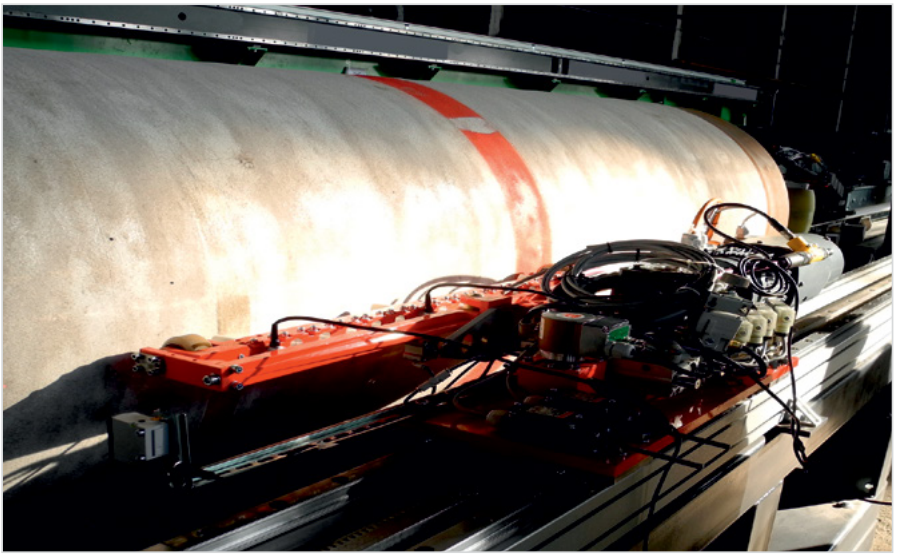


Рис. 8 — Система автоматизированного вихретокового контроля труб большого диаметра на базе ВД-91НМ

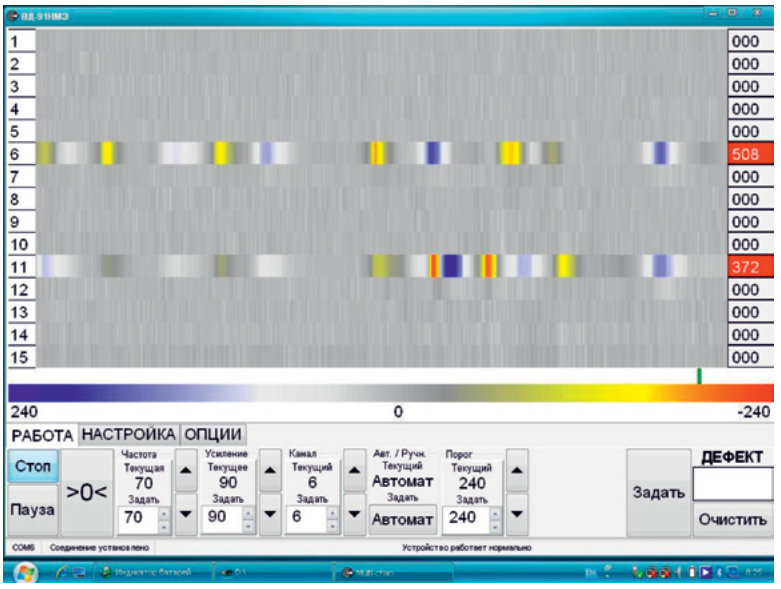


Рис. 9 — Экран оператора в режиме развертки трубы

видно растрескивание в зоне локального упрочнения.

На рис. 7 представлен сигнал вихретокового дефектоскопа, который был получен на участке А-Б и передан на персональный компьютер (ПК). На рисунке видно изменение показаний в зоне локального упрочнения и характерный сигнал, вызванный уже существующим трещиноподобным дефектом в данной зоне упрочнения.

Практическая реализация результатов исследования

На основании анализа полученных экспериментальных данных сделан вывод о применимости вихретокового метода НК для обнаружения дефектов типа трещина и локальное упрочнение, в том числе и через толстые изоляционные и защитные покрытия. ЗАО «НИИИН МНПО «СПЕКТР» и ЗАО «УЛЬТРА-КРАФТ» разработали систему вихретокового неразрушающего контроля труб большого диаметра. Основой системы является многоканальный вихретоковый дефектоскоп ВД-91НМ, который осуществляет 32-канальный амплитудно-фазовый контроль внутренней и внешней поверхности трубы через изоляционные покрытия переменной толщины (до 10 мм). Практические испытания показали, что дробеструйной обработки поверхности, выполняемой в процессе производства труб, достаточно для получения «квазиоднородного» состояния поверхности при котором ВД-91НМ способен выявлять дефекты глубиной от 0,3 мм и зоны локального упрочнения, имеющие отличающуюся от основного металла на 20% твердость. Время контроля трубы длиной 12 м и диаметром 813 мм не превышает 5 мин. В итоговый протокол заносится развертка трубы с цветовым кодированием уровня сигнала и таблица выявленных дефектов.

Используемые в ВД-91НМ программные и аппаратные решения позволяют в широчайших пределах отстроиться от такого основного мешающего параметра как рабочий зазор преобразователя. На сегодняшний день ВД-91НМ единственная вихретоковая система в мире, позволяющая работать с переменным зазором до 10 мм без потери чувствительности к трещиноподобным дефектам и локальным упрочнениям. Указанные характеристики позволяют проводить контроль труб, в том числе и в зоне сварного шва. Большой диапазон рабочего зазора, в том числе делает возможным проведение контроля труб предназначенных для морских подводных переходов, толщина изоляции которых достигает 8 мм [8].

На рис. 8. приведена каретка с преобразователями во время контроля наружной стенки трубы через изоляционное защитное покрытие толщиной 8 мм. Внешний вид экрана оператора в режиме развертки трубы показан на рис. 9. На него вынесены органы управления дефектоскопом ВД-91НМ и параметры его настройки при контроле внешней стенки трубы большого диаметра.

Итоги

Проведенные теоретические и экспериментальные исследования показывают, что вихретоковый метод является единственным методом НК, позволяющим выявлять локальные пятна твердости через защитные и изоляционные покрытия. Он обладает высокой чувствительностью и скоростью контроля и

должен применяться при выходном контроле качества изделий трубной промышленности. Поскольку другие методы не позволяют находить указанный тип дефектов, отсутствие вихретокового контроля при производстве труб большого диаметра значительно снижает достоверность результатов неразрушающего контроля.

Выводы

1. Вихретоковый дефектоскоп ВД-90НП со стандартным преобразователем уверенно отличает зону повышенной твердости от зоны основного материала ОК вплоть до рабочего зазора 7 мм.
2. Доработка программного обеспечения дефектоскопа способна снизить влияние изменения зазора на выходной сигнал.
3. Возможно увеличение скорости контроля за счет применения многоканальной системы вихретокового контроля и частичной или полной механизации и автоматизации такой системы.

Список используемой литературы

1. Klyuev V.V., Muzhitskiy V.F., Gorkunov E.S., Scherbinin V.E., Fedosenko Yu.K., et al. NONDESTRUCTIVE TESTING Handbook: In 8 volumes. V. 1: in 3 books. Vol. 1 Magnetic Testing, Eddy-current Testing,X-ray Testing. Edited by V.V. Klyuev. Moscow: Spektr 2010. 1008 p.
2. Федосенко Ю.К., Шкатов П.Н., Ефимов А.Г. Вихретоковый контроль. Учебное пособие. М.: Спектр, 2011. 224 с.
3. Загидулин Р.В., Мужицкий В.Ф., Ефимов А.Г., Загидулин Т.Р., Шубочкин А.Е. Исследование влияния продуктов коррозии магистрального нефтепродуктопровода на сигнал вихретокового дефектоскопа ВД-12НФП // Контроль. Диагностика. 2007. № 9. С. 42–46.
4. Ефимов А.Г. К влиянию продуктов коррозии металла и отложений на выявляемость дефектов сплошности при электромагнитном контроле стальных изделий. Часть 1 // Контроль. Диагностика. 2012. № 1. С. 26–33.
5. Ефимов А.Г. К влиянию продуктов коррозии металла и отложений на выявляемость дефектов сплошности при электромагнитном контроле стальных изделий. Часть 2 // Контроль. Диагностика. 2012. № 2. С. 25–33.
6. Ефимов А.Г. Распределение сигнала накладного вихретокового преобразователя над стальным изделием с внутренним дефектом сплошности в приложенном магнитном поле // Контроль. Диагностика. 2012. № 3. С. 17–24.
7. Ефимов А.Г., Шубочкин А.Е. Современные тенденции развития вихретоковой дефектоскопии и дефектометрии // Контроль. Диагностика. 2014. № 3. С. 68–73.
8. Ефимов А.Г., Шубочкин А.Е., Мартьянов Е.В. Современные вихретоковые системы неразрушающего контроля металлопроката // Контроль. Диагностика. 2014. № 12. С. 19–21.

ENGLISH **DIAGNOSTICS**

Highly-efficient control the hardness on pipes with smooth coating

UDC 620.1

Authors:
Alexey G. Efimov — Sc.D., head of department[1]; efimov@nio12.ru
Andrey E. Shubochkin — Sc.D., head of sector[1]; aeshubochkin@mail.ru
Evgenii V. Martyanov — postgraduate, jr. researcher[1]; eugeniomartino@mail.ru
Pavel N. Mefodichev — undergraduate, engineer[1]; i-paxa@mail.ru

[1]JSC RII "Spectrum", Moscow, Russian Federation

Abstract

In the article considered the metal-roll quality control issue. It were conducted the comparison of eddy current method of nondestructive testing and classic methods that using in metal-roll production by X-ray and supersonic methods. Description of developed automated line for testing was presented.

Materials and methods

Large diameter pipes were tested by eddy current and magnetic methods.

Results

Conducted theoretical and experimental studies revealed that eddy current testing is the only nondestructive method allows indicating local problems of hardness through protecting and isolating coats. It has high sensitivity and control speed and should apply in final testing the quality of pipe production. Other methods do not allow detecting this type defects. The validity of nondestructive control is significantly deteriorated without eddy current control in production large diameter pipes.

Conclusions

1. Eddy current detector VD-90NP using ordinary probe knows area of increased hardness from area of original material through 7 mm gap.
2. Improving detector's software allows to undercut influence the gap change on output signal.
3. Increasing of control speed is possible by applying multichannel system eddy current control and local or complete mechanization and automation this system.

Keywords

nondestructive testing,
eddy current testing,
eddy current defectoscopy, local hardening,
hardness control, microfissures,
welded joint control, pipe control

References

1. Klyuev V.V., Muzhitskiy V.F., Gorkunov E.S., Scherbinin V.E., Fedosenko Yu.K., et al. NONDESTRUCTIVE TESTING Handbook: In 8 volumes. V. 1: in 3 books. Vol. 1 Magnetic Testing, Eddy-current Testing, X-ray Testing. Edited by V.V. Klyuev. Moscow: Spektr, 2010, 1008 p.
2. Fedosenko Yu.K., Shkatov P.N., Efimov A.G. *Vikhretokovyy kontrol'* [Eddy current testing]. Study book, Moscow: *Spektr*, 2011, 224 p.
3. Zagidulin R.V., Muzhitskiy V.F., Efimov A.G., Zagidulin T.R., Shubochkin A.E. *Issledovanie vliyaniya produktov korrozii magistral'nogo nefteproduktoprovoda na signal vikhretokovogo defektoskopa VD-12NFP* [Arterial pipeline corrosion oil products effects analysis on vortex-current defectoscope signal of VD-12NFP]. Testing. Diagnostic, 2007, issue 7, pp. 42–46.
4. Efimov A.G. *K vliyaniyu produktov korrozii metalla i otlozheniy na vyyavlyaemost' defektov sploshnosti pri elektromagnitnom kontrole stal'nykh izdeliy* [By the influence of corrosion products and metal deposits on the detection of defects in the continuity of the electromagnetic control of steel products. Part 1]. Testing. Diagnostic, 2012, issue 1, pp. 26–33.
5. Efimov A.G. *K vliyaniyu produktov korrozii metalla i otlozheniy na vyyavlyaemost' defektov sploshnosti pri elektromagnitnom kontrole stal'nykh izdeliy. Chast' 2* [By the influence of corrosion products and metal deposits on the detection of defects in the continuity of the electromagnetic control of steel products. Part 2].Testing. Diagnostic, 2012, issue 2, pp. 25–33.
6. Efimov A.G. *Raspredelenie signala nakladnogo vikhretokovogo preobrazovatelya nad stal'nym izdeliem s vnutrennim defektom sploshnosti v prilozhennom magnitnom pole* [Eddy current probe signal distribution over steel products with an internal flaw in the applied magnetic field].Testing. Diagnostic, 2012, issue 3, pp. 17–24.
7. Efimov A.G., Shubochkin A.E. *Sovremennye tendentsii razvitiya vikhretokovoy defektoskopii i defektometrii* [Modern trends of eddy current flaw detection and defectometry].Testing. Diagnostic, 2014, issue 3, pp. 68–73.
8. Efimov A.G., Shubochkin A.E., Mart'yanov E.V. *Sovremennye vikhretokovye sistemy nerazrushayushchego kontrolya metalloprokata* [Modern eddy current flaw detection system for rolled steel].Testing. Diagnostic, 2014, issue 12, pp. 19–21.

Общество с ограниченной ответственностью

Завод "Калининградгазавтоматика"

Основано в 1960 г. Дочернее предприятие ПАО «Газпром автоматизация»

Разработка, производство и внедрение на объекты газовой, нефтяной и других отраслей промышленности распределительного и взрывозащищенного электрооборудования, систем автоматики и прочих приборов.

Основным видом деятельности завода является производство:

- Ячеек КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями;
- Шкафов НКУ до1000 В серии OKKEN и Prisma Plus;
- Комплектных трансформаторных подстанций внутренней установки (цеховые);
- Систем гарантированного бесперебойного питания;
- Шкафов управления двигателями АВО газа;
- Узлов управления кранами (ЭПУУ);
- Взрывозащищенных оболочек (коробок);
- Щитов и пультов автоматизации производственных процессов;
- Шкафной продукции;
- Прочих приборов и средств автоматизации.

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий, использующих наше оборудование, можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236022, РФ, г. Калининград,
Гвардейский пр., д. 15
Тел: (4012) 576-032, факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
e-mail: zavod@kga.ru; Web.: www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Тел.: (495)933-62-30, факс:933-62-32
e-mail: info@invest-gaz.ru
Web.: www.invest-gaz.ru

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ

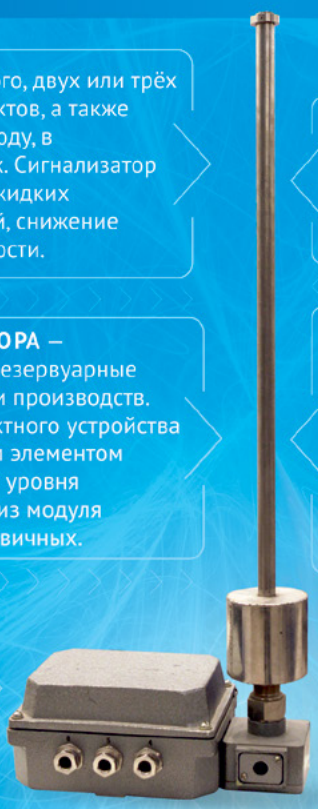
ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Web.: www.gazauto.gazprom.ru

СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ «СУЖ-П-И»

ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах. Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.

Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia IIBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.



ИСПОЛНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искробезопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а.
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

Массовые расходомеры КРОНЕ
нового поколения

Расходомер массовый OPTIMASS 1400

Отличительные особенности:

- Исполнение: S15, S25, S40, S50
- Относительная погрешность:
  при измерении расхода газа ±0,5%
  при измерении расхода жидкостей ±0,15%
- Рабочее давление: до 10 МПа
- Большое количество поддерживаемых промышленных протоколов для передачи данных о расходе

Расходомер массовый OPTIMASS 2400

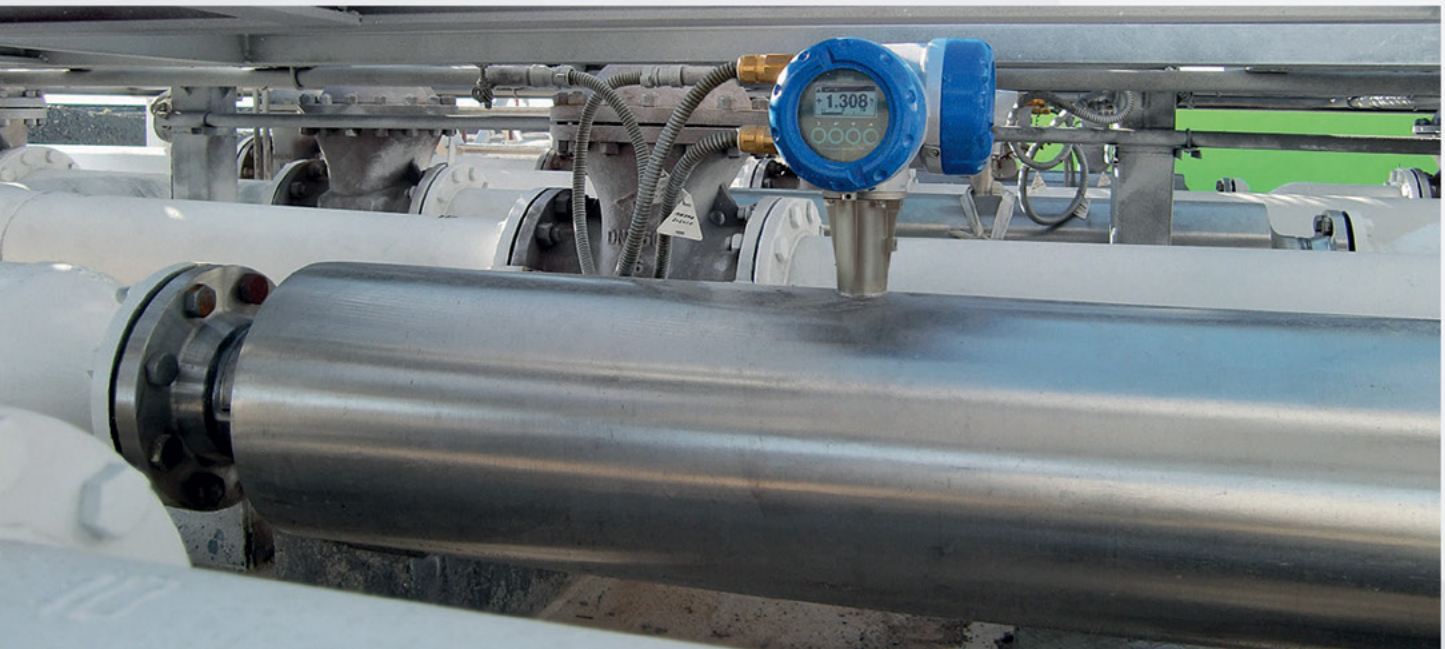
Отличительные особенности:

- Прямотрубный массовый расходомер для коммерческого и технологического учета продукции
- Исполнение: S100, S150, S250
- Относительная погрешность:
  при измерении расхода жидкостей: ±0,1%
  при измерении расхода газа: ±0,35%
- Воспроизводимость: ±0,05%
- Рабочая температура: –45...+130°C
- Рабочее давление, не более: 18 МПа

Расходомер массовый OPTIMASS 6400

Отличительные особенности:

- Массовый расходомер с V-образной измерительной трубой с возможностью работы даже при 100% газовых включений
- Относительная погрешность:
  при измерении расхода жидкостей: от ±0,05%
  при измерении расхода газа: ±0,35%
- Рабочая температура: от –200 до +400°C
  (в зависимости от исполнения прибора)
- Рабочее давление, не более: 20 МПа



Импортозамещение

KROHNE
measure the facts

Производственное предприятие ООО «КРОНЕ-Автоматика», расположенное в России (г. Самара), специализируется на производстве расходомеров и уровнемеров компании KROHNE, а также ответных фланцев, выносных камер, струевыпрямителей и переходов (сужающих устройств).

В рамках программы по импортозамещению ООО «КРОНЕ-Автоматика» расширило свои производственные мощности строительством нового здания, где организованы производство и сборка продуктов нашей новой линейки,
расширение которой ООО «КРОНЕ-Автоматика» анонсировало в начале 2015 года:

- Расходомеры ультразвуковые для жидкостей **OPTISONIC 3400, UFM 500-030 HT**
- Расходомеры ультразвуковые для газа **OPTISONIC 7300**
- Расходомеры вихревые **OPTISWIRL 4070**
- Расходомеры электромагнитные **OPTIFLUX 2000 / 4000**
- Уровнемеры радарные **OPTIWAVE 6300 / 7300**
- Уровнемеры рефлекс-радарные **OPTIFLEX 1300**
- Уровнемеры буйковые **BW 25**
- Уровнемеры байпасные **BM 26**

OPTIFLUX 2000

OPTIWAVE 7300

OPTISONIC 7300

Конкурентными преимуществами компании ООО «КРОНЕ-Автоматика» перед аналогичными российскими производителями являются высокое качество поставляемых комплектующих из Германии и высокая квалификация сотрудников на всех уровнях. Немаловажным фактором являются сокращенные сроки поставки, обусловленные расположением предприятия в г. Самара.

ООО «КРОНЕ-Автоматика» помимо прочего предлагаетна услуги по калибровке и поверке расходомеров собственного производства и сторонних производителей.

На данный момент предприятие располагает 3-мя калибровочными установками:

- **«Flow master mini»**
  с диапазоном расходов 0,05...40 м3/ч
- **«Flow master»**
  с диапазоном расходов до 500 м3/ч
- **«REFERENCE TOWER RSTR 04»**
  с диапазоном расходов до 10 000 м3/ч,
  диаметр поверяемых приборов до 1600 мм

BW 25

BM 26

OPTISWIRL 4070

Контактные данные в России:

Россия, Самарская обл.,
Волжский р-н, пос. Стромилово
Тел.: +7 (846) 230-04-70
Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

Контактные данные в Казахстане:

050020, Казахстан, г. Алматы,
пр-т Достык, 290 а
Тел.: +7 727 356 277 0,
Факс: +7 727 356 277 1
pr@krohne.su

www.krohne.ru

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ ОКТЯБРЬ 2015-АПРЕЛЬ 2016

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС**
Ялта, Крым, 12–16 октября
TOGC.INFO

Комплексное изучение всех технологических операций, входящих в процесс строительства горизонтальных и разветвленных скважин, с их последующим анализом и нахождением инновационных предложений.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 13–16 октября
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами ЛУКОЙЛа, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского края.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 14 октября
N-G-K.RU

Традиционное место встречи представителей нефтегазовых компаний со своими подрядчиками, занятых капитальным ремонтом скважин, для обмена мнениями.

выставка **РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**
Абердин, Шотландия, 18–24 октября
CAPITALBE.CO.UK

Рассмотрение последних достижений в области разработки, изготовления и применения буровых растворов, новейших технологических решений для повышения эффективности и оптимизации добычи.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ - КУДРЯВЦЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 19–21 октября
CONFERENCE.DEEPOIL.RU

Постоянно действующая, ежегодная конференция для научного сообщества геологов-нефтяников бывшего постсоветского пространства.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 19–24 октября
CONF4.OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.

семинар **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ.**
Москва, 20–21 октября
EAGE.RU

Несмотря на огромный интерес и повсеместное бурение горизонтальных скважин до сих пор существует огромное количество нерешённых вопросов, которые предлагается обсудить в рамках семинара.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ**
Альметьевск, 20–22 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

выставка **СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ, ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ И НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**
Абердин, Шотландия 25–31октября
CAPITALBE.CO.UK

Ознакомление слушателей с последними достижениями в области новейших технологий по успешному применению и внедрению ПНП.

конференция **SPE**
Москва, 26–28 октября
SPE.ORG

Техническая конференция, дающая возможности обмена опытом и идеями в некоммерческой неконкурентной среде для экспертов отрасли и молодых специалистов.

выставка **PCVEXPO: НАСОСЫ. КОМПРЕССОРЫ. АРМАТУРА**
Москва, 27–30 октября
PCVEXPO.RU

Выставка промышленных насосов, компрессоров и трубопроводной арматуры, которую посещают представители компаний: «СИБУР», «Татнефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и др.

конференция **ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ — ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 27–31 октября
GEOVERS.COM

Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 29–30 октября
CTTIMES.ORG

Старейший на постсоветском пространстве профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей нефтегазосервисного оборудования.

выставка **ADIPEC**
Абу Даби, ОАЭ, 9–12 ноября
ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби — естественный перекресток между Востоком и Западом, один из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.

выставка **САХАПРОМЭКСПО-2015. НЕДРА ЯКУТИИ**
Якутск, 10–12 ноября
SES.NET.RU

Продуктивное и деловое событие для региона. Ведущие предприятия отрасли ежегодно представляют здесь свои достижения, а для молодых компаний выставка — хороший старт.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 11 ноября
ROGSUMMIT.RU

Площадка взаимодействия для руководителей отраслевых и сервисных нефтегазовых компаний, представителей федеральных министерств, а также экспертов сегмента «upstream».

конференция **ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА-2015**
МОСКВА, 11 ноября
GEORAZVEDKAFORUM.COM

На повестке оценка состояния и перспектив геологоразведки, новые технологии и инновации, НТРИЗ и инвестиционный климат, актуальные сведения по проектам России и СНГ.

конференция **ДОБЫЧА-НЕФТЕГАЗ: СТРАТЕГИИ, ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ**
Москва, 12 ноября
GEOEXPLORATIONRUSSIA.COM

Серия интерактивных круглых столов с участием генеральных директоров и главных инженеров крупнейших добывающих компаний, представителей власти и поставщиков технологий.

TABLE OF EVENTS OCTOBER 2015-APRIL 2016

конференция **РОССИЙСКИЙ ГАЗОВЫЙ САММИТ**
Москва, 12 ноября
GASSUMMIT.RU

Стратегические вопросы — проекты СПГ, геополитика рынка газа в условиях санкций, государственное регулирование газовой отрасли, ценообразование и торговля.

конференция
ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ, ТРЕЙДИНГ
Москва, 13 ноября
MIDSTREAMSUMMIT.RU

Саммит соберет более 200 представителей компаний сегментов «midstream» и «downstream», представителей федеральных министерств, нефтегазовых ассоциаций и отраслевых компаний России.

конференция **ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ**
Москва, 16–20 ноября
EAGE.RU

Программа образовательных курсов по геонаукам. Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров.

выставка **OIL AND GAS TURKMENISTAN**
Ашхабад, Туркменистан, 17–19 ноября
OGTEXPO.COM

Развитие нефтяной, газовой и химической промышленности Туркменистана требует масштабных капитальных вложений в действующие месторождения и перспективные резервы.

конференция **MIDDLE EAST HEAVY OIL CONGRESS**
Манама, Бахрейн, 25–26 ноября
MEHEAVYOIL.COM

Презентация новых технологий, ключевых продуктов и услуг, разработанных специально в тяжелой нефтяной промышленности.

выставка
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ ТЭК И ЖКХ
Москва, 25–27 ноября
EXPOBROKER.RU

В рамках выставки запланирована конференция «Импортонезависимость в нефтегазовой отрасли» и круглый стол «Импортозамещение на объектах ТЭК и ЖКХ».

выставка **НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2015**
Нижневартовск, 25–27 ноября
SES.NET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в нефтяной столице России. Проводится в рамках празднования 50-летия Самотлорского месторождения.

выставка **ТРУБЫ И ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ НЕФТЬ. ГАЗ. ЖКХ**
Москва, 25–27 ноября
TRUBOSYSTEM.RU

Цель — повышение надежности и безопасности магистральных, технологических, промысловых трубопроводов, инженерной инфраструктуры ЖКХ и газораспределения.

конференция **ОПТИМАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРЭ, ОРЗИД, ВСП.**
Пермь, 26 ноября
KONFERENC-NEFT.RU

Обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

конференция **ЮБИЛЕЙНЫЙ X НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ**
Санкт-Петербург, 26–27 ноября
OILTERMINAL.ORG

На конгрессе обсудят ценообразование на рынке российской нефти, посетят с техническим визитом терминал НОВАТЭК Усть-Луга и наградят лучшие нефтебазы России, СНГ и Балтии.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**
Красноярск, 1–2 декабря
EASTSIB-OIL-GAS.COM

На повестке рассмотрение проектов развития нефтегазовых месторождений Восточной Сибири с точки зрения целого комплекса задач — от геологоразведки и добычи до транспортировки и переработки.

конференция **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Москва, 8 декабря
N-G-K.RU

Запланировано обсуждение программы импортозамещения и локализации технологий и оборудования для шельфовых проектов.

рейтинг **ЗДРАВЫЙ СМЫСЛ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЙТИНГ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ**
Москва, 9 декабря
CREONENERGY.RU

Вторая церемония объявления итогов рейтинга экологической ответственности российских нефтегазовых компаний, реализуемого группой CREON и WWF Russia.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ ЭНЕРГО**
Оренбург, 17–19 февраля
URALEXPO.RU

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

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Волгоград, 25–27 февраля
REGIONEX.RU

Место встречи крупнейших нефтяных компаний, поставщиков оборудования и услуг для нефтегазовой отрасли, специалистов-нефтяников.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Новый Уренгой, 2–3 марта
EXPONET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

выставка **ТЕРРИТОРИЯ NDT 2016**
Москва, 2– 4 марта
EXPO.RONKTD.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

конференция **ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОНАУК**
Санкт-Петербург, 11–14 апреля
EAGE.RU/RU/CONFERENCES

Темы конференции охватывают основные направления развития наук о Земле, а также вопросы охраны окружающей среды и экономики.

КАЛЕНДАРЬ ДЛЯ IPAD — http://runeft.ru/activity/ical/

Выставка проводится при поддержке:
Президента Республики Татарстан, Правительства Республики Татарстан,
Министерства Промышленности и Торговли РТ, Министерства экологии и природных ресурсов РТ,
ТПП РФ, ТПП РТ, Академии Наук Республики Татарстан,
Администрации Альметьевского района и города Альметьевск

19–21 ОКТЯБРЯ 2016

XV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

АЛЬМЕТЬЕВСК

TATNEFT

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ

Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

WWW.NT-EXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 350-13-85, new-m@mail.ru

Уважаемые коллеги и партнеры, приглашаем Вас приехать на родину нефти Татарстана — в город Альметьевск.

С 19 по 21 октября 2016 года проводится выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ПАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

«Татнефть» открыта и заинтересована в привлечении новых технологий, оборудования и данное мероприятие проводится совместно с ПАО «Татнефть». Первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер ПАО «Татнефть» Наиль Габдулбариевич Ибрагимов направляет специалистов и структурные подразделения, входящие в состав компании Татнефть для ознакомления и применения технологий, представленных на выставке.

На мероприятие приглашаются и направляются специалисты:

Нефтегазодобыча НГДУ
- Азнакаевскнефть
- Альметьевнефть
- Бавлынефть
- Джалильнефть
- Елховнефть
- Лениногорскнефть
- Нурлатнефть
- Прикамнефть
- Ямашнефть

Реализация нефти, газа, нефтегазопродуктов и нефтехимии
- Татнефть-АЗС Центр
- Техно-Ойл

Нефтегазопереработка
- ТАНЕКО
- Татнефтегазпереработка
- Таиф НК

Энергетические структуры
- Таграс-Энергосервис
- Сетевая компания
- Генерирующая компания
- ТГК-16
- Нижнекамская ТЭЦ

Подразделения
- Проектный институт
- ТатНИПИнефть
- Центр подготовки кадров Татнефть
- Нормативно-исследовательская станция Татнефть
- Торгово-закупочная площадка
- Татнефть
- Татнефтеснаб
- УПТЖ для ППД

Нефтехимия
- Нижнекамскнефтехим
- Татнефть-нефтехим
- Казаньоргсинтез
- Казанский завод синтетического каучука
- Технополис Химград
- Уруссинский химический завод

Строительные управления
- Главнефтегазстройсервис
- Татнефть-ТрансСервис
- Татнефтедор
- СМП Нефтегаз
- Татарское геологоразведочное управление Татнефть

Сервисные структуры ТаграС-Холдинг
- ТМС Групп
- Система-Сервис
- Татбурнефть
- Таграс-РемСервис
- Татинтек
- ТНГ-Групп
- Татспецтранспорт
- Центр метрологии и расходометрии

Производственные предприятия
- Бугульминский механический завод
- КамАЗ и Елаз
- Камские поляны
- Альметьевский трубный завод
- Алметьевский насосный завод
- Менделеевский химический
- Завод им. Карпова
- Заводы и предприятия, входящие в состав ОЭЗ Алабуга

К нам приезжают делегации специалистов из соседних республик, городов Российской Федерации, дальнего и ближнего зарубежья. Мы будем очень рады видеть Вас и Ваших специалистов на нашей Татарстанской земле.

Добро пожаловать!

TATNEFT

«Татнефть». Большая история. Огромный опыт. Уникальные традиции.

В Альметьевске находится главный офис ПАО «Татнефть» и берет свое начало один из крупнейших трубопроводов России — Дружба. «Татнефть» — одна из крупнейших отечественных нефтяных компаний, осуществляющая свою деятельность в статусе вертикально интегрированной Группы. Компания реализует стратегию эффективного наращивания запасов и расширения территории своего присутствия за пределами РФ, включая страны СНГ и Ближнего Востока, а также проведения опытно-промышленных работ на татарстанских месторождениях сверхвязкой нефти.

Доля трудноизвлекаемых запасов в Татарстане более 73%. Сейчас в республике у компании действует 20 скважин и на них в 2013 году было добыто 145,6 тыс. тонн нефти, в этом году компания рассчитывает увеличить этот показатель до 195 тыс. тонн. По оптимистичным прогнозам к 2020 году «Татнефть» будет добывать уже 1 млн тонн битумной нефти.

«Татнефть» утвердила программу работ по сланцевой нефти на 2014-2015 годы и уже начала ее добычу на первой скважине.

Сейчас ПАО «Татнефть» строит нефтеперерабатывающий комплекс из семи заводов — АО «Танеко», мощность переработки нефти которого будет достигать 14 млн. тонн в год. Это самый крупный проект по переработке нефти и изделий из нефтепродуктов не только в России, но и Европе.

Сегодня в Татарстане производится более 51% всего российского объема полиэтилена, 25% полипропилена, 45% всех каучуков, 56% полимеров и сополимеров стирола. К 2020 году в республике будет удвоен объем выпускаемого этилена, до 3,8 млн тонн увеличится объем выпускаемых каучуков и пластиков.

24-27 мая

ufi Approved Event

Российский союз выставок и ярмарок

XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии

Уфа-2016

Место проведения

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК Башкирская выставочная компания

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ

БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19-20 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

OGT EXPO

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА 2015

20-я международная выставка “Нефть и Газ Туркменистана 2015”

17-19 НОЯБРЬ 2015

Здание ТПП Туркменистана, ул.Чандыбил
Ашхабад / Туркменистан

108 ЭКСПОНЕНТЫ ИЗ 19 СТРАН В 2014 ГОДУ

net organization

T: +90 212 272 61 62
info@ogtexpo.com
www.ogtexpo.com

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

15-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

12-14 апреля 2016

Спорткомплекс "Атырау"

Атырау, Казахстан

Find out more at
www.oil-gas.kz

ORGANISED BY ITECA
PART OF THE ITE GROUP

تحت رعاية صاحب السمو الشيخ خليفة بن زايد آل نهيان رئيس دولة الإمارات العربية المتحدة

UNDER THE PATRONAGE OF H.H. SHEIKH KHALIFA BIN ZAYED AL NAHYAN, PRESIDENT OF THE UNITED ARAB EMIRATES

ADIPEC أديبك

The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference

9-12 November 2015

One global industry. One city. One meeting place.

85,000 ATTENDEES	**7,000** DELEGATES	**110,000** GROSS SQM	**2,000** EXHIBITING COMPANIES
23 INTERNATIONAL PAVILIONS	**15** EXHIBITION HALLS	**15** NATIONAL OIL COMPANIES	**15** INTERNATIONAL OIL COMPANIES

THE ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION & CONFERENCE

REGISTRATION NOW OPEN www.adipec.com/visreg

SUPPORTED BY

UNITED ARAB EMIRATES MINISTRY OF ENERGY

ADNOC

غرفة أبوظبي ABU DHABI CHAMBER

هيئة أبوظبي للسياحة والثقافة ABU DHABI TOURISM & CULTURE AUTHORITY

OFFICIAL PUBLICATION: Pipeline

VENUE: ADNEC

CONFERENCE ORGANISER: SPE Society of Petroleum Engineers

ADIPEC ORGANISED BY: dmg:: events

N-G-K.ru
Нам 10 лет!

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

8 декабря 2015

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газфлот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

---

17 марта 2016

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

---

24 мая 2016

НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

Сентябрь 2016

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

Октябрь 2016

НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

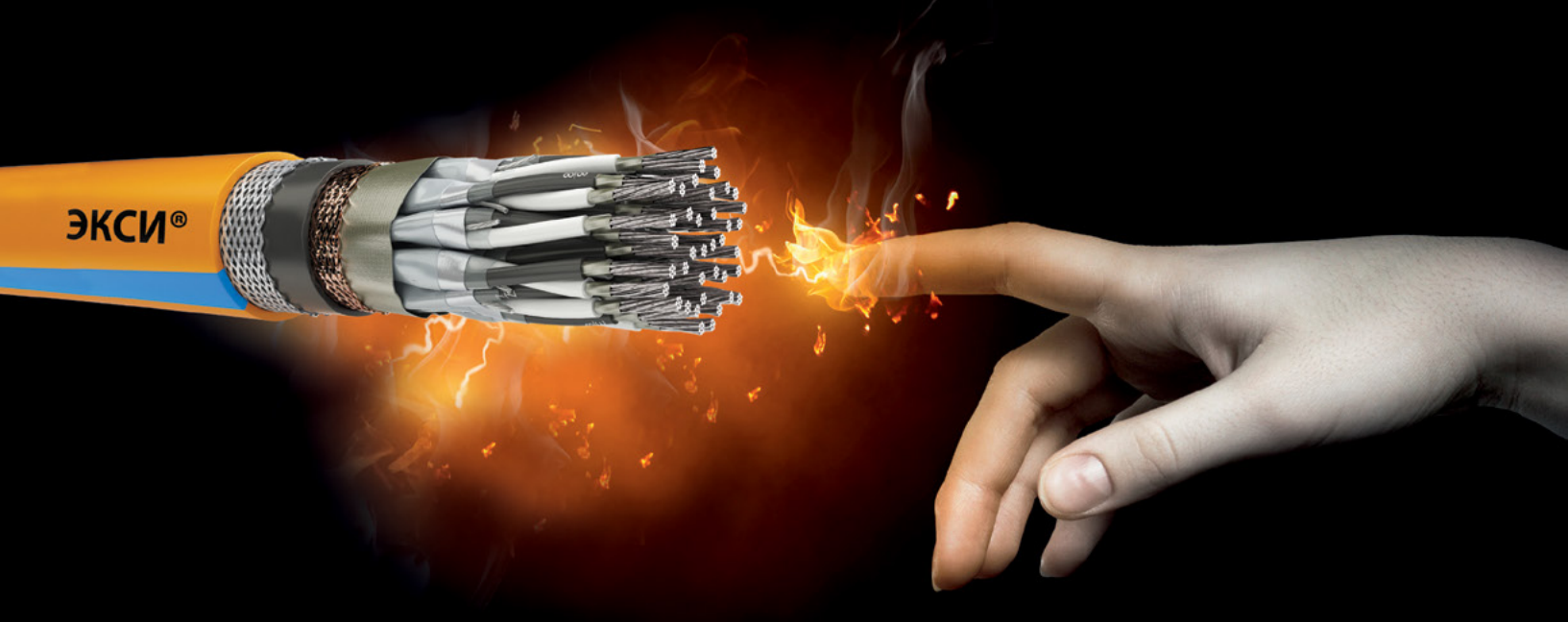
Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

Новые встречи – новые возможности! n-g-k.ru

СИМПЭК®
SIMPEC

125130, г. Москва,
ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41

(495) 617-04-52
simpec@rambler.ru ssmk@bk.ru



Преимущественное назначение – взрывозащищенные электроустановки, **Ex** оборудование, приборы и системы КИПиА, телемеханики и телеметрии для взрывоопасных зон, искробезопасных цепей «i», **Ex**-компоненты в соответствие с действующими Техническими Регламентами Таможенного Союза.

Модификация существующих конструкций, инновационные решения и учет значительного опыта внедрения подобной кабельной продукции на объектах нефтяной, газовой, нефтехимической, химической промышленности и электроэнергетики России позволило объединить под одним брендом кабели, защищенные многочисленными патентами, принадлежащими стратегическим партнерам настоящего проекта (ООО «Спецсвязьмонтажкомплект», ООО «СИМПЭК», ОАО «Экспокабель»).

Кабели под товарным знаком **ЭКСИ®** появились в развитие базовых кабелей, выпускаемых более 10 лет марок КВЭВ, КВВЭ, КМКК, КМККЭ, МКЭШВ-М всех получивших распространение модификаций (огнестойких FR, холодостойких ХЛ, теплостойких, с пониженным дымогазовыделением LS).
Товарный знак **ЭКСИ®** призван обеспечить дополнительную защиту уже известной потребителю продукции от подделок и фальсификации.

Одним из отличий кабелей **ЭКСИ®** от выпускаемых в настоящее время кабелей производства ОАО «Экспокабель», является применение, наряду с используемыми сейчас материалами, силиконовой резины в качестве изоляционного материала, что и позволяет применять кабели в широком диапазоне температур от -60°С до +180°С. Работоспособность огнестойких кабелей **ЭКСИ®** с индексом FR при прямом воздействии огня 800°С в течение до 180 минут обеспечивается изоляцией из керамообразующей силиконовой резины.

Кабели могут выпускаться в наиболее распространенной размерной линейке, как бронированные, так и без бронепокрова:

- с сечением токопроводящих жил 0,35; 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0 мм² из медной или медной луженой проволоки;
- с экранированными или неэкранированными парами, тройками;
- с общим экраном или без него;

Количество жил, пар, троек в кабелях:

- в жильном исполнении – от 1 до 37;
- в парном исполнении – от 1 до 24;
- в троечном исполнении – от 2 до 14.

Возможно изготовление и других вариантов по техническим требованиям заказчика.

Сертификат РОСС RU.AB68.B01251 Разрешение на применение № РРС 00-29187

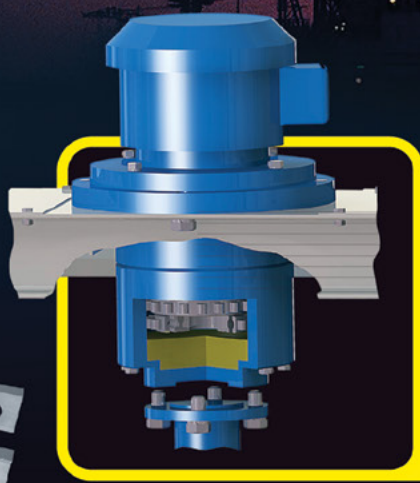
SiMACO

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.



Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

ИННОВАЦИИ, КОТОРЫЕ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!

Мешалка «ТУРБИННОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ - экономия энергии каждого изделия свыше **30000** кВт в год

РЕСУРС РАБОТЫ - свыше **55000** часов

СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ - увеличена на **25%**

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г; ЛВС-5Г ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ, БМ, БУ и др.

Российское оборудование от производителя
Поставки со склада. СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ
Надежная замена импортных лебедок
Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости

ГАРАНТИЯ 2 ГОДА

SiMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59**

E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru http://www.smc.tomsk.ru

ООО “АЛЬКОНТ”

датчик V-318 с кабельной сборкой

датчик V-318 с защитным корпусом

Датчики вибрации V-318

- Импортозамещающая продукция
- Питание по токовой петле
- Выходной сигнал 4-20 мА, пропорциональный виброскорости (мониторинг вибрации)
- Широкополосный сигнал, пропорциональный виброскорости (диагностика агрегата)
- Подключение, независимое от полярности для двухконтактного подключения
- Прямое подключение к PLC, DCS, 4-20мА мониторам и т.д.
- Стандартные и нестандартные частотные полосы пропускания сигнала
- Работоспособность при перегревах
- Защита от термоударов
- Защита от электропомех
- Герметичное исполнение
- Температурный диапазон: -60 °C / + 125 °C
- Складская позиция
- Поставка любого количества без предоплаты
- Регистрационный номер в реестре средств измерения 50864-12
- Сертификат ТР ТС 1ExibIICT4X

+7 (495) 626-96-66, 626-96-06
alcont1@alcont1.ru www.alcont1.ru