№1 (61) ФЕВРАЛЬ 2018

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМ

Технологии совместного компримирования газа

РОСНЕФТЬ

Синтетические цифровые геологические модели

ТАТНЕФТЬ

Импортозамещение в области эксплуатации скважин

ТРАНСНЕФТЬ

Технологии строительства трубопроводов методом ННБ

Available on the App Store

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

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

МИНЕРАЛЬНО-ПОЛИМЕРНЫЕ ПОКРЫТИЯ

КОРРОПАЙП СЕМ 50

Антикоррозийная защита, испытанная и сертифицированная на предприятиях нефтяной промышленности

Минерально-полимерные покрытия (МПП) — это покрытия, которые созданы самой природой. Основу составляют природные минералы с добавлением высококачественного жидкого связующего.

Разрабатывая эти покрытия, наши специалисты опирались на многолетний опыт проведения исследований в области антикоррозийной защиты различных поверхностей. МПП обладают рядом преимуществ по сравнению с полимерными и лакокрасочными покрытиями. Это проявляется в следующих свойствах:

- отсутствие подслойной коррозии;
- паропроницаемость;
- коэффициент линейного расширения материала соответствует аналогичному показателю по стали;
- продукт экологически чистый, без растворителей, не представляет опасности.

Сегодня мы хотели бы Вас познакомить с антикоррозийной защитой КОРРОПАЙП СЕМ 50, представляющей собой систему покрытия на минеральной основе, которая обеспечивает долговечную защиту оборудования, резервуаров, а также нефте- и газопроводов при температурах до 150°С. Система КОРРОПАЙП СЕМ 50 была разработана в 2001 г как антикоррозийное покрытие в санации трубопроводов и резервуаров. В 2004 г она впервые была использована для внутренней антикоррозийной защиты резервуаров с сырой нефтью. Успешные испытания, проведенные различными независимыми экспертами в России, Германии и других странах, доказали эффективность и долговечность этой защиты.

Продукт КОРРОПАЙП СЕМ 50 не содержит растворителей и может безоговорочно использоваться в закрытых помещениях без применения респираторов.

Независимый контроль помогает гарантировать качество

Продукт КОРРОПАЙП СЕМ 50 прошел серию испытаний в следующих независимых институтах:

- НИИ «Зальцгиттер-Маннесманн форшунг» (2010, 2011)
- IGOS – Институт гальванотехники и техники обработки поверхностей (2010)
- Компания OMV Exploration & Production, Австрия (2010)
- Институт по проблемам энергоснабжения и высоковольтной техники при университете им. Лейбница, Ганновер (2007)
- Институт ОАО «ВНИИСТ» (2013)
- ООО «ЛУКОЙЛ - Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (2017)

Нанесение покрытия КОРРОПАЙП СЕМ 50 пульверизацией в резервуаре для сырой нефти

Нанесение покрытия КОРРОПАЙП СЕМ 50 пульверизацией в слоп-танке

Покрытие КОРРОПАЙП СЕМ 50 позволяет существенно продлить срок службы резервуаров и трубопроводов.

КОРРОПАЙП СЕМ 50 значительно повышает экономическую эффективность оборудования и является серьезной альтернативой сооружению новых объектов из нержавеющей стали.

В трубопроводах ДУ > 600 впоследствии можно без проблем нанести защитное покрытие также и на сварные швы.

КОРРОПАЙП СЕМ 50 наносится несложно: методом окрашивания, распыления или же центробежным способом. Покрытие можно наносить и в закрытых помещениях, причем без использования респиратора.

ООО «Специализированное управление-87»
119002, Москва, Смоленский б-р, д.24, стр.2
Тел.: + 7 499 248 74 82 Факс: + 7 499 248 34 74 info@su87.ru www.su87.ru

Эффективное антикоррозийное защитное покрытие наносится непосредственно на корродированные стальные поверхности.

Высокощелочная среда смеси КОРРОПАЙП СЕМ 50 вызывает химическую реакцию между двумя участвующими в процессе компонентами — ржавчиной и покрытием. В ходе реакции происходит преобразование (пассивирование) корродированной стальной поверхности.

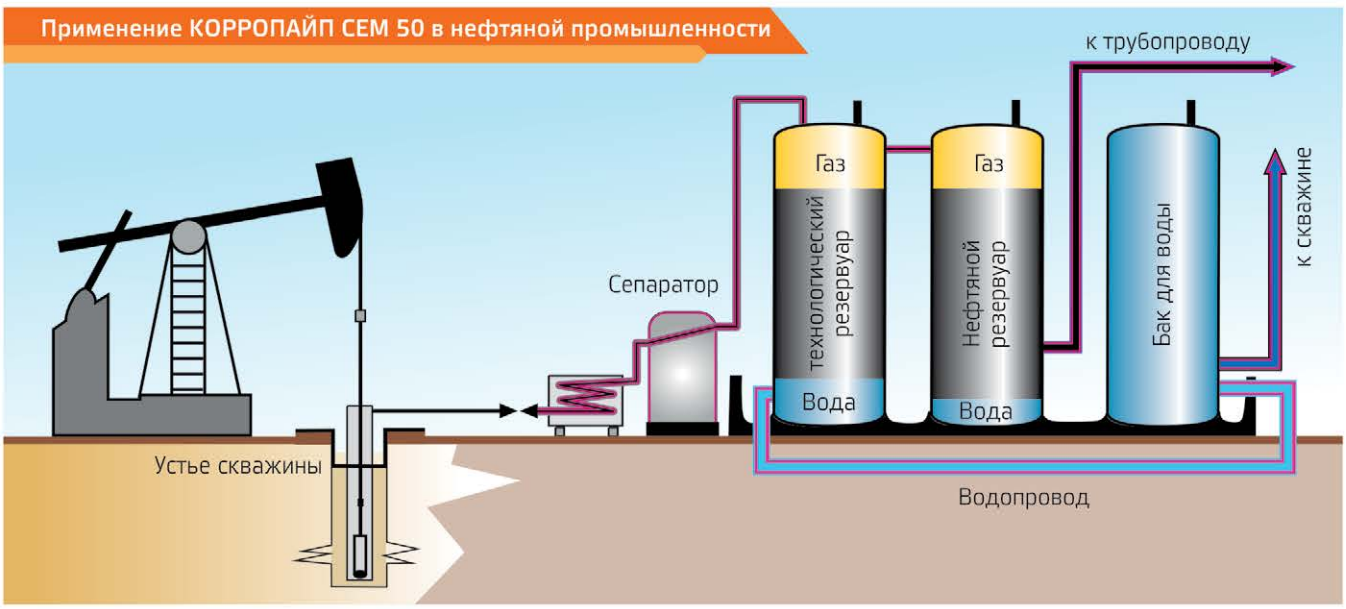
Покрытие вбирает в себя несущую ржавчину, а остающаяся поверхность представляет собой чистую сталь, которая образует теперь уже однородное и прочное соединение вместе с покрытием.

Распыление покрытия на ржавчине

Система антикоррозийной защиты КОРРОПАЙП СЕМ 50 отличается следующими свойствами:

- нанесение покрытия непосредственно на корродированные стальные поверхности с несущим основанием
- непроникновение ржавчины под покрытие
- активная и долговечная антикоррозийная защита благодаря высокощелочной среде
- устойчивость к неочищенным нефтепродуктам, растворителям и кислотам при величине pH от 3,5 до 14
- термоустойчивость в диапазоне от -40°C до +150°C во влажной среде
- высокая адгезионная прочность на стали, которая не ослабевает даже при многократных изменениях термодинамической нагрузки
- коэффициент линейного расширения материала соответствует аналогичному показателю по стали
- объемное сопротивление 1М
- минимальная естественная убыль материала
- паропроницаемость
- слабая воспламеняемость продукта, хорошие противопожарные свойства
- улучшение статических характеристик резервуаров благодаря присутствию в составе покрытия стекломата, например, в случае уменьшения толщины стенок
- возможность последующего нанесения защитного покрытия на сварные швы в трубопроводах с ДУ > 600
- экологический продукт, без растворителей, малотоксичный, не представляющий опасности!

Применение КОРРОПАЙП СЕМ 50 в нефтяной промышленности



компания с большим опытом ноу-хау

Компания ООО «СУ-87» предлагает продукты для антикоррозийной защиты, герметизации поверхностей и защиты зданий, опираясь на 20-летний опыт конструкторских и технологических разработок.

Детальное знание рынка, конкретных потребностей клиентов и инновационный подход позволили создать целый ряд специальных продуктов, для которых характерны: качество, отсутствие растворителей, экологичность и простота применения. Продукты предназначены для антикоррозийной защиты резервуаров и трубопроводов, а также для восстановления и герметизации площадок для хранения жидкостей, таящих в себе опасность загрязнения грунтовых вод.

наши услуги

Мы предлагаем профессиональное выполнение работ нашими специалистами или же обученным персоналом партнерских фирм, что гарантирует надежные и качественные результаты санации с использованием наших продуктов.

Мы готовы к всестороннему и долгосрочному сотрудничеству с подрядными и управляющими компаниями. Наш опыт и качество наших покрытий позволит расширить сферу Вашей деятельности и обеспечить возможность продвижения на нефтегазовом рынке.

Компания приглашает все заинтересованные организации к сотрудничеству в создании производства предизолированных труб для нефтегазовой отрасли.

Труба с внутренним МПП

Труба с наружным МПП

СОДЕРЖАНИЕ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

9 ОАО «Бежецкий завод «АСО»
Старый друг лучше новых двух!

12 Р.С. Гарифуллин, Л.М. Ахметзянов, И.Н. Гарипов. Повышение эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин за счет применения гидравлических приводов

15 Л.Н Макаров. Инновационные двигатели от электротехнического концерна РУСЭЛПРОМ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

18 Д.И Чуйкина. Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти

22 Е.Д. Кузнецова, В.И. Галкин Разработка методики оценки эффективности заводнения (на примере пласта Т-Фм Озерного месторождения)

27 К.Е Закревский Вариограммный анализ геологических тел

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Газовая промышленность

33 А.Ю. Корякин, Р.Н. Исмагилов, В.Ф. Кобычев, С.А. Серебрянский. Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений

Добыча

39 А.М. Шахмаев, Я.О. Симаков, П.В. Пятибратов, А.А. Мосесян. Численная реализация механизма термогазового воздействия на двумерной модели

46 В.И. Смурыгин, Р.У. Рабаев, Б.Ш. Муслимов, Ш.Х. Султанов. Обоснование причин снижения продуктивности скважин газовых и газоконденсатных месторождений на морском шельфе

52 А.М. Насыров, Д.В. Пепеляев, Ю.Н. Стефанович, А.В. Владимиров. Применение оборудования для многофункциональных скважин в целях повышения нефтеотдачи пластов

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (61) февраль 2018

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

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

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-18/02-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 20.02.2018
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

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

ТРАНСПОРТИРОВКА

Коррозия

55 «Рускомпозит»
Качество, подтвержденное испытаниями

Трубопровод

56 Р.А. Капаев. Формирование ствола скважины на границе инженерно-геологических элементов при реализации метода ННБ в строительстве подводного перехода

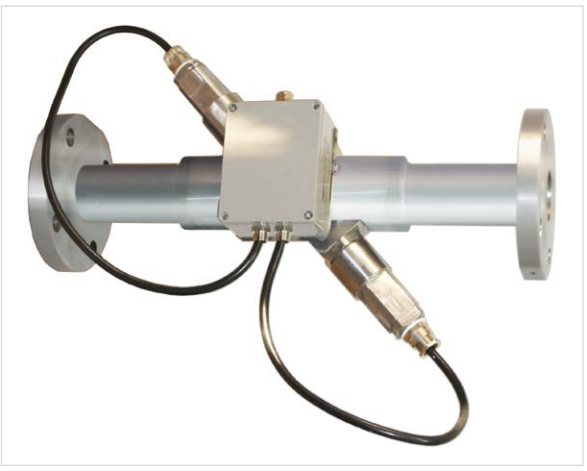
ПЕРЕРАБОТКА

61 «ЧИСТОЕ НЕБО» ООО НПП «Факельные системы»

КИПиА

Измерительные приборы

62 ООО «Глобус»
Расходомеры ультразвуковые «Ирга-РУ»



ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология

65 Е.А. Зеленская, А.А. Ладенко, Н.В. Ладенко, Т.В. Зеленская. Гидроэнергосберегающие технологии очистки систем

МЕРОПРИЯТИЯ

70 «ЭНСО»: Как выбрать мероприятие и формат участия, исходя из целей компании

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Николайзина А.И. / general@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. / vsmanukov@gmail.com
Гогоненков Г.Н. / gogonenkov@vnigni.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru
Индрупский И.М. / i-ind@ipng.ru
Алтунина Л.К. / alk@ipc.tsc.ru
Ахапкин М.Ю.

Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

Economical
Environmentally friendly
*Energy efficient**

- Напряжение 380 - 660 В
- Мощность 7,5 - 30 кВт
- Частота вращения 3000 - 500 об/мин
- Монтажное исполнение на лапах, с фланцем, комбинированное
- Датчик температуры обмотки
- Места под установку датчиков вибрации

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Используется в составе частотно-регулируемого привода

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Увеличен КПД.
Класс энергоэффективности IE2 (высокий) и IE3 (очень высокий)

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

**Экономичный, экологичный, энергоэффективный*

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
тел.: 8 (495) 788-28-27

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

OIL&GAS
EXPOSITION

ISSUE:
1 (61) february 2018

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 Nikolayzina / general@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / vsmanukov@gmail.com
Georgiy Gogonenkov / gogonenkov@vnigni.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Taslia Murtazina / murtazina_taslia@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru
Il'ya Indrupskiy / i-ind@ipng.ru
Lubov K. Altunina / alk@ipc.tsc.ru
Mikhail Akhapkin

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

ISSUE DATE: 20.02.2018

CIRCULATION: 10 000 copies

IMPORT SUBSTITUTION

Ruslan S. Garifullin, Lenar M. Akhmetzyanov, Ilnar N. Garipov Increase in efficiency of operation of the extracting well stock due to use of hydraulic drives 12

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology 18

Daria I. Chuikina. Features of the geological structure of the Usinskoye field and the composition of extracted oil 18

Ekaterina D. Kuznetsova, Vladislav I. Galkin Development of a methodology for assessing the efficiency of waterflooding (using the example of the T-Fm Ozernoe deposit) 22

Konstantin E. Zakrevskiy Variogram analysis of geological bodies 27

PRODUCTION

Gas industry 33

Alexander Yu. Koryakin, Rustam N. Ismagilov, Vladimir F. Kobychev, Sergey A. Serebryanskiy. Introduction of the technology of joint treatment of gas of the cenomanian and achimov deposits 33

Oil production 39

Artur M. Shakhmaev, Yaroslav O. Simakov, Petr V. Pyatibratov, Ashot A. Mosesyan. Numerical implementation of the thermal gas treatment mechanism in the 2D model..... 39

Vladimir I. Smurygin, Ruslan U. Rabaev, Bulat S. Muslimov Shamil Kh. Sultanov Explaining the Reasons Why Well Deliverability of Off-Shore Gas and Gas Condensate Fields Is Declining 46

Amdakh M. Nasyrov, Dmitriy V. Pepelyaev, Yuriy N. Stefanovich, Aleksey V. Vladimirov. Use of the equipment for multipurpose wells for increase in oil recovery of layers 52

TRANSPORT

Pipeline 56

Rim A. Kapaev. Formation of the wellbore at the boundary of engineering-geological elements in the implementation of the HDD method in the construction of an underwater crossing 56

INDUSTRIAL SAFETY

Ecology 65

Elena A. Zelenskaya, Aleksandra A. Ladenko, Natal'ya V. Ladenko, Tat'yana V. Zelenskaya Hydro-energy saving system treatment technologies 65

Activities 69

Старый друг лучше новых двух!

Завод ГАРО, Бежецкий компрессорный завод, ОАО «Бежецкий завод "Автоспецоборудование"» — эти названия знакомы вот уже нескольким поколениям нефте– и газодобытчиков Западной Сибири. И не только им! Завод, появившийся в разгар Первой Мировой войны как пулемётная мастерская, поставил в этот регион не один десяток тысяч своих поршневых компрессоров за долгие десятилетия освоения этих труднопроходимых мест и сокрытых под ними богатств. Завод «АСО» серьёзно помог своей продукцией в организации добычи углеводородов.

Сегодня в компрессоростроительную отрасль пришли новые технологии, и в дополнение к надёжным, как автомат Калашникова, поршневым компрессорам завод «АСО» спроектировал и внедрил в производство современные винтовые компрессоры с высоким КПД, позволяющие сэкономить треть электроэнергии при получении того же объёма сжатого воздуха, с повышенным ресурсом эксплуатации. А контейнерное исполнение винтовых компрессоров позволяет их эксплуатацию под открытым сибирским небом на новых месторождениях даже в сильные январские морозы. Причём, завод «АСО» может собрать практически любую конструкцию, в том числе, контейнер с нестандартными размерами. Модульная станция представляет собой утеплённый минватой бокс с электрощитовой, предподогревом воздуха для подачи в компрессор, с ресиверами, фильтрами, осушителями — то есть со всем необходимым для оперативного начала работы на объекте при любых погодных условиях.

Широчайший ассортимент в линейке АСОвских «винтовиков» представлен моделями АСО–ВК, мощностью от 5,5 до 200 кВт и производительностью до 30 м³/мин, при рабочем давлении от 5 до 13, и даже 16 атмосфер!

Модели с частотным регулированием электропривода представлены в линейке АСО–ВК ESQ мощностью от 7,5 до 132 кВт.

АСО–ВК ESQ

Эти компрессоры способны работать в режимах пониженной нагрузки, экономя при этом ещё до 30% электроэнергии. Покупатель платит лишь за сжатый воздух в нужном ему количестве. Благодаря этому, такие компрессоры быстро возвращают вложенные в них средства. Дальнейшая эксплуатация — это экономия средств на издержки, а значит, сокращение себестоимости готовой продукции, то есть, экономия в энергетической составляющей. А это уже вопрос конкуренции!

В ассортименте «АСО» есть также и дизельные винтовые компрессоры с ПТС для транспортировки по общественным дорогам — АСО–ВК36/8–ПД. Его производительность — 5 м³/мин. Этого достаточно для выполнения многих задач на территориях, лишённых трехфазного электроснабжения.

Сердце компрессора — винтовой блок производства RotorComp широко известного немецкого производителя. Это обстоятельство не помешало заводу «АСО» построить свою ценовую политику таким образом, что отпускные цены завода практически не отличаются от цен китайских производителей, появившихся на российском рынке. Видимо, отчасти и поэтому предприятия многих регионов России имеют в своём компрессорном парке машины, на шильде которых знакомое сибирякам название – «АСО». Как говорится: «Старый друг лучше новых двух!»

Дизельный винтовой компрессор АСО-ВК36/8-ПД

Модульная станция

АО «Бежецкий завод АСО»
171980, г. Бежецк,
ул. Краснослободская, д.1
Тел.: 48231-5-65-12,
48231-2-01-41
e-mail: sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru

614034, Россия,
г. Пермь, ул. Фадеева, 3а
+7 (342) 250 09 79
elastoplast@perm.ru

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

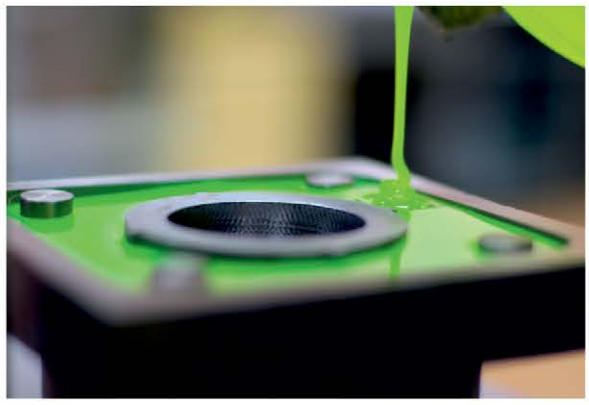
Изделия из полиуретана для всех отраслей промышленности
Полиуретановые системы компонентов

О производстве

Производство «Эластопласт» основано в 2002 году. Учредители предприятия - выходцы из ИТХ РАН (Институт технической химии Российской академии наук). На данный момент предприятие имеет собственные производственные помещения, где налажена технологическая линия от синтеза системы компонентов до готовых изделий из полиуретана различного назначения для многих отраслей промышленности: нефтегазодобывающей, химической, металлургической, электротехнической, горнодобывающей, строительной, пищевой, сельскохозяйственной и автомобильной.

Уникальная линейка составов

Технологи компании «Эластопласт» находятся в постоянном поиске сочетаний диизоционатов и полиолов. В зависимости от условий конечного использования продукции диапазон твердостей может варьироваться от 50 ед. по Шору А до 75 ед. по Шору Д, при этом материал сохраняет высокие рабочие характеристики. В целях удовлетворения разнообразных запросов клиентов ООО «Эластопласт» располагает собственной лабораторией, где разрабатываются и проходят испытания новые составы.



Консультация и сопровождение

Более десяти лет мы решаем технические задачи, поставленные нашими клиентами, подбирая оптимальный состав для изделий, необходимых под конкретные условия эксплуатации. Мы можем подробно описать поведение изделия в тех или иных условиях. Таким образом, мы предлагаем техническую поддержку и сопровождение под специфические особенности каждого проекта.

Знания сфер применения

Полиуретановые эластомеры характеризуются высокими значениями прочности и сопротивления раздиру, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных маслах и растворителях, а также озоно- и радиационно-стойкостью.
Сочетание высокой эластичности с широким диапазоном твердости определяет превосходные эксплуатационные свойства изделий на их основе.

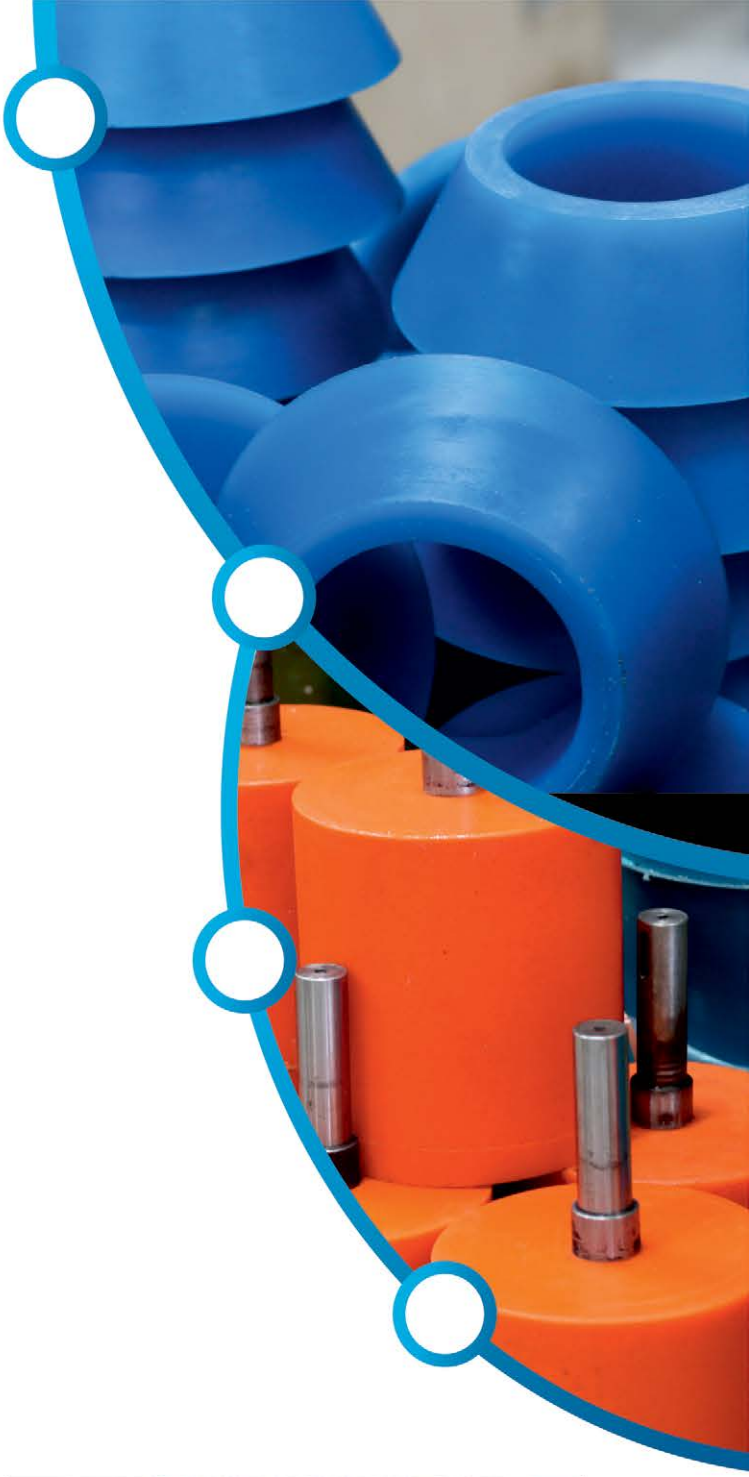
Инженерный подход к каждому проекту

Инженеры «Эластопласта» проводят широкий спектр работ, направленных на разработку чертежей литьевых форм и изделий, а также дают консультации по техническим вопросам применения литьевых полиуретанов на производственных предприятиях, что позволяет получить эффективное и практичное промышленное решение.
Твердое стремление способствовать успеху заказчика и достичь долгосрочного сотрудничества - одна из основных ценностей нашей компании.

О продукции

Пожалуй, самый основной девиз нашей компании - «Закажите любое изделие из полиуретана по Вашему эскизу или чертежу». Из опыта работы видно, что области применения полиуретановых эластомеров безграничны: от колес для роликовых коньков до сложных габаритных изделий промышленного назначения. Поэтому каждый месяц в нашем списке номенклатуры прибавляются новые позиции. Вот далеко не полный перечень того, что производит «Эластопласт»:

- манжеты, прокладки, уплотнения;
- колеса и ролики для напольного транспорта;
- покрытие полиуретаном валов, стержней, колес, подшипников;
- стержни, блоки;
- уплотнения клапанов, манжеты для поршней насосов;
- ролики, валы, втулки, полуролики;
- различные футеровки;
- сайлентблоки, амортизаторы, виброгасители;
- пуансоны, матрицы, буферы, прижимы;
- релевочные и штанцевые бандажи;
- обувной полиуретан, блоки и в нарезку;
- мембраны, диафрагмы к насосам;
- листы, ленты;
- шары и диски любого диаметра для очистки нефте- и газопроводов;
- направляющие цепей, скользуны;
- скребки ленточных транспортеров, трубных конвейеров, катков.



«Эластопласт» - компания, движимая увлеченным желанием практического применения уретановых эластомеров. Активная и слаженная работа коллектива целенаправленно ведет компанию по пути развития и совершенствования.

Технический директор:
Федосеев Николай Алексеевич

УДК 622.276

Повышение эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин за счет применения гидравлических приводов

Р.С. Гарифуллин
главный механик
garifullinrs@tatneft.ru

Л.М. Ахметзянов
ведущий инженер ОГМ
ahmetzyanovlm@tatneft.ru

И.Н. Гарипов
ведущий инженер ОГМ
an_ogm@tatneft.ru

НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Наряду с поставленными руководством ПАО «Татнефть» задачами по удвоению текущей стоимости компании, обеспечению добычи нефти к 2025 г на уровне 30 млн т, а также снижению уровня удельных операционных затрат на 10%, реализация программы по импортозамещению становится одной из ключевых. В данной статье предлагается подробнее остановиться на решении поставленной задачи импортозамещения в области эксплуатации скважин со штанговыми скважинными насосными установками с гидравлическим наземным приводом, взамен традиционных станков–качалок (СК) и цепных приводов.

Ключевые слова
импортозамещение, станок–качалка, цепной привод, гидравлический привод

На протяжении нескольких лет импортозамещение является одним из основных направлений развития российской промышленности. Однако достаточно сложно найти замену импорту в нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической сферах. С целью уменьшения зависимости российских компаний от зарубежных технологий, оборудования, комплектующих материалов, на многих отечественных предприятиях разрабатывается и внедряется инновационное оборудование. Традиционные станки–качалки и цепные приводы, в рамках реализации мероприятий по оптимизации забойных давлений, по причине отсутствия возможности развития тягового усилия в 12 т, при скорости подъема 24 м/мин, не способны обеспечить необходимый уровень отбора жидкости, а также высокий коэффициент эксплуатации на скважинах с углубленными подвесками [1, 2].

Гидравлический привод предназначен для придания возвратно-поступательного движения плунжеру штангового глубинного насоса (ШГН) при откачивании пластовой жидкости из нефтяных скважин.

В мировой практике гидропривод штанговых насосов нашел широкое применение вследствие возможности задания оптимальных параметров откачки скважинного глубинного насоса. За счет этого удается достичь увеличения коэффициента заполнения насоса, особенно при высокой вязкости нефти и большом содержании газа в скважинной жидкости. Вследствие высокого КПД гидропривода снижаются затраты энергии по сравнению с электроцентробежными насосами при дебитах до 50 м^3/сут. Кроме того, внедрение гидроприводов взамен традиционных СК позволяет:

- сократить сроки монтажа, демонтажа и ПНР приводов;
- снизить металлоемкость привода по сравнению с традиционными СК;
- уменьшить затраты на доставку к местам нефтедобычи материалов и оборудования, исключить применение большого числа спецтехники;
- упростить фундамент для установки привода;
- бесступенчато изменять число качаний и длины хода плунжера без применения тяжелого физического труда.

В настоящее время имеется большое количество разновидностей конструкций гидравлических приводов, как отечественного, так и зарубежного производства.

Недостатки зарубежных аналогов:

- высокая стоимость приобретения;
- длительный период поставки оборудования и запасных частей;
- дороговизна комплектующих узлов и деталей;
- отсутствие достаточного уровня компетенции обслуживающего и ремонтного персонала.

Недостатки гидроприводов отечественного производства:

- отсутствие оборудования с необходимыми техническими характеристиками для эффективной эксплуатации скважин;
- ненадежность оборудования при эксплуатации в зимнее время из-за отказа гидравлических систем [3].

В этой связи руководством НГДУ «Альметьевнефть» инициирован проект по повышению эффективности эксплуатации скважин с гидравлическими приводами. С целью реализации этого проекта в работе был испытан достаточно мощный гидравлический привод штангового насоса ПШСНГ 120-6-24, способный развить тяговое усилие 12 т при скорости подъема 24 м/мин. На сегодняшний день на объектах НГДУ «Альметьевнефть» успешно эксплуатируются 35 таких приводов (рис. 1).

Рис. 1 — Привод гидравлический ПШСНГ 120-6-24

Fig. 1 — Deep-well pump hydraulic power drive PShSNG-120-6-24

Рассматриваемый в данной статье гидравлический привод обладает следующими преимуществами:

- изготовлен из имеющихся и доступных комплектующих и узлов;
- соизмеримая стоимость установки с учетом обслуживания в сравнении с уже существующим парком наземного привода;
- ограничение по энергопотреблению;

- доступность сервиса, удобство обслуживания;
- надежность и долговечность установки;
- соответствие нашим климатическим условиям.

Остановимся подробнее на конструкции и принципе действия гидравлического привода. Гидропривод (рис. 2) состоит из двух модулей: рамы с силовым гидроцилиндром, монтирующимся непосредственно на верхнем фланце трубной головки арматуры штангового насоса и гидростанции, соединяющихся между собой линией питания (рукавами высокого давления) с помощью быстроразъемных соединений (БРС). В состав рамы входит силовой гидроцилиндр (ГЦ1). На раме закреплены магистральные трубопроводы, на которых имеются штуцеры с БРС для соединения с рукавами от гидростанции. Конструкция рамы сварная, состоит из труб круглого сечения. Снизу к раме пристыковано основание, с помощью которого данный модуль крепится на планшайбе устьевой арматуры ШГН.

В состав гидростанции входят следующие узлы (рис. 3): ГЦ2, ГЦ3 — вспомогательный гидроцилиндр; А1, А2 — аккумулятор; Ф1, Ф3 — фильтр насоса подпитки; Ф2, Ф4 — фильтр напорный азота; КП1-КП4 — клапан предохранительный; Н1, Н2 — гидронасос; ЭД1, ЭД2 — электродвигатель; КО1–КО8 — клапан обратный; КШ1–КШ12 — кран шаровый высокого давления; В1–В6 — вентиль манометра; М1–М6 — манометры; БВК1–БВК3 — бесконтактный выключатель; БРС1, БРС2 — быстроразъемное соединение; Др1, Др2 — дроссель; ТО1, ТО2 — теплообменник; КЗ1, КЗ2 — кран заправочный. При подаче питания на электродвигатель от шкафа управления и команде на подъем электромагнита, жидкость от насоса по напорному трубопроводу поступает в нижнюю штоковую полость вспомогательного гидроцилиндра (ГЦ2), воздействуя на его нижний поршень, вытесняет жидкость поршневой полости ГЦ2. Под действием суммарного усиления давления газа аккумуляторов на верхний поршень ГЦ2 и создаваемого гидронасосом — на нижний поршень, силовой гидроцилиндр (ГЦ1) начинает движение вверх и через устьевой шток и колонну насосных штанг поднимает плунжер ШГН. Вытесняемая жидкость по магистрали из верхней штоковой полости ГЦ2 возвращается к насосу. При подходе к верхнему положению штока силового гидроцилиндра ГЦ1, закрепленный на нем флажок дает сигнал на бесконтактный выключатель, который, в свою очередь, через станцию управления дает команду на реверс гидронасоса через электромагнит. Это приводит к реверсу потока жидкости путем изменения наклона шайбы насоса в противоположную сторону. Движение жидкости в этом случае происходит по следующему пути: насос — напорный трубопровод — верхняя штоковая полость ГЦ2. Шток ГЦ2 под действием усилия на верхний поршень начинает движение вверх, вследствие чего плунжер скважинного штангового насоса под действием собственного веса и веса колонны насосных штанг движется вниз. Вытесняемая из штоковой полости силового гидроцилиндра ГЦ1 жидкость по трубопроводу поступает в нижнюю поршневую полость ГЦ2 и воздействует на нижний поршень. При этом шток ГЦ2 движется вверх, преодолевая сопротивление

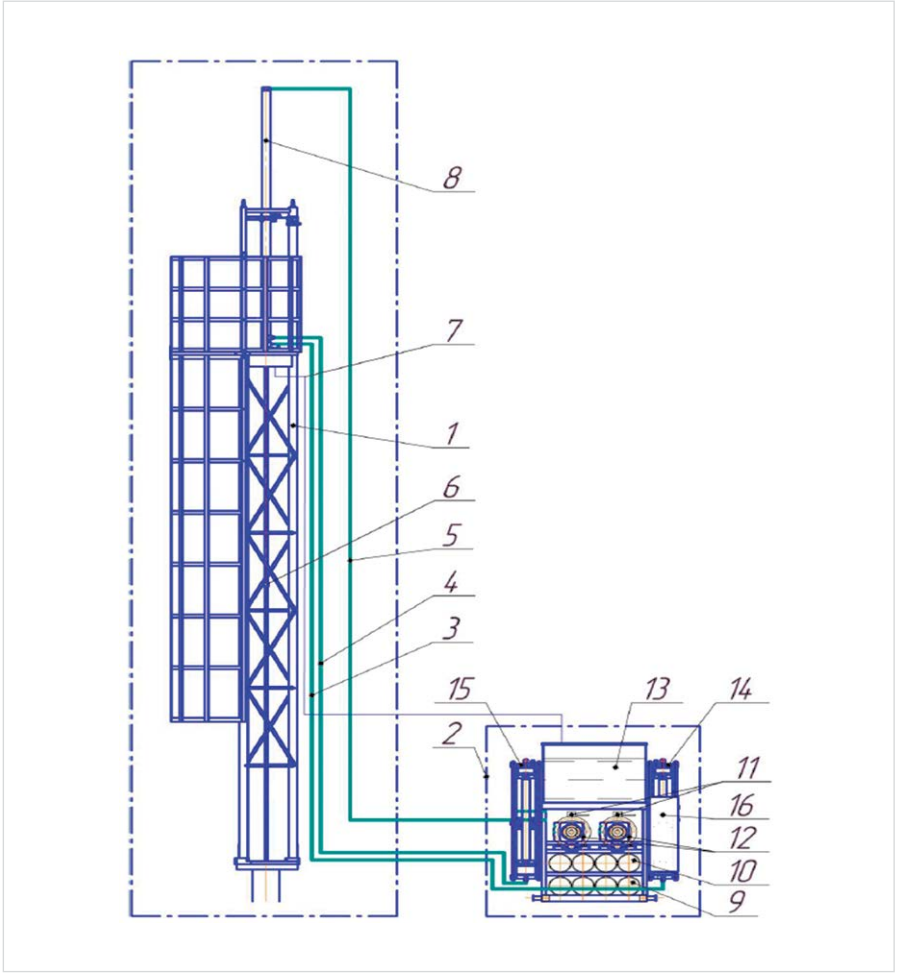


Рис. 2 — Привод гидравлический модульный штангового насоса ПШСНГ 120-6-24
1 – рама, 2 – гидростанция,
3-4 – напорные магистральные трубопроводы,
5 – сливной магистральный трубопровод,
6 – соединительная муфта,
7 – дренажный трубопровод,
8 – силовой гидроцилиндр,
9-10 – баллоны азота, 11 – электродвигатели,
12 – насосы, 13 – бак,
14-15 – вспомогательные гидроцилиндры ГЦ2-ГЦ3,
16 – шкаф управления

Fig. 2 — Modular rod-well pump hydraulic power drive PShSNG-120-6-24
1 – frame, 2 – hydraulic power unit, 3-4 – pressure mains,
5 – drain main pipeline, 6 – joint coupling,
7 – drain pipeline, 8 – hydraulic power cylinder,
9-10 – nitrogen cylinders, 11 – electric motors,
12 – pumps, 13 – tank,
14-15 – auxiliary fluid power cylinders GTs2-GTs3,
16 – control box

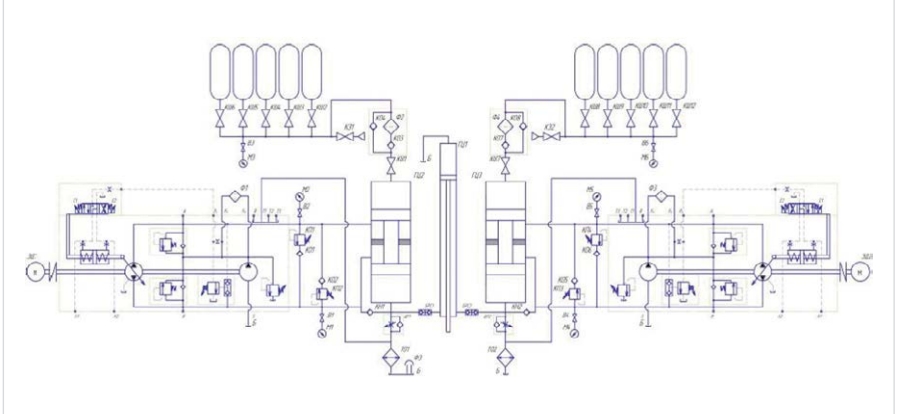


Рис. 3 — Схема гидравлическая принципиальная
Fig. 3 — Hydraulic circuit diagram

сжатого газа под действием суммарного усилия насоса на верхний поршень и жидкости, вытесняемой из штоковой полости гидроцилиндра ГЦ1. При подходе к нижнему положению штока силового гидроцилиндра ГЦ1, закрепленный на нем флажок дает сигнал на нижний бесконтактный выключатель, что приводит к изменению направления потока жидкости через гидронасос. Цикл работы повторяется. Для защиты гидросистемы от перегрузок в гидросхеме предусмотрены предохранительные клапаны. При превышении давления настройки клапанов в гидросистеме происходит перелив масла из напорной магистрали в сливную. Компенсация возможных утечек жидкости из штоковой полости гидроцилиндра ГЦ1 и нижней поршневой полости вспомогательного гидроцилиндра ГЦ2 происходит через клапан обратный компенсационный. Процесс компенсации происходит автоматически в конце хода в верхнем положении через клапан компенсационный.

Экономическая эффективность и надежность установки обеспечена проектным ограничением нагрузки (давления) в ответственных узлах и компонентах, которые в данной установке работают в дефорсированном режиме.

Для того чтобы управлять таким высокотехнологичным устройством, обеспечить его работоспособность в долгосрочном периоде [4] и повысить квалификацию персонала — операторов цехов по добыче нефти и газа, НГДУ «Альметьевнефть» проводит обучающие семинары. В процессе обучения специалисты исследуют конструкцию установки, принцип работы, приемы безопасной эксплуатации. Также детально изучают диагностику состояния устройства и приемы реагирования на отклонения в работе.

Итоги

Положительный эффект от применения гидравлических приводов ПШСНГ 120-6-24 проявляется в следующем:

- Увеличение объема добычи нефти.
- Снижение уровня конструктивных отказов.
- Снижение простоев оборудования и ремонтных затрат.
- Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации гидравлических приводов в сравнении с традиционными наземными приводами (СК, цепной привод). По предварительным оценкам годовой экономический эффект с одной установки составляет 97,8 тыс. руб. в год.

Выводы

Реализация мероприятий по внедрению гидравлических приводов ПШСНГ 120-6-24 обеспечивает в целом повышение эффективности производственных процессов при эксплуатации скважин, увеличение добычи нефти за счет эксплуатации добывающего фонда скважин в оптимальном режиме, сокращение издержек предприятия за счет снижения уровня недоборов нефти и предотвращения отказа нефтепромыслового оборудования.

Список литературы

1. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2003. 791 с.
2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Альянс, 2010. 586 с.
3. Быков И.Ю., Ивановский В.Н., Цхадая Н.Д., Москалёва Е.М. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 371 с.
4. Борисов Ю.С. Организация ремонта и технического обслуживания оборудования. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Increasing Operating Efficiency of the extracting well stock due to use of hydraulic drives

UDC 622.276

Authors:
Ruslan S. Garifullin — chief mechanic; garifullinrs@tatneft.ru
Lenar M. Akhmetzyanov — lead engineer; ahmetzyanovlm@tatneft.ru
Ilnar N. Garipov — lead engineer; an_ogm@tatneft.ru

Oil and Gas Production Department "Almetyevneft" PJSC "Tatneft", Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

Along with the tasks set by the management of PJSC "Tatneft" for doubling the company's current value, ensuring oil production by 30 mln tons by 2025, and also reducing the level of unit operating costs by 10%, the implementation of the import substitution program is becoming one of the key. In this article, we propose to discuss in detail the solution of the problem of import substitution in the field of operation of wells with sucked downhole pumping units with hydraulic ground drive, instead of traditional rocking machines and chain drives.

Results

he positive effect of the use of hydraulic drives PNHSNG 120-6-24:

- Increase in oil production.
- Reduction in the level of design failures.
- Reduction of equipment downtime and repair costs.
- Cost optimization has been achieved in the operation of hydraulic drives in comparison with traditional ground drives (rocking machine, chain drive). According to preliminary estimates, the annual economic effect from one installation is 97.8 thousand rubles in year.

Conclusions

Implementation of measuress for the introduction of hydraulic drives PSHSNG 120-6-24 generally makes production processes involving operation of wells equipment more efficient, an increase in oil production due to the exploitation of the production well stock in the optimal regime, makes sure that the enterprise's costs are reduced due to lowering shortfalls in oil production and preventing oil field equipment failures.

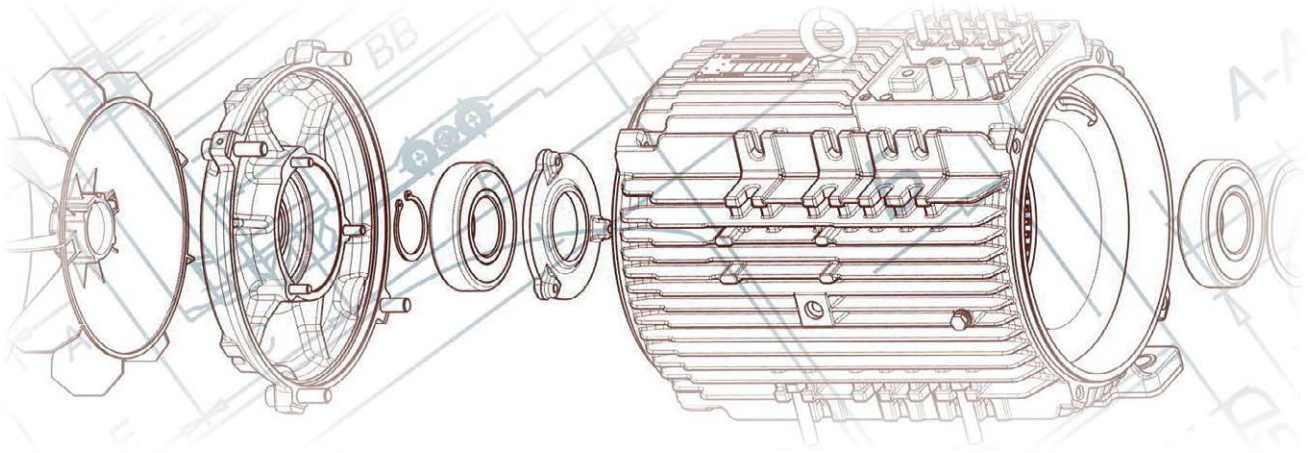
Keywords

Import substitution, rocking machine, chain drive, hydraulic drive

References

1. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Kashtanov V.S., Pekin S.S. *Oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza* [Equipment for oil and gas production]. Moscow: *Neft' i gaz*, 2003, 791 p.
2. Molchanov A.G. *Mashiny i oborudovanie dlya dobychi nefti i gaza* [Machines and equipment for oil and gas production]. Moscow: *Al'yans*, 2010, 586 p.
3. Bykov I.Yu., Ivanovskiy V.N., Tskhadaya N.D., Moskaleva E.M. *Ekspluatatsiya i remont mashin i oborudovaniya neftyanykh i gazovykh promyslov* [Operation and repair of machinery and equipment for oil and gas fields]. Moscow: *TsentrLitNefteGaz*, 2012, 371 p.
4. Borisov Yu.S. *Organizatsiya remonta i tekhnicheskogo obsluzhivaniya oborudovaniya* [Organization of repair and maintenance of equipment]. Moscow: *RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina*, 2004.

Инновационные двигатели от электротехнического концерна РУСЭЛПРОМ



Л.Н. Макаров
генеральный конструктор

ООО «Русэлпром», Москва, Россия

Основные принципы работы электрических машин, разработанные еще в конце XIX века, используются и сегодня. Но история их усовершенствования непрерывно движется в сторону повышения энергоэффективности (увеличения КПД), снижения массы и эксплуатационных затрат. Наряду с этим, современные требования обязуют разработчиков электрооборудования решать задачи уменьшения уровня шума — одного из ключевых показателей эргономичности электродвигателя.

В настоящее время компания ПАО «Газпром нефть» проводит масштабную модернизацию Омского НПЗ — крупнейшего НПЗ в России (фото 1). Программа направлена на обновление технологических установок, повышение экологической безопасности и энергоэффективности производства. Второй этап модернизации рассчитан до 2020 года и предполагает реновацию производственных мощностей с целью повышения надежности и безопасности производственных процессов. Цель программы — не только усовершенствовать процесс производства нефтепродуктов, но и создать

Фото 1 — Омский НПЗ — крупнейший в России

на предприятии благоприятные условия для сотрудников, снизить показатели производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

В соответствии с этим появилась необходимость применения на предприятии взрывозащищенных электродвигателей с повышенным КПД и со сниженным уровнем шума. Федеральная программа импортозамещения требует искать решение этой задачи у отечественных производителей, но российский рынок электрических машин, в отличие от зарубежного, ранее не нуждался в подобном оборудовании. Успешным решением этой проблемы стало сотрудничество с концерном РУСЭЛПРОМ, инженеры которого взяли на себя обязательства решить задачу и справились с ней в срок.

В процессе разработки инновационного электродвигателя был решен комплекс задач

Разработка «малошумного» энергоэффективного электродвигателя (фото 2) потребовала комплексного подхода, так как шумы, сопровождающие работу электрической машины, имеют различную природу.

Во-первых, механические шумы. Они обычно связаны с работой подшипникового узла и зависят от типа и размера подшипника. Во-вторых, электромагнитные шумы, которые вызываются колебаниями магнитопровода статора и ротора под действием магнитного поля. И в-третьих, аэродинамические шумы, которые возникают в результате работы системы охлаждения и зависят от частоты вращения и диаметра вентилятора, а также формы его лопаток. Достичь поставленных целей удалось, пошагово воздействуя на каждую из причин.

Для снижения уровня механических шумов подшипники качения со стальным сепаратором были заменены на подшипники более высокого класса с латунным сепаратором. Этот металл тяжелее стали и значительно мягче, что позволяет эксплуатировать подшипник в условиях большей нагрузки. Также латунь обладает высокой вибростойкостью. Такой сепаратор обеспечивает идеальный контроль положения вращающихся тел качения даже при наличии неравномерных динамических нагрузок. Все эти преимущества, в комплексе, существенно повышают качество работы подшипникового узла, снижают уровень исходящего от него шума, нагрева и, как следствие, минимизируют потери.

Борьба с электромагнитными шумами потребовала усовершенствования электромагнитного ядра. Электромагнитный шум имеет широкий частотный спектр и по интенсивности отрицательного воздействия на человека зачастую превосходит механический. Снижение его достигается уменьшением электромагнитных нагрузок, выбором рационального соотношения зубцов статора и ротора, введением скоса пазов, укорочением шага обмотки, что зачастую снижает использование активных материалов.

Особенностью данной работы было то, что все разрабатываемые машины должны были иметь скорость оси вращения 3 000 об./мин. Преобладающую роль в подобных машинах играет аэродинамический шум, и снижение именно его уровня потребовало особого внимания.

Источником шума в данном случае является вентилятор системы охлаждения, который является необходимым элементом асинхронных электродвигателей. Он располагается на валу ротора, приводится в движение валом машины и вращается вместе с ним. В результате происходит охлаждение двигателя. Вне зависимости от системы охлаждения, которая бывает сосредоточенной или распределенной, в стандартных электрических машинах, как правило, применяется центробежный вентилятор с прямыми лопатками.

«Решение пришло не сразу. Был ряд возможных вариантов, и нужно было выбрать оптимальный, — комментирует один из инженеров проекта, специалист по аэродинамике. — Но основная трудность заключалась в том, что работать пришлось в условиях дефицита времени».

Эффективным решением задачи снижения уровня аэродинамического шума электродвигателя стала разработка нового типа вентилятора (фото 3), который обеспечивает более высокие объемы подаваемого воздуха, а главное — резкое снижение уровня шума по сравнению с обычным. Также был разработан специальный кожух особой формы с внутренним звукопоглощением.

В результате применения новых технологий уменьшились потери, а КПД увеличился в среднем на 0,7% от общей мощности

РУСЭЛПРОМ вплотную приблизился к массовому выпуску агрегатов, соответствующих стандарту энергоэффективности IE3

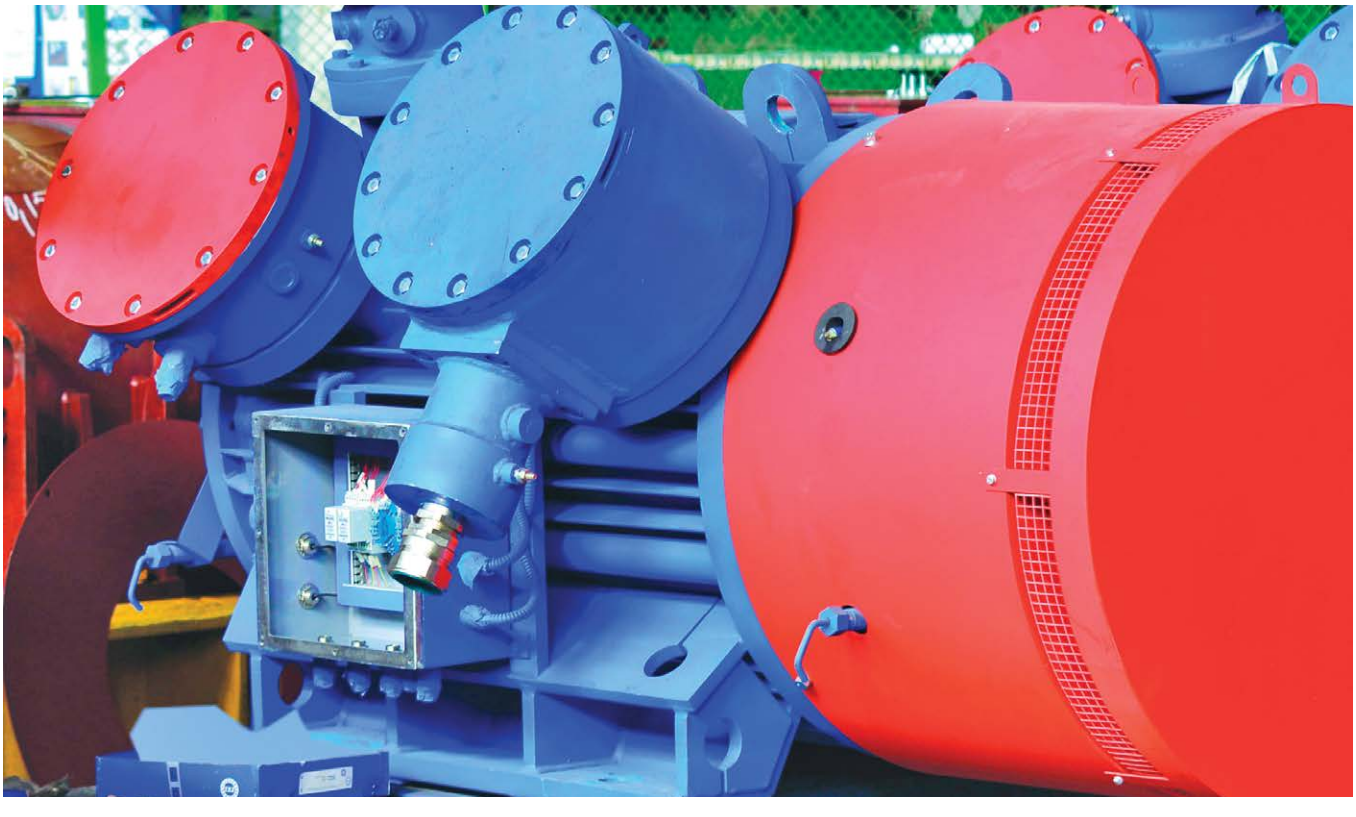


Фото 2 — Взрывозащищенный электродвигатель с повышенным КПД и сниженным уровнем шума

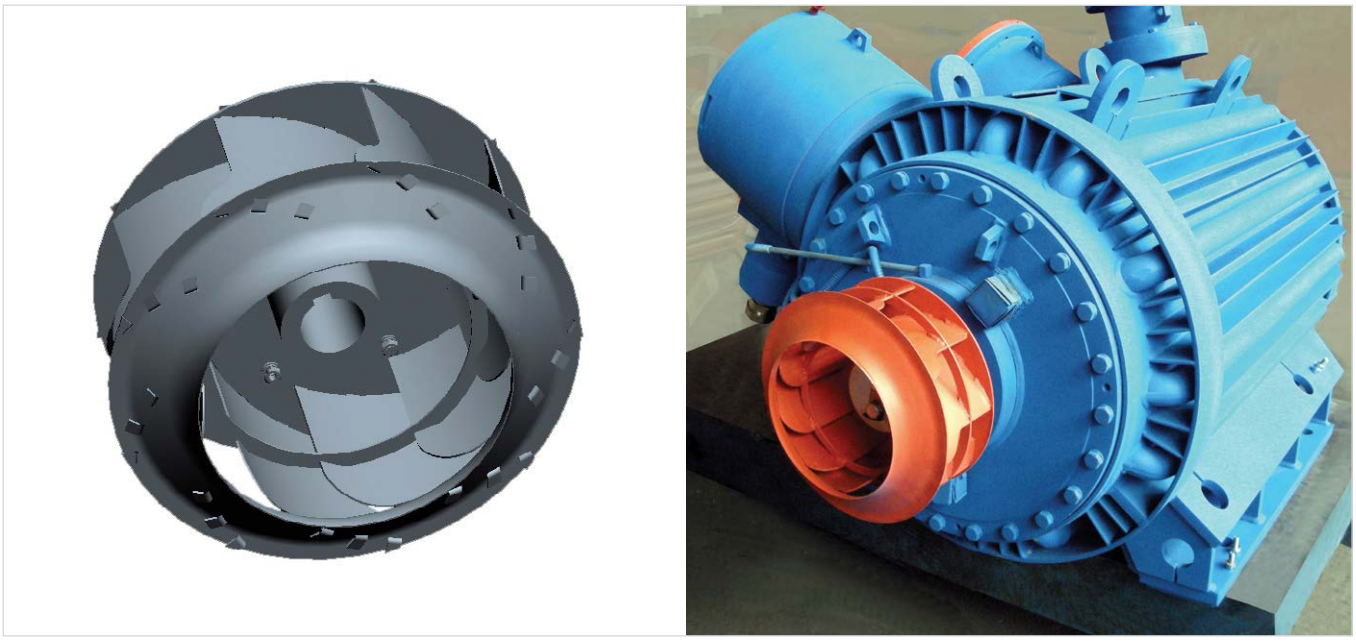


Фото 3 — Одна из конструктивных особенностей двигателя — вентилятор нового типа

двигателя. Это позволило концерну РУСЭЛПРОМ вплотную приблизиться к массовому выпуску машин, соответствующих стандарту энергоэффективности IE3. В настоящее время данная технология применима, если двигатель имеет только одно направление вращения. Но наши инженеры уже разрабатывают технологию, подходящую для применения и на реверсивных машинах.

Новые электрические машины концерна отвечают самым жестким стандартам качества

«Принципиально задача для реверсивных машин уже решена, имеется в виду аэродинамическая и мощностная эффективность, — утверждает специалист по аэродинамике. — Сейчас идет процесс оптимизации и упрощения конструкции для получения малошумного исполнения».

Следует отметить, что стоимость полученных машин отечественного производства существенно ниже аналогичных по характеристикам, но изготовленных зарубежными производителями.

«Конкуренты не ожидали, что мы справимся с решением поставленной задачи, но мы сделали это, — говорит руководитель проекта, — что в очередной раз доказывает наличие у нас талантливых, прекрасно подготовленных конструкторов и специалистов!».

Комплекс проведенных мероприятий позволил не просто удовлетворить требования заказчика — компании ПАО «Газпром нефть», но и произвести «малошумные» низковольтные и высоковольтные взрывозащищенные электродвигатели с повышенным уровнем КПД для модернизации Омского НПЗ. Тем самым совершен прорыв в отечественном машиностроении, так как данная технология применима и к общепромышленным машинам.

В результате командной работы конструкторов РУСЭЛПРОМа получены энергоэффективные электрические машины с уровнем шума от 67 до 79 дБА (в зависимости от высоты оси вращения) и уровнем вибрации около 1 мм/с. Работы в данном направлении продолжаются, и с освоением новой энергоэффективной серии 7А открываются возможности по дальнейшему совершенствованию выпускаемой концерном продукции, соответствующей самым жестким европейским стандартам качества.

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

109029, Москва,
Нижегородская ул., 32, стр.15
Тел.: 8 (800) 301-35-31
Факс: (495) 600-42-54
mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

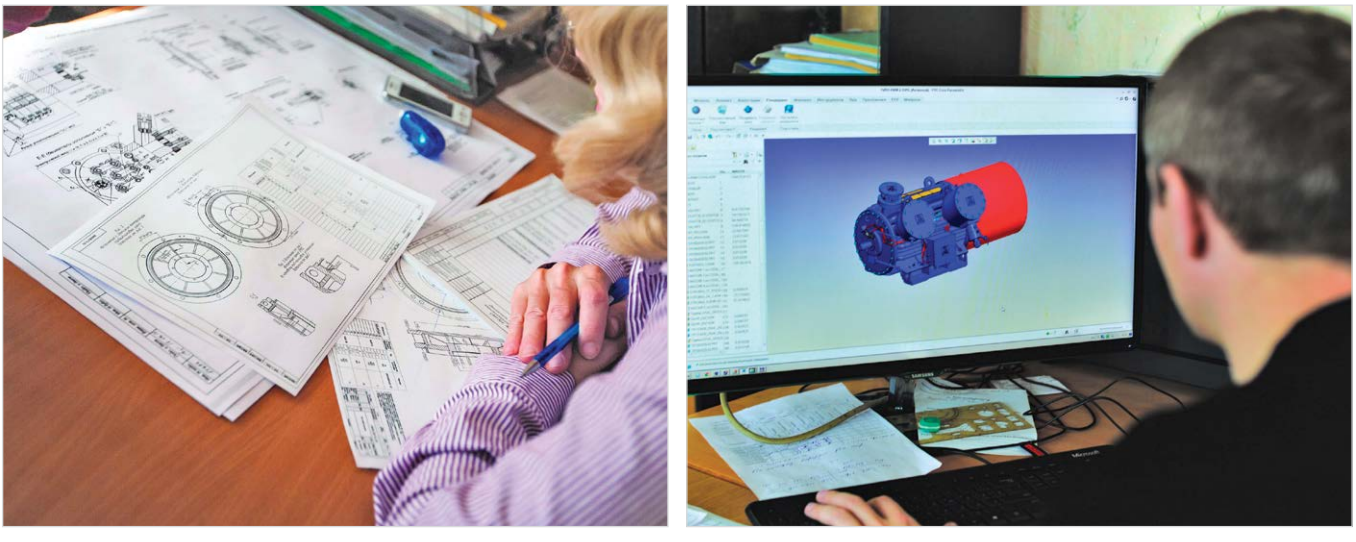


Фото 4 — Инновационные электрические машины — результат командной работы конструкторов концерна

УДК 551

Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти

Д.И. Чуйкина
ведущий инженер
dichuikina@mail.ru

О.В. Серебренникова
д.х.н., профессор,
заведующая лабораторией ЛППН
ovs49@yahoo.com

Л.Д. Стахина
к.х.н.
sl@ipc.tsc.ru

Л.К. Алтунина
д.т.н., профессор,
заведующая лабораторией ЛКХН
alk@ipc.tsc.ru

Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

Разработка Усинского месторождения (республика Коми) ведется с 1977 г. Строение нефтевмещающих резервуаров и связанных с ними залежей УВ очень сложное, в разрезе залежи выделено 3 объекта разработки: I — нижний, II — средний и III — верхний.
В работе показаны различия состава и свойств образцов нефти, относящихся к различным объектам залежи. Данная информация может быть полезна для уточнения геологического строения, определения характеристик углеводородного сырья и продуктивности каждого нефтяного объекта при их совместной эксплуатации в скважине.

Материалы и методы
Образцы нефти Усинского месторождения из разных объектов разработки, определение плотности пикнометрическим методом, определение динамической вязкости на приборе «Реотест», электронная спектроскопия, потенциометрическое титрование кислот, газовая хромато-масс-спектрометрия.

Ключевые слова
Усинское месторождение, тяжелая нефть, свойства, состав, углеводороды, металлопорфирины, кислоты

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти с вязкостью от ~30 мПа·с (динамической) и выше [1]. Запасы таких нефтей значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн т. Россия также обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефтей, и их объем составляет около 60% в общем объеме запасов российской нефти [2].

Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения представляет собой единую гидродинамическую систему, однако большой этаж нефтеносности и высокие значения нефтенасыщенных толщин обусловили необходимость выделить в разрезе залежи 3 объекта разработки: I — нижний (пачки 1–5), II — средний (пачки 6–8) и III — верхний (пачки 9–13) (рис. 1). Нижняя часть продуктивной толщи (пачки 1–3) представлена переслаиванием водорослевых, органо-водорослевых известняков и аргиллитоподобных глин. Пачки 4–5 представлены органогенно-детритовыми известняками, доломитизированными в той или иной степени. Химически чистые неслоистые массивные известняки выделяются в объеме продуктивных пачек 6–8. Над ними залегает толща слоистых детритовых криноидно-мшанковых известняков. Наличие глинистых прослоек позволяет выделить промысловые пачки 9–13 [3].

Нижний объект (НО) содержит 37,5% от всех начальных балансовых запасов нефти. Средняя нефтенасыщенная толщина — 29,2 м. Объект характеризуется пониженным электрическим сопротивлением и представляет собой чередование маломощных пластов-коллекторов и плотных пород. В целом нижний объект имеет наибольшую расчлененность разреза. Средний объект (СО) содержит 36,8% от всех балансовых запасов нефти по залежи. Средняя нефтенасыщенная толщина — 20,9 м. Отличается наименьшей расчлененностью разреза, наиболее однороден по строению. Верхний объект (ВО) содержит 25,7% от всех балансовых запасов нефти. Средняя нефтенасыщенная толщина — 14,3 м. Верхний объект характеризуется большей расчлененностью, чем средний. Основная особенность — значительная изменчивость суммарных и нефтенасыщенных толщин даже на небольших расстояниях, что обусловлено размывом кровельной части залежи. В целом для разреза характерно значительное изменение коллекторских свойств даже при небольшом расстоянии между скважинами (150–200 м), что затрудняет корреляцию проницаемых интервалов по площади [3].

Промысловый опыт одновременной разработки объектов самостоятельными сетками скважин показывает, что из-за перетоков теплоносителя (особенно пара) в верхнюю часть залежи имеет место опережающая выработка верхнего объекта. Этому способствует хорошая гидродинамическая связь по трещинам между продуктивными пачками, особенно в верхней части залежи, лучшая выдержанность пластов, а также меньшая вязкость нефти в верхнем объекте. Кроме

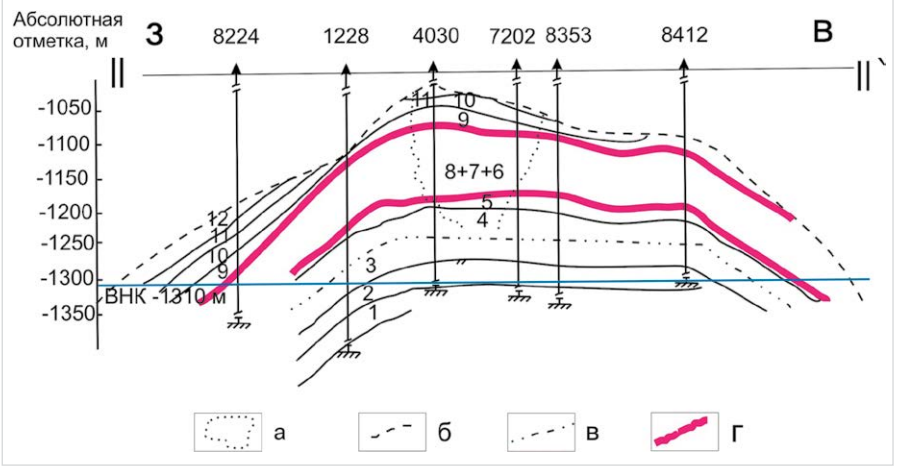


Рис. 1 — Схематический геологический профиль II–II` по продуктивным пермокарбоновым отложениям: а — границы органогенной постройки; б — кровля пермокарбоновой толщи; в — репер IV; г — разделы между объектами разработки: I объект (пачки 0–5), II объект (пачки 6–8), III объект (пачки 9–13)

Fig. 1 — Schematic of the geological profile II–II` in terms of producing Permocarbonic deposits: а — boundaries of organogenic buildup; б — roof of the Permocarbonic layer; в — benchmark IV; г — watersheds between development targets: target I (benches 0–5), target II (benches 6–8), target III (benches 9–13)

того, нефтенасыщенная толщина на большей части залежи верхнего объекта значительно меньше, чем среднего. По мере выработки верхнего объекта тенденция преимущественного поступления закачиваемого агента в верхнюю часть залежи будет продолжаться, что снизит эффективность разработки нижележащих объектов и залежи в целом.

Исследования [4] показали, что для распознавания нефтей из разных продуктивных пластов возможно применение комплекса физико-химических показателей. Совокупность знаний о составе и свойствах добываемых флюидов наряду с геологическими исследованиями позволит повысить эффективность разработки многопластовых месторождений за счет выявления и вовлечения в разработку неохваченных ранее объектов.

Образцы нефти для анализа были отобраны из различных объектов Усинского месторождения. Комплекс методов включал определение физических параметров: вязкости, плотности, а также состав нефти. Методом электронной спектрометрии определено содержание металлопорфиринов (ванадиловых и никелевых комплексов), методом потенциометрического титрования — содержание кислот, методом газовой хромато-масс-спектроскопии было определено содержание различных классов углеводородов нефти.

Анализ полученных данных показал, что все исследованные образцы нефти являются тяжелыми и высоковязкими. Плотность нефти изменяется в пределах 0,920–0,986 г/см^3, динамическая вязкость — 8–12 Па·с. Средние значения этих показателей образцов нефти, добытых из отдельных объектов, указывают на закономерное повышение значений плотности нефти от нижнего объекта к верхнему. Нефть характеризуется высокой вязкостью, минимальные значения вязкости отмечены для нефти среднего объекта (таб. 1).

Содержание металлопорфиринов в нефтях по разрезу залежи изменяется незакономерно. Пониженное содержание порфиринов отмечено в образцах нефти, приуроченных к зонам распространения биогермных известняков.

Исследования массива образцов нефти показали, что содержание ванадиловых и никелевых порфиринов в пробах из каждого объекта меняется по площади месторождения, снижаясь в южном направлении. Максимальным количеством металлопорфиринов отличаются нефти ВО северо-западной части месторождения (таб. 1). На отдельных участках отмечено снижение содержания металлокомплексов с ванадием вниз по разрезу.

Содержание нафтеновых кислот в образцах нефти, определенное методом потенциометрического титрования, также изменяется, в основном, от местоположения скважины, увеличиваясь от краевых частей к центру месторождения (рис. 2).

В нефтях южной части месторождения содержание карбоксилсодержащих (СООН-групп) компонентов максимально в нефтях среднего объекта, тогда как на севере в нефтях среднего объекта их содержание минимально.

Состав углеводородов исследован в образцах нефти, добытых из пластов южной и центральной части Усинского месторождения. Во всех изученных образцах идентифицированы такие углеводороды, как алканы,

Показатели	Объекты разработки		
	I (НО)	II (СО)	III (ВО)
вязкость, Па·с	5–10 (7,3)*	3–12 (6,5)	0,8–11 (7,2)
плотность, г/см^3	0,950–0,986 (0,938)	0,943–0,978 (0,958)	0,942–0,948 (0,965)
Содержание Ni-р, нмоль/г**	67–111 (90)	42–120 (94)	53–130 (79)
Содержание VO-р, нмоль/г**	284–453 (381)	258–401 (344)	371–428 (386)
Содержание кислот, % масс.	1,40–2,45 (1,73)	1,00–2,27 (1,59)	1,00–2,07 (1,67)
СООН-группы кислот, % масс.	0,17–0,37 (0,26)	0,15–0,34 (0,24)	0,16–0,31 (0,25)

Таб. 1 — Физико-химические показатели образцов нефти Усинского месторождения (...) — указаны средние значения показателей, **никелевые и ванадиловые комплексы порфиринов*

Tab. 1 — Physical and chemical indicators of oil samples from the Usinskoe Oil Field (...) — average values of the indicators are given, ** porphyrin V/NI (nickel and vanadyl) complexes*

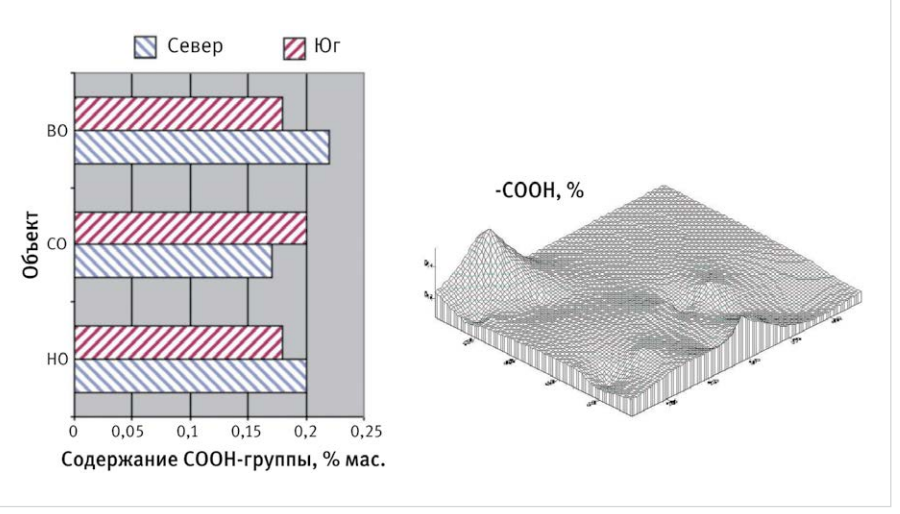


Рис. 2 — Изменение содержания нафтеновых кислот (СООН-групп) в образцах нефти по разрезу (А) и по площади (Б) Усинского месторождения

Fig. 2 — Change in the content of naphthenic acids (COOH-group) in the oil samples along cross section (A) and area (Б) of the Usinskoe Oil Field

№ скв.	Объект	Содержание, % отн.				
		Алканы	Арены	Цикланы	Нафтеноарены	ГОС
8123	ВО	21,9	51,2	18,8	2,5	5,6
2762	ВО	18,1	51,6	22,0	2,4	6,0
3028	ВО	38,9	40,4	14,3	1,4	5,0
3363	ВО+СО	16,9	53,9	22,3	2,2	4,6
1251	ВО+СО	12,6	56,4	25,6	1,8	3,6
7037	СО	9,6	53,9	27,7	3,3	5,4
1031	СО	14,9	54,3	22,1	2,7	6,0
7159	СО	14,3	56,0	21,7	2,4	5,7
7244	НО+СО	7,2	59,1	25,3	2,2	6,3
401	НО	3,2	56,4	29,8	4,6	6,0
574	НО	5,6	59,0	25,6	3,0	6,8

Таб. 2 — Содержание углеводородов и гетероорганических соединений нефти
Tab. 2 — Content of hydrocarbons and oil heteroorganic compounds

пентациклические тритерпаны гопанового ряда, моноарены, в подавляющем количестве представленные триметилалкилбензолами, биарены, включающие нафталин и его метил- и этилзамещенные гомологи. Среди триароматических УВ присутствуют фенантрены и триароматические стероиды. Гетерокомпоненты представлены сера- и кислородсодержащими соединениями.

Содержание изученных соединений в нефтях приведено в таб. 2.

Содержание ароматических углеводородов, представленных триметилалкилбензолами, нафталином и его моно-, би-, три- и тетраметилзамещенными гомологами, а также фенантреном, флуоренов и их гомологами, выше, чем содержание алканов, а разброс значений колеблется от 40,4 до 59,1 % отн., в среднем 53,8% отн. от суммы идентифицированных соединений.

Цикланы, представленные сесквитерпанами, стеранами, секогопанами и гопанами, присутствуют в изученных нефтях в меньших концентрациях. Основными представителями данной группы УВ являются бициклические сесквитерпаны (от 7,8 до 12,9 % отн.) и пентациклические гопаны (от 2,3 до 7,6 % отн.).

Нефти верхнего, среднего и нижнего объектов существенно различаются по содержанию отдельных групп углеводородов. Анализ группового состава углеводородов нефти из скважин, эксплуатирующих один объект, показывает различие верхнего, среднего и нижнего объектов и изменение состава при переходе от сводовой части залежи к периферии.

На юге месторождения в нефти верхнего объекта среди углеводородов доминируют алканы. Нафталины (биарены) и гопаны присутствуют в меньших близких концентрациях. Содержание моно- и триаренов в нефти невелико (рис. 3). Особенно это заметно в нефтях из присводовой части залежи. Нефть среднего объекта (рис. 3) отличается высоким содержанием биароматических углеводородов. Как и в случае нефти верхнего объекта, от крыльев к присводовой части наблюдается увеличение содержания в образцах алкановых структур.Нефть нижнего объекта характеризуется повышенной долей нафтеновых структур, а также ароматических углеводородов, среди которых преобладают триароматические соединения (рис. 3). Относительное содержание би- и трициклических аренов выравнивается в присводовой части залежи.

Основным классом нафтеновых структур во всех исследованных образцах нефти являются сесквитерпаны (бициклические соединения). Повышенное содержание три-, тетра- и пентацикланов (терпаны, стераны и гопаны соответственно) отмечено для образцов нефти нижнего объекта (рис. 4).

Закономерностей изменения состава цикланов по площади Усинского месторождения для изученных нефтей не отмечено.

Авторы благодарят Томский региональный центр коллективного пользования ТНЦ СО РАН за предоставленный Масс-спектрометр высокого разрешения TermoElectron Finnigan DFS, Германия и ИК-Фурье спектрометр с Раман модулем TermoElectron, Nicolet 5700, США.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской федерации по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.604.21.0176 от 26.09.2017 г., уникальный идентификатор — RFMEFI60417X0176 в рамках ФЦП ««Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование».

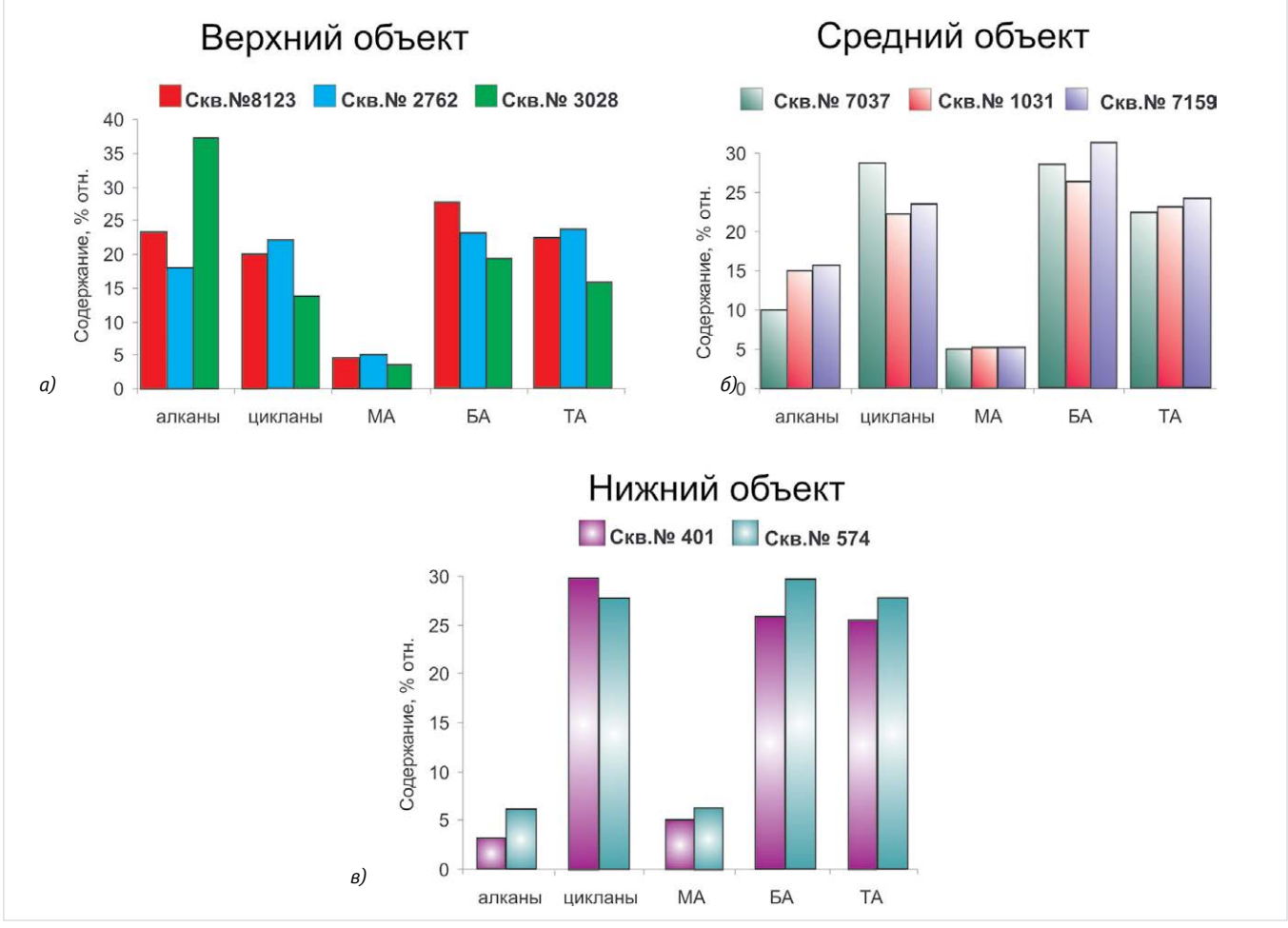


Рис. 3 — Групповой состав углеводородов в образцах нефти:
а) верхнего объекта в присводовой части залежи (скв. №№ 3028, 8123) и на ее восточном крыле (скв. №2762);
б) среднего объекта на западном крыле (скв. №7037) и в присводовой части залежи (скв. №№ 7159, 1031);
в) нижнего объекта на западном крыле (скв. №401), в присводовой части (скв. №574).

Fig. 3 — Group composition of hydrocarbons in the oil samples: a) of the top target in the crest position of the deposit (well Nos. 3028, 8123) and on its eastern flank (well No.2762); б) of the middle target on the western flank (well No.7037) and in the crest position of the deposit (well Nos. 7159, 1031); в) of the bottom target in the western flank (well No.401), in the crest position (well No.574)

Итоги

В результате ряда проведенных исследований были рассмотрены особенности геологического строения, а также состава и свойств нефтей Усинского месторождения, относящихся к различным объектам залежи.

Выводы

Таким образом, содержание основных классов углеводородов (алканов, аренов и цикланов), гетероорганических соединений, а также значения вязкостей и плотностей образцов, отобранных из различных объектов, могут быть использованы для дифференциации нефтеносных объектов и контроля за разработкой месторождения.

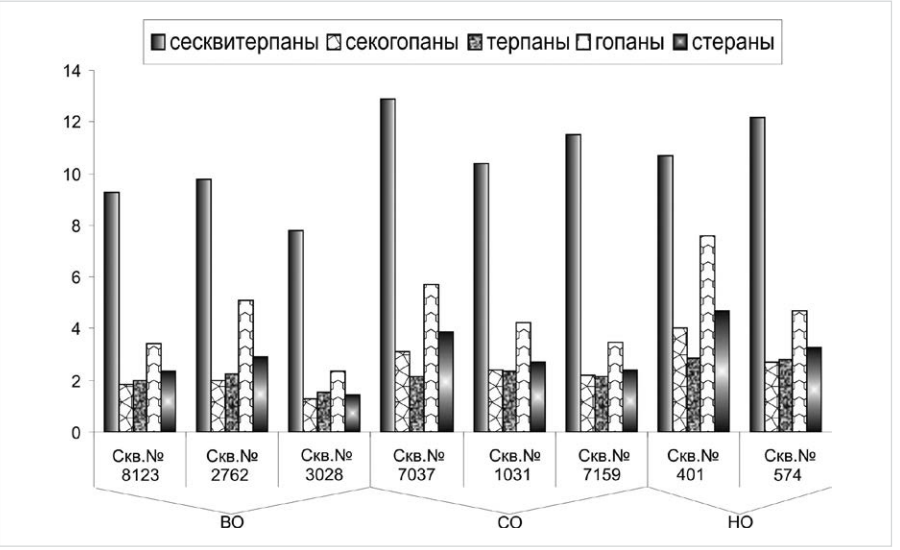


Рис. 4 — Содержание (% отн.) би-, три-, тетра- и пентациклических УВ в образцах нефти различных объектов (ВО, СО и НО)
Fig. 4 — Content (% relative) of bi-, tri-, tetra- and pentacyclic hydrocarbons in the oil samples of the different targets (top target, middle target and bottom target)

Список литературы

1. Артеменко А.В., Кашанцев В.А. Вязкое дело // Нефть России. 2003. №11. С. 30–33.
2. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. №2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf
3. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. и др. Геология и разработка крупнейших уникальных нефтяных и газовых месторождений России. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. Т. 1. 280 с.
4. Якубов М., Якубова С., Петрова Л. Новый метод контроля выработки запасов нефти многопластовых залежей на основе сопоставительного анализа добываемой продукции // Технологии ТЭК. 2007. №1. С. 34–39.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 551

Salient features of the deposit geological structure in the Usinskoe oil field and the composition of the oil produced

Authors:
Daria I. Chuikina — leading engineer; dichuikina@mail.ru
Olga V. Serebrennikova — Sc.D., professor, head of the laboratory; ovs49@yahoo.com
Larisa D.Stakhina — Ph.D.; sl@ipc.tsc.ru
Lubov K. Altunina — Sc.D., professor, head of the laboratory; alk@ipc.tsc.ru

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk, Russian Federation

Abstract

Development of the Usinskoe Oil Field (Republic of Komi) has been underway since 1977. The structure of the oil holding reservoirs and deposits of hydrocarbons associated with them is very complicated; within the cross section of the deposit, 3 production targets have been identified: I — bottom target, II — middle target and III — top target.

The paper highlights the differences in the composition and properties of the oil samples belonging to different deposit targets. This information can of use helping to clarify geological structure, to determine the characteristics of the crude hydrocarbons and productivity of each oil target when they are operated jointly in the oil well.

Materials and methods

Oil samples from the Usinskoe Oil Field from different development targets, determination of density using picnometer (bottle) method, determination of dynamic viscosity on the Reotest instrument, electronic spectroscopy, potentiometric titration of acids, gas chromato-mass-spectrometry.

Results

As a result of a number of studies performed, salient features of the geological structure have been investigated as well as the composition and properties of the oils from the Usinskoe Oil Field belonging to different targets of the deposit.

Conclusions

Thus, the content of the main classes of hydrocarbons (alkanes, arenes and cyclanes), heteroorganic compounds, as well as the values of viscosities and densities of oils sampled from different objects could be used for differentiation of oil-bearing objects and field management.

Keywords

Usinskoe Oil Field,
low grade oil,
properties,
composition,
hydrocarbons,
metalloporphyrins,
acids

References

1. Artemenko A.V., Kashantsev V.A. *Vyazkoe delo* [Sticky question]. *Neft' Rossii*, 2003, issue 11, pp. 30–33.
2. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. *Dinamika doli otnositel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefti v obshchem balanse* [Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the total balance sheet]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2007, issue 2. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf
3. Abdulmazitov R.D., Baymukhametov K.S., Viktorin V.D. and oth. *Geologiya i razrabotka krupneyshikh unikal'nykh neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Rossii* [Geology and development of the largest unique oil and gas fields in Russia]. Moscow: *VNIIOENG*, 1996, Vol. 1, 280 p.
4. Yakubov M., Yakubova S., Petrova L. *Novyy metod kontrolya vyrabotki zapasov nefti mnogoplastovykh zalezhey na osnove sopostavitel'nogo analiza dobyvaemoy produktsii* [A new method for controlling the development of oil reserves of multi-layer deposits based on a comparative analysis of the extracted products]. Technologies of Fuel and Energy complex, 2007, issue 1, pp. 34–39.

УДК 551

Разработка методики оценки эффективности заводнения
(на примере пласта Т-Фм Озерного месторождения)

Е.Д. Кузнецова
горный инженер, геолог
ekt.kuznetsova@mail.ru

В.И. Галкин
д. г-м. наук, профессор

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

В данной статье рассмотрены вопросы оценки эффективности заводнения в различных фациальных зонах на примере пласта Т-Фм Озерного месторождения Пермского края с помощью использования статистических методов. Для этого проанализировано влияние закачки рабочего агента в пласт на добычу нефти путем построения временных одномерных регрессионных моделей. Рассматриваемая методика позволяет оценить эффективность заводнения скважин с меньшими временными затратами.

Материалы и методы
Программа Statistica; для подтверждения полученных результатов построены карты по проницаемости в программе Surfer по данным ГИС для каждой скважины.

Ключевые слова
фации, коэффициент корреляции, регрессия, заводнение, добыча нефти, Озерное месторождение

Для оценки эффективности заводнения многими авторами уже были рассмотрены различные методики:

- *Метод материального баланса*, в основе которого лежит закон сохранения массы. Уравнение МБ используется для определения потенциала добычи скважин и количества воды, поступающей от нагнетательных скважин, и оказывающей влияние на динамику добывающих [1, 2, 3];
- *Построение моделей линий тока*, для чего необходимо использование геолого-гидродинамической модели пласта [4];
- *Анализ результатов ГДИ*;
- *Анализ гидрохимических данных*, где путем оценки результатов промысловых гидрогеохимических исследований при эксплуатации нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления, можно оценить долю привлеченных для ППД вод в добываемой их смеси с пластовыми водами, оценить объёмные соотношения в закачиваемой в нагнетательные скважины смеси подтоварных и привлекаемых вод, а также значения условной относительной проводимости пласта и коэффициентов эффективности заводнения залежей на различные периоды их эксплуатации [5].

Предложенный в данной статье метод оценки эффективности заводнения путем построения временных одномерных регрессионных моделей не требует применения особых технических средств и денежных вложений. Он позволяет оценить эффективность заводнения в короткие сроки и основан только на фактических данных о накопленных значениях добычи нефти и закачки рабочего агента. Кроме того, получаемые по данной методике результаты не противоречат реальным данным и геологическим особенностям пласта.

В пределах объекта Т-Фм Озерного месторождения по результатам фациального анализа выделены: фация рифового гребня, зарифового мелководья и рифового склона [6, 7]. В данной статье исследуется процесс протекания заводнения в различных геологических условиях: зоне зарифового мелководья и рифового гребня. Исследование протекания заводнения в различных геологических условиях и его влияние на добычу нефти в этих зонах позволит показать, что с помощью построения определенных статистических моделей представляется возможным оценить степень влияния именно геологического строения на эффективность заводнения [8, 9].

По данным анализа, коллекторы фациальной зоны зарифового мелководья представлены преимущественно поровым типом, развитие трещиноватости и кавернозности носит подчиненный характер. Средняя проницаемость рассматриваемой зоны составляет: по результатам ГДИС — 20,0 мД; по зависимости керн-ГИС — 14,7 мД. Для отложений рифового гребня широко распространены трещиноватость и кавернозность. Проницаемость рассматриваемых коллекторов составляет: по зависимости керн-ГИС — 3,7 мД; по результатам ГДИС начальный период разработки — 21,0 мД, текущая — 1,2 мД.

Процесс заводнения изучается в пределах двух очагов нагнетания: скв. 421 (зарифовое мелководье) и скв.425 (рифовый гребень). Чтобы с уверенностью можно было определить радиус влияния нагнетательной скважины (добывающие скважины, которые должны реагировать на закачку) необходимо проанализировать не только географическое положение скважин, но и схемы детальной корреляции. В данном случае установлено, что все добывающие скважины, которые рассмотрены в статье, вскрывают те же пропластки, что и нагнетательные скважины, а значит, при определенных условиях, добыча нефти в добывающих скважинах должна быть взаимосвязана с закачкой рабочего агента в нагнетательные скважины.

На первом этапе анализа были вычислены значения коэффициентов парной корреляции r между объемом месячной закачки воды в пласт $Q_{з}^{м}$ и месячной добычи нефти $Q_{н}^{м}$ [10].Значения r во всех рассматриваемых вариантах являются статистически не значимыми при $p=0,05$ [11].

Для построения корреляционных зависимостей и оценки их значимости использована программа *STATISTICA*.

Коэффициент корреляции r можно рассчитать по формуле:

$$r = \frac{\Sigma(x_i - x_{ср})(y_i - y_{ср})}{\sqrt{\Sigma(x_i - x_{ср})^2 \Sigma(y_i - y_{ср})^2}},$$

где x_i и y_i – соответственно i-ные значения переменных x и y, а $x_{ср}$ и $y_{ср}$ — средние арифметические значения для переменных x и y.

Значимость оценивается по достигаемому уровню значимости p, вероятности получения вычисленного значения критерия или его еще большего значения, если нулевая гипотеза верна. Иными словами, p - это вероятность отвергнуть нулевую гипотезу при условии, что она верна. Значение p в данной работе получается путем компьютерного анализа.

На рис. 1 приведен пример сопоставления значений $Q_{н}^{м}$ от $Q_{з}^{м}$ для добывающей скважины 439 и нагнетательной — 421, расположенной в зарифовом мелководье.

Отсюда видно, что оценить характер влияния $Q_{з}^{м}$ на $Q_{н}^{м}$ по данным скважинам не представляется возможным. Аналогичные результаты получены и по другим парам скважин. Поэтому предлагается оценить, как влияет на накопленную добычу нефти $Q_{н}^{н}$ накопленная закачка воды $Q_{з}^{н}$. График зависимости $Q_{н}^{н}$ от $Q_{з}^{н}$ для добывающей скважины 439 и нагнетательной 421 представлен на рис. 2.

Отсюда видно, что для данной пары скважин при увеличении значений $Q_{з}^{н}$ величины $Q_{н}^{н}$ повышаются. Отметим, что динамика

повышения $Q_н^и$ при увеличении значений $Q_з^и$ различна. Для изучения наблюдаемой динамики построим временные одномерные регрессионные модели. Это позволит проследить последовательность изменения значений накопленной добычи нефти от накопленной закачки рабочего агента. Разработку методики проведем с использованием данных по всем месяцам. Всего было построено 156 уравнений регрессии для очага скважин 421 и 146 и 425. Количество построенных моделей достаточно близко, поэтому и сравнение полученных результатов возможно. Первое модель построена по данным 3 месяцев *($n=3$, $Q_з^и$ $(1-3)$)*, следующая – при *$n=4$ ($Q_з^и$ $(1-4)$)*, и так далее до *$n=156$* и *$n=146$ ($Q_з^и(1-156)$ и $Q_з^и(1-146)$)* соответственно. Для этих вариантов вычислены значения *r*. Изменение значений *r* по очагу нагнетания скважины 421 по 8 добывающим скважинам приведены на рис. 3.

Отсюда видно, что в начальный период (с 01.02.2004 по 01.12.2004), по всем 8 скважинам наблюдается снижение значений *r*. Это, вероятно, свидетельствует о том, что пока не происходит влияния $Q_з^и$ на $Q_н^и$. Далее значения *r* во всех случаях по данному очагу нагнетания повышаются (по времени до 01.11.2006), это показывает что влияние $Q_з^и$ на $Q_н^и$ во всех случаях начинает происходить. Далее во времени значения *r* меняется индивидуально для всех 8 изучаемых скважин. Однако по ряду скважин изменения *r* на визуальном уровне достаточно близко. Такие близкие изменения прослеживаются по скважинам 40 и 420. Это позволяет предположить, что наблюдается аналогичный по эффективности процесс вытеснения нефти водой. По скважинам 423 и 422 значения *r* изменяются по близким друг к другу траекториям. До мая 2011 г имеется закономерное снижение значений, затем происходит их увеличение.

Сопоставление графиков изменения значений r по скважинам 40, 420, 423 и 422 показывает, что в первом случае *r*, в основном, выше, чем во втором. Вероятно, это свидетельствует о большем влиянии процесса заводнения на скважинах 40, 420 по сравнению со скважинами 423, 422. Изменение значений коэффициента *r* по скважине 424 аналогично тем изменениям, которые получены по скважинам 422 и 423, но только несколько ниже. Для скважины 448 наблюдается закономерное снижение значений *r* во времени. Значения коэффициента *r* по скважине 439 наиболее низкие. Однако после сентября 2013 г наблюдается некоторое увеличение. График изменения значений *r* по скважине 440 значительно отличается от всех ранее описанных вариантов. До июля 2012 г коэффициент повышается, затем наблюдается снижение, далее снова происходит повышение.

Изменение значений *r* по очагу нагнетания скв. 425приведены на рис. 4.

Анализ изменения значений r по скважинам 426, 424, 423, 449, 450 и 50 показывает, что все они имеют индивидуальные виды. Общность изменений значений *r* наблюдается в одинаковых высоких значениях в период первого года нагнетания воды в пласт, далее во времени значения *r* для изучаемых скважин в данном очаге заводнения изменяются по индивидуальным траекториям. Отличительной особенностью очага нагнетания скв. 425 является то, что коэффициенты корреляции по всем скважинам в течение первого года работы близки к единице и практически не изменяются. Сразу же после непродолжительного начального периода начинается второй период, в течение которого поведение каждого графика изменения значений *r* принимает индивидуальный вид. Отметим, что значения *r* для скв. 426,424,423,449 и 50 имеют близкий вид по форме: первоначально наблюдается уменьшение значений *r*, затем наблюдается их повышение, однако проявление этих циклов происходит в разное время. Для скважин 426 и 423 наблюдается отличное от распределений по другим скважинам изменение значений *r*, при этом в определенные временные диапазоны

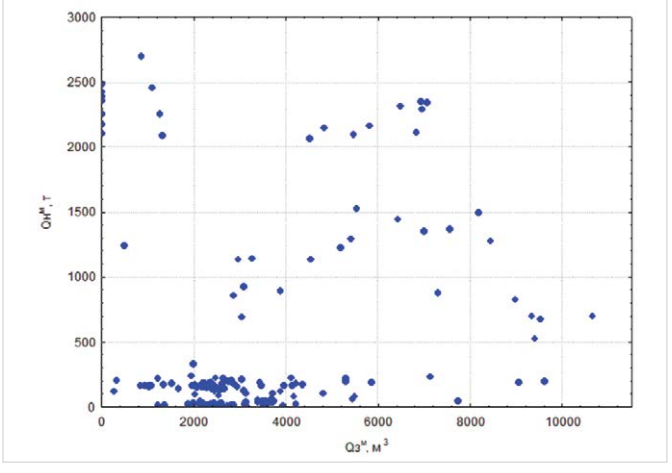


Рис. 1 — Поле корреляции между $Q_н^м$ и $Q_з^м$ по скважинам 439 и 421
Fig. 1 — $Q_н^м$ and $Q_з^м$ correlation field for wells 439 and 421

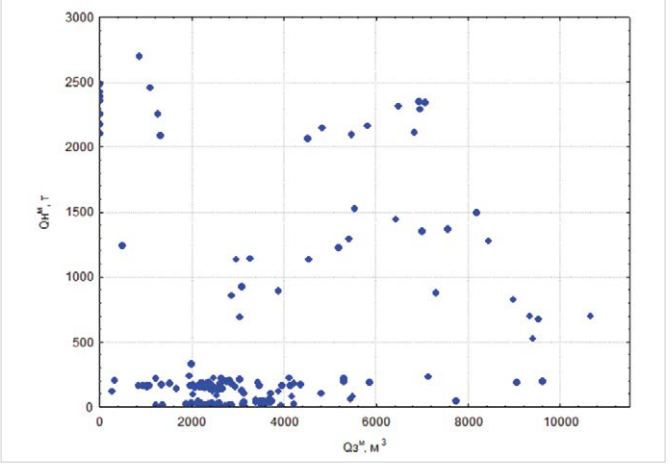


Рис. 2 — Поле корреляции между $Q_н^и$ и $Q_з^и$ по скважинам 439 и 421 соответственно
Fig. 2 — $Q_н^и$ and $Q_з^и$ correlation field for wells 439 and 421

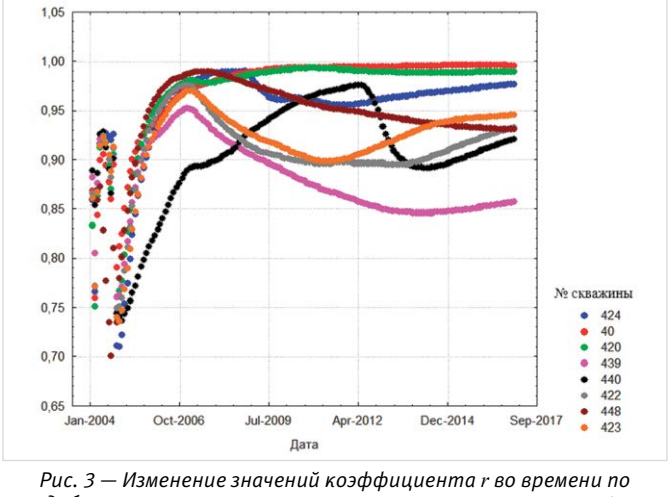


Рис. 3 — Изменение значений коэффициента r во времени по добывающим скважинам в очаге нагнетания скважины 421
Fig. 3 — Time change of r ratio value by producing wells in well 421 injection point

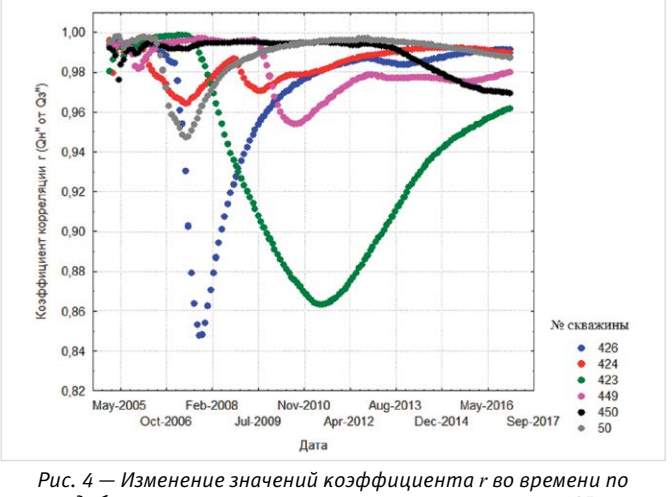


Рис. 4 — Изменение значений коэффициента r во времени по добывающим скважинам в очаге нагнетания скв. 425
Fig. 4 — Time change of r ratio value by producing wells in well 425 injection point

имеется самые минимальные значения коэффициента корреляции (0,84-0,86).

Таким образом, построенные распределения значений *r* по нагнетательным скважинам 421 и 425 показывают, что они значительно различаются между собой. Для фациальной зоны зарифового мелководья характерно поэтапное формирование процесса заводнения. Характер вытеснения устанавливается для всех скважин одновременно примерно через 2 года после ввода в работу нагнетательной скважины. Вероятно, данный факт обусловлен более однородным коллектором для этой фациальной зоны. В фациальной зоне рифового гребня процесс заводнения происходит неравномерно, однако скважины начинают реагировать на закачку сразу же после ввода в работу нагнетательной скважины. В данном случае можно говорить о повышенной неоднородности (трещиноватости и кавернозности) коллекторов изучаемой фациальной зоны.

Построенные статистические модели показали, что процессы вытеснения нефти водой происходят более эффективно в зарифовом мелководье, чем на рифовом гребне. Для подтверждения данного вывода исследуем изменение коэффициента при $Q_{з}^{и}$. Будем считать, чем больше значение этого коэффициента, тем больше объем нагнетаемой жидкости приходится на добывающую скважину. Зная сумму всех коэффициентов при $Q_{з}^{и}$, представляется возможным определить долю этого влияния для каждой скважины. Значения этой доли влияния для анализируемых добывающих скважин в очагах заводнения скв. 421 и скв. 425 приведены в табл. 1.

Отсюда видно, что для очага нагнетания скв. 421 наблюдается максимальное значение коэффициента при $Q_{з}^{и}$ для скв. 420, для скв. 425 – скв. 50. Кроме этого отметим, что на скважины 423, 424 влияет накопленная закачка скважин 421 и 425. По скважинам 424, 423 значение коэффициента для очага 425 несколько выше, чем для 421. Это показывает, что, используя данную методику, представляется возможным выполнить оценку нагнетательных скважин на добывающие в смежных зонах, что является очень важным обстоятельством, т.к. позволяет выполнить расчеты по всей площади изучаемого объекта. На рис. 5 приведена схема, на которой схематично показано движение фронта нагнетаемой воды от нагнетательной скважины к добывающим для очагов скв. 421.

Отсюда видно, что основная масса закачиваемой воды приходится на скв. 420. Для скважин 440, 424, 40, которые имеют малые дебиты, доходит значительно меньшая часть закачиваемой воды. Выполненный анализ показал, что значительная часть воды продвигается в юго-западном и северо-восточном направлениях. Скважины, которые находятся на пути продвижения воды, характеризуются большими дебитами нефти по сравнению с другими. Кроме этого отметим, что скв. 422 и 423, в которые поступает практически одинаковые объемы воды, имеют достаточно близкие изменения значений *r*, приведенные в таб. 1.

На рис. 6 приведена схема, на которой схематично показано движение фронта нагнетаемой воды от нагнетательной к добывающим скважинам для очага скв. 425.

Отсюда видно, что основная масса воды приходится на скв. 423 и 50, что подтверждается данными приведенными в таб. 1. Основная масса воды движется от очага нагнетания в западном и восточном направлениях, т.е. перпендикулярно простиранию рифового гребня. Для скв. 450 наблюдается достаточно эффективное проявление закачки воды в скв. 425. Остальные скважины малодебитные, эффект от закачки на них практически одинаковый.

Полученные в результате построения статистических данных результаты достаточно хорошо подтверждаются изменениями коэффициента проницаемости в пределах очагов нагнетания скважин 421 и 425 [12].

Схема изменения коэффициента проницаемости в очаге проницаемости скв. 421 приведена на рис. 7.

Отсюда видно, что изогипса 22 мкм^2*10-3 оконтуривает зону с наибольшей проницаемостью коллекторов, в пределах которой находятся скважины 423, 422, 420, 421. Сопоставление данных приведенных на рис.5 и данных на рис. 7 показывает, что выделенные зоны практически совпадают. В пределах данных зон наблюдается наибольший процент закачки. Отметим, что в скв. 420 установлена максимальная проницаемость по пласту, что обуславливает тот факт, что на нее приходится большая доля закачки, а процесс вытеснения происходит наилучшим образом.

Схема изменения коэффициента проницаемости в очаге проницаемости скв. 425 приведена на рис. 8.

Очаг скв.421			**Очаг скв.425**		
№ скважины	**Коэффициент, при Qз^{и}д.ед.**	**Доля коэффициента, %**	**№ скважины**	**Коэффициент, при Qз^{и}д.ед.**	**Доля коэффициента, %**
440	0,01567	2	424	0,044128	5
424	0,026465	3	449	0,064537	7
40	0,044518	4	426	0,069753	8
439	0,093037	9	450	0,110447	12
422	0,100898	10	423	0,246964	27
448	0,146565	14	50	0,390166	42
423	0,169446	16			
420	0,439729	42	Итого:	0,925994	100
Итого:	1,036328	100			

Таб. 1 — Значения коэффициентов при $Q_{з}^{и}$ для добывающих скважин
Tab. 1 — Ration values at $Q_{з}^{и}$ for producing wells

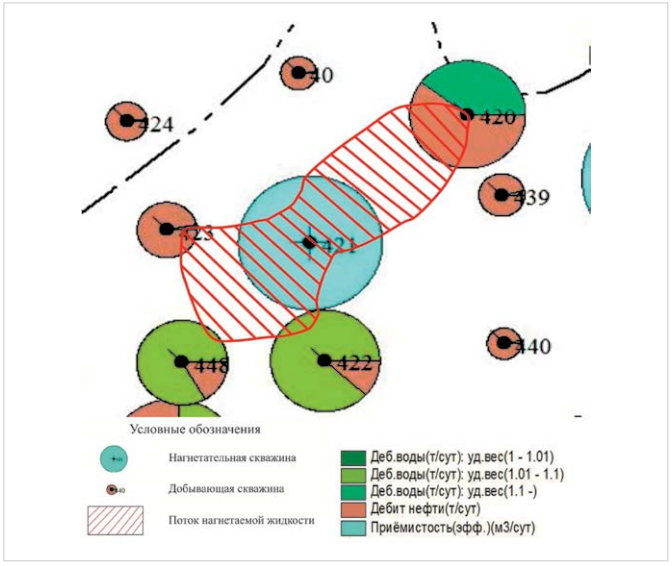


Рис. 5 — Схема продвижения фронта воды к добывающим скважинам для очага скв. 421
Fig. 5 — Diagram of water advance to producing wells for well 421 point

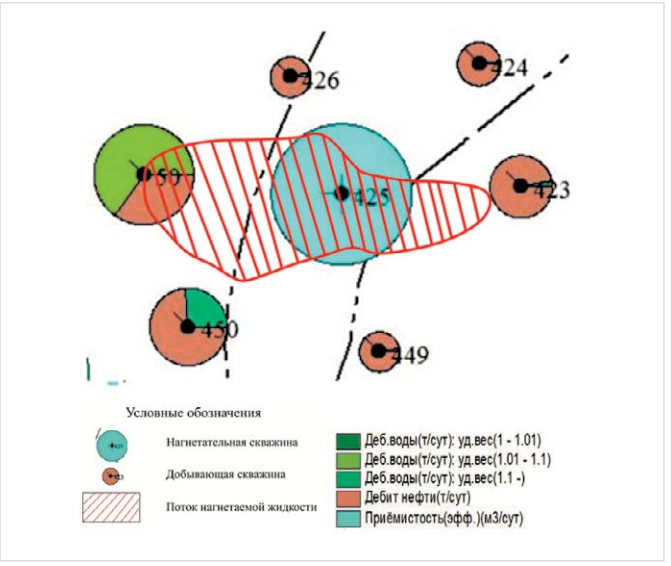


Рис. 6 — Схема продвижения фронта воды к добывающим скважинам для очага скв. 425
Fig. 6 — Diagram of water advance to producing wells for well 425 point

Анализ данной схемы показывает, что максимальные значения коэффициента наблюдаются в скв. 423, которая расположена в пределах зарифового мелководья. Здесь, как и ранее по очагу заводнения скв. 421 наблюдается «сходство» в изменении коэффициента проницаемости и продвижением фронта закачиваемой воды. Эти данные подтверждают, что данные полученные путем построения статистических моделей для оценки эффективности заводнения хорошо согласуются с изменениями коэффициента проницаемости. Стоит отметить, что представленные карты необходимо трактовать исключительно на качественном уровне. Они не дают точной информации о характере распределения закачки в пласте, однако позволяют судит о том, что полученные выводы (о распределении фильтрационных потоков) не противоречат геологическим особенностям пласта.

Итоги

Проанализировав представленные карты, можно отметить, что некоторые из добывающих скважин сильно обводнены, в то время, когда процент обводненности других скважин минимален. Обводнившиеся скважины вскрывают те пропластки, которые не вскрыты другими скважинами. Это позволяет предполагать, что именно по ним происходит прорыв воды в продукцию скважин. В данной работе карты по проницаемости дают лишь информацию о том, что получаемые выводы о распределении фильтрационных потоков не противоречат геологическому строению залежи.

Выводы

В пределах фациальной зоны зарифового мелководья процесс заводнения протекает поэтапно, а для зоны рифового склона поэтапного формирования потока закачиваемой жидкости не наблюдается. Также анализ построенных регрессионных моделей позволил установить, что значения коэффициентов накопленной закачки в уравнениях регрессии (зависимость накопленной добычи нефти от накопленной закачки) позволяют определить доли закачки, приходящейся на каждую добывающую скважину в очаге.

По результатам использования методики можно сделать вывод, что в построенных статистических моделях достаточно точно устанавливается влияние тех особенностей геологического строения, которые во многом и определяют процессы вытеснения нефти водой. Использование при анализе статистических моделей позволит в дальнейшем более объективно оценивать процессы заводнения.

Список литературы

1. Анкудинов А.А., Ваганов Л.А. Анализ эффективности системы заводнения с применением метода материального баланса // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. №10. С.63–66.
2. Никишов В.И., Утарбаев А.И., Федоров В.А. Применение метода материального баланса для расчета прогнозных показателей разработки нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. №2. С. 70–73.
3. Стародубцев О.В., Соколов И.С. Анализ эффективности системы заводнения на объекте Ачимовская толща Поточного месторождения с применением метода материального баланса. Девятая Международная научно-техническая конференция, тезисы докладов. Тюмень, 2014.
4. Костюченко С. Количественный анализ заводнения для систем скважин на основе моделей линий тока // Бурение и нефть. 2006. №2. С. 12-14.
5. Муляк В.В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным. Москва, 2008. 337 с.
6. Проект разработки Озерного нефтяного месторождения. Пермь, 2010.
7. Лузина Д.В., Кривощеков С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств Турнейско-Фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа. 2012. Т.11. №5. С. 7–15.
8. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15. №19. С. 145–154.
9. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления по геолого-промысловым характеристикам пласта (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. №17. С. 32–40.
10. Отчет по мониторингу разработки месторождений ЦДНГ-12 ООО «Лукойл-Пермь». Пермь, 2016.
11. Девис Дж. Статистический анализ данных в геологии. М.: Недра, 1990. 70 с.
12. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Озерного месторождения на основе геологической модели. Пермь, 2006.

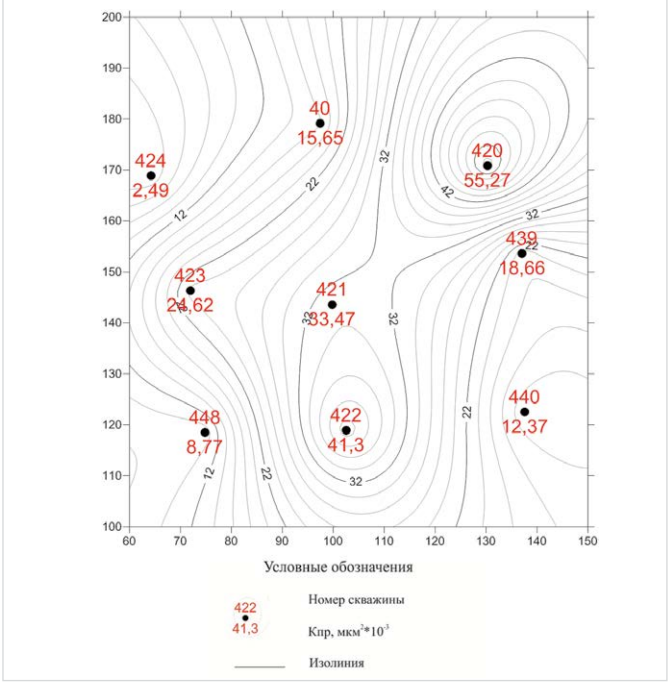


Рис. 7 — Схема изменения коэффициента проницаемости в районе очага нагнетания скв. 421
Fig. 7 — Diagram of permeability ratio change in well 421 injection point zone

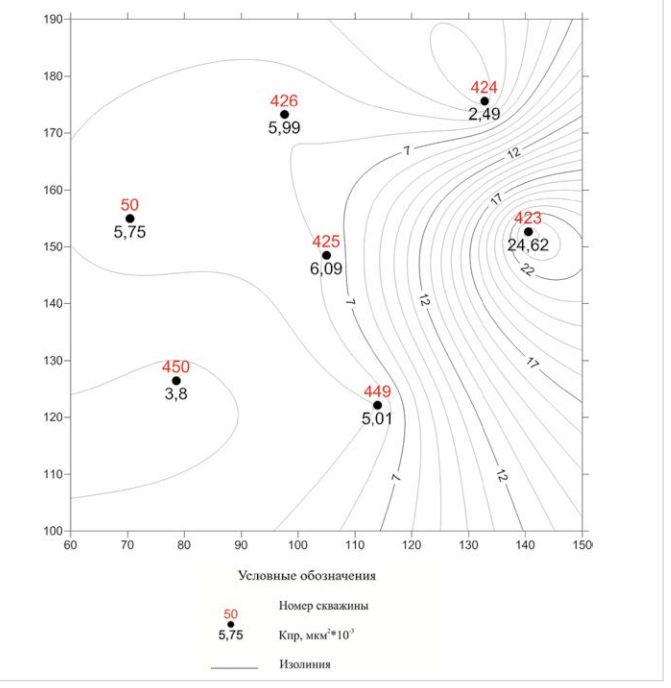


Рис. 8 — Схема изменения коэффициента проницаемости в районе очага нагнетания скв. 425
Fig. 8 — Diagram of permeability ratio change in well 425 injection point zone

Development of a methodology for assessing the efficiency of waterflooding (using the example of the T-Fm Ozernoe deposit)

UDC 551

Authors:
Ekaterina D. Kuznetsova — mining engineer, geologist; ekt.kuznetsova@mail.ru
Vladislav I. Galkin — Sc.D., professor

Perm national research polytechnic university, Perm', Russian Federation

Abstract
This article discusses the evaluation of water flooding efficiency in various facial zones using the example of the T-FM reservoir in the Ozernoe deposit of the Perm Krai using statistical methods. For this, the effect of injection of a working agent into the formation oil production layer by constructing temporary one-dimensional regression models is analyzed. This technique allows to evaluate the efficiency of waterflooding with less time.

Materials and methods
The Statistica program; Maps of permeability in the Surfer program according to GIS data for each well were constructed to confirm the results.

Results
Having analyzed the submitted maps, it can be noted that some of the production wells are heavily watered, while the percentage of water cuts of other wells is minimal. Watered wells are opened by those interlayers that have not been opened by other wells. This allows us to assume that it is through them that a breakthrough occurs in the production of wells. In this paper, permeability maps only provide information that the conclusions obtained about the distribution of the filtration streams do not contradict the geological structure of the deposit.

Conclusions
Within the facies of the shallow water, the flooding process proceeds in stages, and for the reef slope zone, a phased formation of the injected fluid flow is not observed. Also, an analysis of the built-in regression models allowed us to establish that the values of the accumulated injection factors in the regression equations (the dependence of accumulated oil production on accumulated injection) allow determining the fractions of injection per each producing well in the source.
Based on the results of using the methodology, it can be concluded that the constructed statistical models accurately determine the influence of those features of the geological structure, which in many ways determine the processes of oil displacement by water. The use in the analysis of statistical models will allow for more objective assessment of flooding processes in the future.

Keywords
facies,
correlation coefficient,
regression,
waterflooding,
oil production,
Ozernoe deposit

References

1. Ankudinov A.A., Vaganov L.A. *Analiz effektivnosti sistemy zavodneniya s primeneniem metoda material'nogo balansa* [Analysis of the efficiency of the waterflooding system using the material balance method]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, issue 10, pp. 63–66.
2. Nikishov V.I., Utarbaev A.I., Fedorov V.A. *Primenenie metoda material'nogo balansa dlya rascheta prognoznykh pokazateley razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya* [The application of the material balance method for calculating the forecast indicators for the development of an oil field]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2010, issue 2, pp. 70–73.
3. Starodubtsev O.V., Sokolov I.S. *Analiz effektivnosti sistemy zavodneniya na ob"ekte Achimovskaya tolshcha Potochnogo mestorozhdeniya s primeneniem metoda material'nogo balansa* [Analysis of the efficiency of the waterflooding system at the Achimovskaya stratum of the Flow Field with the application of the material balance method]. *Devyataya Mezhdunarodnaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya, tezisy dokladov*. Tyumen', 2014.
4. Kostyuchenko S. *Kolichestvennyy analiz zavodneniya dlya sistem skvazhin na osnove modeley liniy toka* [Quantitative waterflood analysis for well systems based on current line models]. *Burenie i neft'*, 2006, issue 2, pp. 12–14.
5. Mulyak V.V. *Geotekhnologicheskie osnovy analiza i kontrolya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy po promyslovym gidrogeokhimicheskim dannym* [Geotechnological foundations for the analysis and control of the development of oil deposits from commercial hydrogeochemical data]. Moscow, 2008, 337 p.
6. *Proekt razrabotki Ozernogo neftyanogo mestorozhdeniya* [Ozernoye oil field development project]. Perm': Lukoil–Perm LLC, 2010.
7. Luzina D.V., Krivoshchekov S.N. *Analiz fatsial'nykh zon i kollektorskikh svoystv Turneysko-Famenskikh rifogennykh postroek Solikamskoy depressii* [Analysis of facies zones and reservoir properties of the Tournaisian-Famennian reef-building structures of the Solikamsk depression]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, poisk i razvedka mestorozhdeniy nefti i gaza*, 2012, Vol. 11, issue 5, pp. 7–15.
8. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. *Issledovanie protsessa nefteizvlecheniya v kollektorakh razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza* [Investigation of the oil extraction process in reservoirs of various types of voidness using multidimensional statistical analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, Vol. 15, issue 19, pp. 145–154.
9. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Cherepanov S.S. *Razrabotka metodiki otsenki vozmozhnostey vydeleniya tipov kollektorov po dannym krivykh vosstanovleniya davleniya po geologo-promyslovym kharakteristikam plasta (na primere famenskoy zalezhi Ozernogo mestorozhdeniya)* [Development of a methodology for assessing the possibilities of separating reservoir types from the data of pressure recovery curves from the geological and field characteristics of the reservoir (on the example of the Famennian deposit of the Ozernoe deposit)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, Vol. 14, issue 17, pp. 32–40.
10. *Otchet po monitoringu razrabotki mestorozhdeniy TsDNG-12 OOO «Lukoil-Perm'»* [Report on the monitoring of the development of TsDNG-12 oil fields by "Lukoil-Perm" LLC]. Perm': Lukoil–Perm LLC, 2016.
11. Devis Dzh. *Statisticheskiy analiz dannykh v geologii* [Statistical analysis of data in geology]. Moscow: *Nedra*, 1990, 70 p.
12. *Geologicheskoe stroenie i pereschet zapasov nefti i gaza Ozernogo mestorozhdeniya na osnove geologicheskoy modeli* [Geological structure and recalculation of oil and gas reserves of the Ozernoye field on the basis of a geological model]. Perm': Lukoil–Perm LLC, 2006.

УДК 551

Вариограммный анализ геологических тел

К.Е. Закревский
к.г.–м.н., главный специалист[1]
kezakrevskiy@rosneft.ru

В.Л. Попов
старший научный сотрудник[2]
PopovVL@tomsknipi.ru

[1]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
[2]ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

В статье приводятся результаты численных расчетов, выполненных на синтетических цифровых геологических моделях. Описывается методика создания таких моделей и вариации исходных данных. Анализируется степень влияния изменчивости исходных данных (размеров тел и их количества) на результаты статистической оценки распределения тел в объеме резервуара.

Материалы и методы
Численные расчеты на синтетических моделях, объектно-ориентированные, индикаторные методы и многоточечная статистика.

Ключевые слова
вариограмма, радиус, расстояние, изменчивость, песчанистость, геометрические размеры тела, реализации

Создание цифровых геологических моделей осуществляется сегодня, как правило, детерминистскими или стохастическими методами. Последние более гибкие и геологически адаптированные. В качестве стохастических применяются объектно-ориентированные методы, индикаторные и их комбинация — MPS, то есть многоточечная статистика [1, 2, 3, 4]. Объектно-ориентированные методы оперируют понятиями геометрических размеров распределяемых в объеме резервуара геологических тел (русел, конусов выноса): глубина, ширина, извилистость (амплитуда и длина волны).

Индикаторные методы опираются, в первую очередь, на статистические характеристики геологических тел на основе вариограммного анализа: радиус (ранг) вариограммы R, нагет, порог. Вариограмма определяет средний квадрат разности между значениями в точках измерений как функцию расстояния между ними. Она представляет собой зеркальное отражение автокорреляционной функции (АКФ). Известны виды АКФ для простых функций: для прямоугольника — треугольный вид, для периодических функций — периодический вид.

Однако, для распределения в резервуаре геологических тел заданной геометрической формы ситуация более сложная. В зависимости от доли общего объема тел от объема резервуара (песчанистости — NTG) наблюдается большее или меньшее пересечение тел. Между тем, вопрос об установлении соотношения между геометрическими размерами тел и величиной R имеет важное практическое значение для геологического моделирования.

Достаточно часто, особенно при нехватке информации по моделируемым пластам, используются статистические данные по аналогам этих пластов, собранные по обнажениям, например, гистограммы распределений различных геометрических размеров геологических тел. Для того, чтобы использовать эту информацию при индикаторном моделировании, необходимо установить соотношения между геометрическими размерами геологических тел и величиной R при разных значениях NTG.

Аналитическое решение этой задачи, если оно существует, достаточно сложное. Однако, можно попытаться решить ее численно. Появление мощных компьютеров позволяет в настоящее время выполнять многовариантные численные расчеты на синтетических моделях. Вначале осуществляется вариация количества и геометрических размеров, раскидываемых в межскважинном пространстве геологических тел при разных

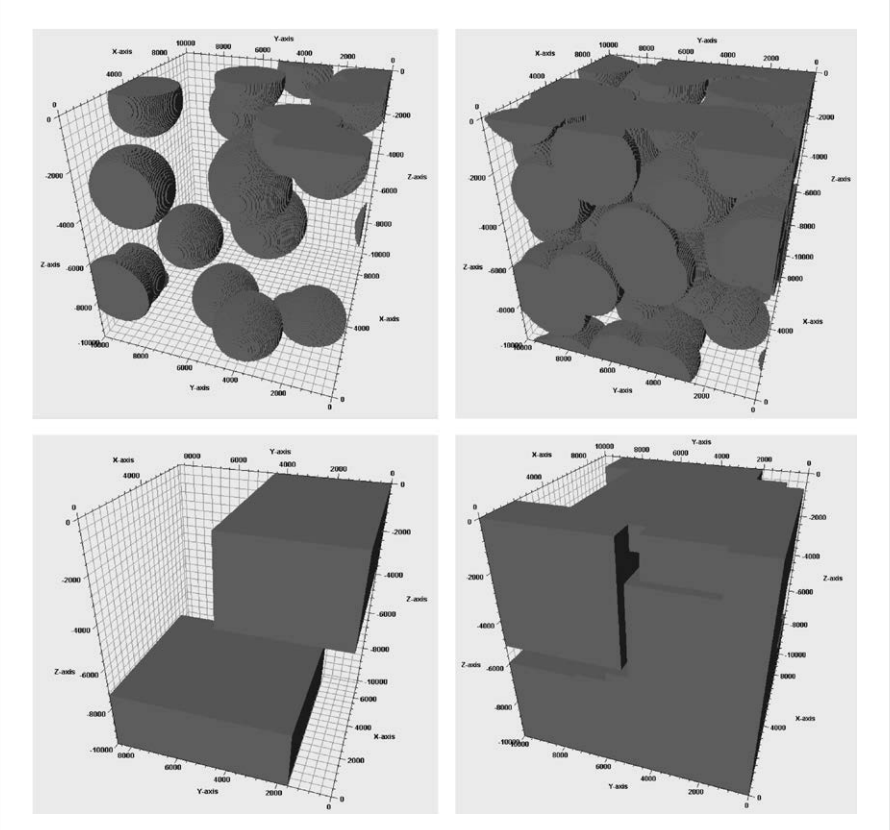


Рис. 1 — Примеры распределения различных тел в модели. Сверху – шары диаметром 3000 м (NTG слева равно 20%, справа – 80%). Снизу – кубы со стороной 7000 м (NTG слева равно 20%, справа – 70%)

Fig. 1 — Examples of different bodies distribution in the model. Top – balls diameter 3000 m (NTG, left, equals 20%, right – 80%). Bottom – cubes with a side of 7000 m (NTG, left, equals 20%, right – 70%)

значениях NTG. Затем оценивается величина R по различным направлениям. Далее рассматривается технология многовариантных расчетов и полученные результаты.

С целью получения исходных данных для анализа вариограмм, рассчитанных для тел заданной формы и размеров, были построены синтетические модели. Они имели размерность 200x200x200 ячеек, размер каждой ячейки — 50x50x50 м. Куб литотипов рассчитывался при помощи методов объектного моделирования. Для расчетов использовалась двухкомпонентная модель, в которой вмещающие породы (глины) были названы неколлектором (индекс 0), а распределенные в нем песчаные тела — коллектором (индекс 1). Для начала была смоделирована и проанализирована ситуация с простыми формами тел (рис. 1):

- изометричные кубы, размер ребра куба варьировался от 1000 до 8000 метров с шагом 1000 метров, песчанистость модели варьировалась от 20 до 80 % с шагом 20%;
- изометричные сферы, диаметр сферы варьировался от 1000 до 8000 метров с шагом 1000 метров, песчанистость модели варьировалась от 20 до 80 % с шагом 20%.

Для каждого значения песчанистости модели и размеров тел было построено по 7 реализаций, по которым производилось осреднение. Далее для каждой реализации куба распределения тел были рассчитаны вариограммы. В работе исследовались вариограммы, полученные по ячейкам коллекторов, для ячеек неколлекторов вариограммы не строились.

Для расчета экспериментальных вариограмм использовались следующие настройки: модель вариограммы — сферическая, шаг гистограммы — 400 м, максимальная длина шага — 10000 м. Затем кубы с размерами тел более 6000 м были отброшены, так как для них не представляется возможным установить параметры вариограмм, поскольку большинство тел оказываются срезанными границей модели.

Расчет вариограммы по кубу литологии занимает значительное количество времени. Поэтому во время исследований каждый куб был прорежен по регулярной сетке, в которой оставлялись свойства в каждой тридцатой ячейке по осям I, J и K. Таким образом, удалось сократить время расчета вариограмм до приемлемых величин, сохранив неоднородность распределения свойств исходного куба.

На следующем этапе работ было выполнено исследование по установлению зависимостей параметров вариограммы от параметров геометрии каналов (русел), распространенных в кубе литологии методом объектного моделирования. В качестве объектов в синтетической модели распространялись каналы шириной 1 км. Переменными величинами принимались длина и амплитуда волны канала. Длина волны изменялась от 1 до 7 км с шагом 1 км. Для каждого значения длины волны амплитуда изменялась от 1 км до величины удвоенной длины волны. Расчеты проводились при трех различных уровнях песчанистости: 20, 50 и 80 %.

Вначале рассмотрим результаты исследований по распределению в объеме простых геометрических объектов — шаров и кубов. По результатам исследований было

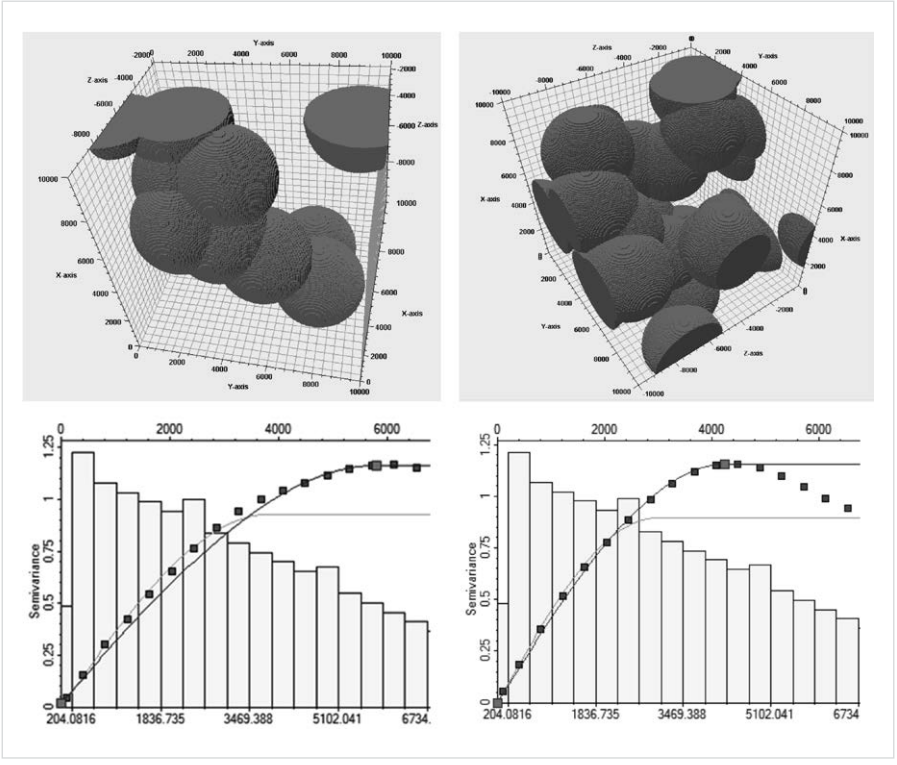


Рис. 2 — Кластеризация тел коллектора в модели и беспорядочное наложение тел (вверху), соответствующие этим распределениям коллекторских тел вариограммы (внизу)

Fig. 2 — Clustering of reservoir rock bodies in the model and disorderly overlapping of bodies (top), variograms corresponding to these distributions of reservoir rock bodies (bottom)

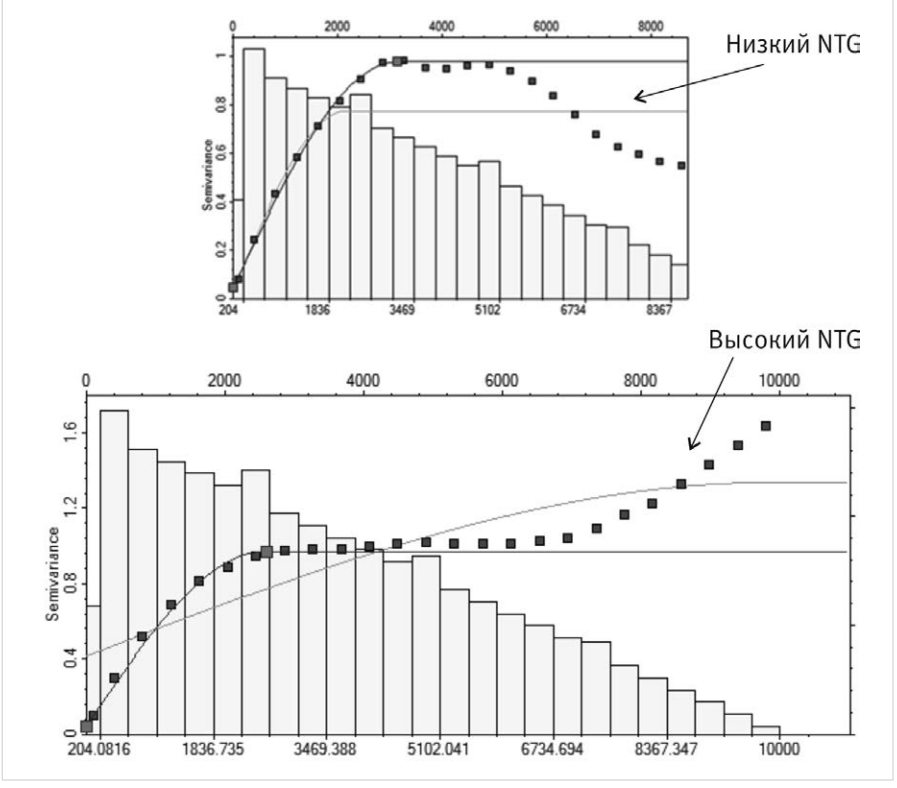


Рис. 3 — Вариограммы при различном NTG модели. Тела сферической формы, радиусом 3 км

Fig. 3 — Variograms with different model NTG. Bodies of spherical shape, 3 km in radius

установлено, что ранг вариограммы R статистически надежно связан с размерами тел L, но может быть искажен за счёт различных явлений.

Ранг вариограмм может оказаться заниженным относительно размеров тел вследствие срезания их большого количества границами модели. Экспериментально этот эффект особенно ярко проявляется, если размеры тел превышают примерно половину размера модели в данном направлении.

С другой стороны, ранг вариограмм может оказаться завышенным при кластеризации тел. Этот эффект наиболее явно

проявляется при небольшом количестве тел (низком NTG), когда их кластеризация вносит существенный вклад в общую статистику вариограммы. В случае высокого NTG само явление кластеризации имеет меньшую вероятность появления, поскольку большое количество тел распределяется в объеме статистически однородней, и кластеризация некоторого количества тел не приводит к существенному искажению статистики.

Беспорядочное наложение тел друг на друга, которое всегда имеет место быть при объектном моделировании, без объединения тел в кластеры (обособленные группы) не вносит ошибку в определение размеров тел коллектора по рангам вариограмм (рис. 2).

Песчанистость модели оказывает существенное влияние на форму вариограмм. При низком NTG вариограммы почти во всех случаях имеют характерный вид: вариограмма вначале выходит на порог, а затем уходит вниз, проявляя «hole effect», или «эффект ямы» (рис. 3, вверху). Это связано с тем, что низкий параметр NTG модели дает небольшое количество тел, погруженных во вмещающую породу, и при более или менее равномерном распределении тел по модели, прослеживается периодичность их появления. Это повторное появление тела коллектора по направлению и выражается в появлении «hole effect» на вариограмме. При высоком значении NTG модели появление ячеек коллектора вдали от тела чаще имеет случайный характер за счёт того, что таких ячеек количественно больше. Это приводит к уходу вариограммы вверх от порога на большие расстояния (рис. 3, внизу).

Рассмотрим особенности вариограмм для распределения тел кубической формы. Для таких тел ранг вариограммы оказывается несколько завышенным относительно стороны куба L в среднем на величину около 23%, при этом он не зависит от размеров тел. Завышение ранга связано с тем, что достаточно часто в распределении появляется кластеризация тел, которая стремится его увеличить (рис. 4, вверху). При этом следует отметить сильный разброс значений при увеличении размеров тел. Влияние дискретности модели выражается в зависимости величины так называемого «эффекта самородка» («nugget effect») от стороны куба. Когда размеры тел уменьшаются, дискретность модели начинает играть весомую роль, что и приводит к повышению этой величины (рис. 4, внизу).

Для распределений тел сферической формы ранг вариограмм R, несмотря на встречающиеся искажения в вариограммах, в среднем почти соответствует диаметру сфер L. Средняя величина отношения R/L составила 0,97 при почти горизонтальной зависимости (рис. 5, вверху). В случае распределения тел сферической формы проявилась, так же, как и в случае распределения кубов, зависимость «эффекта самородка» от размеров тел.

В дополнение к этому, для распределений сфер появилась тенденция снижения рангов вариограмм с увеличением песчанистости модели (рис. 5, внизу). Это связано с тем, что в моделях с большим количеством тел сферы сливаются центральными частями, по которым длина корреляции будет наивысшей.

Перейдем к рассмотрению результатов исследований по распределению в объеме сложных геометрических объектов — каналов.

Всего было выполнено около 230 расчетов куба литотипов, для каждого из которых оценивались значения следующих параметров вариограмм: ранг, самородок (nugget), порог (sill), ранг первой ямы (hole) и высота ямы (рис. 6, вверху). С использованием этих первичных параметров рассчитывались вторичные. Например, отношение высоты ямы к порогу вариограммы (глубина ямы на вариограмме). Вариограммы рассчитывались вдоль направления течения каналов и поперек (рис. 6, внизу).

Расчеты показали, что по параметрам вариограммы возможно восстановить геометрические параметры каналов.

Длина волны канала может быть установлена по рангу ямы, посчитанному по направлению вдоль оси сноса материала (рис. 7). Имелось предположение, что выраженность ямы влияет на точность снятия отсчета по оси ранга вариограммы и, таким образом, может влиять на точность определения длины волны каналов. Однако, исследование отношения ранга ямы к длине волны в зависимости от глубины ямы (отношение порога ямы к порогу

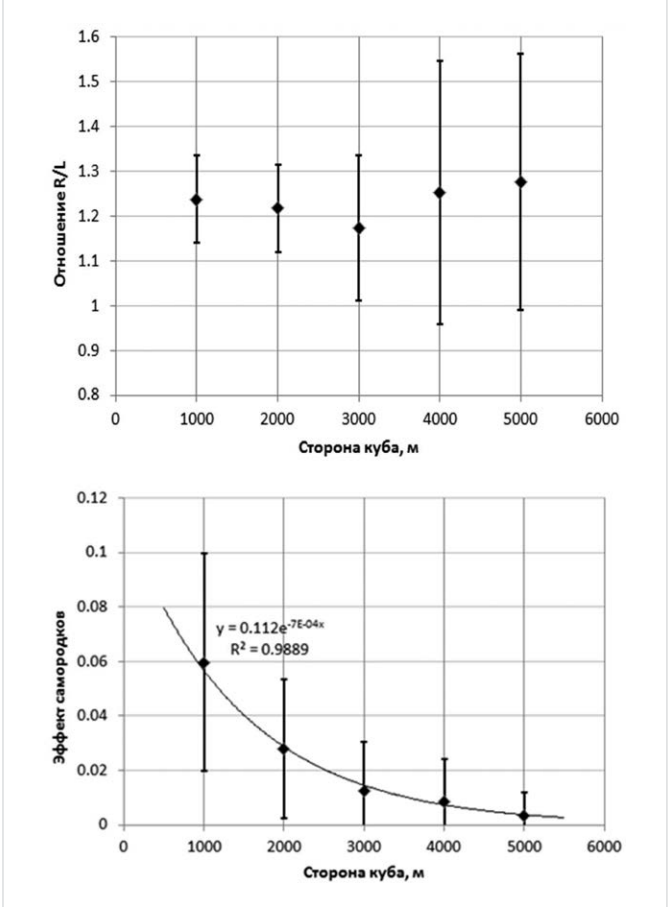


Рис. 4 — Зависимость отношения R/L от стороны куба (верхний рисунок) и зависимость «эффекта самородков» от стороны куба (нижний рисунок)

Fig. 4 — Dependence of the R/L ratio on the cube side (top) and dependence of "nugget effect" on the cube side (bottom)

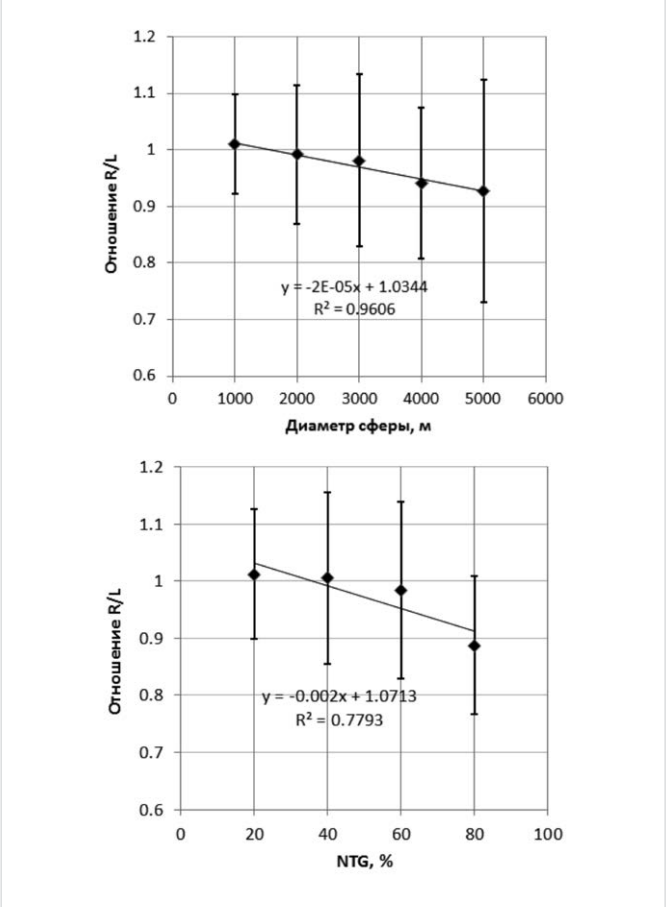


Рис. 5 — Зависимость отношения R/L от диаметра сфер коллектора (верхний рисунок) и зависимость отношения R/L от NTG модели (нижний рисунок)

Fig. 5 — Dependence of the R/L ratio on reservoir rock sphere diameter (top) and dependence of the R/L ratio on model NTG (bottom)

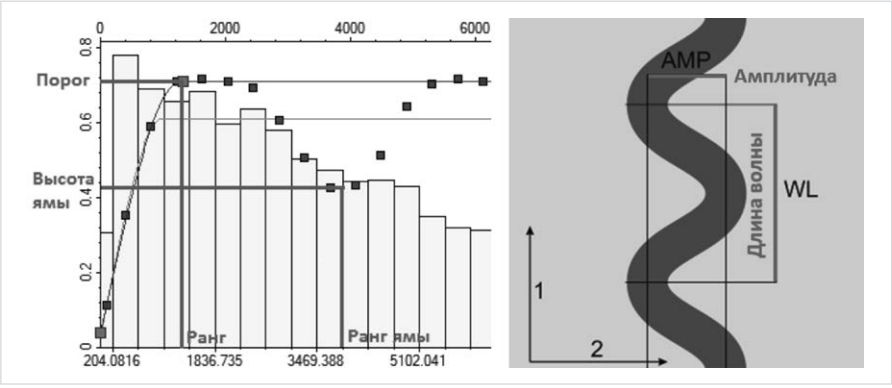


Рис. 6 — Параметры вариограммы (слева) и параметры каналов для распределения в резервуаре (справа)

Fig. 6 — Variogram parameters (left) and channel parameters for distribution in the reservoir (right)

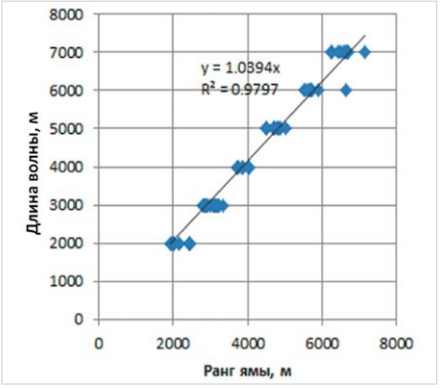


Рис. 7 — Зависимость длины волны канала от ранга ямы вариограммы по направлению вдоль оси течения канала

Fig. 7 — Dependence of the channel wave length on the variogram valley rank in the direction along the channel flow axis

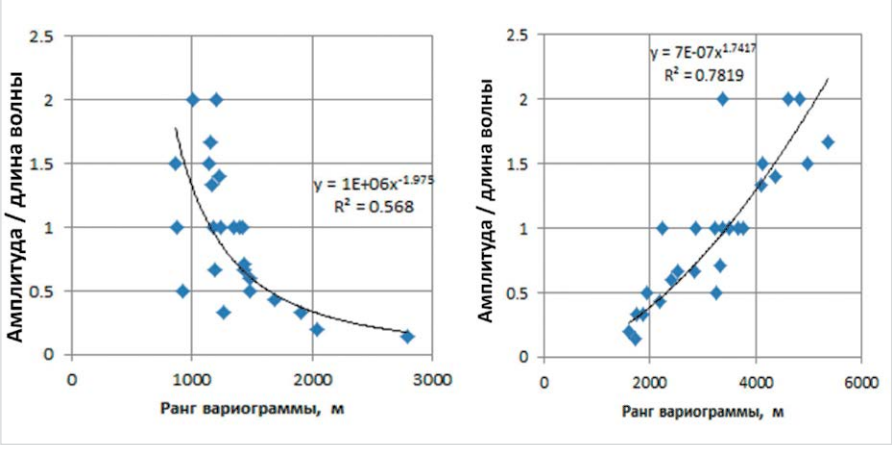


Рис. 8 — Зависимость отношения амплитуды волны к её длине от ранга вариограммы в первом (слева) и втором (справа) направлениях

Fig. 8 — Dependence of the wave amplitude to wave length ratio on the variogram rank in the first (left) and second (right) directions

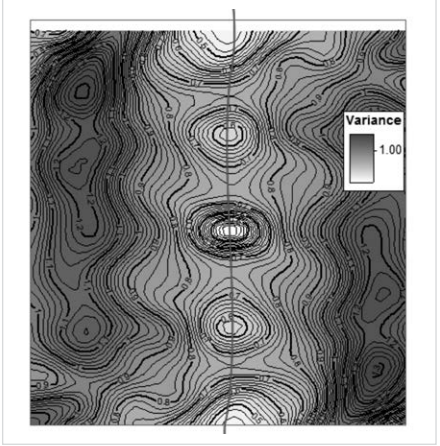


Рис. 9 — Вариограммная карта для каналов с длиной волны 5000 м и амплитудой 7000 м

Fig. 9 — Variogram chart for channels with a wavelength of 5000 m and an amplitude of 7000 m

вариограммы) показало, что даже при глубине ямы в 10–20 % удается установить длину волны с хорошей точностью (рис. 7).

Зависимость амплитуды от параметров экспериментальной вариограммы установить не удалось. Однако, была выявлена значимая связь отношения амплитуды волны к её длине от рангов вариограмм, вдоль и поперек направления течения (рис. 8). Таким образом, для улучшения точности можно использовать среднеарифметическое определение отношения амплитуды к длине волны по обоим направлениям вариограммы. Вероятно, что коэффициенты в этих уравнениях будут зависеть от ширины канала (в рамках данной работы, это изучено не было).

При исследовании вариограмм выяснилось, что в направлении движения порог возрастает с увеличением длины волны каналов. Тем не менее, даже когда порог имеет очень низкую величину (~0,4 ед), удается уверенно определить ранг ямы. Направление сноса материала соответствует направлению с минимума порога и уверенно устанавливается по вариограммной карте. На рис. 9 мы видим, что направление движения материала уверенно выделяется как ось, соответствующая минимуму «силла», и на которой лежат ямы.

Итоги

В результате исследований было установлено, что ранг вариограмм может оказаться заниженным относительно размеров тел вследствие срезания большого количества тел границами модели. Экспериментально этот эффект особенно ярко проявляется, если размеры тел превышают примерно половину размера модели в данном направлении.

С другой стороны, ранг вариограмм может оказаться завышенным при кластеризации тел. Этот эффект наиболее явно проявляется при небольшом количестве тел (низком NTG). Песчанистость модели оказывает существенное влияние на форму вариограмм.

При этом следует отметить увеличение разброса значений при увеличении размеров тел. Когда размеры тел уменьшаются, дискретность модели начинает играть большую роль, что и приводит к повышению этой величины.

Выводы

Для тел прибрежно-морского генезиса, аппроксимирующихся кубами и шарами, ранг вариограммы R статистически надежно связан с размерами тел L, несмотря на вариации песчанистости (количества тел). Погрешности оценки величины R составляют около 25%. Это дает возможность использования статистических данных по размерам тел, собранных по обнажениям, при индикаторном моделировании. Для русловых объектов также существует возможность оценки характеристик русел (амплитуда, извилистость) на основе вариограммного анализа.

Следует отметить, что такие оптимистичные результаты были получены при одинаковых размерах тел и нулевом уровне шума. Оценка влияния различия тел по размерам, ориентации и при различном уровне шума будет сделана в следующих работах.

Список литературы

1. Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. М.: Наука, 2010. 327 с.
2. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. М.–Ижевск: ИКИ, 2011. 400 с.
3. Матерон Ж. М. Основы прикладной геостатистики. М.: Мир, 1968. 408 с.
4. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии. М.–Ижевск: ИКИ, 2009. 256 с.

Variogram analysis of geological bodies

UDC 551

Authors:
Konstantin E. Zakrevskiy — Ph.D., chief specialist[1]; kezakrevskiy@rosneft.ru
Viktor L. Popov — senior researcher[2]; PopovVL@tomsknipi.ru

[1]JSC "NK "Rosneft", Moscow, Russian Federation
[2]JSC "TomskNIPIneft", Tomsk, Russian Federation

Abstract
Synthetic geological models are used to obtain the results which are presented in the paper. The methodology of creation of that geological models and variation of its source data are described. The influence of variation of the source data (bodies' size and number) on the results of statistical estimation of reservoir parameters was analyzed.

Materials and methods
Numerical calculations in synthetic geological models, object modeling, indicator modeling, multi-point statistics.

Results
It was found that variogram range can be smaller than bodies' size due to cutting bodies by model boundaries. This effect is significant in a model when bodies size exceed half of a model size in that direction.
On the other hand, variogram range can be larger due to influence of clusterization of bodies in a model. This effect more significant in models with low number of bodies (low NTG). Variogram curve shape is greately affected by model NTG.
It should be noted that model size has significant effect on the variability of statistical parameters. It is a result of discrete model nature. When the bodies size is comparable to cell size it results in upward bias in variability.

Conclusions
Variogram range is strongly related with size of bodies in shallow marine facies which can be represented as cubes and spheres. The body size estimation error is approximately 25%. It permit using in indicator modeling the data of the statistical analysis of the bodies sizes which are obtained from outcrops. Statistical parameters which are related with channel geometry (sinuosity, wave amplitude, wave length) were founded.
It should be noted that this results were obtained with zero level of statistical noise. The influence of statistical noise will be studied in future work.

Keywords
variogram, range,
distance, variability, NTG,
geometrical dimensions of bodies,
realizations

References
1. Dem'yanov V.V., Savel'eva E.A. *Geostatistika: teoriya i praktika* [Geostatistics: theory and practice]. Moscow: *Nauka*, 2010, 327 p.
2. Doych K.V. *Geostatisticheskoe modelirovanie kollektorov* [Geostatistical modeling of reservoirs]. Moscow–Izhevsk: *ICI*, 2011, 400 p.
3. Materon Zh. M. *Osnovy prikladnoy geostatistiki* [Fundamentals of Applied Geostatistics]. Moscow: *Mir*, 1968, 408 p.
4. Dyubryul' O. *Geostatistika v neftyanoy geologii* [Geostatistics in Petroleum Geology]. Moscow–Izhevsk: *ICI*, 2009, 256 p.

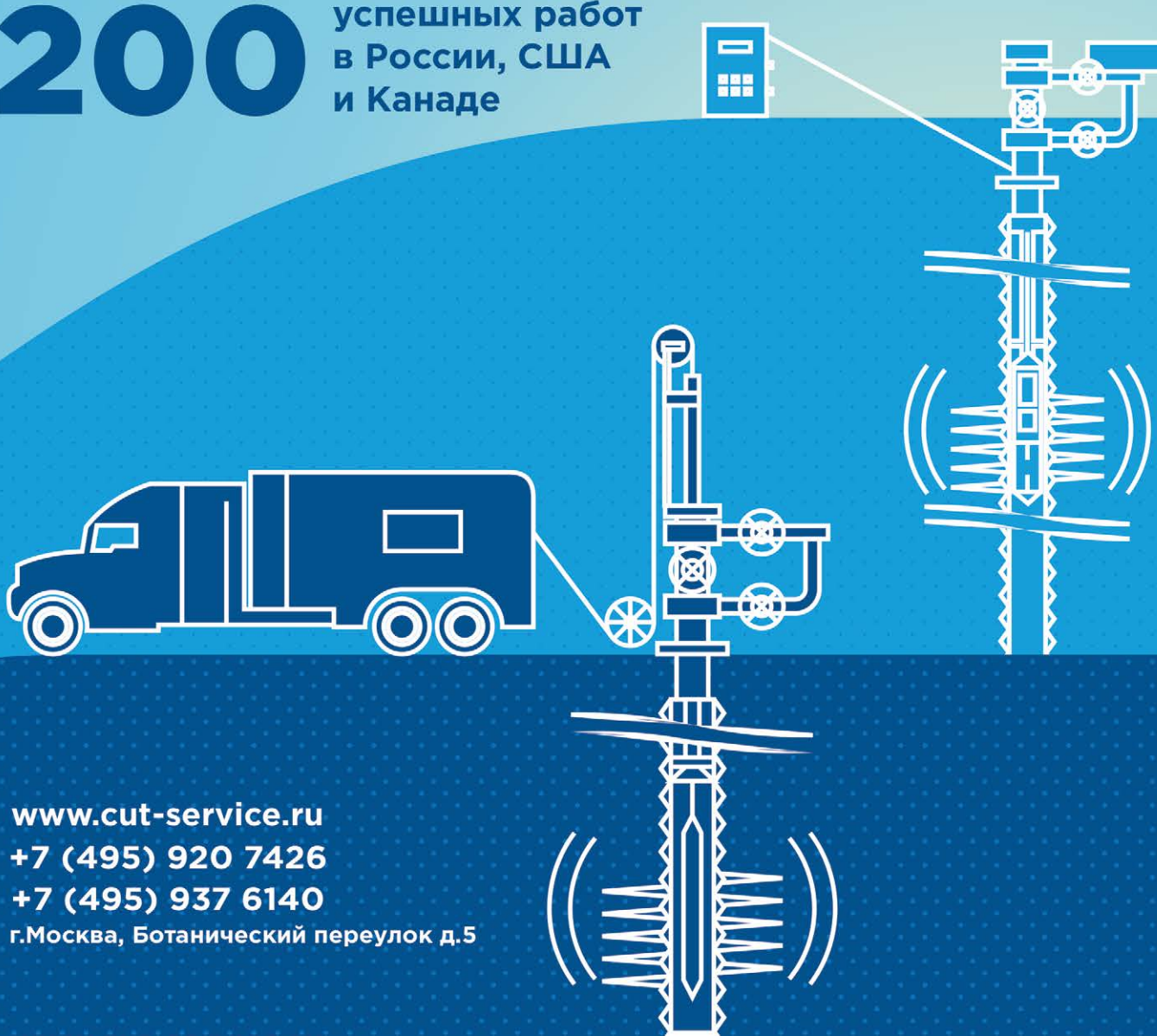
ЦУТ
СЕРВИС

ЦЕНТР УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

- **СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ**
- **СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ**
- **ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ**
- **ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ**
- **ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**
- **БОГАТЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ**

Более 200 успешных работ в России, США и Канаде

На рынке с 2009 года



www.cut-service.ru
+7 (495) 920 7426
+7 (495) 937 6140
г.Москва, Ботанический переулок д.5

УДК 622.691

Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений

А.Ю. Корякин
генеральный директор
a.u.koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru

Р.Н. Исмагилов
заместитель генерального директора по производству
r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru

В.Ф. Кобычев
начальник технического отдела
v.f.kobychev@gd-urengoy.gazprom.ru

С.А. Серебрянский
инженер 1 категории отдела технологического мониторинга перспективных проектов
s.a.serebryanskiy@gd-urengoy.gazprom.ru

ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

В статье рассмотрены результаты испытаний совместной эксплуатации ачимовской и сеноманской установок комплексной подготовки газа ((далее — УКПГ)) Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Подача газа сепарации ачимовской установки для компримирования на вторую ступень сжатия газа сеноманской установки позволила повысить энергоэффективность газоперекачивающих агрегатов благодаря увеличению их загрузки. Применение схем совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских промыслов перспективно на завершающей стадии разработки сеноманской залежи.

Материалы и методы
Низкотемпературная сепарация и компримирование газа

Ключевые слова
ачимовские отложения, сеноманская залежь, дожимная компрессорная станция, межпромысловый коллектор, газоперекачивающий агрегат

В разрезе месторождений Большого Уренгоя выделено три этажа газоносности. Верхний этаж — сеноманские газовые залежи, залегающие на глубине 1030–1280 м. Средний этаж газоносности — нижнемеловые нефтегазоконденсатные залежи, образующие самостоятельные месторождения: Уренгойское, Ен-Яхинское, Северо-Уренгойское и Песцовое. Залежи этих месторождений относятся к валанжинским отложениям, в которых располагается до 17 газоносных пластов на глубинах от 1700 до 3340 м. Нижний этаж газоносности — ачимовские нефтегазоконденсатные залежи, располагаются на глубине 3550–4000 м.

На Уренгойском месторождении в 1978 и 1985 гг. были введены в промышленную эксплуатацию газовая (сеноманская) и газоконденсатная (валанжинская) залежи. Их разработка осуществляется на истощение пластовой энергии. Подготовка к магистральному транспорту продукции газовых залежей осуществляется абсорбционной осушкой на 16 сеноманских (УКПГ), а газоконденсатных залежей — низкотемпературной сепарацией на 5 валанжинских УКПГ. Подготовленный газ с установок направляется в межпромысловый коллектор (далее — МПК), состоящий из четырех ниток, через который подается на головные компрессорные станции и далее — в единую систему газоснабжения.

Для поддержания проектных уровней добычи газа с 1987 года на каждой сеноманской УКПГ были построены дожимные компрессорные станции (ДКС), которые состоят из двух цехов компримирования, с газоперекачивающими агрегатами (далее — ГПА) единичной мощностью 16 МВт.

По сравнению с пиковым уровнем, достигнутым в середине 80-ых годов, добыча газа к настоящему времени по основной площади месторождения сократилась примерно в 5 раз, что приводит к снижению загрузки технологического оборудования.

Для обеспечения необходимой загрузки сепараторов и аппаратов осушки газа производится вывод в резерв технологических ниток. Проектная компоновка цехов станций с минимальным числом ГПА (в основном 3 единицы на каждой ступени) и большой их производительностью приводит на стадии падающей добычи сеноманской залежи к недозагрузке агрегатов. Для работы нагнетателей необходима подача части сжатого газа на вход ГПА, что приводит к перерасходу топливного газа.

Решением этой проблемы на месторождениях Большого Уренгоя стало внедрение схем совместной эксплуатации промыслов. Первоначально такой опыт был приобретен при реализации совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов.

Валанжинские промыслы Уренгойского и Ен-Яхинского месторождений расположены на одних технологических площадках с сеноманскими промыслами. Медленный темп отбора газа из валанжинских залежей и более высокие начальные пластовые давления позволяли до настоящего времени разрабатывать их практически с постоянным уровнем отбора.

Проектные решения по разработке валанжинской залежи предусматривали ввод двух компрессорных цехов (КЦ) при достижении входного давления 9,0 МПа перед УКПГ и подачу подготовленного газа в межпромысловый коллектор с давлением 6,0 МПа. Выходное давление с валанжинских ДКС должно было составлять 11,0 МПа. Ввод ДКС был предусмотрен на УКПГ-1АВ, 2В в 2005 году, а на УКПГ-5В и 8В — в 2006 году. Указанная величина входного давления была достигнута на 2–3 года раньше, чем предусматривалось проектом. Строительство валанжинских ДКС задерживалось. Это вызвало необходимость разработать новые технические решения по обеспечению проектных уровней добычи газа и конденсата на валанжинских промыслах.

Специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана схема совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов (рис. 1).

Благодаря внедрению на установках низкотемпературной сепарации схемы с дросселированием в две ступени и подаче подготовленного газа на расположенные рядом сеноманские ДКС, были обеспечены оптимальные параметры подготовки валанжинского газа [1]. При этом увеличилась загрузка ГПА сеноманских ДКС, был предотвращен перепуск топливного газа, что привело к сокращению его удельного расхода. Был оптимизирован и процесс подготовки сеноманского газа [2].

Разработанная инновация позволила вводить валанжинские ДКС при достижении входного давления на установку 5,5 МПа. В результате необходимость ввода валанжинских станций отодвинулась на несколько лет. Использование мощностей сеноманских ДКС позволило понизить мощность валанжинских ДКС и сократить количество ГПА. Также снизилась металлоемкость ДКС благодаря уменьшению выходного давления после ГПА с 11,0 МПа проектных до 7,5 МПа. Следует отметить, что рост давления на входе в установки низкотемпературной сепарации с 5,5 МПа до 7,5 МПа у схемы с дросселированием газа в две ступени и подаче подготовленного газа на сеноманские станций, а также с 9,0 МПа до 11,0 МПа у проектной схемы, связан с увеличением температуры газа на 20°С из-за его сжатия и с последующим охлаждением в аппарате воздушного охлаждения.

Комплекс решений по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов позволил значительно сократить затраты на развитие и эксплуатацию валанжинского дожимного комплекса [3]. Разработанные инновации были внедрены на

пяти газовых и газоконденсатных установках. Благодаря их применению была обеспечена устойчивая эксплуатация дожимного комплекса и установок подготовки газа.

Полученный опыт по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов был положен в основу разработанных технических решений по совместной эксплуатации сеноманских промыслов. В отличие от совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов, расположенных рядом, необходимо было обеспечить транспортировку газа на расстояния, превышающие 10 км. Для этого было решено использовать высвободившиеся мощности межпромыслового коллектора (одну технологическую нитку МПК) для транспортировки газа между промыслами.

При реализации совместной эксплуатации сеноманских промыслов внедрены гибкие технологические схемы подготовки и транспортировки газа [4]. Перераспределение дожимных мощностей и потоков газа позволяет обеспечить требуемую степень повышения давления, оптимальную загрузку компрессорного оборудования и вывести в резерв часть мощностей компримирования и подготовки газа.

Гибкие схемы совместной эксплуатации промыслов уже доказали свою эффективность. При проведении реконструкции ДКС-2 и ДКС-5 требовалась их остановка. При этом необходимо было решить проблему эксплуатации валанжинских УКПГ-2В и УКПГ-5В, газ сепарации с которых компримировался соответственно на ДКС-2 и ДКС-5. Была реализована схема подачи газа с УКПГ-2В на ДКС УКПГ-4, при этом на УКПГ-4 также поступал газ с УКПГ-3. Аналогично была решена проблема со сжатием газа сепарации УКПГ-5В, газ с этой установки поступал для сжатия на ДКС УКПГ-7. Это позволило обеспечить надежную работу фонда скважин и промыслового оборудования подготовки газа на валанжинских УКПГ-2В, 5В.

Работы по внедрению технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя в основном выполнены. На примере УКПГ-1, 3, 4 видно (рис. 2), что при раздельной эксплуатации промыслов удельный расход топливного газа вторых ступеней ДКС значительно выше, чем при совместной. Кроме этого, в 2023 году работа ГПА становится невозможной по причине низкой загрузки, и потребуется реконструкция для замены действующего агрегата на агрегат с меньшей мощностью.

Реализованные схемы совместной эксплуатации сеноманских промыслов до 2029 года будут обеспечивать загрузку ГПА на номинальном уровне. В дальнейшем потребуется применение иных технических решений по оптимизации работы ДКС сеноманских УКПГ.

Одним из перспективных решений обеспечения необходимой загрузки ДКС сеноманских УКПГ является подача на II ступень сжатия газа сепарации ачимовских УКПГ. В таб. 1 приведены планируемые сроки ввода ДКС ачимовских УКПГ, согласно проекту «Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения». Первые очереди должны быть введены в период с 2028 по 2034 годы, а вторые — с 2032 по 2040 годы. Подключение обеих очередей предусматривается по следующей схеме: на первом этапе «ДКС-УКПГ», а

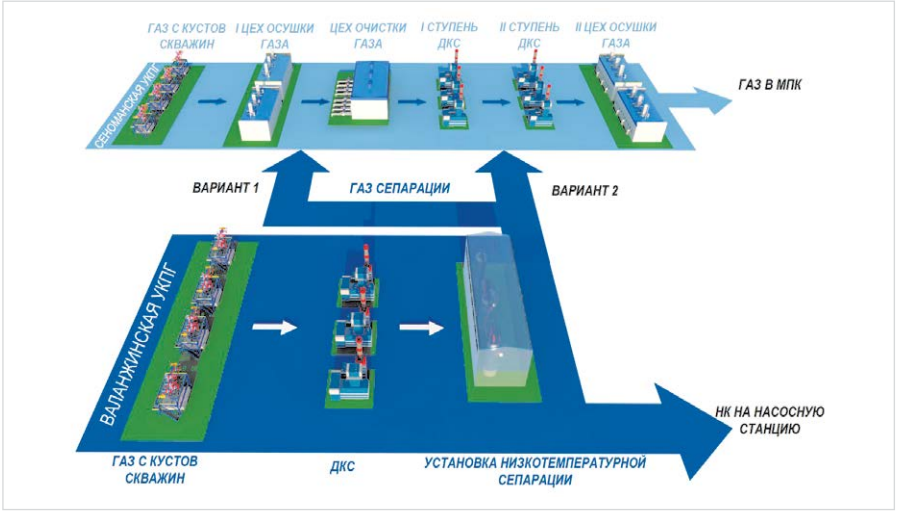


Рис. 1 — Схема совместной эксплуатации сеноманского и валанжинского УКПГ
Fig.1 — Diagram of joint operation of Cenomanian and Valanginian GTPS

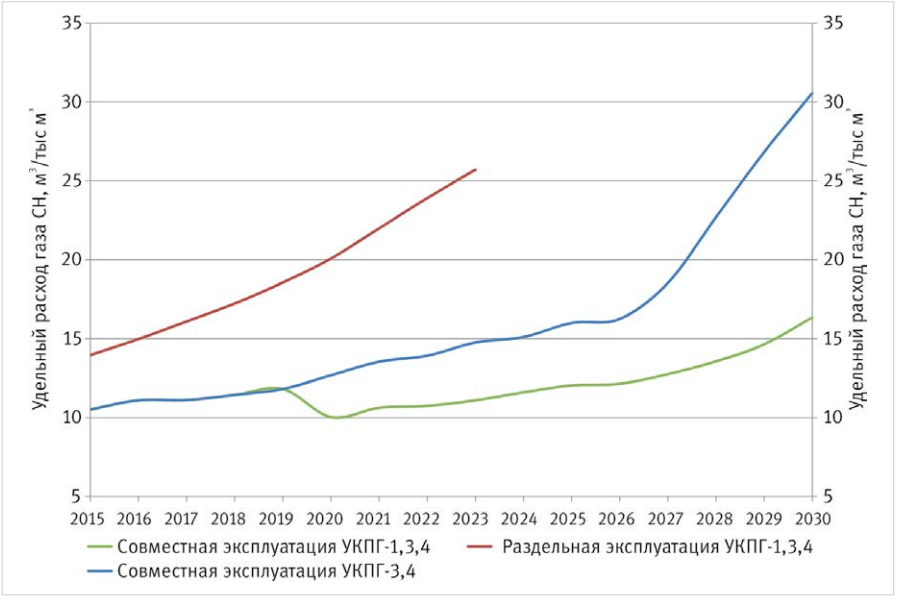


Рис. 2 — Удельный расход топливного газа на вторых ступенях сжатия при раздельной и совместной эксплуатации УКПГ-1, УКПГ-3 и УКПГ-4
Fig.2 — Specific consumption of fuel gas at the second compression stages for separate and joint operation of GTP-1, GTP-3 and GTP-4

УКПГ	Сроки ввода					
	31	21	22	30	41	51
1-я очередь	2029	2028	2028	2033	2034	2034
2-я очередь	2035	2033	2032	2037	2040	2039

Таб. 1 — Проектные сроки ввода компрессорных цехов ачимовских ДКС
Tab.1 — Design time for commissioning of compressor workshops of Achimov's BCS

на втором — «ДКС-ДКС-УКПГ».

Как видно из таб. 1, ввод ачимовских ДКС потребуется в то же время, когда на сеноманских ДКС возникнет проблема обеспечения загрузки ГПА. С учетом имеющегося опыта совместной эксплуатации промыслов, были предложены технические решения по совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских УКПГ. Для их оценки были проведены испытания работы УКПГ-22 с подачей газа сепарации на II ступень ДКС УКПГ-4.

В период проведения совместной эксплуатации товарный газ УКПГ-22 поступал в 4-ю нитку Восточного коридора МПК и далее через перемычку №1 и 2-ю нитку Западного коридора МПК на II ступень ДКС-4 (рис. 3). Для осуществления подачи газа на УКПГ-4 и обеспечения компрессионного режима ГПА II ступени ДКС необходимо было снизить выходное давление УКПГ-22 до 3,5 МПа. Расстояние транспортировки газа между промыслами составило около 30 км. Давление газа сепарации на выходе с УКПГ-22 составило 3,5 МПа. Для соблюдения режима низкотемпературной сепарации на уровне минус 30°С и снижения избыточной мощности рекуперативного теплообмена принудительно была снижена эффективность работы теплообменников байпассированием газа по затрубному пространству. Потери давления в межпромысловом трубопроводе между УКПГ-22 и УКПГ-4 составили 0,1–0,2 МПа.

При снижении выходного давления УКПГ-22 с 5,2 до 3,5 МПа установка работала с плановыми отборами пластового газа 3,5 млн м³/сут установленным технологическим режимом на данный период.

Контроль качества продукции УКПГ-22 проводился на всех этапах раздельной и совместной эксплуатации. При переходе к совместной эксплуатации и при изменении выходных термобарических параметров не было выявлено изменение температуры точки росы, что не сказалось на изменении полноты извлечения нестабильного конденсата. Замер температуры точки росы газа по воде и углеводородам по ниткам и на выходе из УКПГ показал, что качество природного газа соответствовало нормам СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

Сепарационное оборудование работало в штатном режиме. Особых нарушений в работе технологического оборудования не наблюдалось.

Отборы газа на УКПГ-4 соответствовали плановым значениям. Газ сеноманского и ачимовского промыслов смешивался перед II ступенью ДКС (рис. 4). После компримирования смешанный газовый поток с давлением 5,3 МПа поступал во второй технологический цех подготовки газа для осушки гликолем. После технологического цеха газ проходил узел замера и поступал в 1-ю нитку Западного коридора межпромыслового коллектора. Качество природного газа на выходе с УКПГ-4 соответствовало требованиям СТО Газпром 089-2010.

При автономной эксплуатации (рис. 5а) средняя производительность ДКС по коммерческому газу находилась на уровне 220 тыс. м³/час и на II ступени ДКС-4 осуществлялась 40%-ная подача части газа с выхода на вход ГПА. Энергоэффективность в данный период была крайне низкая. Удельный расход газа на собственные нужды составлял 39 м³/тыс м³. Также работа II ступени ДКС УКПГ-4 осуществлялась при минимальном отборе мощности от приводного двигателя и составляла менее 5 МВт.

При совместной эксплуатации УКПГ-4 и УКПГ-22 22 (рис. 5б) осуществлялась подача газа сепарации ачимовских залежей в объеме 300 тыс м³/ч. Общая производительность по газу составила 510–520 тыс м³/ч. Благодаря этому улучшилась энергоэффективность II ступени ДКС УКПГ-4 (рис. 5а, 5б). В данный период на II ступени ДКС-4 подача части газа с выхода на вход ГПА не происходила, и, как следствие, снизился удельный расход газа на собственные нужды более чем в 2 раза — с 39 м³/тыс м³ до 16 м³/тыс м³.

Надежность работы ГПА ДКС УКПГ-4 находилась на высоком уровне за счет высокого помпажного запаса по расходу (40%), обеспечиваемого необходимым расходом газа через нагнетатель.

Итоги

В ООО «Газпром добыча Уренгой» успешно испытана технология совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских промыслов. При проведении этих испытаний реализована схема транспортировки газа сепарации ачимовского УКПГ отдельно от подготовленного газа сеноманских и валанжинских промыслов.

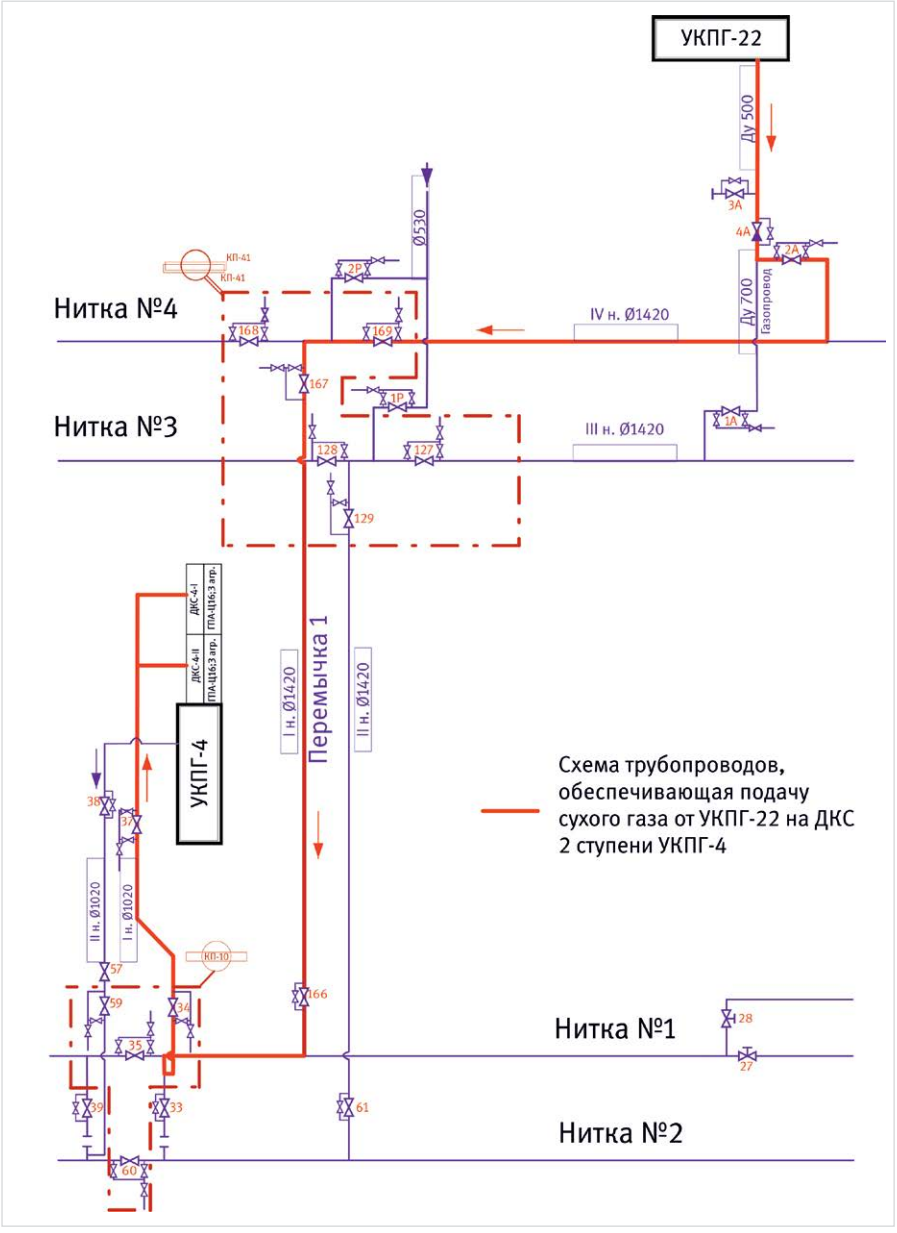


Рис. 3 — Схема межпромыслового транспорта газа с УКПГ-22 на УКПГ-4
Fig.3 — Diagram of interfiled gas transport from GTP-22 to GTP-4

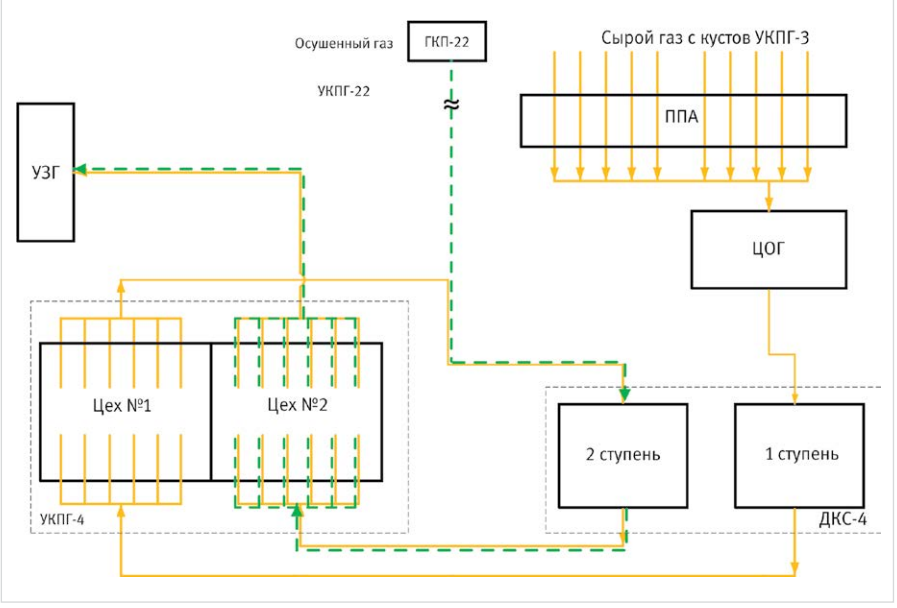


Рис. 4 — Принципиальная схема работы УКПГ-4 с подачей газа УКПГ-22
Fig.4 — Process functional diagram of GTP-4 with GTP-22 gas supply

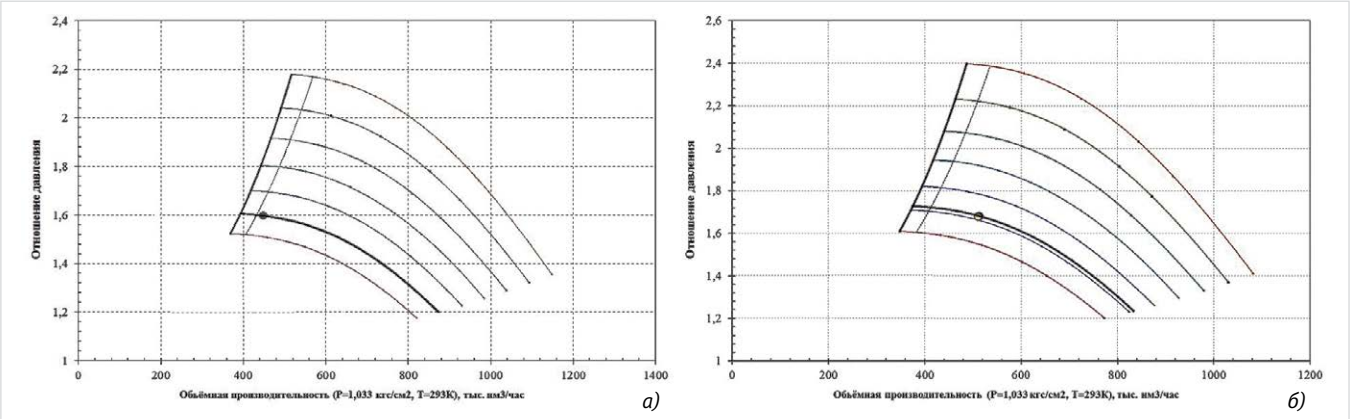


Рис. 5 — Газодинамические характеристики ГПА II ступени сжатия ДКС УКПГ-4 в период автономной (а) и совместной (б) эксплуатации с УКПГ-22

Fig.5 — Gas Dynamic Characteristics of GPA of II Stage of Compression of BCS on GTP-4 during autonomous (a) and joint (б) operation with GTP-22

Выводы

Полученный опыт совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов был положен в основу разработанных технических решений по совместной эксплуатации сеноманских и ачимовских объектов. Одним из перспективных решений обеспечения необходимой загрузки ДКС сеноманских УКПГ является подача на II ступень сжатия газа сепарации ачимовских УКПГ. Использование дожимных мощностей сеноманских УКПГ для компримирования газа ачимовских УКПГ в перспективе позволит обеспечить оптимальную загрузку ДКС, отказаться от их реконструкции для снижения мощности, сдвинуть на более поздние сроки ввод ачимовских УКПГ.

Список литературы

1. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Абдуллаев Р.В., Типугин А.А. Инновационные технические решения по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов месторождений Большого Уренгоя. Материалы XXII Международного конгресса. М., 2015.
2. Патент №2593300. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту, приоритет от 18.11.2014, кл. B 01 D 53/00 (2006.01).
3. Ланчаков Г.А., Цветков Н.А., Ставицкий В.А. и др. Оптимизация подготовки газа на УКПГ валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. М.: Недра, 2008. 143 с.
4. Мазанов С.В., Корякин А.Ю., Семенов В.В., Типугин А.А. Обеспечение устойчивой эксплуатации дожимного комплекса на УКПГ месторождения Большого Уренгоя // Газовая промышленность. 2015. №S720. С. 27–31.

20-я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
SIGOLD
23-24 мая 2018 г.
«ТЕХНИКА, ТЕХНОЛОГИИ, ОБОРУДОВАНИЕ, ТОВАРЫ И УСЛУГИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА И ТЭК САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ»
Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, Конгресс-Холл ТДЦ «Столица»
Тел.: (4242) 46-00-90 | www.sigoldforum.ru
Сахалинский международный экспоцентр
Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Introduction of the technology of joint treatment of gas of the cenomanian and achimov deposits

UDC 622.691

Authors:
Alexander Yu. Koryakin –general director; a.u.koryakin@gd-urengoy.gazprom.ru
Rustam N. Ismagilov — deputy of the general director for production; r.n.ismagilov@gd-urengoy.gazprom.ru
Vladimir F. Kobychev — head of technical department; v.f.kobychev@gd-urengoy.gazprom.ru
Sergey A. Serebryanskiy — engineer of 1 category; s.a.serebryanskiy@gd-urengoy.gazprom.ru

Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novyy Urengoy, Russian Federation

Abstract
The article describes the test results of the joint operation of the Achimov and Cenomanian complex gas treatment facilities at the Urengoy oil, gas and condensate field. The supply of separation gas from the Achimov facility to the second stage of compression of the Cenomanian facility has increased the energy efficiency of the gas pumping units due to an increase in the load. Application of the layouts for joint exploitation of the Cenomanian and Achimov fields is future-oriented at the final stage of the development of the Cenomanian deposit.

Materials and methods
Low temperature separation and gas compression

Results
The Gazprom dobycha Urengoy LLC successfully tested the technology of joint operation of the Cenomanian and Achimov field facilities. In carrying out these tests, the scheme for transporting the separation gas from the Achimov gas treatment plant was implemented separately from the treated gas from the Cenomanian and Valanginian treatment facilities.

Conclusions
Experience gained from joint operation of the Cenomanian and Valanginian oil fields underlies the technical solutions developed for joint operation of the Cenomanian and Achimovsky projects. One of the promising solutions aimed at providing necessary load for the booster compressor stations of the Cenomanian Gas Treatment Plants is supply of Achimovsky Gas Treatment Plant separation to the 2nd gas compression stage.
The use of booster capacities of Cenomanian gas treatment plants to compress the gas of Achimov gas treatment plants in the future will allow to ensure optimum loading of the BCS, to cancel their reconstruction for capacity reduction, to postpone the introduction of Achimov gas treatment plants for later periods.

Keywords
Achimov deposits, Cenomanian deposit, booster compressor station, interfiled gathering pipeline, gas pumping unit

References
1. Mazanov S.V., Koriakin A.Y., Abdullaev R.V., Tipugin A.A. *Innovatsionnye tekhnicheskie resheniya po sovmestnoy ekspluatatsii senomanskikh i valanzhinskikh promyslov mestorozhdeniy Bol'shogo Urengoya* [Innovative technical solutions for joint operation of the Cenomanian and Valanginian facilities of the Big Urengoy deposits]. Materials of the XXII International Congress. Moscow, 2015.
2. Patent №2593300. *Sposob podgotovki uglevodorodnogo gaza k transport* [Method of of hydrocarbon gas treatment for transport]. Priority from 10.08.2016, kl. B 01 D 53/00 (2006.01).
3. Lanchakov G.A., Tsvetkov N.A., *Stavitskiy V.A. and oth. Optimizatsiya podgotovki gaza na UKPG valanzhinskikh zalezhey Urengoyskogo NGKM* [Optimization of preparation of gas on the Valanginian deposits of the Urengoy oil-gas condensate field]. Moscow: *Nedra*, 2008, 143 p.
4. Mazanov S.V., Koriakin A.Y., Semenov V.V., Tipugin A.A. *Obespechenie ustoychivoy ekspluatatsii dozhimnogo kompleksa na UKPG mestorozhdeniya Bol'shogo Urengoya* [Ensuring the sustainable operation of the booster complex at the UKPG of the Big Urengoy deposit]. Gas industry, 2015, issue S720, pp. 27–31.

КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86
+7-912-751-47-92
info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

Ижевск. 14-15 Марта 2018 г.
Методы борьбы со скважинными осложнениями

Ижевск. Сентябрь 2018 г.
Методы увеличения нефтеотдачи. Различные ГТМ на нефтяных месторождениях.

Пермь. Ноябрь 2018 г.
Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП.
Увеличение эффективности его эксплуатации

Мероприятия будут проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

ТМС ГРУПП

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОРГАНИЗАЦИИ СЕРВИСА

Комплексное обслуживание нефтепромыслового оборудования
Аренда с обслуживанием нефтепромыслового оборудования на взаимовыгодных условиях
Услуги монтажа/демонтажа нефтепромыслового оборудования

- Измерительный контроль металлоконструкций;
- Восстановление повреждённых участков;
- Определение уравновешенности СК прибором;
- Протяжка всех креплений и резьбовых соединений;
- Ревизия и ремонт балансира в сборе;
- Ревизия и ремонт штанговращателя — проверка его работоспособности;
- Смазка подшипниковых узлов, резьбовых соединений;
- Набивка сальниковых уплотнений;
- Доливка/замена масла в редуктор;
- Замена изношенных и вышедших из строя деталей и узлов;
- Поузловой ремонт станков–качалок (СК);
- Монтаж, демонтаж и перемонтаж станка–качалки;
- Капитальный ремонт СК и сборка фундамента;
- Покраска станка–качалки;
- Замена клиноременной передачи;
- Геолого-технические мероприятия (изменение числа качаний и длины хода);
- Электротехнические работы по низкой стороне трансформатора (до 1000 В);
- Обслуживание электрической части станков–качалок;
- Ремонт, изготовление и установка оградительных устройств.

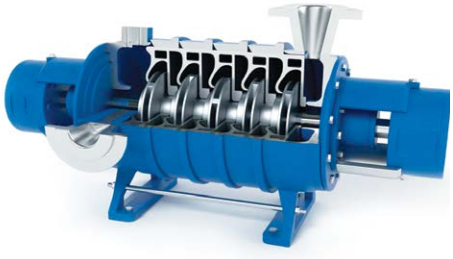
АРЕНДА МНОГОФАЗНЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ

Насосы могут применяться для перекачивания нефти в магистральных трубопроводах и на нефтеперерабатывающих предприятиях в технологических линиях. Предлагаются многофазные насосы следующих заводов–изготовителей:Seepex,Netzsch,Bornemann,Ливгидромашидругих,— в зависимости от потребности Заказчика. Давление такого насоса может достигать значения 65 кг/с/см^2. При этом на входе может быть низкое давление (0,5 кг/с/см^2).

АРЕНДА ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ СЕКЦИОННЫХ

Многоступенчатые центробежные насосы типа ЦНС для перекачки больших объёмов жидкостей с высоким давлением. Могут применяться для перемещения различных жидкостей (технологических, химических, пластовых) со следующими характеристиками:

- Микротвёрдость частиц — 1,47;
- Максимальный размер твёрдых частиц — 0,2 мм;
- Максимальное количество твёрдых примесей — 0,2 от общей массы перекачиваемой среды.



АРЕНДА УСТЬЕВЫХ АРМАТУР

Устьевые арматуры типов АУ, АУЭ, АУВ, АУД, АОРЭ, АУН предназначены для обвязки и герметизации устьев нефтяных и нагнетательных скважин. Применяются при добыче пластовой жидкости механизированным способом (штанговые, центробежные и винтовые скважинные насосы), а также в системах поддержания пластового давления и при добыче высоковязких нефтей. Могут быть укомплектованы задвижками с дисковым шибером ЗД, ЗДШ (штуцированные). Основные характеристики арматур:

- Рабочее давление от 10 до 210 атмосфер;
- Температура эксплуатации от -40 °С до +250 °С.

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

УДК 622.276

Численная реализация механизма термогазового воздействия на двумерной модели

А.М. Шахмаев
аспирант[1]
89artur.shakhmaev@gmail.com

Я.О. Симаков
заместитель начальника по моделированию департамента разработки месторождений[2]
yaroslav.s.olegovich@gmail.com

П.В. Пятибратов
к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений[1]
pyatibratov.p@gmail.com

А.А. Мосесян
инженер кафедры бурения нефтяных и газовых скважин[1]
mosesyan@gmail.com

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия
[2]ООО «Петек», г. Москва, Россия

В настоящее время на большинстве месторождений России добыча нефти из пластов с традиционными запасами снижается, и, несмотря на имеющиеся тенденции развития альтернативных источников энергии, потребление углеводородных ресурсов, согласно различным опубликованным материалам, только будет расти [1]. Одним из источников нетрадиционных запасов углеводородов являются пласты баженовской свиты. По оценке разных экспертов ее ресурсы оцениваются примерно в 100 млрд тонн. Эта оценка не включает углеводородный ресурс керогена (несформировавшейся нефти), содержащийся в баженовской свите.
Данная статья представляет описание на двумерной модели технологии моделирования термогазового воздействия (далее — ТГВ) на пласты баженовской свиты, с учетом особенностей последней и допущений, связанных с ограничениями симулятора.

Для прогнозирования технологических показателей и мониторинга процесса разработки месторождений углеводородов успешно применяется трехмерное гидродинамическое моделирование.

Стоит отметить, что термогазовое воздействие является перспективным методом вовлечения в разработку углеводородного потенциала керогена, который позволяет использовать преимущества известных методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН). Прогнозный КИН для ТГВ достигает 40% [2, 3].

Пласты баженовской свиты обладают высоким энергетическим потенциалом. Начальные пластовые условия являются благоприятными для инициации внутрипластовых окислительных процессов [4]. Повсеместное наличие керогена в скелете породы позволяет, при дальнейшем развитии процесса, получить высокотемпературный пиролиз с образованием тяжелого остатка (кокса), который создаст благоприятные условия для развития высокотемпературного фронта горения [5, 6].

Рассмотрим основные особенности баженовской свиты, накладывающие отпечаток на моделирование ТГВ:

- большая доля глинистых и керогенглинистых, практически непроницаемых толщ, формирующих недренируемую зону («матрицу») — отношение по толщине к дренируемой зоне в среднем 4:1;
- наличие нефтегенерационного материала (керогена), распределенного по всему объему дренируемой и недренируемой зон;
- наличие пустотного пространства матрицы, занятого жидкими углеводородами (далее — УВ), запертыми в непроницаемых породах (общие запасы жидких УВ могут в 2–3 раза превышать запасы дренируемой зоны).

Рис. 1 показывает основные зоны, формирующиеся при реализации ТГВ.

Авторы полагают, что при численной реализации ТГВ необходим учет следующих физических явлений, часть из которых характерна для пород баженовской свиты. А именно:

- процесс термодеструкции керогена при температурах свыше 300–350 °С, приводящий к выходу жидкой фазы (так называемая «синтетическая» нефть), попутного газа и тяжелого остатка (кокса);
- горение кокса — как основной источник энергии, генерирующийся в пласте;
- процесс жидкофазного окисления тяжелых компонентов нефти и керогена;
- изменение фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС) коллектора при разложении керогена и последующем сгорании твердого остатка (кокса), с последующим увеличением пустотного пространства, занятого флюидами;
- изменение ФЕС коллектора в процессе теплового воздействия и изменение давления (растрескивание породы при нагреве, проявление упругих сил, геомеханические эффекты, характерные для упругого и упруго-пластичного сжатия/расширения). К этим процессам, в том числе, относится вовлечение матрицы в разработку за счет охвата температурным воздействием ее приграничных областей и последующего частичного раскрытия микротрещин, образовавшихся в процессе нефтегенерации и пребывающих в настоящее время в «запечатанном» состоянии.

Перед построением полномасштабных моделей опытно-промышленных участков или целых месторождений, авторы поэтапно описали численную реализацию термогазового воздействия на линейной модели.

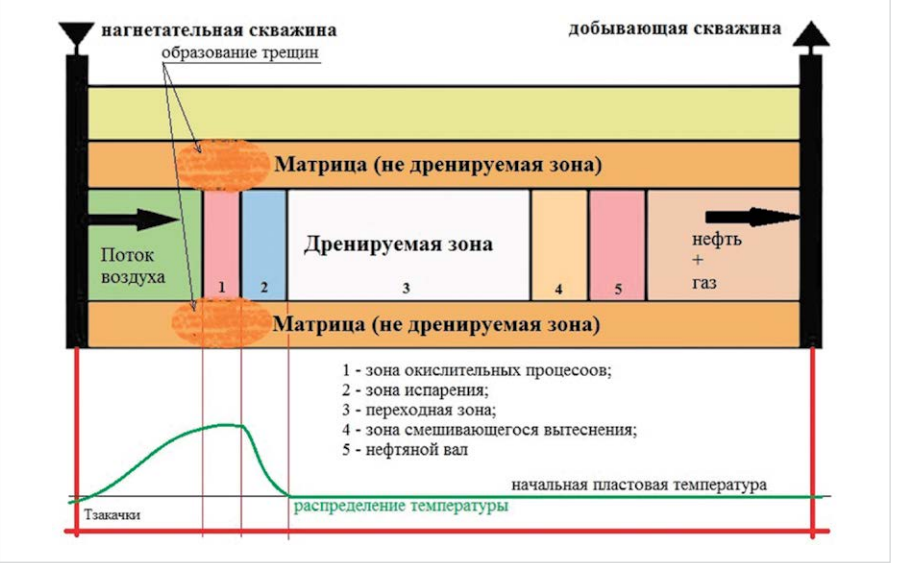


Рис. 1 — Общий вид зон при реализации ТГВ
Fig. 1 — General view of zones of TGT

Материалы и методы

На сегодняшний момент рассматриваются следующие методы: разработка баженовской свиты на естественном режиме; гидроразрыв пласта; сода–ПАВ–полимерное воздействие на пласт (ASP–заводнение); ТГВ.

ТГВ является наиболее перспективным, с технологической точки зрения, способом разработки. В то же время ТГВ — сложный физико-химический процесс, который требует реализации на гидродинамической модели для оценки технологических показателей. Для проведения данных работ выбран гидродинамический симулятор CMG STARS, который позволяет моделировать тепловые и газовые методы увеличения нефтеотдачи и считается одним из лучших симуляторов в этой области.

Ключевые слова

баженовская свита, термогазовое воздействие, дренируемые и недренируемые пласты, кероген, кокс, внутрипластовое горение, моделирование, 2D модель, методы увеличения нефтеотдачи

Моделирование процесса ТГВ реализовано на симуляторе CMG STARS, так как он является наиболее функциональным и используемым в мире инструментом для моделирования тепловых МУН. Отработка технологии и учет вышеописанных особенностей подразумевает получение качественного результата, то есть численное воспроизведение основных физико-химических процессов, протекающих при реализации ТГВ в условиях баженовской свиты на симуляторе.

Поэтапная реализация математического описания процесса ТГВ

Перед тем, как перейти непосредственно к численной реализации ТГВ, необходимо решить вопросы, касающиеся следующих физико-химических особенностей пород баженовской свиты:

- формализации подходов к определению параметров, характеризующих пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающих его веществ (пустотность, трещиноватость, свободная нефть, Total Organic Carbon — степень насыщения органикой нефтематеринских пород и т. д.);
- изменения ФЕС первоначально непроницаемой микротрещиноватой матрицы при воздействии на нее процессов термической обработки с сопутствующим изменением пластового давления.

Далее процесс ТГВ на породы баженовской свиты можно условно разделить на несколько составляющих:

1. Эффективное извлечение легкой нефти из дренируемых зон (в том числе, за счет реализации процесса смешивающегося вытеснения впереди фронта горения).
2. Вовлечение в разработку нефтекерогенсодержащих зон пласта за счет тепловой обработки с последующим пиролизом и высвобождением более легких жидких и газообразных УВ.
3. Вовлечение в разработку первоначально недренируемых толщ матрицы, которые, как упоминалось выше, содержат большие запасы легкой нефти и керогена.

В работе [7] приведено описание основных особенностей применения термогазового воздействия на баженовскую свиту и отмечено, что компьютерное моделирование подтвердило перспективность применения ТГВ и целесообразность его развития.

В работах [8–14] достаточно подробно описаны математические подходы к численной реализации вышеперечисленных пунктов. Однако, особенную трудность у авторов вызывала задача вовлечения в процесс дренирования непроницаемых толщ матрицы. В работах [7–12] авторы не описывали достаточно подробно реализацию данного эффекта, сконцентрировав свои работы на исследовании других, не менее важных процессов ТГВ. В работе [13] был предложен коэффициент для учета добычи нефти из недренируемой зоны.

В работе [14] процесс ТГВ реализован с помощью гидродинамического симулятора CMG STARS и внешней среды для программирования, которая и учитывает эффект вовлечения матрицы в процесс разработки. Отличительная особенность данной работы заключается в том, что механизм ТГВ численно реализован полностью в рамках одного гидродинамического симулятора. В статье описаны возможности CMG STARS по учету изменения ФЕС от изменения термобарических условий в недренируемой зоне, и сделан наиболее оптимальный выбор с точки зрения времени счета и воспроизведения эффекта. Стоит сразу же сказать, что успешная реализация данной задачи должна обеспечить важнейшую составляющую эффекта от ТГВ в условиях баженовской свиты.

Эффект вовлечения недренируемой зоны связан с тем, что запасы свободной нефти литотипов матрицы (микротрещиноватой породы) существенно превышают аналогичные запасы дренируемой зоны (по отдельным оценкам, более чем в 2 раза). Запасы керогена, связанные с глинистыми породами матрицы, также кратно больше и достигают 40% от объема породы (при 4–10 % в карбонатах дренируемой зоны) [14].

В выше упомянутых работах приводятся результаты лабораторных исследований, которые показывают существенное изменение ФЕС как микро–, так и макротрещиноватой породы под воздействием температуры. Все эти данные свидетельствуют о практической необходимости численной реализации процесса для последующей более обоснованной оценки эффекта ТГВ.

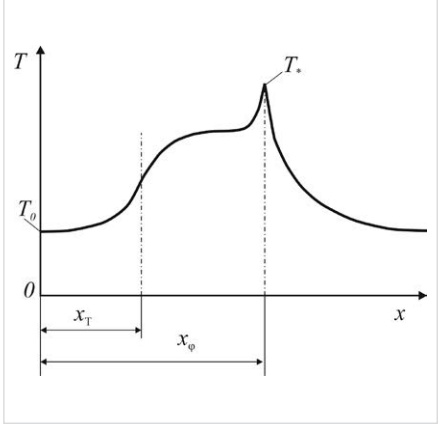


Рис. 2 — Кривая изменения температуры при сухом внутрипластовом горении для прямолинейного пласта [15]
Fig. 2 — Curve of temperature change during dry in-situ combustion for straight-line formation [15]

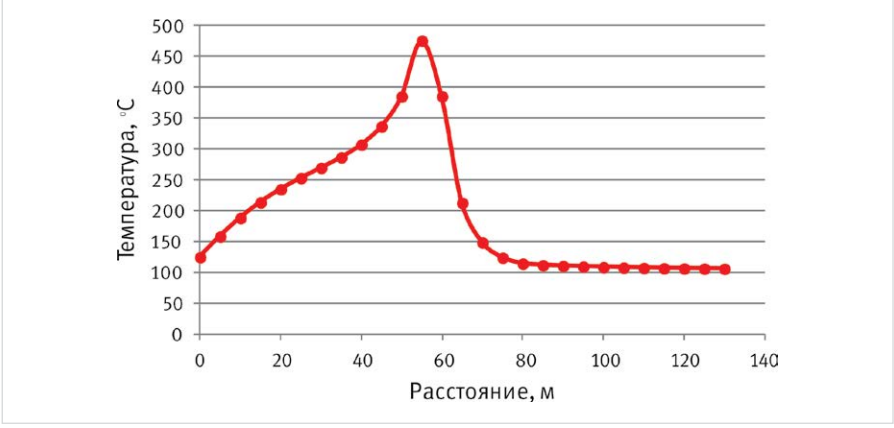


Рис. 3 — Кривая изменения температуры при внутрипластовом горении, полученная на двумерной модели

Fig. 3 — 2D interbedding in-situ combustion temperature curve

Размерность	Количество ячеек	Размеры ячейки	Начальная пористость		Нефтенасыщенность
			Матрица	Дренируемая зона	
500x1x5	2500	1x1x1	0,09	0,062	0,85

Таб. 1 — Основные параметры размерности линейной модели
Tab. 1 — Basic 2D dimension parameters

ДРЕНИРУЕМАЯ ЗОНА			МАТРИЦА		
КЕРОГЕН	Жидкие УВ	Сумма (потенциал)	КЕРОГЕН	Жидкие УВ	Сумма (потенциал)
0,097 (доли ед.)	0,062	0,159	0,115 (доли ед.)	0,09	0,205
116,4 (кг/м^3)			200 (кг/м^3)		
1830 (г/моль/м^3)			1685 (г/моль/м^3)		

Таб. 2 — Средние параметры пустотности, использовавшиеся в линейной модели
Tab. 2 — Average 2D model voids parameters

Показатель	Горные породы			Пластовые жидкости	
	Коллектор	Окружающие породы	Кероген	Нефть	Вода
Коэффициент теплопроводности, Дж/·м·сут·^{0}C	1,8·10^5	1,8·10^5	1,0·10^5	1,15·10^4	5,35·10^4
Объемная теплоемкость, Дж/м^3·^{0}C	2,3·10^6	2,3·10^6		-	-

Таб. 3 — Теплофизические свойства пластовых жидкостей и породы коллектора
Tab. 3 — Thermal properties of the fluids and reservoir rock

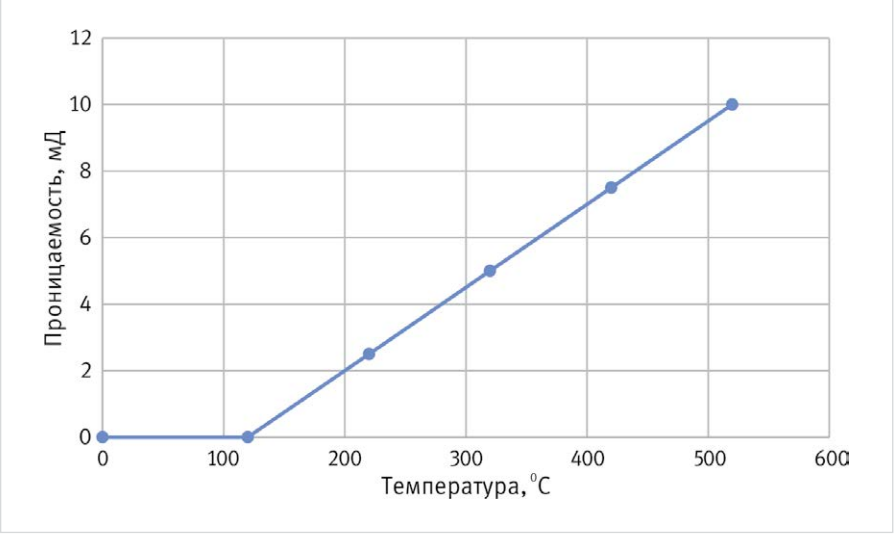


Рис. 4 — Зависимость проницаемости от температуры, в недренируемой зоне
Fig. 4 — Permeability versus temperature in the non-drainable zone

Формула компонента	Реакция	Энтальпия реакции, Дж/моль	Энергия активации, Дж/моль	Константа Аррениуса, 1/(сутки*кПа)
Низкотемпературное окисление				
C_{18}+	$C_{18+} + O_2 \dashrightarrow H_2O + CO_2$	1,2·10^7	100 000	2·10^8
C_5C_7	$C_5C_7 + O_2 \dashrightarrow H_2O + CO_2$	1,2·10^7	100 000	2·10^8
Термолиз (постоянная скорость реакции вне зависимости от температуры)				
Kerogen	Kerogen $\dashrightarrow$ C_2-C_4 + Synt_Oil + Coke	-	36 000	100
Высокотемпературное окисление				
Coke	Coke + $\cdot O_2 \dashrightarrow \cdot \dashrightarrow \cdot H_2O + CO_2$	9,0· 10^7	21 000	10,0
Kerogen	Kerogen + $O_2 \dashrightarrow \dashrightarrow H_2O + \cdot CO_2$	9,0·10^7	21 700	10,0

Таб. 4 — Базовые уравнения и основные параметры химических реакций
Tab. 4 — Basic equations and basic parameters of chemical reactions

На первом этапе исследования была создана двумерная модель по разрезу «нагнетательная скважина — добывающая скважина», без матрицы, но с учетом теплопотерь для изучения и численного воспроизведения основных процессов, происходящих в дренируемой зоне, связанных с внутрипластовым горением. Для соответствия реалиям в модель закладывались средние величины геологических параметров, рассчитанные в актуальной геологической модели. Геомеханические параметры, уравнения химических реакций и параметры кинетики соответствовали реальным, полученным в ходе лабораторных экспериментов на образцах керна баженовской свиты.

По результатам первого этапа работы была отработана *методика численного моделирования внутрипластового горения*: выделены основные зоны, характеризующие процесс (рис. 2 и 3), доказана обоснованность использования симулятора для оценки показателей разработки месторождений УВ методом внутрипластового горения.

Температура T_* — положение фронта горения с координатой X_ϕ. На этой кривой виден излом на расстоянии X_T от начала координат. Это связано с конвективным переносом тепла. Сечение пласта с приближенной координатой $X = X_T$ называется фронтом конвекции. В процессе внутрипластового горения фронты горения и конвекции с координатами X_ϕ и X_T перемещаются по ходу движения закачиваемых в пласт веществ [15].

На втором этапе в линейную модель была дополнительно введена первоначально непроницаемая толща, характеризующая матрицу (рис. 5). К решению проблемы привлекался встроенный в STARS геомеханический симулятор.

Моделирование матрицы

Основной целью вовлечения матрицы является увеличение КИН за счет дополнительного притока легкой нефти, «закупоренной» в матрице. Для начала необходимо решить задачу о динамическом изменении ФЕС, которое обеспечит вовлечение матричной толщи в процесс фильтрации. Кроме того, не стоит забывать о постоянном изменении ФЕС дренируемой зоны в результате колебания давления и температуры в процессе внутрипластового горения. Учет всех этих эффектов имеет важное значение для более реальной оценки эффекта внутрипластового горения на пласты баженовской свиты.

Перед проведением расчетов на линейной модели необходимо оценить возможности симулятора, а также выбрать оптимальный вариант их использования.

Основные параметры размерности модели представлены в таб. 1, параметры пустотности для дренируемой и недренируемой зон представлены в таб. 2, теплофизические параметры пласта и флюидов представлены в таб. 3.

Возможности STARS по динамическому изменению ФЕС. Выбор механизма

Существует несколько вариантов реализации в CMG STARS механизмов изменения ФЕС коллекторов:

- встроенная модель упругого расширения/сжатия, (Dilation/Recompaction);
- механизм разрыва глинистой перемычки;

• модель растрескивания породы Бартона–Бэндиса [16].

Перед тем как выбирать механизм динамического изменения ФЕС, необходимо четко сформулировать, какие эффекты, связанные с процессом ТГВ, приводят к подобным изменениям.

Изменение ФЕС матрицы и дренируемой зоны в процессе внутрипластового горения может происходить за счет следующих факторов:
– повышения давления в пустотном пространстве матрицы в результате её нагрева, как проявление упругих сил флюида;
– растрескивания породы в результате прогрева породы матрицы за счет теплопередачи от пород дренируемой зоны;
– растрескивания породы матрицы и дренируемой зоны в результате резкого локального изменения давления, вызванного закачкой рабочего агента (воздуха или водовоздушной смеси);
– реакции пиролиза, преобразующей твердое вещество кероген и увеличивающее тем самым эффективное поровое пространство, занятое флюидами;
– сгорания топлива (твердого остатка при реакции пиролиза).

Каждый из этих механизмов приводит к изменению пористости, что, в свою очередь, приводит к изменению проницаемости. Кроме того, строго говоря, механизмы 1 и 2 представляют собой единое целое, а работу всех механизмов (1–5) необходимо рассматривать в комплексе.

Предварительно, необходимо отметить общие ограничения симулятора.

Ячейка, проинициализированная нулевой проницаемостью, не будет участвовать в процессе массопереноса, но будет проводить и аккумулировать тепло, т.е. изменение её первоначально нулевой проницаемости полностью исключено. Это касается всех методов, кроме механизма разрыва глинистой перемычки. Изменение проницаемости ячеек необратимо (кроме модели Бартона–Бэндиса)

Отсутствует возможность задания табличной функции зависимости проницаемости от давления и температуры. Только один из двух механизмов может применяться для каждого литотипа.

Данные ограничения, в совокупности с индивидуальными особенностями каждого из подходов, приводят к выбору в пользу механизма разрыва глинистой перемычки.

Механизм разрыва глинистой перемычки

Данный механизм, реализованный в симуляторе STARS, позволяет учесть одновременно эффекты давления и температуры, а также эффект от вовлечения непроницаемой матрицы от температуры — возникновение и динамическое изменение проницаемости при нагреве, и проявление упругих сил в результате нагрева матрицы. Тепловой эффект так или иначе может быть учтен во всех предлагаемых моделях (в модели Бартона–Бэндиса он учитывается через изменение свойств породы и напряжений от температуры), однако, как было сказано выше, в этих механизмах нулевая проницаемость автоматически исключает ячейки матрицы из моделирования течения флюидов. Попытка задания крайне низкой проницаемости приводит к существенной нестабильности численной схемы решения и замедлению счёта.

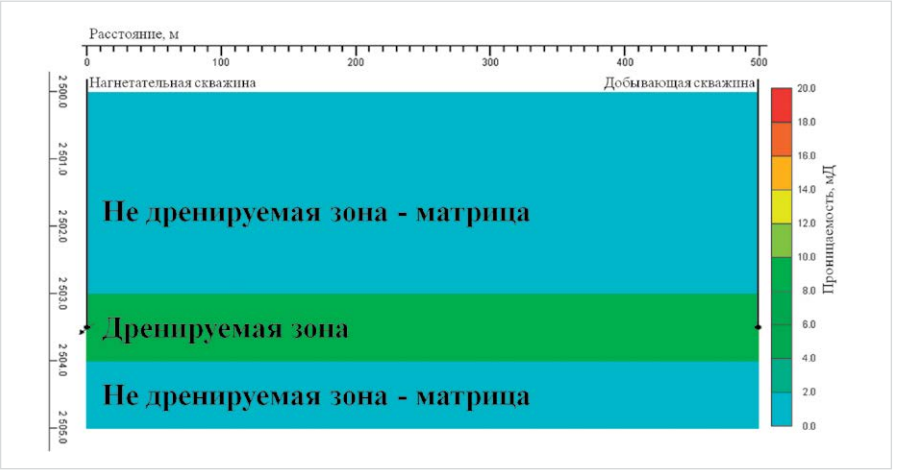


Рис. 5 — Начальное распределение проницаемости в двумерной модели с матрицей
Fig. 5 — Initial permeability distribution in the 2D model with a matrix

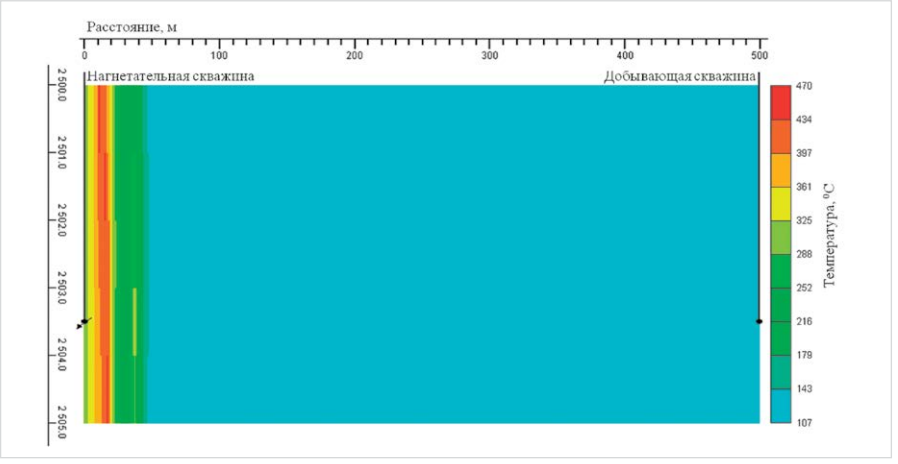


Рис. 6а — Изменение основных параметров процесса ТГВ в дренируемой зоне и в матрице — температура (50 лет закачки)
Fig. 6а — Change of the basic TGT parameters in the drainable zone and in the matrix — temperature (50 years of injection)

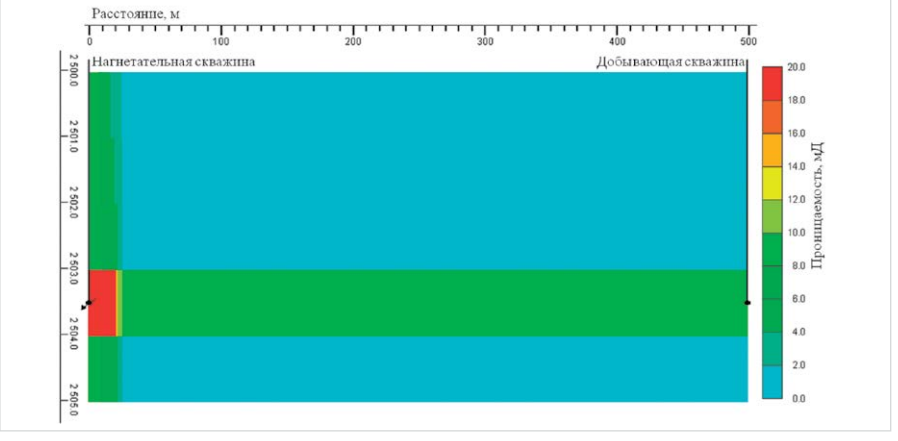


Рис. 6б — Изменение основных параметров процесса ТГВ в дренируемой зоне и в матрице — проницаемость (50 лет закачки)
Fig. 6б — Change of the basic TGT parameters in the drainable zone and in the matrix — permeability (50 years of injection)

При моделировании дренируемой зоны увеличение пористости за счет механизма пиролиза и горения керогена превалирует над геомеханическими процессами сжатия/расширения породы, поэтому наиболее взвешенным решением будет учет изменения проницаемости от пористости в табличном виде.

Зависимость проницаемости от температуры, используемая в модели, приведена на рис. 4.

Основные химические реакции, протекающие в пласте при ТГВ представлены в таб. 4.

Реализация ТГВ на двумерной модели с дренируемой зоной и непроницаемой матрицей

Рис. 5 показывает начальное распределение проницаемости в линейной модели ТГВ с матрицей.

На рис. 6 (а, б, в, г) отражены изменения основных параметров, за счет которых

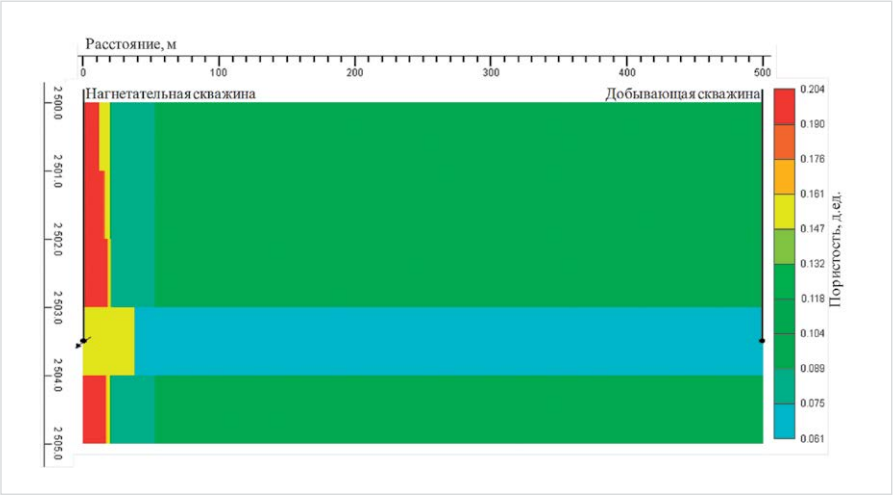


Рис. 6в — Изменение основных параметров процесса ТГВ в дренируемой зоне и в матрице — пористость (50 лет закачки)
Fig. 6в — Change of the basic TGT parameters in the drainable zone and in the matrix — porosity (50 years of injection)

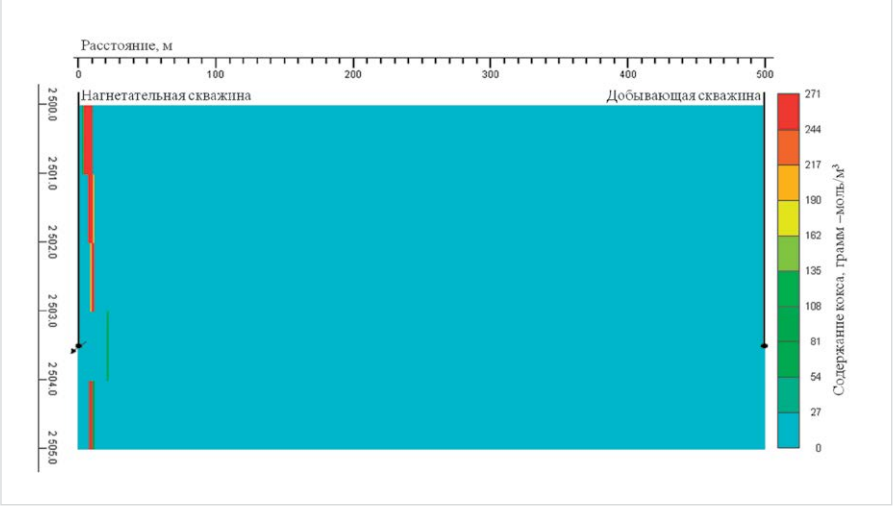


Рис. 6г — Изменение основных параметров процесса ТГВ в дренируемой зоне и в матрице — содержание твердого остатка (50 лет закачки)
Fig. 6г — Change of the basic TGT parameters in the drainable zone and in the matrix — solid residue content (50 years of injection)

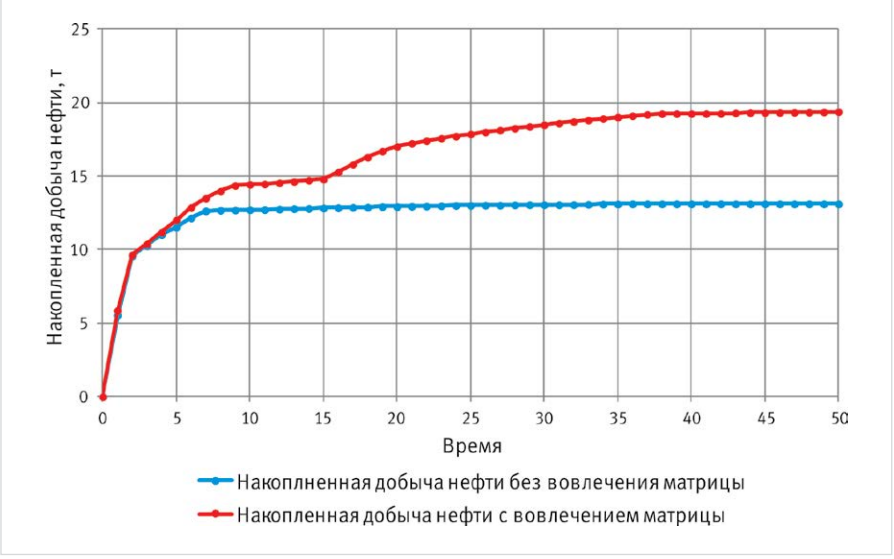


Рис. 7 — Сопоставление накопленной добычи нефти с вовлечением и без вовлечения матрицы, за 50 лет разработки
Fig. 7 — Correlation between cumulative oil production with and without the matrix during 50 years of the development

достигается главный эффект от ТГВ — дополнительная добыча жидких УВ. Проиллюстрировано изменение температуры, проницаемости и пористости, а также содержания твердого остатка (кокса) на конечный момент времени, с вовлечением матрицы в процесс ТГВ. На рис. 7 приведен график накопленной добычи нефти, иллюстрирующий дополнительный эффект от вовлечения матрицы.

Фронт горения определяется как зона с наибольшей температурой, а также максимальным содержанием кокса, который образовывается перед зоной наибольшей температуры. [17]. Рис. 6а и 6г показывают, что за 50 лет фронт горения продвинулся на 25 метров, но стоит отметить, что его положение сильно зависит от множества факторов, таких как:

- интенсивность окисления – скорость реакции;
- объем закачиваемого окислителя, его концентрация;
- скорость его фильтрации;
- характеристика системы нефть – коллектор, а именно содержание керогена (топлива) для реакции горения.

Эффективность ТГВ помимо фронта горения, также характеризуется наличием и других характерных зон для процесса ТГВ (зона испарения, зона конденсации испарившейся нефти, зона смешивающегося вытеснения, рис. 1), что в итоге и формирует суммарный эффект ТГВ.

На рис. 8 представлено распределение начальной нефтенасыщенности, на рис. 9 — нефтенасыщенность через 1,5 года добычи. Показан резкий рост накопленной добычи на рис. 7 за первые полтора года — отбор начальных запасов нефти (начальной нефтенасыщенности) дренируемой зоны. Последующий рост и стабилизация накопленной добычи нефти (рис. 6) связаны с приходом очередных валов нефти, за счет реализации термогазового воздействия ТГВ. На рис. 9 это показано полосой более насыщенного зеленого цвета.

Расчетный технологический эффект за 50-летний период реализации ТГВ на модели (с вовлечением матрицы в разработку) составил около 50% дополнительной добычи нефти, относительно варианта ТГВ без вовлечения матрицы.

Итоги

На двумерной модели поэтапно проведена численная реализация ключевых процессов и явлений, протекающих при ТГВ применительно к пластам баженовской свиты. Перед численной реализацией ТГВ для условий баженовской свиты, были решены вопросы, касающиеся значений ФЕС и их изменения в процессе воздействия. На первом этапе моделирования выделены основные зоны, характеризующие процесс, и дано физическое обоснование отдельным показателям.

На втором этапе в линейную модель была дополнительно введена первоначально непроницаемая толща, характеризующая матрицу. Проведены расчеты вариантов с вовлечением матрицы в процесс дренирования.

Выводы

При реализации ТГВ на двумерной модели в условиях баженовской свиты, с учетом лабораторных исследований керна и флюидов

пластов баженовской свиты, были получены качественные результаты. Отличием от предыдущих работ, выполненных на эту тему, является то, что авторами был описан подход к моделированию ТГВ и реализован механизм динамического изменения ФЕС от изменения термобарических условий в недренируемой толще, то есть процесс ТГВ численно реализован полностью в рамках одного гидродинамического симулятора – CMG STARS. Стоит отметить, что полученные результаты приводятся в единицах относительного прироста, малые абсолютные числа прироста связаны с размером моделируемого объекта – линейная модель. В дальнейшем авторами планируется реализовать процесс ТГВ на полномасштабной модели, с воспроизведением реальных промысловых данных. Данная работа может послужить хорошей базой для оценки характерных зон ТГВ и получения сопоставимых результатов.

Авторы выражают огромную благодарность А.А. Боксерману за ценные советы и консультации по методу термогазового воздействия.

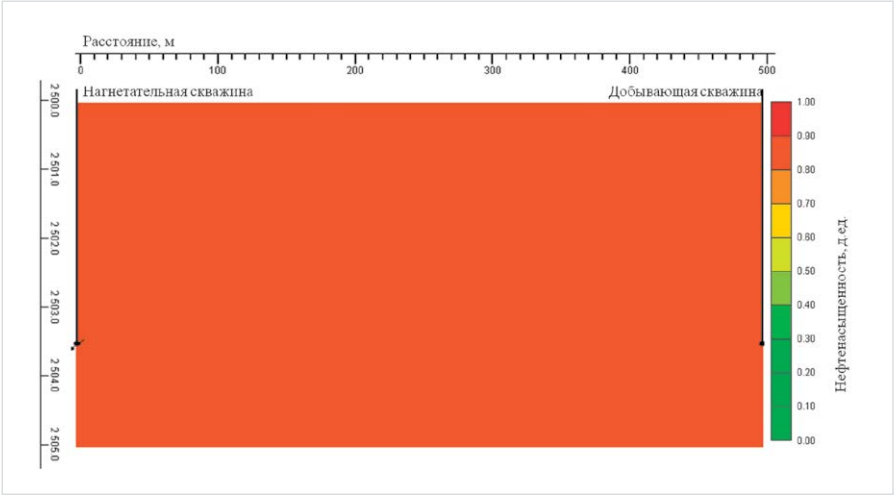


Рис. 8 — Распределение начальной нефтенасыщенности
Fig. 8 — Initial oil saturation distribution

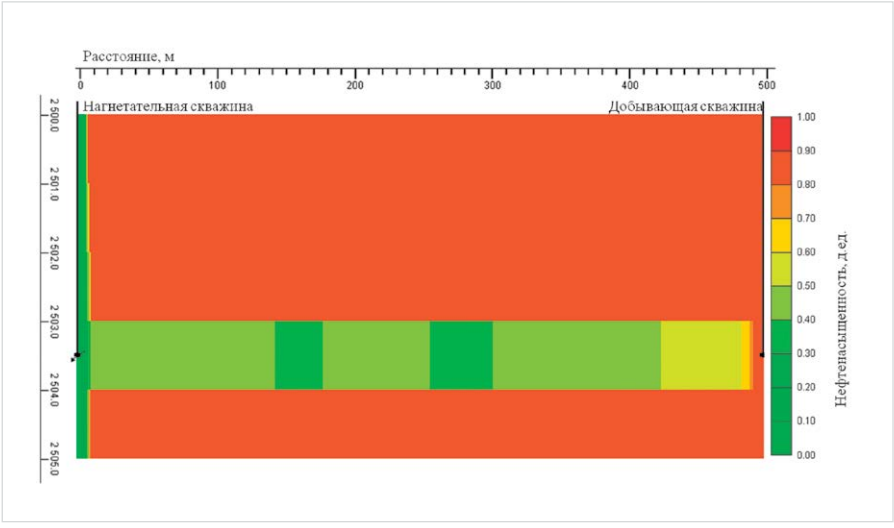


Рис. 9 — Распределение нефтенасыщенности через 1,5 года добычи
Fig. 9 — Oil saturation distribution in 1.5 years of the development

Список литературы

1. World Energy Outlook 2014 // International Energy Agency. 2014. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014.pdf
2. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2013. №12. С. 100–105.
3. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2014. №1. С. 50–53.
4. Сонич В.П., Батурин Ю.Е., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Проблемы и перспективы освоения Баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2001. №9. С. 63–68.
5. Палий А.П. Результаты и перспективы развития термогазового способа разработки месторождений с нетрадиционными запасами. XVI конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-мансийского автономного округа – Югры, тезисы докладов. Ханты-Мансийск, 2016.
6. Батурин Ю.Е., Сонич В.П., Малышев А.Г., Зарипов О.Г., Шеметилло В.Г. Оценка перспектив применения гидротермовоздействия в пласте ЮО месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Интервал. 2002. №1. С. 17–36.
7. А.А. Боксерман, Кокорев В.И., Плынин В.В., Ушакова А.С. Современное состояние и перспективы применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи на месторождениях баженовской свиты. II Международная конференция. Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям, тезисы докладов. Москва, 2010.
8. Ямбаев М. Ф. Основные особенности термогазового увеличения нефтеотдачи применительно к условиям сложнопостроенных коллекторов. М., 2006. 153 с.
9. Афанаскин И. В. Повышение технологической эффективности метода направленной закачки воздуха в нефтяные пласты на основе численного моделирования и результатов гидродинамических исследований скважин. М., 2013. 273 с.
10. Диева Н. Н. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на пласты трудноизвлекаемых углеводородов. М., 2015. 113 с.
11. Щеколдин К. А. Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи баженовской свиты. М., 2016. 126 с.
12. Шевченко А.В. Разработка и реализация численных методов моделирования многокомпонентной неизотермической фильтрации. М., 2015. 96 с.
13. Кокорев В.И. Технико-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти. М., 2010. 318 с.
14. Алексеев Ю.В., Ерофеев А.А., Пачежерцев А.А., Меретин А.С., Никитин Р.Н. Перспективы применения термохимических методов воздействия при разработке залежей баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2015. №9. С. 93–97.
15. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 332 с.
16. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1989. 422 с.
17. Computer Modeling Group LTD. Stars user guide. Advanced processes and thermal reservoir simulator, 2016.

Numerical implementation of the thermal gas technology mechanism in the 2D model

UDC 622.276

Authors:
Artur M. Shakhmaev — post-graduate student[1]; 89artur.shakhmaev@gmail.com
Yaroslav O. Simakov — deputy director for production engineering[2]; yaroslav.s.olegovich@gmail.com
Petr V. Pyatibratov — associate professor[1]; pyatibratov.p@gmail.com
Ashot A. Mosesyan — engineer[1]; mosesyan@gmail.com

[1]Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation
[2]LLC "Petek", Moscow, Russian Federation

Abstract
A decline in the oil production from the Russian nonshale reservoirs has currently been happening; regardless of the existing alternate energy source development trends, hydrocarbon resource consumption will expand, according to several released reports [1]. Deposits of the Bazhenov suite are one of the alternate hydrocarbon reserves.
This article describes a 2D modeling of thermal gas technology (hereinafter – TGT) for the deposits of the Bazhenov suite considering peculiarities of the latter, and allowances related to the simulator limitations.

Materials and methods
The methods of the deposits of the Bazhenov suite depletion, hydraulic fracturing, sodium surfactant polymer treatment of formation (ASP flooding), TGT are considered at the moment.

Results
The 2D model shows a step-by-step numerical implementation of the key processes and occurrences ongoing during the thermal gas technology with regard to the deposits of the Bazhenov suite.
The first phase of the modeling allots main areas characterizing the process, and gives a physical rational to the certain indicators.
The second phase introduces a primarily impermeable sequence into the model characterizing the matrix. The options are calculated with the matrix involved in the drainage process.

Conclusions
Qualitative results are obtained during the TGT at the deposits of the Bazhenov suite conditions considering the 2D model, core and formation fluids laboratory analysis. This work differs from those previously released in the fact that the authors describe a certain approach to the TGT modeling, and implement a mechanism of the dynamic change of the reservoir porosity and permeability from changing the pressure and temperature conditions in the nondrainable sequence; i.e. the TGT process is numerically implemented in full by one hydrodynamic simulator, which is CMG STARS.

Keywords
deposits of the Bazhenov suite, thermal gas technology, drainable and nondrainable formations, kerogen, coke, interbedding combustion, modeling, 2D model, enhanced oil recovery methods

References

1. World Energy Outlook 2014, International Energy Agency, 2014. Available at: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2014.pdf
2. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Kokorev V.I. and oth. *Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity (chast' 1)* [A new domestic method for developing deposits of the Bazhenov suite (part 1). Oil industry, 2013, Issue 12, pp. 100–105.
3. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Kokorev V.I. and oth. *Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity (chast' 2)* [A new domestic method for developing deposits of the Bazhenov suite (part 2). Oil industry, 2014, Issue 1, pp. 50–53.
4. Sonich V.P., Baturin Yu.E., Malyshev A.G., Zaripov O.G., Shemetillo V.G. *Problemy i perspektivy osvoeniya Bazhenovskoy svity* [Problems and prospects for the development of the Bazhenov suite]. Oil industry, 2001, issue 9, pp. 63–68.
5. Paliy A.P. *Rezul'taty i perspektivy razvitiya termogazovogo sposoba razrabotki mestorozhdeniy s netraditsionnymi zapasami* [Results and prospects of development of the thermogas method of development of deposits with non-traditional reserves]. XVI conference of young specialists, who working in company which develop oil field in Khanty-Mansiisk autonomous district —Yugra. Khanty-Mansiysk, 2016.
6. Baturin Yu.E., Sonich V.P., Malyshev A.G., Zaripov O.G., Shemetillo V.G. *Otsenka perspektiv primeneniya gidrotermovozdeystviya v plaste YuO mestorozhdeniy OAO «Surgutneftegaz»* [Estimation of the prospects for the use of hydroelectricity in the reservoir of the South fields of OJSC "Surgutneftegas"]. *Interval*, 2002, issue 1, pp. 17–36.
7. A.A. Bokserman, Kokorev V.I., Plynin V.V., Ushakova A.S. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy primeneniya termogazovogo metoda uvelicheniya nefteotdachi na mestorozhdeniyakh bazhenovskoy svity* [Current state and prospects for the application of the thermogas method of increasing oil recovery at the deposits of the Bazhenov suite]. II International conference. Nanophenomena during development of oil field: from nanominerology and nanochemistry to nanotechnology. Moscow, 2010.
8. Yambaev M. F. *Osnovnye osobennosti termogazovogo uvelicheniya nefteotdachi primenitel'no k usloviyam slozhnopostroennykh kollektorov* [The main features of the thermogas increase in oil recovery in the context of complex reservoirs]. Moscow, 2006,153 p.
9. Afanaskin I. V. *Povyshenie tekhnologicheskoy effektivnosti metoda napravlennoy zakachki vozdukha v neftyanye plasty na osnove chislennogo modelirovaniya i rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin* [Increase of technological efficiency of the method of directed injection of air into oil reservoirs on the basis of numerical simulation and the results of hydrodynamic studies of wells]. Moscow, 2013, 273 p.
10. Dieva N. N. *Gidrodinamicheskoe modelirovanie termokhimicheskogo vozdeystviya na plasty trudnoizvlekaemykh uglevodorodov* [Hydrodynamic modeling of thermochemical impact on formations of hard-to-recover hydrocarbons]. Moscow, 2015, 113 p.
11. Shchekoldin K. A. *Obosnovanie tekhnologicheskikh rezhimov termogazovogo vozdeystviya na zalezhi bazhenovskoy svity* [Justification of technological modes of thermogas effect on deposits of the Bazhenov suite]. Moscow, 2016, 126 p.
12. Shevchenko A.V. *Razrabotka i realizatsiya chislennykh metodov modelirovaniya mnogokomponentnoy neizotermicheskoy fil'tratsii* [Development and implementation of numerical methods for modeling multicomponent nonisothermal filtration]. Moscow, 2015, 96 p.
13. Kokorev V.I. *Tekhniko-tekhnologicheskie osnovy innovatsionnykh metodov razrabotki mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi i netraditsionnymi zapasami nefti* [Technical and technological fundamentals of innovative methods for developing deposits with hard-to-recover and unconventional oil reserves]. Moscow, 2010, 318 p.
14. Alekseev Yu.V., Erofeev A.A., Pachezhertsev A.A., Meretin A.S., Nikitin R.N. *Perspektivy primeneniya termokhimicheskikh metodov vozdeystviya pri razrabotke zalezhey bazhenovskoy svity* [Prospects of application of thermochemical methods of influence in the development of deposits of the Bazhenov suite]. Oil industry, 2015, issue 9, pp. 94–97.
15. Zheltov, Yu.P. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Development of oil deposits]. Moscow: *Nedra*, 1986, 332 p.
16. Burzhe Zh., Surio P., Kombarnu M. *Termicheskie metody povysheniya nefteotdachi plastov* [Thermal methods for enhanced oil recovery]. M.: *Nedra*, 1989, 422 p.
17. Computer Modeling Group LTD. Stars user guide. Advanced processes and thermal reservoir simulator, 2016.

УДК 622.276

Обоснование причин снижения продуктивности скважин газовых и газоконденсатных месторождений на морском шельфе

В.И. Смурыгин
начальник группы по капитальному ремонту скважин[1]
vsmurygin@gas.crimea.ru

Р.У. Рабаев
к.т.н., начальник управления нефтегазового инжиниринга и проектирования[2]
rabaevru@rusoil.net

Б.Ш. Муслимов
преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений»[2]
bmuslimov@mail.ru

Ш.Х. Султанов
д.т.н., доцент, профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений»[2], заведующий лабораторией[3]
ssultanov@mail.ru

[1]Управление буровых работ ГУП РК «Черноморнефтегаз», Симферополь, Россия
[2]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
[3]Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, Центр нефтегазовых технологий и новых материалов, Уфа, Россия

В статье предложены возможные причины снижения продуктивности скважин, разрабатывающих газовые и газоконденсатные залежи месторождений Черноморского шельфа. Количественная оценка текущего энергетического состояния пласта, остаточных запасов и добычных возможностей скважин, а также их взаимосвязи выполнена в виде системы уравнений, характеризующих модель системы «пласт–скважина».

Прогнозирование уровней добычи углеводородов является неоднозначной и сложной задачей, в решении которой учитывается энергетическое состояние залежи, характер насыщения и соотношения флюидов в коллекторе, литологический состав и фильтрационно-емкостные свойства коллектора, а также показатели, характеризующие технологические и технические условия разработки продуктивного пласта, и многое другое. Достоверный прогноз добычи углеводородов базируется на анализе результатов промысловых исследований, выполненных в скважинах. Выявление наиболее вероятных причин повышения или снижения производительности скважин возможно после проведения гидродинамических исследований (ГДИ) в скважинах. Одним из информативных является подход, когда ГДИ проводятся с регистрацией кривых восстановления давления (КВД) после работы скважины на стабильном режиме, что позволяет в ходе интерпретации выделять вклад различных факторов в изменение продуктивности скважины: изменения проводимости пласта, скин-фактора, пластового давления, наличия жидкости в стволе скважины. По скважинам, разрабатывающим газовые и газоконденсатные залежи месторождений Черноморского шельфа, имеется ограниченное количество представительных ГДИ. По результатам интерпретации многих ГДИ, определение скин-фактора или проводимости пласта возможно только оценочно, что в одном случае связано с искажениями, возникающими из-за перераспределения жидкой и газообразной фаз в стволе скважины после остановки, по другим скважинам причиной является проведение замеров на устье скважины без спуска глубинных приборов. Поэтому для решения указанного вопроса выполнена интегральная оценка динамики продуктивности скважины, опирающаяся на одновременный анализ динамики дебита скважины, пластового и забойного давления, рассчитываемого на основе устьевого давления.

В качестве объектов исследования определено пять скважин трех газоконденсатных месторождений Черноморского шельфа. Скважины выбраны с учетом того, что они разрабатывают залежи в различных стратиграфических комплексах пород. Скважинами №1 и №2 ведется добыча газа из залежи в отложениях нижнего палеоцена на глубине 2200 м. Скважины №3 и №4 эксплуатируют газовую залежь майкопской толщи на глубине 600 м. Скважина №5 совместно разрабатывает залежи в нижнем и верхнем палеоцене. Следует отметить, что продуктивный пласт нижнепалеоценового возраста представлен сложным неоднородным коллектором, преимущественно плотным известняком с переслаиванием алевритов и мергелей. Газонасыщенный коллектор верхнего палеоцена представлен преимущественно переслаиванием терригенных пород с прослоями глинистых известняков, мергелей плотных алевролитов. Продуктивный горизонт M-V майкопской серии представлен слабосцементированными прослойками глинистых алевритов и алевролитов с примесями пелита, которые чередуются темно-серыми глинами.

Динамика показателей разработки скважины №1 свидетельствует о том, что продуктивность скважины была стабильной до 2009 года, после чего отмечается резкое снижение ее продуктивности (рис. 1). Для карбонатных отложений характерно наличие естественной трещиноватости, при этом зачастую при снижении пластового давления за счет смыкания трещин наблюдается снижение их

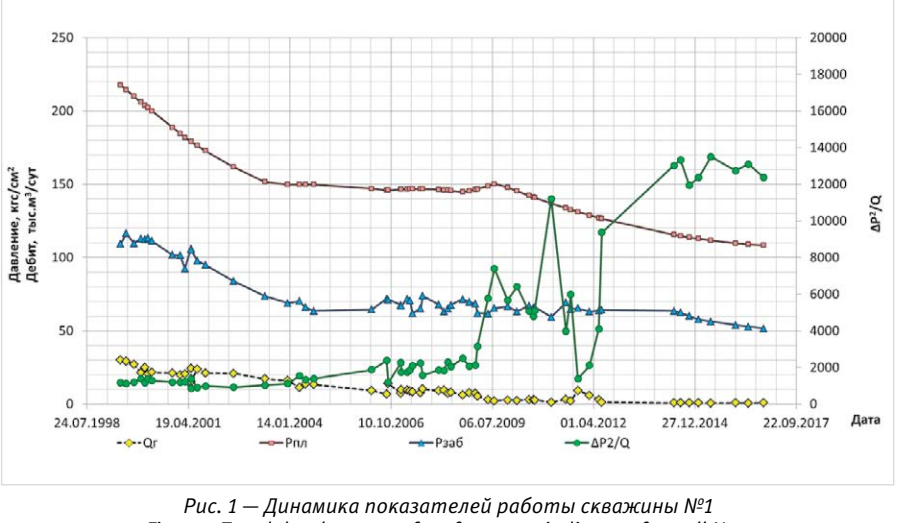
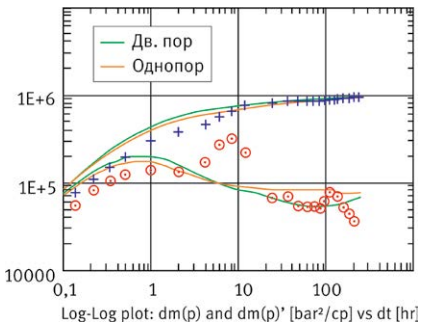


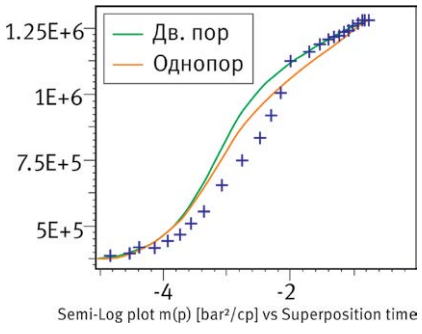
Рис. 1 — Динамика показателей работы скважины №1
Fig. 1 — Trend development of performance indicators for well No.1

Материалы и методы
Для анализа исследуемых объектов использована аналитическая модель, включающая в себя уравнения материального баланса, притока к скважине и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб. Методика комплексного анализа разработки газовой или газоконденсатной залежи. Анализ и интерпретация кривых восстановления давления. Методы статистической обработки промысловых данных. Аналитическое моделирование, включающее уравнение материального баланса, притока к скважине и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб.

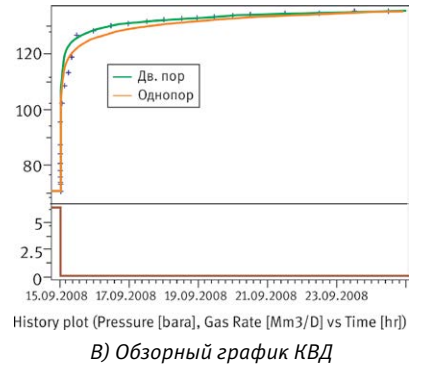
Ключевые слова
газовое месторождение, кривая восстановление давления, обводненность, гидродинамические исследования скважин, коэффициент продуктивности.



А) Log-logграфик КВД



Б) Полулогарифмический график КВД



В) Обзорный график КВД

Рис. 2 — Интерпретация КВД в скважине №1 от 15.09.2008 г
Fig. 2 — Interpreting pressure recovery curve in well No.1 dated 15.09.2008

проницаемости. Скважина №2 характеризуется стабильной, с 2008 года до середины 2016 года, добычей газа, далее отмечается резкое снижение дебита скважины.

Результаты анализа показателей эксплуатации скважин №3 и №4 также свидетельствуют о резком снижении дебита газа и буферного давления с 2015 года.

Снижение продуктивности, после приобщения интервала пласта верхнего палеоцена к совместной разработке с пластом нижнепалеоценового возраста, отмечается в скважине №5 газоконденсатного месторождения.

Сущность методики комплексного анализа разработки газовой или газоконденсатной залежи заключается в определении текущего энергетического состояния пласта, остаточных запасов и добывных возможностей скважин. В зависимости от уровня детализации, сложность модели может быть разной, соответственно, будет отличаться точность прогнозных расчетов. Для анализа исследуемых объектов использована аналитическая модель, включающая в себя уравнения материального баланса [1, 2, 6], притока к скважине [3] и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб [4, 5]. Использование аналитической модели обусловлено малым объемом залежи, небольшим количеством скважины и равенством пластовых давлений [7].

Исследования, на основе которых производится настройка модели, разделены на несколько категорий, в зависимости от частоты их проведения и этапности настройки модели:

- сводный перечень результатов ГДИ с начала разработки, который используется для настройки зависимости пластового давления от накопленного отбора по залежи, и настройки коэффициентов фильтрационного сопротивления и гидравлического сопротивления колонны фонтанных труб по залежам;
- сводный перечень результатов технологического замера дебита;
- сводный перечень результатов замеров устьевых параметров: буферного давления и температуры, затрубного давления, диаметра штуцера, давления и температуры после штуцера, — используемый для определения динамического забойного давления скважины;
- месячные эксплуатационные рапорты по скважинам анализируемой залежи с начала разработки, которые содержат информацию о текущем и накопленном отборе на каждый месяц.

С учетом рассмотренных особенностей модели «пласт–скважина», на первом этапе производится подбор начальных дренируемых запасов газа и параметров водоносного горизонта таким образом, чтобы добиться максимального соответствия динамики пластового давления, рассчитанной с учетом заданной истории отборов, с результатами прямого определения пластового давления при ГДИ. В случае неудовлетворительного соответствия расчетного и измеренного пластового давления вместо модели материального баланса следует пользоваться фильтрационными моделями.

Следующий этап — настройка коэффициентов фильтрационных сопротивлений и шероховатости фонтанных труб на результаты регистрации индикаторных диаграмм. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений и шероховатость труб подбираются таким образом, чтобы достичь соответствия расчетных и измеренных при регистрации индикаторной диаграммы забойных и устьевых давлений.

После подобной настройки модель позволяет спрогнозировать падение пластового давления, забойные и устьевые давления для заданной динамики отборов. Критерием настройки является подбор параметров, сводящих до минимума невязку между расчетными и измеренными значениями устьевого давления для заданной истории отборов. После настройки модели становится возможным прогнозировать дебит скважины, соответствующий разным значениям устьевого давления. Это позволяет, при изменении технологического режима работы скважин, оценивать текущий дебит по значению устьевого давления без проведения трудоемких операций по замеру дебита. При этом для корректировки пластового давления, участвующего в данном расчете, используется настроенная на предыдущем этапе зависимость P/z от накопленного отбора.

С использованием настроенной модели по результатам контрольных замеров дебита и устьевого давления была проведена оценка забойного давления на режиме эксплуатации.

На основе определенного таким образом пластового давления ($P_{пл}$), забойного давления ($P_{заб}$) и измеренного дебита газа (Q) проведена оценка изменения суммарного фильтрационного сопротивления $\Delta P_2/Q = (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)/Q$ в моменты проведения контрольных замеров дебита. Суммарное фильтрационное сопротивление является обратной характеристикой продуктивности на текущем режиме, динамика данного параметра позволяет судить об изменении добывных возможностей скважины. Увеличение данного параметра свидетельствует об ухудшении проводимости пласта, либо призабойной зоны, что может происходить по причине пересыпания забоя, образования песчаных и глинистых пробок, загрязнения призабойной зоны пласта. Уменьшение данного параметра свидетельствует об увеличении продуктивности скважины, что может происходить по причине очистки скважины или призабойной зоны от кольматанта, или фильтрата технологической жидкости, улучшения контакта скважины с пластом, интенсификации притока за счет геолого-технических мероприятий (ГТМ), в том числе физических методов воздействия или химической обработки пласта. Все это направлено на восстановление (улучшение) коллекторских свойств призабойного пласта.

С целью определения причин снижения продуктивности скважин рассматриваемых месторождений Черноморского шельфа, выполнена переинтерпретация КВД. Результаты показали, что наличие двойной пористости подтверждается КВД, зарегистрированной в скважине №1 в период с 15.09. по 23.09.2008 г, которая лучше всего адаптируется в модели двойной пористости, характерной для продуктивных пластов с естественной трещиноватостью. Проводимость пласта 2,0 мД·м, пластовое давление 143 кгс/см^2, скин-фактор S=0,1 (рис. 2).

Анализ сводных результатов интерпретации КВД, приведенных в таб. 1, позволяет отметить стабильную динамику снижения проводимости пласта. Пластовое давление, в целом, остается постоянным, а в 2009 году демонстрирует динамику роста. Также отмечается практически постоянное значение скин-фактора, близкое к нулю, что свидетельствует об отсутствии загрязнения призабойной зоны пласта. При этом радиус исследования составляет около 40–50 м, т.е. отмеченное снижение проводимости пласта по газу отмечается не локально в окрестности скважины, а в достаточно обширной его части. В том случае, если на полулогарифмическом графике КВД удается выделить прямолинейный участок, то проводимость, определяемая по наклону данного прямолинейного участка (начиная с момента t_1 до момента t_2), характеризует среднюю проницаемость пласта в концентрической зоне, находящейся от скважины на расстоянии от R_1 до R_2, где

$$R_1 = \sqrt{4\varkappa\tau_1} \text{ и } R_2 = \sqrt{4\varkappa t_2}.$$

Если не удается определить точно, что один наклон на полулогарифмическом графике сменяется другим, то предполагается, что средняя проводимость пласта, определенная по КВД, характеризует проводимость пласта на расстоянии

$$R_{иссл} = \sqrt{4\varkappa t_{КВД}}.$$

Соответственно, по скважине №1 видно, что к 2009 году уменьшается проводимость пласта, а скин-фактор, характеризующий состояние призабойной зоны пласта (ПЗП), не изменяется. Это позволяет сделать вывод о том, что наблюдается изменение свойств самого пласта, а не ПЗП.

На другие скважины, по которым отсутствуют серии КВД, вывод распространяется по аналогии.

Отмеченное снижение проводимости может иметь место в пластах с естественной трещиноватостью за счет смыкания трещин при снижении пластового давления. Но поскольку по результатам интерпретации ГДИ отмечается снижение газопроводности пласта при росте пластового давления, то более вероятная причина наблюдаемого снижения проводимости заключается в продвижении фронта краевой воды, либо в подъеме газоводяного контакта. Вторжение воды в газовую залежь с одной стороны приводит к поддержанию пластового давления, что отмечено по результатам ГДИ, при этом, за счет подъема контакта, уменьшается газонасыщенная толщина, а за счет увеличения водонасыщенности снижается фазовая проницаемость по газу. Дополнительным косвенным свидетельством вторжения воды в газовую залежь являются отмечаемые по результатам КВД от 2009 года перераспределения фаз после остановки скважины на КВД, которые характерны для обводняющихся скважин. Выполненный геолого-промысловый анализ данных эксплуатации скважин также свидетельствует о снижении проводимости пласта по газу за счет вторжения воды в газовую залежь. После 2012 года отмечается дальнейшее ухудшение продуктивности скважины, связанное со снижением проводимости пласта по газу.

Параметр	КВД 2006	КВД 2007	КВД 2008	КВД 2009
Дата	10.08.2006	29.05.2007	15.09.2008	17.08.2009
Пластовое давление, кгс/см²	144	145	143	149
Проводимость пласта, мД-м	2,3	2,5	2,0	0,5
Скин-фактор, д.ед.	0,28	0	0,1	0
Примечание		Низкая достоверность		Перераспределение фаз

Таб. 1 — Результаты интерпретации ГДИ скважины 1
Tab. 1 — Results of interpreting test data for well No. 1

Параметр	КВД по внутритрубному давлению	КВД по затрубному давлению
Дата	24.06.2008	24.06.2008
Пластовое давление, кгс/см²	169,5	167
Проводимость пласта, мД-м	0,12	0,14
Скин-фактор, д.ед.	-0,7	-1,8
Примечание	Низкая достоверность, перераспределение фаз	Низкая достоверность, перераспределение фаз

Таб. 2 — Результаты интерпретации ГДИ скважины №2
Tab. 2 — Results of interpreting test data for well No.2

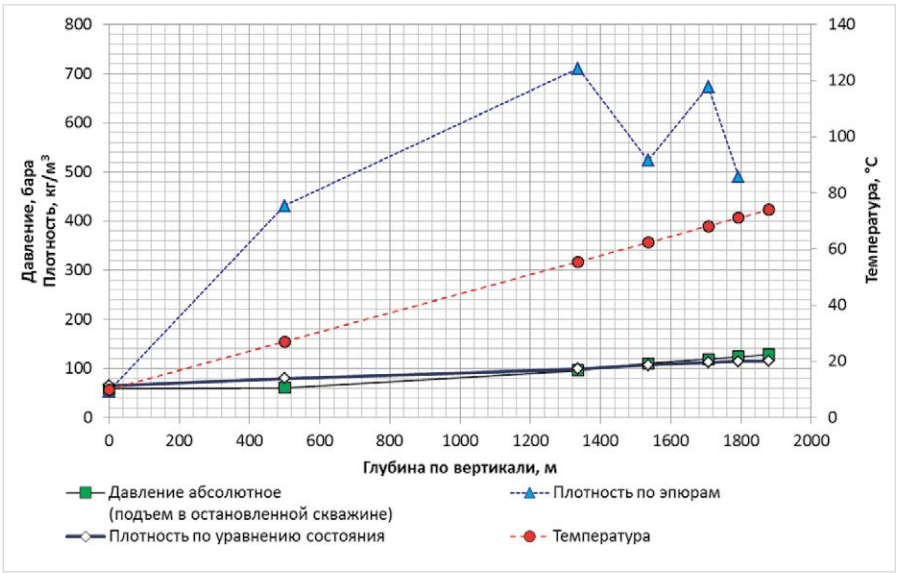


Рис. 3 — Распределение плотности и давлений в скважине №2
Fig. 3 — Distribution of density and pressure in well No.2

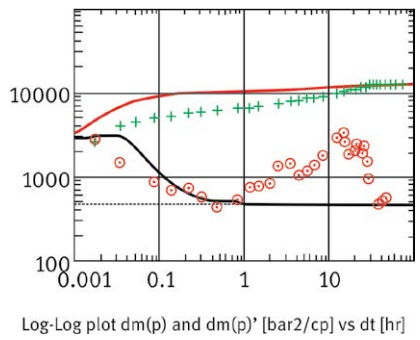
Регистрация КВД скважины №2 происходила на устье. Зарегистрирована динамика восстановления внутритрубного и затрубного давлений, которые в начальный момент отличаются. Данное различие, вероятнее всего, связано с наличием воды в продукции скважины, вследствие чего после остановки происходит перераспределение фаз в стволе скважины. Результаты интерпретации данных гидродинамических исследований скважины №2 приведены в таб. 2.

Наличие жидкости в стволе скважины также подтверждается записью эпюр давления после остановки на КВД. После распределения плотности в стволе скважины соответствует плотности газа, как показано на рис. 3.

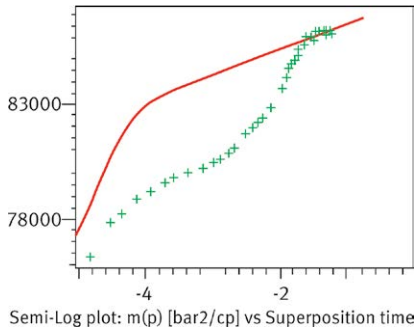
Анализ графического материала позволил выделить наиболее вероятную причину снижения продуктивности скважины. Скорее всего, произошло задавливание жидкости из скважины в пласт, поэтому по состоянию на 21.07.2008 г в остановленной скважине №2 ствол заполнен газом до глубины 2200 м, что следует из средней плотности флюида 160 кг/м³. Далее, после ввода скважины, вероятнее всего, происходит либо приток воды из пласта в скважину, либо накопление конденсата в стволе скважины, за счет чего кажущаяся плотность флюида в стволе составляет в среднем 480 кг/м³, что соответствует плотности конденсата или плотности воды, через которую происходит «барботаж» газа.

Ввиду благоприятных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в зоне дренирования скважины №3, в начальные периоды эксплуатации наблюдается быстрое восстановление давления. Вместе с тем, когда давление активно восстанавливается, его динамика искажена перераспределением фаз в стволе скважины. В более поздние времена, когда искажения, вызванные перераспределением фаз, проявляются в меньшей мере и интерпретация КВД становится затруднительной за счет того, что изменения давления весьма незначительны и находятся на грани разрешающей способности применяемой измерительной аппаратуры.

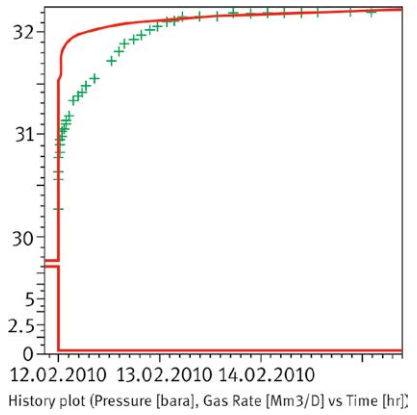
На рис. 4 показана переинтерпретация КВД скважины №3 от 12.02.2010 г. Эти данные являются наиболее достоверными в сравнении с остальными КВД, и являются



А) Log-logграфик КВД



Б) Полулогарифмический график КВД



В) Обзорный график КВД

Рис. 4 — Интерпретация КВД в скважины №3 от 12.02.2010 г
Fig. 4 — Interpreting pressure recovery curve in well No.3 dated 12.02.2010

Параметр	**КВД по внутритрубному давлению**
Дата	12.02.2010 г.
Пластовое давление, кгс/см²	32,45
Проводимость пласта, мД-м	350
Скин-фактор, д.ед.	5,4
Примечание	Низкая достоверность, перераспределение фаз

Таб. 3 — Результаты интерпретации ГДИ скважины №3
Tab. 3 — Results of interpreting test data for well No.3

Дата	**Параметры работы скважины**					
	Давление в буфере, кгс/см²	**Затрубное давление, кгс/см²**	**Диаметр штуцера, мм**	**Дебит газа, тыс.м³/сут**	**Пластовое давление, кгс/см²**	**Давление на забое скважины, кгс/см²**
01.01.2014	26,0	27,0	4	8	31,1	27,7
08.07.2014	22,0	27,0	3,5	5	32,0	28,1
04.05.2015	19,0	24,0	3	5	33,2	31,9
21.12.2015	14,0	24,0	3	1	33,2	24,2
01.07.2016	14,0	24,0	3	1	33,1	24,2

Таб. 4 — Показатели работы скважины №4
Tab. 4 — Performance indicators of well No.4

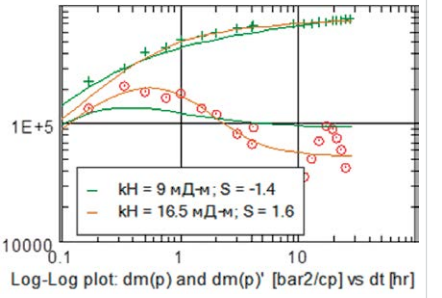
условно-кондиционными, так как график КВД сильно искажен из-за перераспределения фаз при остановке скважины.

Результаты интерпретации приведены в таб. 3 и являются оценочными по причине искажений на графике КВД, которые не позволяют дать однозначное объяснение.

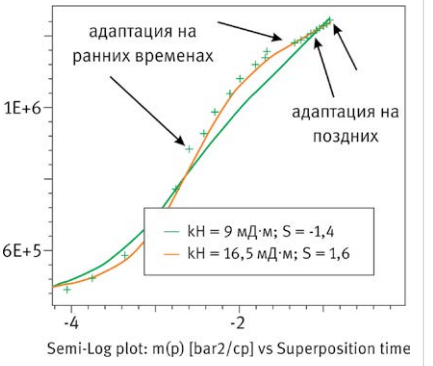
Наличие жидкости в стволе скважины подтверждается записью эпюр давления в работающей скважине от 11.02.2010 г до остановки на регистрацию КВД. Граница раздела фаз в работающей скважине отмечается на глубине около 580 м. Запись эпюр давления в стволе скважин от 14.02.2010 г после остановки на КВД показывает отсутствие жидкости, что свидетельствует о задавливании жидкости в пласт после остановки. Результаты анализа показателей эксплуатации скважины свидетельствуют о том, что с 2015 года наблюдается рост кажущегося фильтрационного сопротивления скважины ΔP2/Q. Наиболее вероятной причиной данного изменения является самозадавливание скважины пластовой водой.

Следует отметить, что ФЕС пласта, значения скин-фактора, а также характер искажений, связываемых с перераспределением фаз в скважине №4 аналогичны скважине №3. Схожей является и динамика параметров эксплуатации скважин №3 и №4 — стабильная работа до начала 2015 года, после чего отмечается резкое снижение дебитов и буферного давления (таб. 4).

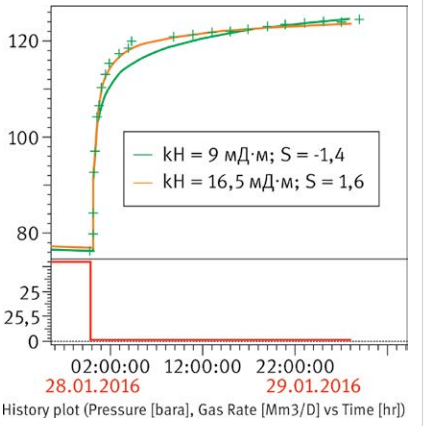
Кривая восстановления давления в скважине №5 зарегистрирована после того, как были вскрыты интервалы верхнего и нижнего палеоцена. По причине того, что имеются только устьевые данные, полученные при регистрации КВД, забойное давление определено путем пересчета на основе устьевого и затрубного давления, что вносит определенную погрешность в достоверность результатов. Кроме того, неоднозначная интерпретация КВД связана с тем, что невозможно однозначно выделить участок псевдорадиального течения на log-log и полулогарифмическом графике из-за малого количества точек по давлению и их разброса (рис. 5). На полулогарифмическом графике вариант kH = 9 мД·м лучше описывает поведение на поздних временах, вариант с kH = 16,5 мД·м — на ранних временах. Данные значения



А) Log-logграфик КВД



Б) Полулогарифмический график КВД



В) Обзорный график КВД

Рис. 5 — Возможные варианты интерпретации ГДИ скважины №5 от 28.01.2016 г
Fig. 5 — Possible scenarios for well test data interpretation for well No.5 dated 28.01.2016

Параметр	Оценка по варианту 1	Оценка по варианту 2
Пластовое давление, кгс/см^2	129,5	124,5
Проводимость пласта, мД-м	9	16,5
Скин-фактор, д.ед.	-1,4	1,6

Таб. 5 — Возможные варианты интерпретации ГДИ скважины №5 от 28.01.2016 г
Tab. 5 — Possible scenarios for well test data interpretation for well No.5 dated 28.01.2016

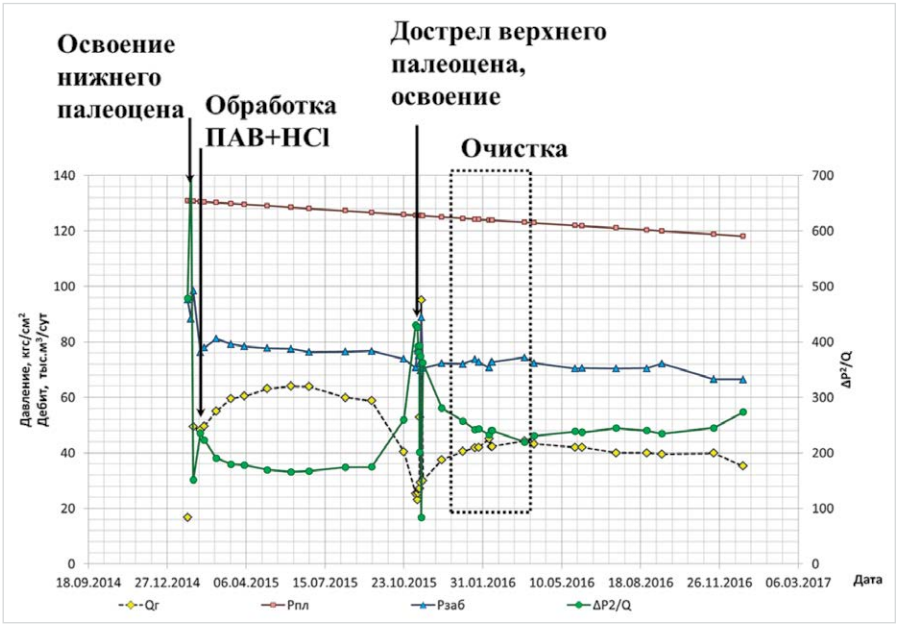


Рис. 6 — Динамика показателей эксплуатации скважины №5
Fig. 6 — Trend development of performance indicators for well No.5

характеризуют интервал неопределённости при установлении проводимости пласта.

Диапазон возможных оценок свойств пласта, получаемых по результатам интерпретации ГДИ, приведен в таб. 5.

В скважине №5 произведены несколько ГТМ, которые различным образом влияли на ее добывные возможности. Для однозначной идентификации механизма повышения или снижения производительности скважин необходимо проведение ГДИ до и после ГТМ.

На рис. 6 приведена динамика основных показателей эксплуатации скважины №5, здесь же отмечено, что в период работы скважины проведена ее обработка раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) — синантолом, и соляной кислотой (12% HCl). Обработка призабойной зоны положительно сказалась на добывных возможностях скважины — произошло увеличение дебита и буферного давления.

После обработки и запуска скважины в работу отмечался период очистки (07.02–02.06.2015 г), в ходе которого продуктивность скважины незначительно выросла, что сопровождалось увеличением дебита скважины и буферного давления.

После приобщения интервала верхнего палеоцена вначале (07.11–16.11.2015 г) было отмечено резкое увеличение фильтрационного сопротивления, связанное с поглощением технологических жидкостей, что вызвало загрязнение призабойной зоны и увеличение скин-фактора. В ходе дальнейшей работы (10.12.2015–24.03.2016 гг) отмечалась очистка скважины, которая выразилась в уменьшении коэффициента фильтрационного сопротивления.

Последующая эксплуатация скважины характеризуется стабильными показателями работы и небольшим ростом коэффициента фильтрационного сопротивления, согласно последним замерам. Для определения причин увеличения фильтрационного сопротивления рекомендуется проведение ГДИ по схеме ИД+КВД на четырех режимах работы с регистрацией КВД глубинным манометром.

После приобщения интервала пласта верхнепалеоценового возраста, в ноябре 2015 г было отмечено резкое увеличение фильтрационного сопротивления. Наблюдается снижение продуктивности, в сравнении с работой интервала пласта в нижнем палеоцене, при этом после очистки скважины запланированная продуктивность не достигается, возникает неопределенность в части того, какие интервалы в настоящее время работают, и каким образом распределяется приток по интервалам нижнего и верхнего палеоцена. Для выделения работающих интервалов рекомендуется проведение промыслово-геофизических исследований по определению профиля притока. В случае невозможности спуска приборов на геофизическом кабеле рекомендуется спуск приборов на ГНКТ.

Итоги

С целью определения причин снижения продуктивности скважин рассматриваемых месторождений Черноморского шельфа, выполнена переинтерпретация КВД. Результаты анализа данных КВД скважины №1, зарегистрированных с 2006 по 2009 год позволили отметить, что по всем зарегистрированным КВД отмечается зашумленность. Кроме того, участки изменения производной давления могут являться свидетельством двойной пористости пласта.

Анализ сводных результатов интерпретации КВД позволяет отметить стабильную динамику снижения проводимости пласта. При этом пластовое давление остается практически постоянным, а в 2009 году демонстрирует динамику роста. Также отмечается практически постоянное значение скин-фактора, близкое к нулю, что свидетельствует об отсутствии загрязнения призабойной зоны пласта.

Выводы

Анализ результатов переинтерпретации КВД и показателей эксплуатации скважин свидетельствует о том, что основной причиной снижения продуктивности скважин №1 и №2 является обводнение пласта как минимум в окрестности 40-50 м. Наиболее вероятной причиной роста фильтрационного сопротивления скважин №3 и №4 является самозадавливание скважины пластовой водой. Кроме этого, снижение продуктивности скважины также связано с ее «засорением» по причине выноса песка, обусловленной слабосцементированным коллектором. Не достижение планируемых дебитов газа в результате приобщения пласта в скважине №5 обусловлено кольматацией жидкостями глушения продуктивных интервалов залежей в нижне- и верхнепалеоценовом стратиграфическом комплексе пород и не достаточно эффективным освоением скважины после проведения геолого-технического мероприятия.

Литература

1. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. М.–Ижевск: ИКИ и РХД, 2008. 668 с.
2. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. М.–Ижевск: ИКИ и РХД, 2008. 652 с.
3. John W. Lee, Robert A. Wattenbarger. Gas Reservoir Engineering. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002, 349 p.
4. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
5. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
6. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера-Трейси // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №7. С. 45-47.
7. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Муслимов Б.Ш. Технологические особенности оптимизации разработки нефтяных месторождений Балтийского шельфа // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №1. С. 32-36.

Explaining the Reasons Why Well Deliverability of Off-Shore Gas and Gas Condensate Fields Is Declining

UDC 622.276

Authors:
Vladimir I. Smurygin — chief of group for well major workover[1]; vsmurygin@gas.crimea.ru
Ruslan U. Rabaev — PhD, head of directorate for oil/gas engineering and project planning[2]; rabaevru@rusoil.net
Bulat S. Muslimov — lecturer of department for development and operation of gas and oil/gas condensate fields[2]; bmuslimov@mail.ru
Shamil Kh. Sultanov — Sc.D., professor of department of geology and prospecting of oil and gas fields2, head of laboratory[3]; ssultanov@mail.ru

[1]The State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol', Russian Federation
[2]FGBOU VO "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, Russian Federation
[3]Institute of strategic researches of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russian Federation

Abstract
The articles postulates possible causes of decline in well productivity in development of gas and gas condensate reserves of the Black Sea off-shore fields. Quantification of the current energy related status of the formation, residual reserves and production capability of the wells as well as their interconnection has been made in the form of a system of equations characterizing the "formation - well" model.

Materials and methods
The holistic analysis of gas or gas condensate deposit development. Methods of statistically processing the production data.

Reults
The results yielded by the analysis of the pressure recovery curve for well No.1 registered between 2006 and 2009 go to show that all the pressure recovery curves have been found to be noisy which, on the one hand, is attributable to the fact that wellhead pressures were registered and, on the other hand, it can be put down to phase redistribution in the well bore after stoppage. Besides, areas of change in pressure derivate can be evidence of formation double porosity and were caused by pressure redistribution between the fracture network and the matrix.
A steady trend for lower conductivity of the rock has been established. Formation pressure continues to be practically the same. Skin factor value close to zero is noted and absence of contamination in the bottomhole zone, too. In the extensive portion of the formation, one can observe reduced conductivity of the formation in respect of gas.
Failure to achieve the planned rate of yield for gas as a result of commingling has resulted from damage caused by well killing fluids to production internals of the deposits in lower and upper Paleocene stratigraphic sequence of rocks and insufficiently effective development of wells after carrying out geotechnical interventions.

Conclusions
Results of re-interpreting the pressure recovery curves and well performance indicators show that the key reasons for reduced productivity of the wells are as follows: water encroachment of bed and sanding up of wells for reasons of sand carry-over caused by weakly cemented reservoir.
The most probable cause of growing filtration resistance in wells is their self-kill with stratum water. When formation conductivity decreases, the condition of its bottomhole zone does not change. Hence, it can be concluded that it is the properties of the formation that change rather than its bottomhole zone.
For purposes of a more in-depth study of the causes responsible for filtration resistance of the wells, it is recommended to conduct special geo-technical interventions and research.

Keywords
gas and gas condensate field, interpreting the pressure recovery curve, hydrological study of the wells, bottomhole formation zone, productivity factor, double porosity

References
1. Deyk L.P. *Prakticheskiy inzhiniring rezervuarov* [Practical Engineering of Reservoirs.]. Moscow–Izhevsk: *IKI*, 2008, 668 p.
2. Uolsh M., Leyk L. Pervichnye metody razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov [Primary Methods of Developing Hydrocarbon Deposits]. Moscow-Izhevsk: *IKI*, 2008, 652 p.
3. John W. Lee, Robert A. Wattenbarger. Gas Reservoir Engineering. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002, 349 p.
4. Zotov G.A., Aliev Z.S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction on Comprehensive Study of Gas and Gas Condensate Formations and Wells]. Moscow: *Nedra*, 1980, 301 p.
5. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. *Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin* [Manual on Well Research]. Moscow: *Nauka*, 1995, 523 p.
6. Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Modelirovanie raboty zalezhi pri vodonapornom rezhime zakonturnykh vod s ispol'zovaniem metoda material'nogo balansa i algoritma Kartera-Treysi [Simulating Operation of a Deposit in Edge Water Drive Using Material Balance Method and Carter and Tracy Algorithm]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 7, pp. 45–47.
7. Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Muslimov B.Sh. Tekhnologicheskie osobennosti optimizatsii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy Baltiyskogo shel'fa [Process Features of Optimizing Development of the Baltic Sea Off-Shore Oil Fields] // Exposition Oil Gas, 2016, issue 1, pp. 32–36.

ГОДОВОЙ ПЛАН
МЕРОПРИЯТИЙ

УДК 622.276

Применение оборудования для многофункциональных скважин в целях повышения нефтеотдачи пластов

А.М. Насыров
профессор[1]

Д.В. Пепеляев
ведущий специалист по внедрению систем и развитию[2]

Ю.Н. Стефанович
заместитель директора по внедрению оборудования[2]

А.В. Владимиров
аспирант[1]

[1]Институт нефти и газа им. М.С.Гуцериева, Ижевск, Россия
[2]ООО ПКТБ «Техпроект», Пермь, Россия

Вовлечение в разработку малопродуктивных интервалов в разрезе залежи обработкой призабойных зон пласта (далее — ПЗП) не всегда дает положительные результаты, поэтому часть продуктивных пластов в добывающих и нагнетательных скважинах оказываются законсервированными на многие годы [1].
Ряд специалистов частичное решение данного вопроса видят в применении оборудования для одновременно-раздельной добычи (далее — ОРД) и одновременно-раздельной закачки и добычи (далее — ОРЗиД).
В данной статье излагаются основные особенности и ограничения, которые должны учитываться и осуществляться при использовании технологии ОРЗиД.

Материалы и методы
Промысловые исследования и опытно-промышленные испытания. Аналитические расчеты по известным формулам.

Ключевые слова
одновременно-раздельная закачка и добыча, компоновка оборудования, коаксиальная схема

Мониторинг возможности и определение критериев применения одновременно раздельной эксплуатации для одного объекта

Если залежь состоит из нескольких неоднородных продуктивных пластов со значительным отличием фильтрационно-емкостных свойств, то пласты с худшими коллекторскими свойствами оказываются невовлеченными в разработку. При этом вовлечение в разработку слабопроницаемых пластов, путем выполнения очистки призабойной зоны и других видов геолого-технических мероприятий, удается не всегда. Также в нагнетательных скважинах — если в разрезе объекта разработки несколько перфорированных пластов, а нагнетание воды ведется только в высокопроницаемые пласты, то малопроницаемые — остаются практически захороненными и не участвуют в разработке залежи нефти. Так, например, на Гремихинском месторождении залежь А4 (башкирский ярус) имеет по разрезу до 7 пластов, а закачка ведется по ряду скважин в 3–4 пласта при давлении на устье 70–80 атм. Для обеспечения приемистости других пластов, необходимо довести давление закачки до отметки выше 150 атм.

Возникает необходимость применять другую систему закачки агента вытеснения, или локальную систему поддержания пластового давления, повышающую давление закачки. В любом случае, подобные мероприятия дорогостоящие и технически непростые.

В таких случаях многие специалисты считают возможным вовлечение в разработку малопроницаемых пластов при помощи оборудования многофункциональных скважин — ОРД и ОРЗиД [3]. Однако, сначала следует оценить потенциал добычи нефти из малопроницаемых пластов путем их поинтервального пробного освоения. По экономическим соображениям дебит по нефти при организации одновременно-раздельной эксплуатации должен составлять не менее 3–5 т/сут, в целях обеспечения оптимальных сроков окупаемости вложенных средств.

При этом надо заметить, что для вовлечения в разработку неработающих пластов с применением указанного оборудования в добывающих скважинах больших проблем нет, требуется только наличие непроницаемых пропластков около 3 м. В то время, как для нагнетательных скважин все обстоит значительно сложнее.

При внедрении технологии ОРЗиД в одном объекте разработки необходимо учитывать, что на пакерующий элемент между интервалами добычи жидкости и закачки воды воздействует повышенный перепад давления. Например, если на забое добывающей зоны давление будет 6,0 МПа, давление нагнетания на устье скважины — 15,0 МПа, то на глубине 1000 м на пакер будет воздействовать перепад:

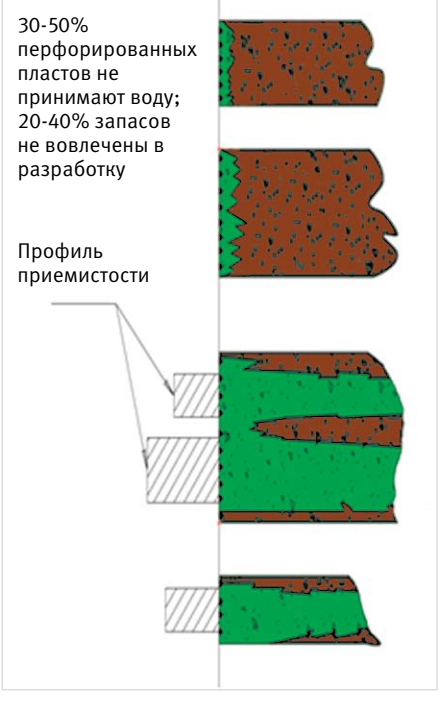


Рис. 1 — В многопластовых залежах значительная часть пластов не вовлечена в разработку

Fig. 1 — A considerable part of formations in multi-zone reservoirs is not developed

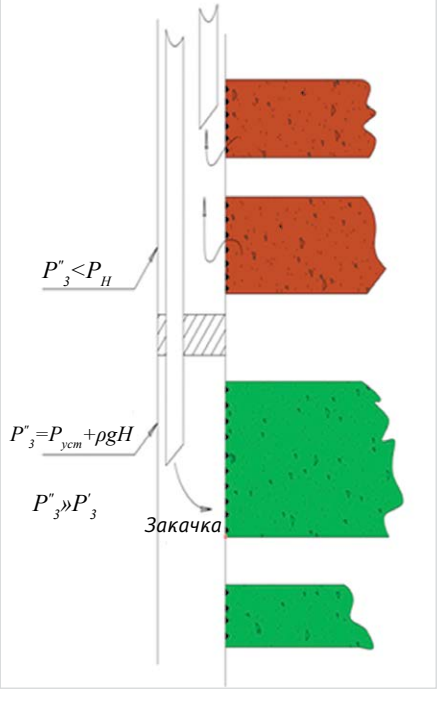


Рис. 2 — Вовлечение в разработку путем одновременно-раздельной закачки и добычи

Fig. 2 —Involving in development by means of dual injection and production operations

$$15{,}0+10{,}0-6{,}0=19{,}0\ МПа. \quad (1)$$

Для таких перепадов давления непроницаемая перемычка между пластами должна быть не менее 5–6 м. Кроме того, в случае применения коаксиальных схем компоновки оборудования ОРЗиД существует ряд других требований, которые надо учитывать и соблюдать. С учетом обводнения продукции и рентабельной добычи нефти из малопроницаемых пластов не менее 3–5 т/сут, внутренние насосно-компрессорные трубы (далее — НКТ) должны обеспечить добычу жидкости не менее 15 м³/сут. Такой объем может быть достигнут при диаметре насоса 32 мм и диаметре НКТ не менее 48 мм. Для закачки жидкости до 100 м³/сут диаметр наружных НКТ должен быть не менее 89 мм.

Таким образом, можно выделить основные критерии осуществления ОРЗиД:

- наличие в разрезе нагнетательной скважины неработающих нефтяных пластов, имеющих значительные запасы нефти;
- потенциал добычи нефти из неработающих пластов составляет не менее 3–5 т/сут (это определяется путем поинтервального освоения);
- максимальная обводненность продукции — 80%;
- наличие непроницаемой перемычки между пластами, куда закачивается вода и откуда предполагается добыча нефти, — не менее 5 м;
- высокое качество цементного камня за эксплуатационной колонной в интервале перемычки;
- габариты скважины и компоновка скважинного оборудования для ОРЗиД должны допускать использование НКТ, диаметром 48 мм, для добычи жидкости не менее 15 м³/сут, а диаметром 60 мм — до 30 м³/сут;
- компоновка оборудования для ОРЗиД должна позволять производить технологические операции по промывке скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений (далее — АСПО) и эмульсии, а также глушение части скважины, откуда добывается нефть;
- компоновка скважинного оборудования должна позволять подъем насоса без подъема пакера.

При обеспечении соблюдения требований промышленной безопасности можно применять двухрядную (параллельную) компоновку НКТ, однако технически проще использование коаксиальной схемы компоновки подземного оборудования.

Применение коаксиальных схем компоновки скважинного оборудования при ОРЗиД

В случае применения коаксиальных схем компоновок скважинного оборудования значительно упрощаются спуско-подъемные операции (далее — СПО) НКТ и штанг по сравнению с вариантом спуска двухрядной колонны НКТ. При этом возможно следующее сочетание стандартного подземного оборудования.

1. Используются наружные НКТ диаметром 89х6,5 мм, внутри которых спускается труба диаметром 48х4 мм, для подъема нефти. Для привода плунжера используются штанги — 16 мм, с муфтами уменьшенного диаметра. Применяется насос диаметром 32 мм.
2. В отдельных случаях, когда кривизна скважины небольшая, как исключение можно применить наружную НКТ диаметром 89х6,5 мм, а внутреннюю — 60х5 мм. Однако предварительно необходимо обтачивать муфты НКТ (чтобы уменьшить радиус на 1,5 мм), а также снять фаски на торцах муфты. В данном случае можно применять насос диаметром 44 мм (20–125 ТНС) со штангами — 16 и 19 мм.
3. При добыче высоковязких нефтей штанговыми скважинными насосными установками с использованием НКТ диаметром 48 мм, может не обеспечиваться необходимый объем добычи жидкости, поэтому НКТ диаметром 60 мм рекомендуется спускать в трубу большего диаметра (102 мм). При этом допустимый темп набора кривизны ствола скважины в интервале спуска и работы насоса достаточно большой, риски прихвата внутренних НКТ и искривления насоса при проведении СПО исключаются.

В любом случае, при коаксиальном спуске НКТ необходимо рассчитать предельный угол набора кривизны на 10 м ствола скважины, при котором начинается изгиб внутренней трубы или насоса. Оценочный расчет темпа допустимого набора кривизны рекомендуется проводить по формуле:

$$Y=arctg\ Dн\text{-}dв/5000, \quad (2)$$

где $Dн$ — внутренний диаметр наружной трубы, мм

$dв$ — наружный диаметр внутренней трубы, мм

Методика показана на рис. 4.

4. При добыче высоковязких нефтей и эмульсий увеличивается вероятность зависания штанг из-за гидравлического трения, при движении вниз. Чтобы этого не случилось, необходимо произвести расчет возможности работы ШСНУ в условиях образования высоковязких эмульсий по формуле Пирвердяна – Силкина. Допустимое произведение длины хода S в метрах и число качаний в минуту находятся из выражения:

$$n \times S_{доп} = \frac{P^{'} \cdot (m - 1.2743)}{156 \cdot 10^{-9} \cdot (L + L_{экв}) \cdot \upsilon \cdot \rho_{ж}}, \quad (3)$$

где $n \times S_{доп}$ — произведение числа качаний на длину хода, мин$^{-1}$·м;

P — вес штанговой колонны в жидкости, кг;

m — соотношение внутреннего диаметра труб к диаметру штанг;

L — глубина спуска насоса, м;

υ — кинематическая вязкость жидкости, мм²/сек;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости, кг/м³;

$L_{экв.}$ — длина штанг, эквивалентная сумме местных сопротивлений на штанговых муфтах.

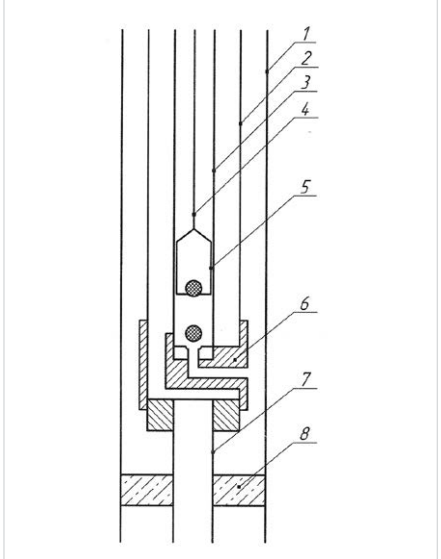
Из экспериментальных данных можем допустить:

$$L_{экв} = 3{,}9 \cdot n_{m}, \quad (4)$$

где n_m — число муфт в штанговой колонне.

5. Большая величина перепада давлений между нагнетательной и добывающей системами требует установки предохранительных устройств на случай прорыва воды в добывающую линию.

Для этого, при внедрении ОРЗиД, проектной группой ООО «Техпроект» используется специальная устьевая арматура с защитной системой (рис. 5).



1 — эксп. колонна, 2 — внешняя НКТ, 3 — внутренняя НКТ, 4 — насосные штанги, 5 — плунжерный насос, 6 — распределительный узел, 7 — НКТ, 8 — пакер

Рис. 3 — Коаксиальная схема компоновки оборудования ОРЗиД

Fig. 3 — Coaxial diagram of dual injection and production equipment arrangment

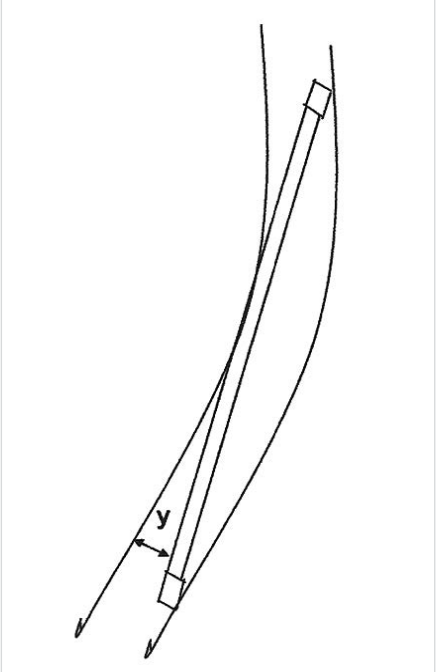


Рис. 4 — Оценка вписываемости внутренних НКТ или насоса в наружные НКТ

Fig. 4 — Assessment of installability of internal oil-well tubing or pump into outer pipes

Рис. 5 — Устьевая арматура для ОРЗиД

Fig. 5 — Wellhead equipment for dual injection and production

Адаптация технологической схемы и методов борьбы с осложнениями при ОРЗиД

Наиболее вероятными осложнениями при ОРЗиД могут быть следующие:

- АСПО в НКТ;
- коррозия в НКТ и оборудовании;
- образование высоковязкой эмульсии.

Интенсивность образования АСПО в НКТ при применении коаксиальных труб будет выше, чем при обычной технологии добычи нефти из-за малого проходного сечения для жидкости в НКТ.

В то же время обычная горячая промывка не будет давать ожидаемого эффекта из-за отсутствия прямого контакта горячей нефти с НКТ добывающей колонны. Горячую обработку не рекомендуется проводить из-за температурных удлинений НКТ, во избежание разгерметизации пакера.

В этом случае борьба с АСПО должна проводиться следующими способами:

- дозировка ингибитора АСПО в затруб скважины;
- промывка растворителями или заливка в затруб;
- обработка скважины раствором моющих веществ.

Для компоновок двухрядной и коаксиальной колонны НКТ в случае добычи с нижних пластов и закачки в верхние пласты борьба с АСПО усложняется. Предупреждение и удаление отложений может происходить при применении специальных поднасосных дозаторов, капиллярных трубок и т.д.

Борьба с коррозией оборудования как особо актуальный вопрос возникает при ОРЗиД в случае закачки сточной воды. Максимум отрицательного влияния следует ожидать при компоновке коаксиальных НКТ и закачке по межтрубному пространству между наружной и внутренней трубы.

Наименьшее влияние агрессивной сточной воды на оборудование при ОРЗиД будет при двухрядной компоновке.

В любом случае, при закачке сточной воды следует предпринимать меры по предупреждению интенсивной коррозии металла, такие как:

- подача в систему поддержания пластового давления ингибитора коррозии;
- применение футерованных антикоррозионными материалами НКТ;
- применение антикоррозионных труб.

Образование эмульсии и борьба с ней при ОРЗиД особенно актуальны в связи с применением НКТ малого диаметра, при котором повышается вероятность образования высоковязких эмульсий и зависание насосных штанг.

Предупреждение образования высоковязких эмульсий производится путем подачи деэмульсаторов с помощью дозаторов и метанольниц, а ликвидацию высоковязкой эмульсии в системе производят промывкой растворами деэмульсатора.

Для примерного расчета температурного удлинения колонны НКТ и штанг, в случае применения температурного воздействия, используют классическую формулу:

$$\Delta l = £ L \Delta t, \quad (5)$$

где Δl — изменение длины подвески, м

$£ = 12 \cdot 10^{-6}$, градус -1 — коэффициент линейного расширения

L — длина подвески, м

Δt — изменение температуры, градусы.

Растягивающие и сжимающие нагрузки в колонне НКТ возникают от воздействия давления флюида или от веса жидкости в трубах.

Расчет изменения длины подвески производят после определения величины возникающего усилия, действующего на колонну НКТ:

$$\Delta l = FxL / SxE, \quad (6)$$

где Δl — изменение длины, м

F — приложенное усилие, Н (Ньютон)

L — длина колонны НКТ (штанг), м

S — площадь сечения металла, м^2

$E = 20 \cdot 10^{10}$, Н/м^2 — модуль упругости металла.

Итоги

Рассмотрена возможность применения оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов с целью увеличения нефтеотдачи залежей нефти.

Выводы

Оборудование для раздельной эксплуатации можно применять при вовлечении в разработку неработающих пластов в пределах одного объекта, однако это сопряжено с рядом ограничений и сложностей, препятствующих внедрению этой технологии.

Список литературы

1. Аржанов А.Ф. Строительство скважин многофункционального назначения (теория, практика, проектные решения). Тюмень, 2006. 297 с.
2. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю., Саприна О.А. Определение местоположения в разрезах скважин Чаяндинского месторождения границ хамакинского продуктивного горизонта. Вести газовой науки. 2013. № 1. С. 174–183.
3. Патент №146362. Установка для одновременно- раздельной добычи и закачки в одной скважине, приоритет 10.10.2014, кл. E 21 B 43/14.
4. Насыров А.М., Борхович С.Ю. Устранение осложнений при нетрадиционных способах добычи нефти. Нефть. Газ. Новации. 2017. №7. С. 42–45.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Use of multipurpose wells equipment to enhance oil recovery

UDC 622.276

Authors:
Amdakh M. Nasyrov — professor[1]; amdakh-nasyrov@rambler.ru
Dmitriy V. Pepelyaev — lead specialist for system installation and development[2]
Yuriy N. Stefanovich — deputy director for introduction of equipment[2]
Aleksey V. Vladimirov — graduate student[1]

[1]Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation
[2]LLC "Tekhproyekt", Perm', Russian Federation

Abstract

Involving low-productive intervals in the development of one deposit by means of the bottom-hole formation zone treatment does not always deliver a positive result, which is why a part of productive intervals in producers and injectors stay suspended for years.
Some specialists consider that using dual production operation equipment and dual injection and production operation equipment can be a solution to the problem.
This article states basic peculiarities and limitations to be taken into consideration and implemented when using dual injection and production operation technology.

Materials and methods

Field research and pilot testing. Analytical evaluation by existing formulae.

Results

We reviewed an opportunity to use equipment for dual formation operation to enhance the hydrocarbon recovery.

Conclusions

One can use dual operation equipment when involving non-operating formations within one object; however, this is related to certain limitations and complications suppressing the working of this technology.

Keywords

dual injection and production operation, equipment arrangement, coaxial diagram

References

1. A.F. Arzhanov. Multipurpose well construction (theory, practice, design solutions). Tyumen', 2006, 297 p.
2. Ryzhov A.E., Krikunov A.I., Ryzhova L.A., Kanunnikova N.Yu., Saprina O.A. Defining the location in sections of Chayandinskoye field within Khamakhinsky productive horizon. *Vesti gazovoy nauki*, 2013, issue 1, pp. 174–183.
3. Patent №146362. One well dual injection and production unit. Priority from 10.10.2014, kl. E 21 B 43/14.
4. Nasyrov A.M., Borkhovich S.Yu. Elimination of complications at non-conventional oil extraction methods. Oil. Gaz. Novation, 2017, issue 7, pp. 42–45.

Качество, подтвержденное испытаниями

АО «Делан» совместно с ООО «Газпром Трансгаз Волгоград» провели опытно-промышленные испытания на объектах Фроловского ЛПУ МГ. Специалисты изучали технологию нанесения защитных изоляционных покрытий на основе материала «Canusa Wrapid Bond», наружного защитного покрытия (ЗП) «Canusa HBE–HT», рулонного материала «РАМ» с применением средств малой механизации типа «Беличье колесо» и «РИМ», производства АО «Делан».

Испытания проводились на четырех участках магистрального трубопровода. Представители Фроловского ЛПУ предварительно подготовили трубопровод к нанесению изоляции: была выполнена очистка ручным способом с применением шлифмашины лепестковым диском. На глубине 80 см специалисты перехода «земля – воздух» на объекте узла очистки газа КЦ–1 выходного трубопровода Ду–400 «Делан» выполнили ручное нанесение изоляционного покрытия на основе вискоэластичной ленты «Canusa Wrapid Bond» и защитной обертки «Canusa Wrapid Coat». По завершении работ, через 24 часа, была проведена оценка качества нанесенного ЗП. Толщина конструкции составила 3,86–5,32 мм, а адгезия — 4,5 кг/см.

Особенностью вискоэластичных материалов является их универсальность при использовании на трубопроводах различного диаметра. Например, узел подключения МГ «Оренбург — Новопсков» в месте пересечения входного шлейфа с КЦ–3 с газопроводом Ду–1200 было также применено изоляционное покрытие на основе вискоэластичной ленты «Canusa Wrapid Bond» и ремонтной заплаты «Canusa CRPN». На этом же объекте специалисты провели изоляцию шарового крана Ду–300 на объекте узла подключения КЦ–3 Крана №17. Методом безвоздушного напыления было нанесено изоляционное покрытие «Canusa HBE–HT», с применением мелкокапельного распылителя «Canusa» со сменным картриджем объемом 1 л. Толщина конструкции составила 2,2–2,38 мм.

— Защитное антикоррозионное покрытие на основе ленты «Canusa Wrapid Bond», защитной обертки «Canusa Wrapid Coat» и «Canusa HBE–HT», нанесенное на переходы «земля – воздух», по проверенным показателям соответствует требованиям ТУ и ПАО «Газпром», — комментирует Динис Гареев, директор по продажам антикоррозионных материалов АО «Делан».

Из заключения специалистов следует, что все образцы справились со своими задачами. По результатам отчетов антикоррозийные материалы полностью соответствуют выдвигаемым к ним требованиям и обеспечивают выполнение ремонта, а также защиту от агрессивного воздействия среды.

ГК РУСКОМПОЗИТ
ДЕЛАН

117638, г. Москва, ул. Одесская,
2 Бизнес-Центр «Лотос», башня С
+7 (495) 641-91-01
www.delan.su
info@delan.su

УДК 622.692.4+622.24

Формирование ствола скважины на границе инженерно-геологических элементов при строительстве трубопроводов методом ННБ

Р.А. Капаев
главный специалист отдела сопровождения ПИР объектов ТПР и КР
KapaevRA@ak.transneft.ru

ПАО «Транснефть», Москва, Россия

Статья посвящена изучению вопросов изменения траектории ствола скважины для протаскивания трубопровода на границе изменения физико-механических свойств разбуриваемых грунтов при строительстве магистральных трубопроводов методом наклонно-направленного бурения.
В данной работе рассмотрены вопросы взаимодействия породоразрушающего инструмента при расширении пилотной скважины с разбуриваемыми грунтами. Описан механизм образования уступов, изменяющих эффективный диаметр построенного ствола скважины и приводящих к увеличению тяговых усилий при протаскивании трубопровода в скважину.

Материалы и методы
Геометрические построения взаимодействия бурового инструмента и разбуриваемых грунтов.

Ключевые слова
подводный переход, наклонно-направленное бурение, магистральный трубопровод, геометрия и конструкция породоразрушающего инструмента, литологические границы, азимут падения, азимут скважины

В технологии строительства переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды методом наклонно направленного бурения (ННБ) необходимо пробурить скважину большого диаметра (до 1800 мм), для протаскивания в нее дюкера. Выполнение буровых работ связано с решением сложных технических вопросов по стабилизации ствола скважины, удержанию геометрических параметров скважины в проектных размерах, обеспечению выноса выбуренного шлама, или его распределению в стволе скважины для успешного завершения строительства трубопровода [1].

В процессе строительства скважины необходимо уделять значительное внимание пространственному положению бурового инструмента, особенно при прохождении границ геологических элементов. Это связано с тем, что траектория скважины определяется взаимоотношениями между тяговотолкающими усилиями, реализуемыми буровой установкой, прочностью пород, площадью взаимодействия породоразрушающего инструмента (расширителя) с породой, механической скоростью бурения при прохождении границ геологических элементов, веса бурового и породоразрушающего инструмента (расширителя и буровых труб) и т.д.

Механическая скорость бурения в свою очередь зависит от многих факторов, таких как: скорость подачи бурового инструмента и реализуемых силовых параметров в процессе бурения, реологических свойств бурового раствора, типа применяемого расширителя и т.д. [2]. Все указанные параметры должны быть взаимосвязаны с конструкцией породоразрушающего инструмента и прочностными свойствами проходимых пород.

Изучение вопросов, связанных с геометрией и конструкцией породоразрушающего инструмента, а также геологических границ на траектории ствола скважины позволит избежать осложнений и аварий в строительстве подводных переходов, выполняемых методом наклонно-направленного бурения.

Влияние изменений в пространственном положении ствола скважин на результаты строительства подводных переходов

Одной из основных проблем, возникающих при бурении скважин большого диаметра, является изменение пространственных размеров ствола. Причины нарушения геометрии скважин могут быть разными и они такие же, как и при бурении глубоких скважин на нефть и газ [3], но усугублены диаметром разрабатываемой скважины. При нарушениях геометрии скважины меняется эффективное проходное сечение скважины, что приводит к силовому взаимодействию между протаскиваемым трубопроводом и стенками скважины, сопровождающееся увеличением тяговых усилий, нарушению изоляции трубопровода, а в некоторых случаях к аварийным ситуациям с заклиниванием дюкера.

В строительстве переходов возникали аварийные ситуации, связанные с неоднородностью геологического разреза. Так, в 2002 году, при строительстве перехода магистрального нефтепровода Сургут – Полоцк через реку Ока, на этапе расширения происходили заклинивания и затяжки расширителей, сопровождавшиеся сломом бурового инструмента. Геологический разрез перехода через р. Ока представлен чередованием суглинков, супесей, глин, песка, ангидритов, гипсов и доломитов различной твердости. Дополнительные затраты рабочего времени на ликвидацию последствий аварий привели к увеличению сроков строительства подводного перехода. Строительство перехода, в конечном итоге, было завершено траншейным методом, при этом затраты подрядной организации на строительство перехода были компенсированы только частично.

При строительстве перехода магистрального нефтепровода Сургут – Полоцк через р. Улейма в 2004 году наблюдались заклинивания расширителей в интервалах прохождения геологических границ. Заклинивание дюкера при протаскивании произошло в 120 м от точки выхода дюкера, на дистанции 410 м от входа дюкера в скважину. Строительство перехода завершено траншейным способом от точки заклинивания дюкера (рис. 1). Подрядная организация понесла дополнительные затраты на разработку котлована глубиной более 6 м и завершение работ траншейным способом.

Подобное техническое осложнение возникло и при строительстве подводного перехода через р. Белая нефтепровода УБКУА, выполненного в 2017 г с применением технологии цементации гравелистых грунтов. Цементирование гравелистых грунтов проводилось с применением технологии струйной цементации [4]. Произведено 4 попытки протаскивания дюкера в скважину. Каждая попытка сопровождалась повышением тяговых усилий. После извлечения дюкера зафиксированы повреждения изоляции дюкера по окружности трубы в секторе ~ 260° ↔ 20° по направлению протаскивания (рис. 2), свидетельствующие о нарушенной геометрии ствола скважины. Заказчик и подрядная организация понесли дополнительные затраты на проектирование и строительство нового створа, на привлечение дополнительных человеческих ресурсов и оборудования.

Таким образом, отклонения пространственного положения скважины от проектного

положения, создают дополнительные сопротивления, вызванные взаимодействием протаскиваемого трубопровода со стенками скважины, приводящие к увеличению тяговых усилий и нарушению изоляции трубопровода. Для предотвращения подобных технических проблем, необходимо изучать условия и особенности работы бурового инструмента в строительстве горизонтальных скважин большого диаметра при сооружении подводных переходов магистральных трубопроводов.

Особенности механики работы бурового инструмента в скважине большого диаметра

Детализуем отдельные элементы взаимодействия породоразрушающего инструмента при прохождении грунтов, различающихся по прочности. Рассмотрим работу расширителя при прохождении через границу твердых и мягких грунтов (рис. 3, 4).

При наличии на участке траектории ствола скважины литологической или геологической границы, например, перехода из мягкой породы (глины, пески, гравелистые грунты) в твердые грунты (известняки, аргиллиты), расширитель, двигаясь в разбуренной до промежуточного диаметра скважине, соприкасается с твердой породой в точке контакта расширителя с литологической границей и начинает скользить по границе с твердыми грунтами. Не оптимально реализуемые параметры бурения (скорость подачи каретки, скорость вращения), нерациональное размещение и количество разрушающих элементов на расширителе, не оптимизированная компоновка бурильного инструмента, отсутствие центраторов в компоновке бурильного инструмента приведет к изменению траектории ствола скважины от проектных значений.

Чаще всего, причина изменения траектории ствола расширенной скважины заключается в отсутствии породоразрушающих элементов в точке контакта расширителя с породой, их недостаточное количество или нерациональное размещение, осуществляемое без учета геометрических параметров и сил, действующих в месте контакта. Но даже при наличии правильно подобранного вооружения и конструкции породоразрушающего инструмента увеличение тягово-толкающих усилий приводит к скольжению расширителя по границе геологических разностей, сопровождаемому увеличением крутящего момента во время прижимания компоновки рабочих элементов бурильной колонны к своду скважины вследствие возрастания сил трения и реакции от твердой поверхности.

Распределение векторов сил при прохождении расширителем интервала, характеризующегося переходом из мягких пород в твердые, показано на рис. 4. На расширитель действуют: вес инструмента — G, тягово-толкающее усилие — F, реакция опоры N_1, N_2:

$$\bar{N}_1+\bar{N}_2+\bar{G}+\bar{F}=\bar{F}_{общ}, \quad (1)$$

где N_1 — реакция опоры твердых грунтов, N_2 — реакция опоры мягких грунтов. Сумма векторов всех приложенных к расширителю усилий равна $F_{общ}$.

При прохождении расширителем литологической границы в направлении от твердых грунтов к мягким (рис. 5, 6), также меняется пространственное положение ствола

Рис. 1 — Вскрытая часть геологического разреза подводного перехода магистрального нефтепровода Сургут – Полоцк через р. Улейма в месте остановки дюкера при протаскивании

Fig. 1 — The dig-out part of underwater crossing of the pipeline through the Uleyma river at the place where the pipeline is stopped while pulling

Рис. 2 — Нарушение изоляции трубопровода при нарушенной геометрии ствола скважины

Fig. 2 — Damaged insulation of the pipeline in the case of the well shaft geometry damage

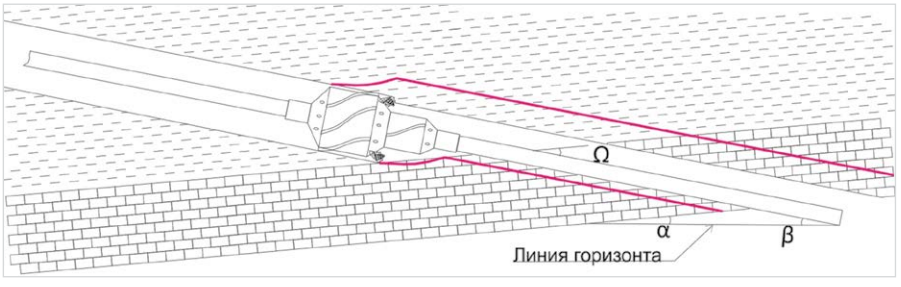


Рис. 3 — Изменение траектории ствола скважины при прохождении границ с разными физико-механическими свойствами грунтов (из менее прочных грунтов в более прочные)

Fig. 3 — Change in the well shaft path when passing through the boundaries with different physical and mechanical properties of soils (from less strong soils into stronger soils)

Рис. 4 — Схема действующих сил при прохождении расширителем границы пород из мягких в твердые

Fig. 4 — Diagram of acting forces when the boring head passes the boundaries of rocks from soft to hard

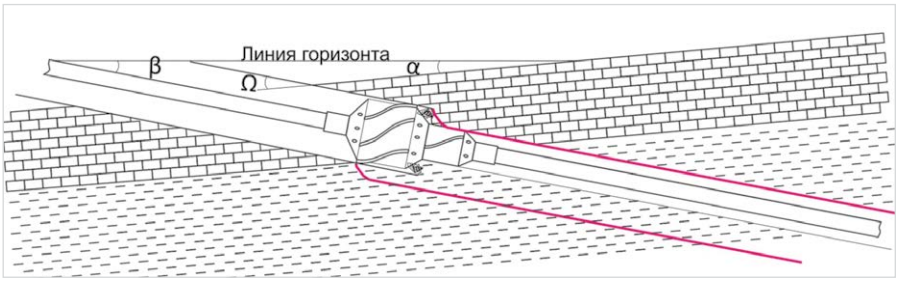


Рис. 5 — Изменение траектории ствола скважины при прохождении границ с разными физико-механическими свойствами грунтов (из более прочных грунтов в менее прочные)

Fig. 5 — Change in the well shaft path when passing the boundaries with different physical and mechanical properties of soils (from stronger soils to less strong soils)

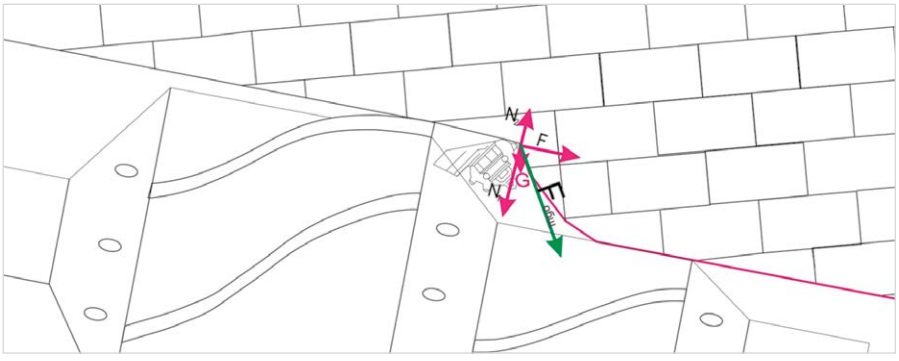


Рис. 6 — Схема действующих сил при прохождении расширителем границы пород из твердых в мягкие

Fig. 6 — Diagram of acting forces when the boring head passes the boundaries of rocks from hard to soft

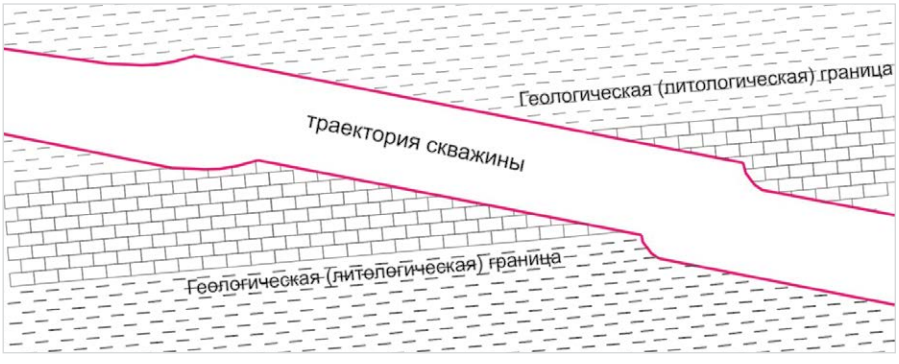


Рис. 7 — Траектория расширенной скважины на границе изменения литологии пород по оси скважины

Fig. 7 — Expanded well path on the boundary where rock lithology changes on the well axis

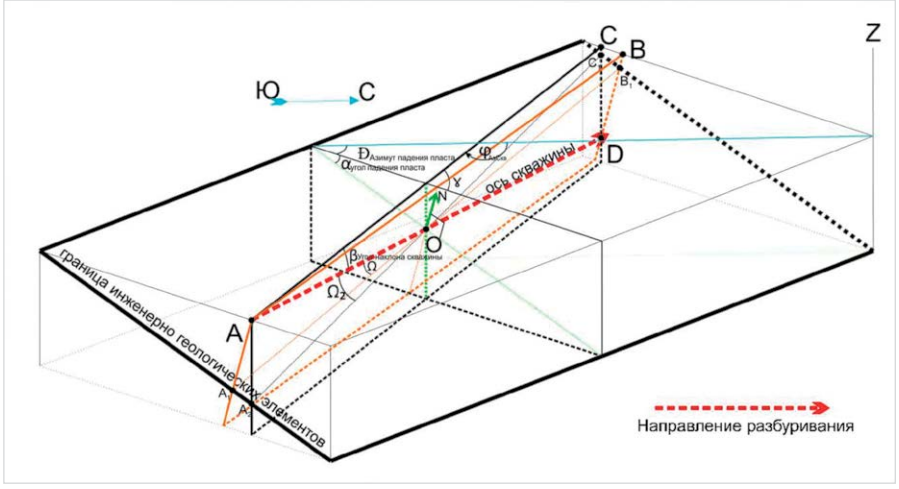


Рис. 8 — Пространственная схема для прогноза траектории скважины

Fig. 8 — Spatial schematic for the forecasting of well path

скважины. При выходе расширителя из твердых пород в мягкие, в верхней точке соприкосновения расширителя с литологической границей образуется уступ. Распределение векторов сил показано на рис. 6.

В конечном итоге расширенная скважина на участке прохождения литологической границы выглядит так, как показано на рис. 7. Расширенная скважина осложняется 2-мя уступами.

Условием, при котором траектория скважины не будет отклоняться от заданного проектного направления, является параллельность общего вектора действующих на расширитель сил с осью скважины

$$\overline{F}_{общ} \,||\, \overline{F}, \tag{2}$$

или

$$\overline{N}_1+\overline{N}_2+\overline{G}+\overline{F}||\overline{F}. \tag{3}$$

Для достижения условия совпадения направления суммарных приложенных сил необходимо выполнение условия

$$\overline{N}_1=-\overline{N}_2. \tag{4}$$

При этом реакция опоры N_1 и N_2 зависит от приложенной силы F, согласно законам механики, чем больше приложенная сила F, тем больше реакция опоры.

Выполнение условия (3) реализуется, при условии равенства N_1 и N_2 в случае, когда расширитель двигается в однородной среде. На буровой инструмент действует сила от веса самого инструмента G, которая, впрочем, частично компенсируется изменением направления вектора приложенных тягово-толкающих усилий. Как правило, при расширении скважины применяется метод «на себя», и в этом случае точка приложения тягового усилия расположена в точке выхода расширителя на поверхность земли. Вектор приложенных усилий будет всегда направлен в сторону точки выхода бурового инструмента, чем и компенсируется действие сил гравитации на буровой инструмент.

Необходимо отметить, что на рис. 7 показан случай, когда азимут падения пластов совпадает с азимутом горизонтальной проекции скважины. В этом случае двумерный чертеж показывает конфигурацию скважины без искажений. В случае несовпадения азимута падения пластов и азимута вертикальной проекции скважины, двумерный чертеж будет искажать ее реальную конфигурацию. Поэтому необходимо проводить трехмерные построения для определения поведения траектории скважины в пространстве.

Наличие литологических границ на пути траектории скважины является одним из факторов, приводящих к нарушению геометрии ее ствола и осложнению для протаскивания дюкера. Знания механизма образования уступов помогут при конструировании геометрических размеров расширителей, расположения породоразрушающих элементов на их корпусе, а также в подборе элементов компоновки буровой колонны, что обеспечит ее жесткость при прохождении литологических границ.

Понимание физических процессов, происходящих при прохождении буровым инструментом литологических границ, имеет

практическое значение для операторов буровой установки для прогнозирования и предотвращения заклиниваний бурового инструмента, контроля траектории ствола скважины, а также при подборе режимов бурения и расширения скважины для протаскивания трубопровода.

Влияние пространственного ориентирования границ грунта на изменение траектории скважины

Схему определения углов взаимодействия породоразрушающего инструмента и структурно-геологических элементов можно понять из рис. 8.

Основными элементами геометрических параметров, которые следует рассматривать при прогнозировании траектории скважины в сложных геологических условиях, при прохождении инженерно-геологических границ, являются: азимут падения пласта — $Đ$ (границы пластов); угол падения пласта — α (границы пластов); проектный угол наклона ствола скважины в интервале разбуривания — β; азимут траектории оси скважины в интервале разбуривания — ϕ; угол встречи расширителя и разбуриваемого инженерно-геологического элемента — Ω, лежит в плоскости, образуемой осью ствола скважины и нормалью N к плоскости падения пласта. Нормаль к плоскости литологической границы – N, необходимо учитывать при определении векторов сил, действующих при разбуривании. Нормаль N лежит в плоскости, образуемой линией падения пласта (литологическая граница пластов). Угол встречи расширителя с геологической границей — Ω, необходимо принимать во внимание при размещении породоразрушающих элементов на корпусе расширителя.

На рис. 8 схематично представлен объем грунта с элементом литологической границы. Плоскость границы задается углом падения пласта α и азимутом падения пласта $Đ$. Азимуты падения пласта и азимут скважины определяются от направления Север – Юг. Пунктирная прямая AD схематично показывает наклонную скважину, пробуренную для дальнейшего расширения до проектного диаметра и последующего протаскивания дюкера. На вертикальной плоскости ACD угол наклона скважины обозначен β. Азимут скважины — ϕ. В плоскости ACD угол встречи скважины с литологической границей Ω_2 будет зависеть от азимутов скважины ф и падения пласта $Đ$.

Для понимания практического применения этой схемы допустим, что точка пересечения скважины и пласта неизменна и что углы падения пластов и наклона скважины равны друг другу, $\alpha = \beta$. В этом случае, если азимут скважины совпадает с азимутом падения пласта, ось скважины параллельна падению пласта, и в идеале, граница служит направляющей для бурового инструмента. В случае если направление азимутов $Đ$ и ϕ будут противоположны друг другу, то угол встречи будет равен сумме $\alpha + \beta$ или 2α.

При несовпадении азимутов $Đ$ и ϕ угол $\Omega 2$ необходимо определять в зависимости от угла между направлением скважины и направлением падения пласта — γ.

В случае, если γ лежит между 0° и 180°:

$$\Omega_2=\beta+\alpha*(\gamma/90-1). \quad (5)$$

В случае, если γ лежит между 180° и 360°:

$$\Omega_2=\beta+\alpha*(3-\gamma/90), \quad (6)$$

где Ω_2 – угол встречи расширителя с литологической границей в вертикальной плоскости.

Положительное значение Ω_2 говорит о расположении точки контакта бурового инструмента с литологической границей над ее плоскостью, отрицательное значение свидетельствует о расположении точки контакта под плоскостью литологической границы. Но для целей повышения эффективности породоразрушающих элементов, размещаемых на расширителе, в точке контакта с литологической границей необходимо использовать угол Ω.

На рис. 9 показано положение расширителя и литологической границы в вертикальной плоскости по направлению падения пласта. Реакция от опоры в точке O пересечения ствола скважины и литологической границы будет направлена по нормали N к литологической границе. Действие сил переходит в плоскость ADB (рис. 8) и реальный угол встречи расширителя с литологической границей Ω, отличается от Ω_2, лежащего в вертикальной плоскости.

Рис. 9 — Схема взаимодействия расширителя с породой на литологической границе

Fig. 9 — Diagram of interface between the boring head and the rock on the lithologic boundary

При выборе расширителя в зависимости от горно-геологических условий, диаметра прокладываемого трубопровода, типа применяемой буровой установки, бурового оборудования, инструмента и технологии расширения [5], необходимо обращать внимание также на значение реального угла встречи бурового инструмента (расширителя) с границами инженерно-геологических элементов.

Геометрические параметры взаимодействия расширителя с разбуриваемым грунтом на границах инженерно-геологических элементов необходимо принимать во внимание при моделировании работы расширителя с последующей расстановкой породоразрушающих элементов на его корпусе для повышения эффективности буровых работ.

Вычисление реального угла и расстановка породоразрушающих элементов на корпусе расширителя в этой статье не рассматриваются.

Итоги

Выполненный анализ технологии строительства переходов методом ННБ показал, что во избежание возникновения уступов в процессе формирования ствола скважины необходимо выполнять некоторые предписания. А именно — проектировать конструкцию расширителя, место установки центраторов в компоновке бурильной колонны, оснащения расширителя вооружением, опираясь на силовые элементы взаимодействия бурильного инструмента с проходимыми грунтами, а также учитывая реальный угол взаимодействия расширителя и границы пород с различными физико-механическими свойствами.

При проведении инженерно-геологических изысканий необходимо обращать внимание на размещение геологических скважин для определения структурных элементов залегания горных пород по оси проектируемого перехода. На сегодняшний день правила проведения инженерно-геологических изысканий не нормируют требования по определению элементов залегания литологических границ.

Выводы

Изучение вопросов взаимодействия бурового инструмента с разбуриваемой породой на литологических границах позволит избежать изменение траектории скважины для протаскивания трубопровода и уменьшить вероятность возникновения аварий при строительстве переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.

Список литературы

1. Шарафутдинов З.З., Спектор Ю.И., Скрепнюк А.Б., Парижер В.И., Сорокин Д.Н. Строительство переходов магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. Новосибирск: Наука, 2013. 338 с.
2. Лисин Ю.В., Сапсай А.Н., Шарафутдинов З.З. Эффективность применения расширителей при строительстве подводных переходов методом наклонно-направленного бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №6. С.32–36.
3. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О., Мавлютов М.Р. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2003. 509 с.
4. Малинин А. Г., Малинин П.А. Цементация грунтов при строительстве наклонного ствола в зоне четвертичных отложений // Метро и тоннели. 2007. №2. С. 35–37.
5. Шарафутдинов З.З., Комаров А.И., Голофаст С.Л. Расширение пилотной скважины в строительстве подводных переходов трубопроводов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2016. № 5. С. 32–40.

Formation of the wellbore at the boundary of engineering-geological elements in the implementation of the HDD method in the construction of an underwater crossing

UDC 622.692.4+622.24

Author:
Rim A. Kapaev — chief specialist of the support department for design and survey works;
KapaevRA@ak.transneft.ru

PJSC "Transneft", Moscow, Russian Federation

Abstract
The article is devoted to the study of the problems of changing the trajectory of the wellbore at the boundary of the change in the physical and mechanical properties of the drilled soils during the construction of the main pipelines by the method of directional drilling. The article discusses the interaction of the rock cutting tool with the extension of the pilot well with the drillable soils and describes the mechanism of formation of the ledges in the borehole that change the effective diameter of the constructed wellbore and lead to an increase in traction forces while dragging the pipeline into the well.

Materials and methods
Geometric construction of the interaction between drilling tools and drillable soils.

Results
To avoid the occurrence of ledges in the borehole during the drilling of the wellbore, it is necessary to design the expander design, the location of the centralizers in the assembly of the drill string, equipping the expander with armament, relying on the force elements of the interaction of the drilling tool with the passable soils, and also taking into account the actual angle of interaction between the expander and the rock boundary with various mechanical properties.
When carrying out engineering and geological surveys, it is necessary to pay attention to the placement of geological wells to determine the structural elements of occurrence of rocks along the axis of the projected transition. To date, the rules for engineering and geological surveys do not standardize the requirements for determining the elements of occurrence of lithological boundaries.

Conclusions
The study of the interaction of the drilling tool with the drilled rock at the lithological boundaries will avoid changing the well trajectory for pulling the pipeline and reduce the likelihood of accidents during the construction of pipeline crossings through natural and artificial obstacles.

Keywords
submerged crossing,
directional drilling,
mainline pipeline,
geometry and design of the rock-cutting tool,
lithological boundaries,
destruction of pipeline insulation,
well trajectory, dip azimuth,
azimuth of well direction

References
1. Sharafutdinov Z.Z., Spektor, Yu.I., Skrepnyuk A.B., Parizher V.I., Sorokin D.N. *Stroitel'stvo perekhodov magistral'nykh truboprovodov cherez estestvennye i iskusstvennye prepyatstviya* [Construction of crossings of trunk pipelines through natural and artificial obstacles]. Novosibirsk: *Nauka*, 2013, 338 p.
2. Lisin Yu.V., Sapsay A.N., Sharafutdinov Z.Z. *Effektivnost' primeneniya rasshiriteley pri stroitel'stve podvodnykh perekhodov metodom naklonno napravlennogo bureniya* [Efficiency of reamers in the course of underwater passage construction by directional drilling]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 6, pp. 32–36.
3. Popov A.N., Spivak A.I., Akbulatov T.O., Mavlytov M.R. etc. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Technology of drilling oil and gas wells]. Moscow: *Nedra*, 2003, 509 p.
4. Malinin A. G., Malinin P.A. *Tsementatsiya gruntov pri stroitel'stve naklonnogo stvola v zone chetvertichnykh otlozheniy* [Cementation of soils during the construction of an inclined shaft in the zone of Quaternary sediments]. *Metro i tonneli*, 2007, issue 2, pp.35–37.
5. Sharafutdinov Z.Z., Komarov A.I., Golofast S.L. *Rasshirenie pilotnoy skvazhiny v stroitel'stve podvodnykh perekhodov truboprovodov* [Increasing the diameter of a pilot well in the construction of underwater pipeline crossings]. *Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika*, 2016, issue5, pp.32–40.

«ЧИСТОЕ НЕБО» ООО «НПП «Факельные системы»

А.А. Львов
директор

Н.И. Никуличев
технический директор

Одно из главных направлений практической деятельности предприятия ООО «НПП «Факельные системы» — модернизация факельного оборудования для вертикальных и горизонтальных факельных установок. Когда 13 лет тому назад формировались планы нашего творческого коллектива, мечталось опровергнуть высказывание профессора Владимира Сергеевича Арутюнова, касающееся утилизации попутного нефтяного газа в России — «...остаётся только уповать на известное наблюдение, сделанное ещё Н.М. Карамзиным, что «строгость российских законов смягчается необязательностью их исполнения».

Сегодня с абсолютной уверенностью можем сказать: всё, что было задумано — получилось!

Термическая переработка углеводородных газов — сложный, энергоемкий и зачастую технологически неизбежный процесс, безопасность которого напрямую зависит от надежности работы факельных систем.

Постановлением Правительства РФ от 08.01.2009 г. №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) на факельных установках» заданы высокие требования по организации процессов экологически чистого сжигания постоянных и плановых (периодических) сбросов углеводородных газов.

Соответственно, для объектов нефтяной и газовой промышленности, введенных в эксплуатацию более 20–30 лет назад, модернизация существующих факельных установок является крайне острым и приоритетным вопросом.

Наше предприятие на практике подтвердило на всех без исключения нефтедобывающих и газоперерабатывающих предприятиях полное соответствие российским нормам безопасности по экологии и автоматизации факельных установок, в том числе на объектах «Газпром добыча Оренбург», «Удмуртнефть», «Татнефть», «ЛУКОЙЛ-Пермьнефтеоргсинтез», «Сургутнефтегаз» и др.

А первый, по сути, самый главный опыт штатного применения наших изобретений мы получили на предприятиях Татарстана (ОАО «Шешмаойл», ЗАО «Геология», НГДУ «Азнакаевскнефть», «Бавлынефть», «Джалильнефть» и др.).

В основу надёжности нашего факельного оборудования заложен полный цикл собственного проектирования, разработки, внутризаводского макетирования и огневых испытаний, производства, шеф-монтажа и авторского надзора за промышленной эксплуатацией наших факельных установок, а также собственный опыт конверсионных предприятий.

Автоматизированная система управления розжигом и контролем пламени (АСУ РКП)

АСУ РКП обеспечивает неограниченную многократность автоматического запуска факельной установки и контроля при быстродействии не более 1–2 секунд; расчётный срок службы — 10 лет; дистанционное управление выполняется из АСУ ТП по коммуникационному протоколу Modbus/RTU через линию связи RS-485.

Исключает несанкционированный сброс ПНГ в окружающую среду.

Полностью заменяет неработоспособные системы типа «бегущий огонь».

Сколько-нибудь близкие отечественные аналоги подобного соответствия требованиям безопасности РФ нам не известны.

Факельные оголовки прямоточного, инжекционно-эжекторного и струйного типов, а также с применением дополнительного наддува воздухом высокого давления соответствуют нормативам РФ по бездымности и долговечности за счет расчётной газодинамики конструкции и стехиометрического горения сброса в диапазоне расходов от 50,0 до 400 тыс. м^3/час, в том числе при термической утилизации «некондиции» (ПНГ плюс ШФЛУ).

Обеспечивают защиту окружающих конструкций факельной установки при аварийных выбросах жидких фракций за счёт распыления и термической утилизации.

Горизонтальные факельные установки нашего производства обеспечивают автоматизированный управляемый сброс и термическую утилизацию в диапазоне давлений ПНГ до 90Мпа, а также термическую утилизацию промстоков.

Внедренные разработки позволили полностью снять такие сложные вопросы, как несанкционированное погасание факелов и повторный розжиг, необходимость выполнения регулярных и дорогостоящих ремонтов, исключение дымного режима работы в период постоянных и плановых (периодических) сбросов, человеческий фактор в процессе обнаружения погасания факела и принятия мер для его розжига.

Основные конструктивные узлы факельных установок нашего производства защищены патентами Российской Федерации.

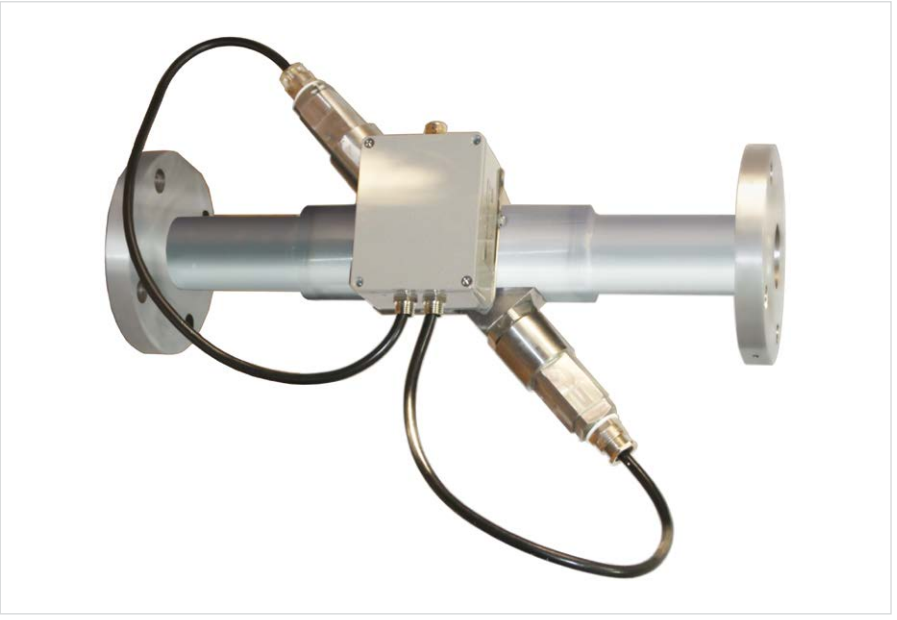
Творческий и трудовой коллектив нашего предприятия — это проектировщики, конструкторы, технологи, изобретатели, рабочие: токари, фрезеровщики, сварщики, расточники и, конечно же, слесари-«золотые руки».

В наших планах — использовать достоинства нашего уникального факельного оборудования для расширенного применения во имя облегчения труда нефтяников и заводов-переработчиков, улучшения экологической обстановки в природе и в стране, дальнейшего повышения уровня надёжности и эксплуатационной безопасности.

ООО «НПП «Факельные системы»
450081, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Ш. Руставели, д. 49, оф. 207
+7 (347) 216-43-00, 284-42-66, 233-28-00
info@fakels.ru, fakelsystem@mail.ru
www.fakels.ru

Ультразвуковые расходомеры «ИРГА-РУ»

ООО «ГЛОБУС» образовано в 1989 году. Со дня основания и по настоящее время предприятие производит и разрабатывает современные контрольно-измерительные приборы для учета расхода и количества газа, пара, тепловой энергии, жидкостей, а также поверочные установки. За прошедшие годы освоен выпуск целого семейства приборов под фирменной маркой «Ирга», обеспечивающих успешное решение задач измерения, диспетчеризации, управления и мониторинга технологических процессов.



Ультразвуковой расходомер «Ирга-РУ»

В феврале 2018 года в Государственный реестр средств измерения была внесена новая разработка предприятия ООО «Глобус» — промышленный времяпролетный ультразвуковой расходомер газа «Ирга-РУ» (далее — расходомер).

Принцип действия ультразвукового расходомера «Ирга-РУ» основан на измерении времени прохождения ультразвуковых импульсов по направлению потока газа в трубопроводе и против него. Возбуждение и прием импульсов производится пьезоэлектрическими преобразователями, которые устанавливаются в цельнометаллический корпус расходомера под углом (от 30 до 45 градусов, в зависимости от исполнения) к направлению потока.

Конструктивно расходомер состоит их трех блоков:

- первичного преобразователя расхода «Ирга-РУП» (далее – «Ирга-РУП»), представляющего собой корпус со встроенными в него ультразвуковыми приемопередатчиками
- электронного блока ВР-100 РУ (далее – ВР-100 РУ), который осуществляет прием-передачу сигналов через ультразвуковые приемопередатчики, их преобразование, обработку и вычисление объемного расхода газа в рабочих условиях с последующим формированием выходного сигнала
- блока питания «Ирга-БП» (далее – «Ирга-БП») со встроенным барьером искрозащиты при необходимости обеспечения взрывозащитных цепей*

* — в невзрывоопасных зонах помещений и наружных установок питание расходомера осуществляется от источника постоянного тока с напряжением питания 5 В.

Электронный блок ВР-100 РУ осуществляет управление ультразвуковыми приемопередатчиками: прием, обработку, преобразование и передачу в вычислительное устройство (ВУ) сигналов, содержащих, в том

Диаметр условного прохода, Ду, мм	Диапазон измерений расхода, м³/ч		Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (Q) в рабочих условиях, %	
	Диапазон 1	Диапазон 2	$0{,}025Q_{max} \le Q \le Q_{max}$	$Q_{min} \le Q \le 0{,}025Q_{max}$
25	0,03–30	0,03–24	± 1,0	± (1,5÷1,0)
32	0,08–160	0,08–120		
40	0,12–240	0,12–180		
50	0,20–400	0,20–300		
80	0,50–1000	0,50–800		
100	0,80–1600	0,80–1200		
150	2,00–4000	2,00–3000		
200	5,00–10000	5,00–8000		
250	8,00–16000	8,00–12000		
300	10,0–20000	10,0–15000		
400	16,0–32000	16,0–24000		
500	25,0–50000	25,0–40000		
700	100–50000		± 2,0	± 5,0
800	160–50000			

Таб. 1 — Метрологические характеристики расходомера

числе, информацию о времени распространения ультразвуковых импульсов, необходимую для вычисления объемного расхода газа в рабочих условиях (ГОСТ 8.611 – 2013):

$$v = \frac{L \cdot (t_2 - t_1)}{2 \cdot t_1 \cdot t_2 \cdot \cos\alpha},$$

где v - скорость потока в трубопроводе

L - расстояние между приемопередатчиками

α - угол между осью установки датчиков и осью трубопровода

t_1 и t_2 - времена распространения УЗ импульсов по потоку и против.

Передача сигналов в ВУ может осуществляться различными способами, например, по интерфейсу RS-232. В качестве ВУ могут использоваться вычислители «Ирга-2» предприятия ООО «ГЛОБУС». По желанию заказчика управление расходомером может быть реализовано по сети Wi-Fi с использованием обычного мобильного телефона или планшета. В любом случае, защита встроенного ПО реализована предприятием на этапе производства путем установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи.

Расходомер также может поставляться с блоками формирования выходного сигнала «АВ-2» (токовый выходной сигнал 4-20 мА) или «АВ-3» (HART-протокол), барьером искрозащиты.

Конструкция расходомеров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО расходомеров и измерительную информацию (таб. 1).

Достоинства ультразвукового расходомера «Ирга-РУ»:

- **Для диаметров трубопроводов от 25 мм до 200 мм не нужны прямые участки**
- **Широкий диапазон измеряемых расходов**
- **Отсутствие гидравлического сопротивления**
- **Надежность (нет подвижных механических элементов)**
- **Высокая точность**
- **Быстродействие**
- **Помехозащищённость**

ООО «ГЛОБУС» осуществляет проектирование, монтаж, пусконаладку, гарантийное и послегарантийное обслуживание узлов учета газа, пара, жидкости и количества тепловой энергии. Сервисный отдел оказывает услуги по ремонту и калибровке измерительных приборов с обязательной сдачей в поверку.

Продукция, выпускаемая ООО «ГЛОБУС», сертифицирована, лицензирована и внесена в государственные реестры средств измерений РФ и стран ближнего зарубежья (Азербайджан, Беларусь, Казахстан, Туркменистан, Узбекистан, Украина и др.).

308023, Россия, Белгород,
ул. Садовая, д. 45-а
Т./ф.: +7 (4722) 26-42-50, 26-18-46, 31-33-76
Отдел продаж: sale@irga.ru
Техническое и сервисное обслуживание: service@irga.ru
Общие вопросы: globus@irga.ru
www.irga.ru

Наименование характеристики	**Значение**
Температура измеряемой среды	от -55 до +170 °С
Температура окружающей среды	от -55 до +80 °С
Максимальное давление измеряемой среды в трубопроводе в зависимости от исполнения	от 0,15 до 32 МПа
По типу выходного сигнала	частотный (от 0 до 1000 Гц) частотный (от 100 до 1100 Гц) токовый (от 4 до 20 мА) HART (выходной сигнал по протоколу HART) числоимпульсный
Степень защиты от воздействия окружающей среды:	
- «Ирга-РУ» с «ВР-100 РУ» - «Ирга-БП»	IP65 IP54
Напряжение питания	от 187 до 242 В
Потребляемая мощность	не более 10 Вт
Габаритные размеры «Ирга-РУ» в зависимости от Ду и исполнения:	
- длина - ширина - высота	от 420 до 2400 мм от 195 до 1020 мм от 242 до 1015 мм
Габаритные размеры «ВР-100 РУ»	не более 115х90х55 мм
Габаритные размеры «Ирга-БП»	не более 210х140х100 мм
Масса «Ирга-РУ» в зависимости от Ду и исполнения	от 2,5 до 456,0 кг
Масса «ВР-100 РУ»	не более 0,6 кг
Масса «Ирга-БП»	не более 1,5 кг
Средняя наработка на отказ	75000 ч
Полный срок службы	15 лет
Маркировка взрывозащиты:	
- «Ирга-РУП» - «ВР-100 РУ» - «Ирга-БП»	0ExiaIICT4 0Exia[ia]IICT5 [Exia]IIC

Таб. 2 — Основные технические характеристики ультразвукового расходомера «Ирга-РУ»

Вихревой расходомер Ирга-РВ на газ

Вихревой расходомер Ирга-РВ на пар

Qualitet
measurement systems

МУЛЬТИФАЗНЫЕ ВЛАГОМЕРЫ КВАЛИТЕТ

ПРИМЕНЕНИЕ

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

ДОСТОИНСТВА

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

Многофазный	Да
Измерения в реальном времени	Да
Удаленный доступ к данным	Да
Диапазон доли газа	0–90 %
Диапазон обводненности	0–100 %
Погрешность измерения обводненности (абсолютная)	
При GVF от 0 до 20 %	1%
При GVF от 20 до 60 %	2,5%
При GVF от 60 до 90 %	5%
Протоколы передачи данных	Ethernet, RS-485, Modbus
Максимальное рабочее давление	10 МПа
Максимальная плотность воды	1 300 кг/м^3
Количество каналов измерений	от 1 до 8
Способ соединения	Фланцевый
Тип взрывозащиты	Exd
Тип потока	Ламинарный, турбулентный
Напряжение	24В / 220В
Установка	Вертикальная
Температура окружающей среды	-50 +65 °C
Диаметр трубопровода	50–200 мм

РАЗРАБОТАНО И ПРОИЗВЕДЕНО В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

+7 495 252 01 33 | info@qualitetsystem.ru | www.qualitetsystem.ru

УДК 523.528

Гидроэнергосберегающие технологии очистки систем

Е.А. Зеленская
начальник расчетного отдела[1], аспирант[2]

А.А. Ладенко
к.т.н., доцент[2]
saha-ladenko@yandex.ru

Н.В. Ладенко
к.т.н., доцент[2]

Т.В. Зеленская
к.т.н., доцент[2]

[1]ЗАО «НИПИ ИнжГео», Краснодар, Россия
[2]ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Краснодар, Россия

В статье представлено решение современных, экологически чистых и энергосберегающих способов очистки поверхностей, восстановления дебита скважин, гидрокавитационная обработка продуктивных пластов и фильтров. Рассматриваются оптимальные устройства и установки для проведения очистки.

Материалы и методы
Использование генератора колебаний, гидрокавитационного генератора (ГКГ) Родионова, гидродинамический и супрегидракавитационный методы очистки.

Ключевые слова
технология очистки, гидрокавитационные генераторы, кавитационное разрушение, наслоения, струйный поток, обсадные трубы, кавитатор, гидродинамическое силовое воздействие

Рис. 1 — Вид на специальные устройства с сопловыми насадками и кавитаторами

Fig. 1 — View of special units with nozzle extensions and cavitators

Проблема создания принципиально новых методов и средств для очистки промышленных и хозяйственных объектов от загрязнений приобретает особую актуальность в последние годы, что связано с необходимостью повышения инвестиций в компаниях для сохранения действующего фонда основных средств [1].

Современная экологическая обстановка диктует необходимость внедрения на предприятиях новых технологий, обеспечивающих безотходность процесса ликвидации углеводородных загрязнений, при условиях низкой стоимости работ по очистке объектов, быстром освоении их промышленного производства и безопасной эксплуатации [2].

Новые технологии должны иметь ряд преимуществ:

- существенно меньшее энергопотребление и водопотребление;
- замкнутый характер технологического процесса;
- отсутствие химического взаимодействия и химического воздействия рабочего раствора на грунты и материалы конструкций;
- возможность многократного использования рабочего раствора;
- значительно меньшее время выполнения работ по очистке объектов;
- сведение к минимуму ручного труда в процессе мойки;
- экологическая, а также пожаро- и взрывобезопасность;
- отсутствие отходов, требующих размещения в очистных сооружениях или на спецполигонах;
- отсутствие технологических выбросов и сборов газовоздушных, жидких и твердых сред;
- безвредное производство для обслуживающего персонала и окружающей среды.

Также надо иметь в виду, что новые технологии призваны приводить в рабочее состояние действующий арсенал промышленных и хозяйственных объектов за короткое время и экономить средства компаний, не вводя в действие новые объекты.

На сегодняшний день предложен ряд принципиально новых технологий и технических средств и комплексов, реализующих очистку. Усложняет выбор многообразие конструктивных решений объектов.

Основой для создания новых технологий могут служить наиболее перспективные гидродинамические технологии.

Одним из зарекомендовавших себя проектов новых технологий на потребительском рынке является технология с использованием передвижных мобильных комплексов, который может иметь несколько рабочих этапов, где последовательно реализуется поставленная задача очистки поверхности от загрязнения. Авторами уже много лет ведутся разработки по использованию высоконапорных струй и технологий, их реализующих [1].

С достаточной для практики точностью, производительность эрозионного разрушения и удаления наслоений путем воздействия суперкавитационного потока жидкости на поверхность струйного растекания, с учетом интенсивности параметров эрозионного воздействия, можно определить из выражения:

$$\Pi = v_n S_n G_м \boldsymbol{K}, \qquad (1)$$

где Π — производительность очистки, м²/с; v_n — скорость перемещения суперкавитационной струи по очищаемой поверхности, м/с, ($v_n = \int(v_э)$; $v_э$ — скорость интенсивности проникновения эрозии вглубь наслоений на очищаемой поверхности, м/с; S_n — ширина полосы удаления наслоений, м; ($S_n = \int(S_э)$; $S_э$ — интенсивности зоны расширения эрозии наслоений, м; $G_м$ — масса вынесенного материала наслоений, кг ($G_м = \int G_э$); $G_э$ — интенсивность массового эрозионного выноса материала с поверхности очистки кг/с; K — опытная постоянная ($K = \int I_{эр}$); $I_{эр}$ — интенсивность эрозионного воздействия струйного суперкавитационного потока.

В свою очередь, интенсивность эрозионного воздействия струйного суперкавитационного потока однозначно зависит от прочностных характеристик материала наслоений и его толщины, а также динамических и кавитационных параметров струйного суперкавитационного потока. Функциональная зависимость интенсивности эрозионного воздействия струйного суперкавитационного потока на поверхность материала наслоений, от различных параметров процесса воздействия, может быть представлена в виде:

$$I_{эр} = (M, \delta, d_0, P_0, Pc, \overline{X}), \qquad (2)$$

где M — эрозионная стойкость материала наслоений к суперкавитационному разрушению с учетом адгезионных характеристик наслоений; δ — толщина материала наслоений, м; d_0 — диаметр проходного рабочего сечения кавитатора, м; P_0 — динамическое давление на выходе кавитатора , МПа; P_c – статическое давление в затопленной полости, МПа; $\overline{X}$ — относительное расстояние l от выхода кавитатора до поверхности воздействия струйного суперкавитационного потока l/d_0.

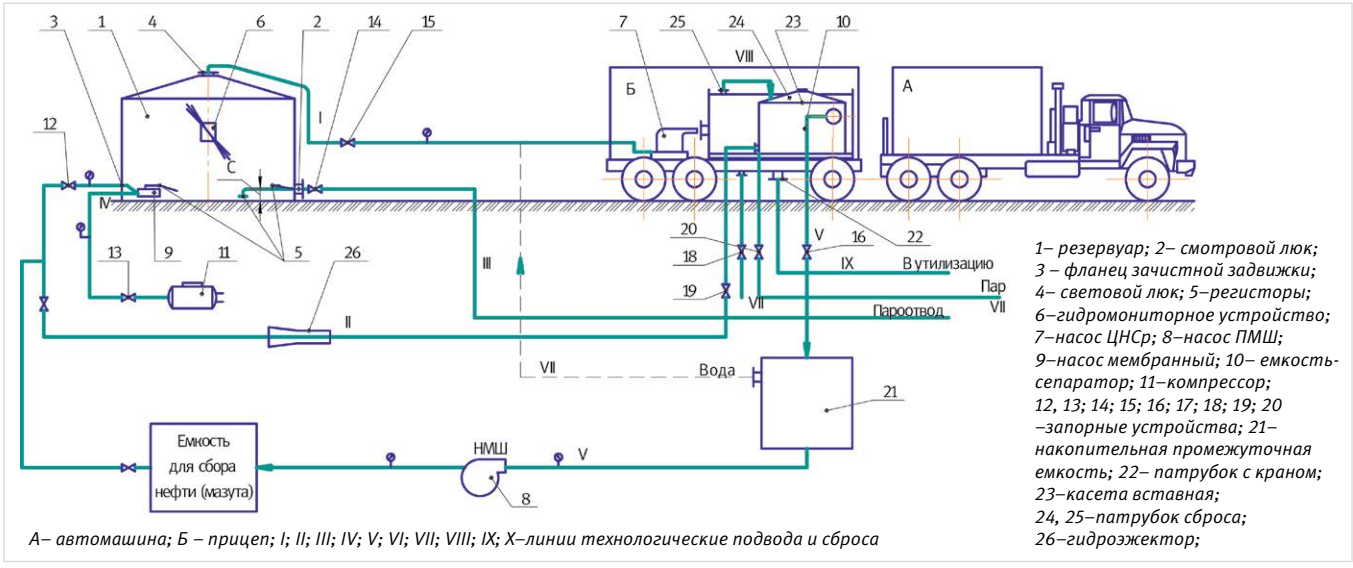
Все входящие в зависимость (2) факторы могут быть разделены на две группы.

К I группе относятся те, которые являются переменными, но нерегулируемыми при выборе параметров процесса эрозии. В эту группу входят:

- эрозионная стойкость материала покрытия поверхности кавитационному разрушению;
- толщина материала наслоений.

Ко II группе факторов, которые поддаются регулированию, относятся:

- диаметр рабочего проходного сечения возбудителя кавитации — кавитатора;
- динамическое давление на выходе кавитатора;
- статическое давление в затопленной полости;
- расстояние от выхода кавитатора до поверхности струйного суперкавитационного воздействия;
- время воздействия суперкавитационной струи на поверхность материала наслоений.



А– автомашина; Б – прицеп; I; II; III; IV; V; VI; VII; VIII; IX; X–линии технологические подвода и сброса

1– резервуар; 2– смотровой люк; 3 – фланец зачистной задвижки; 4– световой люк; 5–регисторы; 6–гидромониторное устройство; 7–насос ЦНСр; 8–насос ПМШ; 9–насос мембранный; 10– емкость-сепаратор; 11–компрессор; 12, 13; 14; 15; 16; 17; 18; 19; 20 –запорные устройства; 21– накопительная промежуточная емкость; 22– патрубок с краном; 23–касета вставная; 24, 25–патрубок сброса; 26–гидроэжектор;

Рис. 2 – Технологическая схема очистки резервуаров с использованием мобильной установки и моющего гидромониторного устройства

Fig. 2 — Process flow diagram of reservoir treatment with the use of mobile unit and cleaning water jet device

Таким образом, процесс очистки сводится к выбору регулируемых параметров, а именно динамического давления на выходе кавитатора P_o, соответствующего относительного расстояния $\bar{x}$ от выхода кавитатора до поверхности воздействия и статического давления в затопленной полости P_c.

Предлагается ряд разработок и способов, используемых в различных отраслях промышленности.

В основе предлагаемых методов лежит использование высоконапорных струй и приспособлений, их реализующих. Например, метод очистки поверхностей кавитационным генератором колебаний давления с вращающейся головкой с насадками, приводимой во вращение силой реактивности струй из эксцентрично расположенных гидромониторов. Рабочей жидкостью может служить подаваемый по трубопроводу пар, техническая вода или воднопесчаная смесь, которая усиливает эффект очистки металлической поверхности (при подборе параметров можно очищать любые поверхности).

Такого рода устройства (рис. 1) можно использовать в универсальных мобильных установках, выполняющих задачи очистки сложных конструкций как внешних, так и внутренних поверхностей оборудования различных отраслей промышленности. В качестве устройств-аксессуаров комбинированная машина снабжена необходимым комплектом устройств, которые служат для конкретного выполнения работы по очистке поверхности от наслоений. Если необходимо выполнять работы открытой струей, то в устройства, представленные на рис. 1, вставляются сопловые насадки, если затопленными струями, то вставляются кавитаторы [2, 3, 6].

Например, переоснащая мобильные установки, можно производить очистку внешних и внутренних поверхностей емкостей, трубопроводов, скважин (рис. 2).

Предлагаемый авторами [1] вариант использования технологий и устройств, их реализующих, — это задача по очистке сложных загрязнений внутренних поверхностей емкостей на разных объектах страны.

В основе предлагаемого метода лежит использование генератора колебаний давления с вращающейся головкой с насадками, приводимая во вращение силой реактивности струй из эксцентрично расположенных гидромониторов. Рабочей жидкостью может служить подаваемый по трубопроводу пар или воднопесчаная смесь, которая усиливает эффект очистки металлической поверхности.

Осадок фильтруется, вода по рециклу возвращается обратно в резервуар. Рециркуляция воды — полностью автоматический процесс. Механические примеси (отслаивающаяся ржавчина и т.д.) оседают в среднем отсеке каскадного устройства. Когда устройства с форсунками отработают заданный цикл, очищенный резервуар подвергают инспекции после короткой вентиляции.

Данная мобильная установка является универсальной, так же, как и технология. От конструктивных особенностей емкости, от времени хранения продукта, от количества и качества осадка зависит набор оборудования.

Установка предназначена для очистки внутренней поверхности емкостей (резервуаров) до 5 000 м^3 от остатков нефти (нефтепродуктов), отложений солей, механических примесей и других включений. Комплекс надежно работает после длительного пребывания в нерабочем состоянии после транспортировки и хранения при температуре окружающей среды от -40°С до +40°С [1, 8].

На артезианских скважинах нефтепромыслов и на объектах народного пользования возникает необходимость в проведении ремонтных работ в связи с уменьшением их дебита. Ухудшение качества воды в ходе эксплуатации, появление процесса пескования приводит к заиливанию скважины и выходу из строя водоподъемного оборудования.

На основе анализа исходных данных (конструкция фильтра и скважины, степень изменения физических и химических свойств отложений, фильтрационные характеристики водоносных пород) выбирают методы восстановления дебита скважин [3].

Считается, что на сегодняшний день самой высокоэффективной и энергосберегающей технологией является гидрокавитационная обработка продуктивных пластов и фильтров. Она обеспечивает повышение дебита до уровня, не ниже проектного. Эта технология используется в универсальном мобильном комплексе и создана на базе гидродинамической установки высокого давления (ГУВД) [3, 4].

В основе способа [5] лежит порядок выбора оптимальных режимных параметров струйного суперкавитационного истечения жидкости из возбудителей кавитации — гидрокавитационных генераторов Родионова В.П. [7]. Производительность и качество процесса очистки поверхности от наслоений напрямую зависит от выбора параметров истечения жидкости и влияет на интенсивность эрозионного воздействия.

Для использования инновационной технологии [4, 5] необходимо произвести выбор параметров амплитуды и частоты колебаний гидродинамического кавитационного генератора (ГКГ) [6, 8].

Пульсации гидродинамического давления и механические колебания корпуса устройства, обеспечивают закономерное компрессионно-депрессионное (давление — разрежение) волновое воздействие на фильтр и окружающую его породу продуктивного пласта.

К технико-экономическим преимуществам метода и ГКГ можно отнести:

- высокую эффективность восстановления дебита (реанимацию) гидрогеологических скважин;
- ускорение и повышение качества при освоении скважин;
- высокую надежность.

В процессе эксплуатации канализационные системы водоотведения часто снижают пропускную способность из-за отложений в трубах наслоений бытовых и промышленных отходов. Снижение пропускной способности систем водоотведения [2] приводит к разрывам трубопроводов, выходу из строя оборудования, затоплению подвальных помещений зданий, переполнению колодцев и к раннему капитальному ремонту.

К наиболее современным, экологически чистым и энергосберегающим способам очистки поверхностей трубопроводов и сооружений на них на сегодняшний день относятся гидродинамический и супергидрокавитационный способы. Гидродинамический способ основан на силовом высоконапорном

воздействии на наслоения и отложения струйных потоков воды, а супергидрокавитационный способ на гидропульсационном эрозионном разрушении наслоений.

В этих способах очистки поверхностей рабочим агентом является жидкость, поступающая от высоконапорного насоса к специальным приспособлениям, содержащим сопловые насадки или кавитаторы, из которых она истекает в виде струйных открытых или затопленных потоков на наслоения и производит их разрушение.

Зная параметры открытого струйного потока, а также конструкции сопловых насадок [1, 8] можно регулировать качество и производительность гидродинамической очистки поверхности от наслоений, в зависимости от требуемых задач. Например, проведение капитального ремонта с сварочными работами, необходима определенная чистота поверхности. Сопловые насадки способны создавать компактные струйные потоки с высоким гидродинамическим силовым воздействием, разрушающим и удаляющим с очищаемой поверхности наслоения.

Физическая сущность супергидрокавитационного способа воздействия струйного потока на очищаемую поверхность заключается в том, что при движении высокоскоростной струи воды через ГКГ Родионова [2, 7] происходит разрыв сплошности потока и образование в истекающем из него потоке каверны определенных геометрических размеров, по краям которой имеется зона определенной толщины, заполненная выделившимися из жидкости паровоздушными пузырьками (полостями), в процессе расширения в ГКГ.

Полученные результаты проверены на универсальных установках, прошедших стендовые и промышленные испытания.

Итоги

В статье представлено решение современных, экологически чистых и энергосберегающих способов очистки поверхностей, восстановления дебита скважин, гидрокавитационная обработка продуктивных пластов и фильтров. Рассматриваются оптимальные устройства и установки для проведения очистки.

Выводы

Использование генератора колебаний, гидрокавитационного генератора (ГКГ) Родионова, гидродинамический и супрегидракавитационный методы очистки.

Список литературы

1. В.П. Родионов, А.А. Ладенко. Использование гидродинамических струй при эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти. Краснодар: изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. 163 с.
2. А.А. Ладенко, В.П. Родионов, Н.В. Ладенко. Супергидрокавитационная технология очистки систем водоотведения. Энергосбережение и водоподготовка. 2016. №5. С. 77—79.
3. А.А. Ладенко, В.П. Родионов, Н.В. Ладенко. Инновационный метод восстановления дебита артезианских скважин. Энергосбережение и водоподготовка. №6(104), 2016. г. Москва,- (36-39 с.)
4. Патент на промышленный образец РФ № 66796 «Мобильный комплекс для очистки и увеличения дебита скважин» автор Родионов В.П. и др.
5. Патент на изобретение РФ № 2557283 «Способ очистки и восстановления работоспособности скважин и трубопроводов» автор Родионов В.П.
6. Патент на изобретение РФ № 2563903 «Устройство для очистки и восстановления работоспособности водоносных и нефтегазовых скважин» автор Родионов В.П.
7. Патент на изобретение №1614241. Гидрокавитационный генератор Родионова В. П.
8. Патент на полезную модель. Полезная модель № 123520. Гидродинамический стенд.

ENGLISH **ECOLOGY**

Hydroenergy saving technology of cleaning of systems

UDC 523.528

Authors:
Elena A. Zelenskaya — начальник расчетного отдела[1], аспирант[2]
Aleksandra A. Ladenko — Ph.D, associate professor[2]; saha-ladenko@yandex.ru
Nikolay V. Ladenko — Ph.D, associate professor[2]
Tat'yana V. Zelenskaya — Ph.D, associate professor[2]

[1]CJSC NIPI "Inzhgeo", Krasnodar, Russia
[2]FGBOU IN "Kuban state technological university", Krasnodar, Russia

Abstract

The solution of the modern environmentally friendly and energy-saving ways of cleaning the surfaces is presented in the article, to the question of water wells rejuvenation is presented, the hydro-cavitation processing of productive layers and filters. The fairness of the obtained results was tested on the universal set-that passed bench and industrial tests.

Materials and methods

Use of the oscillation generator, hydrocavitational generator (GKG) of Rodionov, hydrodynamic and supregidrakavitatsionny methods of cleaning.

Results

The solution of modern, environmentally friendly and energy saving ways of cleaning of surfaces, restoration of an output of wells, hydrocavitational processing of productive layers and filters is presented in article. Optimum devices and installations for carrying out cleaning are considered.

Conclusions

Use of the oscillation generator, hydrocavitational generator (GKG) of Rodionov, hydrodynamic and supregidrakavitatsionny methods of cleaning.

Keywords

technology of cleaning, hydrocavitational generators, cavitational destruction, stratifications, jet stream, casing pipes, kavitator, hydrodynamic power influence

References

1. V.P. Rodionov, A.A. Ladenko. *Ispol'zovanie gidrodinamicheskikh struy pri ekspluatatsii i obsluzhivanii ob"ektov dobychi nefti* [Use of hydrodynamic streams at operation and service of facilities for production of oil]. Krasnodar: *FGBOU VPO "KUBGTU"*, 2014, 163 p.
2. A.A. Ladenko, V.P. Rodionov, N.V. Ladenko. *Supergidrokavitatsionnaya tekhnologiya ochistki sistem vodootvedeniya* [Superhydrocavitational technology of cleaning of water disposal systems]. *Energosberezhenie i vodopodgotovka*, 2016, issue 5, pp. 77–79.
3. A.A. Ladenko, V.P. Rodionov, N.V. Ladenko. *Innovatsionnyy metod vosstanovleniya debita artezianskikh skvazhin* [Innovative method of restoration of an output of artesian wells. Energy saving and water treatment]. *Energosberezhenie i vodopodgotovka*, 2016, issue 6, pp. 36–39.
4. Patent for an industrial sample of the Russian Federation No. 66796. *Mobil'nyy kompleks dlya ochistki i uvelicheniya debita skvazhin* [Mobile complex for cleaning and increase in an output of wells].
5. Patent for the invention of the Russian Federation No. 2557283. *Sposob ochistki i vosstanovleniya rabotosposobnosti skvazhin i truboprovodov* [Way of cleaning and maintenance of wells and pipelines].
6. The patent for the invention of the Russian Federation No. 2563903. *Ustroystvo dlya ochistki i vosstanovleniya rabotosposobnosti vodonosnykh i neftegazovykh skvazhin* [The device for cleaning and maintenance of water-bearing and oil and gas wells].
7. Patent for an invention No. 1614241. *Gidrokavitatsionnyy generator Rodionova V.P.* [Hydrocavitational generator of Rodionov Accusative].
8. Patent for useful model. Useful model No. 123520. *Gidrodinamicheskiy stend* [Hydrodynamic stand].

«Шанс» — для тех, кто дорожит жизнью!

С 2009 года ООО «НПК Пожхимзащита» г. Москва разрабатывает и серийно производит инновационные средства защиты и спасения под брендом «Шанс».

Основные сотрудники нашей компании — в недавнем прошлом ученые и специалисты Военной Академии РХБЗ МО РФ. Мы работаем в тесном сотрудничестве со всеми НИИ и академиями МЧС России.

Новаторство — ключевая черта нашей компании. Нами разработано и внедрено в серийное производство два десятка новых изделий, они защищены 10 патентами. Высокий уровень новизны, конструктивного выполнения и состава применяемых материалов позволил включить нашу продукцию в Перечень инновационной, высокотехнологичной продукции и технологий (приказ Департамента науки, промышленной политики и предпринимательства г. Москвы от 25 ноября 2016 г. № П-18-12-286/6).

Больше всего на пожарах и ЧС применялся универсальный фильтрующий малогабаритный самоспасатель «Шанс»-Е, предназначенный для защиты органов дыхания и зрения человека от всех токсичных продуктов горения во время пожара, а также от опасных химических веществ (хлор, сероводород, оксид серы, аммиак и т.д.). Время защитного действия у базовой модели составляет не менее 30 минут, у усиленной — не менее 40 минут.

Самоспасатель «Шанс»-Е обладает конструктивными преимуществами:

1. Капюшон самоспасателя имеет внутреннюю систему самонатяжения оголовья, что обеспечивает плотное прилегание полумаски к лицу пользователя. Эта система позволяет надевать самоспасатель на голову даже необученному (неопытному) пользователю.
2. Боковое расположение фильтров самоспасателя не ограничивает подвижность головы, при спуске по лестнице (при фронтальном расположении фильтра, он может упираться в тело и приводить к смещению полумаски).
3. Наличие клапанов вдоха на каждом фильтре исключает попадание выдыхаемого воздуха, слюны и конденсата в фильтры, что предотвращает отравление катализатора.

Самоспасатель «Шанс»-Е применялся, как для обеспечения безопасной эвакуации людей, так и во время ликвидации возгораний сотрудниками различных государственных учреждений и коммерческих организаций.

За 8 лет нами были получены десятки положительных отзывов об успешном применении самоспасателей «Шанс»-Е.

Согласно данным отзывам, на пожарах и ЧС было использовано около 200 самоспасателей «Шанс»-Е. Никто из людей не пострадал!

Только за 2017 год для спасения людей и ликвидации возгораний были применены 52 самоспасателя «Шанс»-Е. В ходе постоянно действующей акции, мы заменили всем нашим заказчикам использованные самоспасатели на новые, абсолютно бесплатно.

«Шанс»-Е спасает не только жизнь людей. Каждый третий факт применения самоспасателей «Шанс»-Е был связан с ликвидацией возгорания. Так было в здании Росстандарта, в офисах Газпромбанка, Мосэнергосбыта и Стройгазмонтажа, на производстве в Кировской и Московской областях. Благодаря использованию самоспасателей возгорания были ликвидированы персоналом до прибытия пожарной команды, что позволило сберечь сами предприятия, дорогостоящее оборудование и технику.

Таким образом, можно сделать вывод о существенном экономическом эффекте от практического применения самоспасателей «Шанс»-Е.

ООО «НПК Пожхимзащита»
Тел.: +7 (495) 540-50-37
Факс: +7 (495) 374-56-13
E-mail: Shans@npk-phz.ru
пожхимзащита.рф
www.npk-phz.ru
https://vk.com/npkphz
https://www.facebook.com/NPKPozhkhimzaschita/

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
Казань, 13–15 марта
EXPOENERGO.RU

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

конференция **МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ**
Ижевск, 14–15 марта
KONFERENC-NEFT.RU

Цель — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

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

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

конференция **КАЗНЕФТЕГАЗСЕРВИС–2018**
Атырау, Казахстан, 16 марта
KAZNEFTEGAZSERVICE.COM

Обсуждение крупнейших нефтегазовых проектов Казахстана с участием недропользователей.

конференция **НЕФТЯНЫЕ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ОТХОДЫ 2018**
Москва, 20 марта
CREONENERGY.RU

Темы: перспективы использования нефтешламов как сырья, современные технологии для переработки нефтехимических отходов, нормативные документы по работе с отходами.

конференция **ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ С УЧАСТИЕМ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ, МЕХАНИКОВ И ЭНЕРГЕТИКОВ**
Тюмень, 21–22 марта
AMHIM.RU

На конференции рассмотрят предложения российских и зарубежных фирм в области газоаналитических систем и комплексов экологического мониторинга окружающей среды.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Анапа, 26–31 марта
OILGASCONFERENCE.RU

Отличительная особенность — тесное взаимодействие представителей. Соберутся ведущие эксперты с целью обсудить итоги работы прошедшего года, текущие и новые проекты.

саммит **ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ 2018**
Москва, 28 марта
ENERGYSUMMIT.RU

Это экспертная площадка, которая позволяет создать платформу для успешного диалога профессионалов энергетического комплекса и обзора инновационных технологий.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 28–29 марта
SES.NET.RU

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

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
Оренбург, 28–30 марта
URALEXPO.RU

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

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 29 марта
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка, направленная на IT-профессионалов в топливно-энергетическом комплексе.

саммит **НЕФТЕХИМИЯ И ГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 30 марта
PETROSUMMIT.ORG

На Саммите поднимутся актуальные вопросы развития новейших технологий и успешного опыта реализованных проектов в нефтехимической и газоперерабатывающей отраслях.

конференция и выставка **САНКТ-ПЕТЕРБУРГ 2018**
Санкт-Петербург, 9–12 апреля
EAGE.RU

Крупный международный геолого-геофизический форум в 8-й раз встретит более 600 делегатов обширной научной программой, курсами лекций, выставкой и студенческой программой.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 10–12 апреля
OIL-GAS.KZ

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

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ 2018**
Москва, 11 апреля
CREONENERGY.RU

Использование российских реагентов, новые рецептуры для разных категорий скважин, состояние и перспективы эксплуатационной и разведочной проходки, результаты импортозамещения.

конференция **КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО ВОПРОСАМ БУРЕНИЯ**
Москва, 12 апреля
RDCR.NET

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

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 16–19 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 17–18 апреля
OILANDGASFORUM.RU

Первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Минэнерго России совместно с РСПП, ТПП РФ, Союзом нефтегазопромышленников России и РГО.

Как выбрать мероприятие и формат участия, исходя из целей компании

А.В. Мицык
управляющий

ООО «ЭНСО»

По состоянию на 2018 год зарегистрировано более 150 мероприятий для специалистов топливно-энергетического комплекса. В статье авторы делятся опытом, как выбрать оптимальное мероприятие и формат участия, исходя из целей организации.

Российский нефтегазовый саммит «Нефтехимия и газопереработка»–2017

У большинства современных компаний есть **цели и показатели**, в выполнении которых задействованы абсолютно все сотрудники. Цели помогают работать бизнесу как единому механизму для реализации стратегии компании. Однако, когда речь заходит об участии в мероприятиях, далеко не все руководители задумываются, зачем они это делают и каких результатов ожидают. Такой подход чреват тем, что бюджет тратится впустую, руководство компании разочаровывается в мероприятиях и принимает решение больше никогда не выделять деньги на участие в подобных проектах. Чтобы Вы смогли избежать убытков, мы обобщили свой опыт организации мероприятий и решили поделиться полезными выводами и наблюдениями.

Прежде чем рассматривать участие в мероприятии и решать, насколько оно актуально для Вашего предприятия, задайте себе вопрос: «Зачем мы участвуем и чего хотим добиться?». Ответ на него и будет Вашей целью. Цели бывают различные — от масштабных до совсем локальных, при подготовке их нужно точно обозначить и определить для них количественные показатели.

Далее производится группировка по двум категориям — бренд и прибыль. Если цели относятся к категории популяризации бренда и не работают на сделки, или косвенно влияют на прибыль, то следует обратить внимание на мероприятия открытого формата. Если же главным итогом участия в конечном счете является выход на целевую аудиторию и подписание контракта, то лучше участвовать в специализированных закрытых мероприятиях.

Под **открытым форматом** маркетологи понимают мероприятия со свободным входом, такие как: выставки, вебинары, конкурсы. Главные преимущества:

- большое количество участников;
- широкий охват в СМИ;
- поток людей на площадке.

Открытый формат идеален для крупных игроков рынка, которым нужно поддерживать имидж или усилить его посредством спонсорства. Из преимуществ вытекают и главные недостатки открытого формата:

- нецелевая аудитория;
- трата времени на сотрудников, не принимающих решения.

К **закрытому формату** относят те мероприятия, на которые участники попадают только после утверждения организатором. Это, как правило: саммит, круглый стол, конференция, встреча для узкого круга лиц. У закрытых мероприятий всегда есть список участников, по которому можно определить, будет ли целевая аудитория на площадке, и принять окончательное решение о посещении. Подобные форматы помогают свести заказчика и исполнителя на одной площадке и дают возможность договориться о дальнейшем сотрудничестве.

По статистике компании «ЭНСО», целью 68% компаний–участников мероприятий является подписание контрактов. Поэтому мы проводим только закрытые встречи с количеством участников, не превышающим 200 человек. Закрытый формат позволяет нашим клиентам получать максимальную отдачу.

Когда цели и тип мероприятия определены, необходимо выбрать формат участия. Предлагаем рассмотреть варианты на примере саммитов «ЭНСО».

Для участников наших мероприятий доступны 4 основных формата участия.

- Если у компании есть новые технологии и инновационные решения, или успешный опыт реализации проектов, то ей подойдет формат выступления с докладом в одной из секций программы.
- Если стоит цель представить продукт или оборудование и обозначить присутствие бренда, то выгоднее будет выбрать формат «Стенд».
- Опытные участники мероприятий, которым в текущем году нечего представить, выбирают делегатское участие, чтобы быть в курсе потребностей партнёров и поддержания деловых контактов.
- Самый результативный — комплексный формат участия, он подбирается организаторами под потребности каждой компании–участника в индивидуальном порядке и сочетает в себе сразу несколько форматов участия.

Если вы не знаете, какой формат вам подойдёт больше всего, напишите нам, и наши специалисты предложат вам оптимальный вариант участия, исходя из потребностей.

В заключение, хотели бы дать небольшой совет. Участие в мероприятии — та же работа, и к этому вопросу нужно подходить с максимальной серьезностью. Успех зависит не только от подготовки или взаимодействия на площадке, но и от аналитики. Ставьте перед собой реальные задачи, контролируйте ход их исполнения и пишите отчеты об участии. Только так можно получить максимальную выгоду от мероприятий и реализовать цели компании.

ENSO

www.ensoenergy.org
info@ensoenergy.org

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки

MIOGE Moscow | ITE

RPGC Moscow

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников Выставки и Конгресса

35 стран-участников Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов

ITE

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

Совет Федерации ФС РФ
Государственная Дума ФС РФ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Министерство природных ресурсов и экологии РФ

РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей

Союз нефтегазопромышленников России

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»

SBC Expo SERVICE

www.ses.net.ru

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК НА 2018 ГОД

Двенадцатая межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

НОВЫЙ УРЕНГОЙ, 28 – 29 марта

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО

НОЯБРЬСК, 15 – 16 мая

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса

КОМИ. НЕФТЬ. ГАЗ

УХТА, 17 – 18 октября

Восьмая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2018. НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ГАЗИФИКАЦИЯ

ЯКУТСК, 6 – 8 ноября

Двенадцатая межрегиональная специализированная выставка

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ – 2018

НИЖНЕВАРТОВСК, 14 – 15 ноября

Тел.: (383) 335-63-50
e-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнер

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

17-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

10-12 апреля 2018

Казахстан, г. Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE GROUP
ITeca

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,
ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16–18 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ–2018

16–19 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+
Реклама

Министерство энергетики Российской Федерации
Минпромторг России
РСПП
Российское Газовое Общество
Союз нефтегазопромышленников России
Экспоцентр. Международные выставки и конгрессы. Москва
Messe Düsseldorf

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

15 марта 2018 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- **OIL-GAS.RU**
  - Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База поставщиков нефтегазового комплекса
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

31 мая 2018 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- **OIL-GAS.RU**
  - Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База поставщиков нефтегазостроительных компаний
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

12 сентября 2018 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- **OIL-GAS.RU**
  - Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База подрядчиков для модернизации НПЗ
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

17 октября 2018 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

- **OIL-GAS.RU**
  - Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База поставщиков нефтесервисных компаний
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

5 декабря 2018 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- **OIL-GAS.RU**
  - Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
  - База оборудования для нефтегазового шельфа
  - Презентация настенной нефтегазовой карты
- **OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store
GET IT ON Google play

22-25 мая 2018

УФА ВДНХ ЭКСПО

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVI международная выставка

УРОВЕНЬ ОТТОЧЕННЫЙ ГОДАМИ

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

СОЮЗ «ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РБ»

Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158

Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93

E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

gntexpo.ru

@gazneftufa

#газнефтьуфа

#газнефтьтехнологии

#гнт

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ЗАБРОНИРОВАТЬ СТЕНД

www.gntexpo.ru

TATNEFT

17-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
17-19 ОКТЯБРЯ 2018

NT-EXPO.RU

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

УралТрубоДеталь

«Нам 10 лет!»

«УРАЛТРУБОДЕТАЛЬ» – ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА

ТРОЙНИКИ | ПЕРЕХОДЫ | ЗАГЛУШКИ | ДНИЩА | УЗЛЫ | ОПОРЫ

Завод «УралТрубоДеталь»

Адрес: 454008, г. Челябинск, ул. Радонежская, д. 14

Телефоны: 8 (800) 350-60-65, +7 (351) 723-04-81, 723-04-82

Сайт: www.uraltrubodetal.ru E-mail: info@uraltrubodetal.ru

УралТрубоДеталь. Качество в деталях

СТАРЫМ ТРУБАМ - НОВУЮ СИЛУ!

Primus Line® представляет собой гибкое решение для бестраншейного восстановления напорных трубопроводов. Система состоит из гибкой усиленной Kevlar® трубы и специально разработанной соединительной арматуры.

PRIMUS LINE

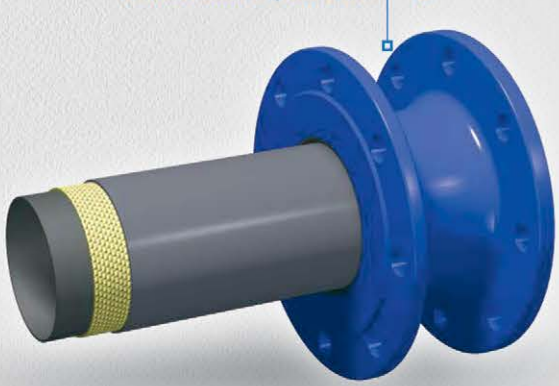
Характеристики

НАРУЖНОЕ ПОКРЫТИЕ:
износоустойчивая полиэтиленовая оболочка

КЕВЛАРОВОЕ ПОЛОТНО:
бесшовное тканое арамидное волокно (одно- или двухслойное)

ВНУТРЕННЕЕ ПОКРЫТИЕ:
в зависимости от среды на основе ТПУ

СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ
Primus Line с фланцем



620089, Свердловская область,
г. Екатеринбург, ул. Машинная, д. 42а, оф.1009

8 (343) 383-42-52, 8-922-037-74-36

ooosklideresheniy@mail.ru

строительная компания
ЛИДЕР РЕШЕНИЙ

HTTP://СКЛИДЕРРЕШЕНИЙ.РФ