ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 2'2014

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Опорно-технологическое бурение

Вопросы перекачки нефти по трубопроводу

Анализ рисков разливов нефтепродуктов

Взаимосвязь структур осадочного комплекса и фундамента

Разрушение диэлектриков в жидкости

Эксплуатация труб с защитным покрытием

GROUP IDS

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: ids@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43М) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежных компаний с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
- отбор кондиционного керна в любых по физико-механическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными устройствами и бурильными головками;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

№2 2014г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

Освоение инновационных технологий строительства скважин на основе опорно-технологического бурения.
Повалихин А.С., Близнюков В.Ю. — 5

Экспериментальное исследование силовых характеристик процесса резания горных пород резцами PDC.
Рубцов В.Л., Борисов К.И. — 9

Влияние жидкости на измельчение неорганических диэлектриков.
Евсеев В.Д. — 12

Взаимоотношение геологических структур осадочного комплекса с их глубинными аналогами в толще кристаллического фундамента.
Малыхин М.Д., Ежикова М.М. — 17

Об устойчивости жидкого маловязкого пристенного кольцевого слоя при перекачивании нефтепродуктов по трубопроводу.
Голованчиков А.Б., Васильева Е.В., Дулькина Н.А. — 21

Проблемы резервирования труб с заводскими защитными покрытиями в аварийных запасах северных газопроводов.
Быков И.Ю., Пак А.Л. — 26

О причинах возникновения трещин в полиэтиленовых заводских покрытиях труб при хранении в условиях низких температур.
Быков И.Ю., Пак А.Л. — 30

Анализ риска возможных разливов нефти и нефтепродуктов.
Гизатуллин А.Р., Егорова Е.Ю. — 33

Обоснование технических характеристик мобильного ремонтно-энергетического комплекса для нужд нефтедобычи.
Шурин К.В., Фёдоров А.В., Кеян Е.Г. — 36

Программное средство расчёта перемешивающих устройств для нефтепродуктов.
Данилова Ю.В., Исмагилов М.Р., Писаренко К.Э., Шарафиев Р.Г. — 40

Аннотации статей — 44

CONTENTS

Learning to use novel technologies for well construction on the basis of key well drilling.
A.S. Povalihin, V.Yu. Bliznyukov

Experimental study of power characteristics of formation cutting process by PDC cutters.
V.L.. Rubtsov, K.I. Borisov

The fluid influence on inorganic insulanor disintegranion.
V.D. Evseev

Interrelation of anticlinal folds of terrigene sediments with deep-seated structures disposed in limitations of crystalline granit-gneissic rocks.
M.D. Malyhin, M.M. Ezhikova

On the stability of low-viscous liquid wall boundary layer when pumping low viscosity petroleum through the pipeline.
A.B. Golovanchikov, E.V. Vasil'eva, N.A. Dul'kina

Problems of pipe reservation with factory protective coating in emergency reserves of northern gas pipe lines.
I.Ju. Bykov, A.L. Pac

About of the reasons of emergence of cracks in polyethylene factory pipe coating at storage in the conditions of low temperatures.
I.Ju. Bykov, A.L. Pac

Risk assessment for possible oil and petroleum spills.
A.R.Gizatullin, E.Ju. Egorova

Justification of technical parameters for mobile repair-and-power complex for the needs of oil production.
K.V. Shhurin, A.V. Fjodorov, E.G. Kejan

Software to calculate stirrers for oil.
Ju.V. Danilova, M.R. Ismagilov, K.Je. Pisarenko, R.G. Sharafiev

Abstracts of articles

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор
Литвиненко Владимир Стефанович - д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)
Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета
Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»
Быков Игорь Юрьевич - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета
Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"
Герасименко Александр Петрович – управляющий директор ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»
Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Потапов Александр Григорьевич - д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»
Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Редакционная коллегия:

Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина
Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе
Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета)
Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»
Фортунатова Наталья Константиновна - д.г-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич
Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12
Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru
Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836
Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842
Типография "ПринтФормула"
Тираж 1050 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.
При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.
Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 622.24.084

Освоение инновационных технологий строительства скважин на основе опорно-технологического бурения

А.С. Повалихин – доктор техн. наук
В.Ю. Близнюков - доктор техн. наук

Правилами проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений предусматривается применение высокотехнологичных скважин (горизонтальных, многозабойных, разветвлено-горизонтальных), строительство которых осуществляется с применением технологии наклонного и горизонтального бурения.

Современная практика проектирования как типовых, так и пионерных наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин включает следующие этапы (рис. 1):

- техническое задание (ТЗ);
- проектно-сметная документация (ПСД) на строительство скважины;
- проведение экспертизы, согласование и утверждение ПСД.

Утвержденный индивидуальный или групповой рабочий проект является основным документом при строительстве скважин. В случае необходимости в дополнение к групповому рабочему проекту разрабатывается индивидуальная программа бурения, которая учитывает особенности строительства каждой конкретной скважины, определяет порядок подготовки и применения специального бурового инструмента и оборудования.

Проектирование скважин основывается на руководящих документах в виде регламентов, инструкций, которыми устанавливается порядок разработки и структура проекта, требования к конструкции скважины, технологическим процессам бурения и крепления скважины, а также требования к буровому оборудованию и инструменту.

В соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности при разработке ПСД должен учитываться опыт проводки скважин на данной или ближайших площадях с аналогичными горно-геологическими условиями бурения [1].

В случае проектирования первых скважин на месторождении или скважин с использованием новых технологий, когда необходимый опыт недостаточен или отсутствует вообще технико-технологические решения, включаемые в проект, заимствуются из опыта бурения аналогичных скважин в других нефтегазодобывающих регионах, горно-геологические условия которых отличаются от разреза проектируемой скважины.

Создание ПСД на строительство скважин по новой технологии на основе давно устаревших регламентов, инструкций и опыта применения отдельных технических решений на других месторождениях с отличными от проектного горно-геологическими условиями без проведения опытно-технологической работы является одной из основных причин отставания сферы строительства скважин и от современных методов эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Разработка и применение групповых рабочих проектов на строительство скважин без проведения предпроектных аналитических исследований и последующего опорно-технологического бурения делает возможным применение ошибочного или недостаточно эффективного проектного решения на десятках скважин.

При разработке проектной и конструкторской документации для массового изготовления технических устройств или сооружений, имеющих существенную новизну, инженерной практикой предусматривается проведение опытно-конструкторских работ, которые включают следующие этапы:

Рис. 1. Порядок разработки проектно-сметной документации на бурения скважин.

- идея (замысел) технического решения;
- аналитическое обоснование;
- разработка, изготовление и испытание модели (при необходимости);
- выполнение прочностных расчетов;
- разработка эскизного проекта;
- изготовление и испытание экспериментального образца;
- разработка конструкторской документации (КД);
- изготовление и испытание экспериментальных образцов (ЭО);
- корректировка конструкторской документации по результатам испытаний.

Каждый этап оформляется соответствующими документами в виде патентов, прочностных расчетов, аналитических исследований, конструкторской документации, протоколов и актов испытаний (рис. 2).

Итоговым документом является рабочая конструкторская документация, на основании которой производится массовое изготовление устройств или строительство различных инженерных сооружений. В последующем рабочая конструкторская документация может подвергаться несущественным изменениям, которыми учитываются выявленные в ходе эксплуатации устройства несовершенства или при создании других типо-размеров данного устройства.

Нарушение указанного порядка создания технического средства приводит, как правило, к тому, что изготовляемые серийно устройства требуют многочисленных доделок, доводок в процессе производства.

Из сравнения процедуры создания ПСД на строительство скважины по новой технологии с порядком разработки конструкторской документации на изготовление машин и оборудования следует, что пропускаются важнейшие этапы создания документации скважины: аналитические расчеты, обоснование технико-технологических решений и опытно-технологическая работа.

Задача создания новой технологии, а также комплекса технических средств для её реализации и разработка на этой основе ПСД для строительства эксплуатационных скважин индустриальным методом на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири была решена 40 лет назад учеными и инженерами ВНИИБТ [2].

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства промысла районах Западной Сибири появилась необходимость в применении кустового способа строительства скважин.

При создании технологии и комплекса специального инструмента и оборудования для бурения экспериментальных и опытных кустовых скважин специалистами ВНИИБТ были решены следующие основные задачи:

- создана методико-математическая основа технологии бурения наклонных скважин с большим смещением забоя;
- разработан комплекс специального инструмента для направленного искривления ствола скважины;
- разработаны устройства для проводки тангенциальных и слабо искривленных интервалов профиля скважины;
- разработаны приборы и устройства для ориентирования отклоняющего инструмента и контроля траектории бурения.

В рамках программы создания технологии и технических средств для бурения наклонных скважин с большим (свыше 1200 м) смещением забоя в условиях Западной Сибири были созданы базовые рецептуры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость и очистку наклонного ствола.

Опытно-технологические работы по применению комплекса технических средств для проводки наклонных скважин были проведены в 1965 г. при бурении экспериментальной скважины № 501 на Усть-Балыкском месторождении.

Важнейшим практическим итогом бурения экспериментальной скважины № 501 явилось подтверждение работоспособности технико-технологического комплекса для проводки наклонных скважин с большим (для того времени) смещением забоя от вертикали в горно-геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири.

Опытные работы по промысловому внедрению технико-технологического комплекса были продолжены в 1966 г. на Усть-Балыкском месторождении при бурении опорно-технологической скважины № 531.

Результаты, полученные в процессе бурения скважин № 501 и № 531, послужили основанием для широкомасштабного применения технологии бурения кустовых скважин.

Таким образом, реализация новых технико-технологических проектных решений через экспериментальное и опорно-технологическое бурение позволило в чрезвычайно короткие сроки освоить технологию строительства кустовых наклонных скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири.

Параллельно с созданием технологии строительства кустовых скважин осуществлялась конструкторская разработка бурового оборудования и инструмента, технические характеристики которых учитывали технологию наклонного бурения, а также горно-геологические и географические особенности региона.

Такой же подход был в основе разработки и внедрения в 90-х годах специалистами ВНИИБТ новых

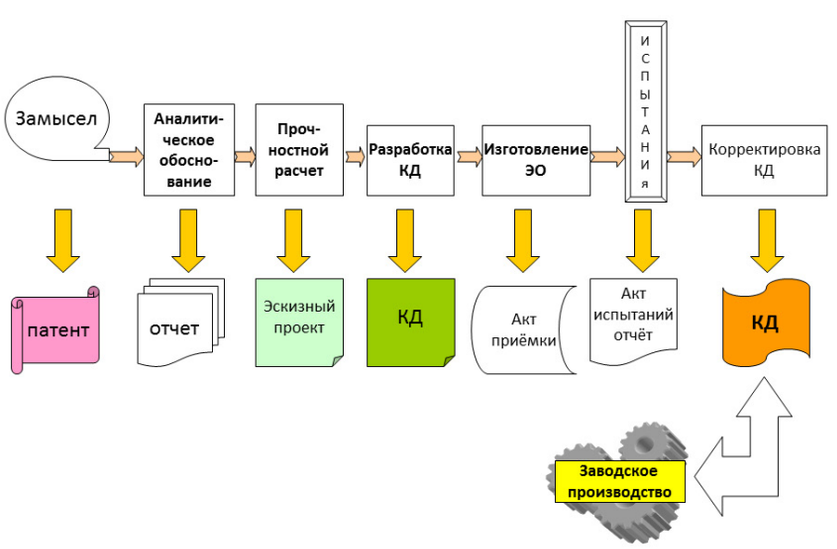


Рис. 2. Этапы разработки технической документации для массового изготовления машин, механизмов..

технологий бурения горизонтальных скважин и боковых стволов.

В 1993 году на Уренгойском ГКМ пробурен первый горизонтальный боковой ствол из эксплуатационной колонны бездействующей скважины [3].

На стадии предпроектных исследований решались следующие задачи:

- расчет габаритных и энергетических параметров забойного двигателя для забуривания и бурения бокового ствола в пределах вырезанного окна в обсадной колонне;
- проектирование и контроль траектории бурения бокового ствола;
- ориентирование забойного двигателя-отклонителя в вертикальной обсадной колонне;
- спуск и крепление хвостовика.

Проведенные с помощью программного обеспечения «ННБ» инженерные расчёты явились основой для конструирования специальных технических средств и разработки проектной документации [4].

Для забуривания и бурения бокового ствола из вертикальной обсадной колонны была разработана система ориентирования двигателя-отклонителя в обсадной колонне, основанная на гироскопическом инклинометре, малогабаритная телеметрическая система, а также изготовлены специальные винтовые забойные двигатели-отклонители серии ДГ.

Подготовка наземного оборудования и бурового инструмента к проведению работ, инженерно-технологическое сопровождение забуривания, бурения и крепления бокового ствола осуществлялись при участии непосредственных разработчиков технических средств и технологических операций, что позволяло в процессе проведения работ своевременно выявлять недостатки и вносить коррективы в ход ведения работ.

Результаты опорно-технологического бурения были использованы при дальнейшем совершенствовании технико-технологического комплекса для строительства боковых стволов.

По аналогичной схеме осуществлялось опорно-технологическое бурение первых горизонтальных скважин на шельфе Чёрного и Южно-Китайского морей, а также в Азовском море [5, 6].

Инженерно-технологического сопровождения бурения экспериментальных и опорно-технологических скважин предусматривает решение следующих задач:

- проведение аналитического обоснования новой технологии;
- разработка технологии бурения и крепления скважины;
- разработка требований к буровому оборудованию, инструменту и буровому раствору;
- размещение заказов на изготовление и приобретение специальных технических средств;
- конструирование отсутствующих на рынке элементов технологической оснастки бурильной колонны, размещение заказов на заводе-изготовителе и контроль за их изготовлением;
- комплектование и подготовка к работе всего комплекса технических средств непосредственно на месторождении;
- контроль и инженерное обеспечение технологического процесса бурения скважины с проведением инклинометрических измерений с помощью телесистемы и инклинометров;
- анализ результатов опорно-технологического бурения и разработка решений по устранению выявленных недостатков технологии и комплекса технических средств;
- разработка технологического регламента.

Строительство опорно-технологических скважин не может быть основано на принципах организации бурения коммерческих скважин, когда при выборе по конкурсу подрядчиков главным критерием является минимум стоимости оказываемых услуг.

Существующие профильные сервисные структуры ориентированы на типовые технологические работы и, поэтому, не могут осуществлять эффективное сопровождение опорно-технологического бурения, поскольку у них нет для этого специалистов, обладающих достаточным опытом в области разработки новых технологий. Кроме того, сервисные организации не обладают научно-методической основой разработки и проектирования буровых процессов. Принятая система разделения сервисов, когда отдельные технические этапы решаются разными организациями, ведет к тому, что основные задачи бурения опорно-технологической скважины вступают в противоречие с коммерческими интересами участников бурения скважины.

Приоритетными критериями выбора исполнителей работ при бурении опорно-технологической скважины являются широта диапазона оказываемых услуг, уровень квалификации исполнителей, наличие методической основы буровых технологий, опыт бурения первых (пионерных) и высокотехнологичных скважин.

Существенное сокращение затрат на строительство скважин, значительное повышение КИН, кратное снижение техногенного воздействия на природную среду и земные недра возможны только за счет принципиально новых технологий строительства скважин, которые находятся или на стадии опытно-промыслового применения или на уровне поисковых работ.

К таким технологиям сегодня относятся многозабойное бурение, радиально-горизонтальные скважины, технология строительства добывающих скважин с внутрипластовой системой дренажных стволов, разобщено-разветвлённые скважины [7].

Решение вопроса об эффективности новых технологий невозможно без бурения экспериментальных скважин, проект на строительство которых должен быть разработан с участием профильных специалистов на основе мирового опыта в области высокотехнологичных скважин. Разработке такого проекта должна предшествовать научно-технологическая работа, по результатам которой должно приниматься окончательное решение о начале работ.

Уровень знаний специалистов и современная техническая оснащенность институтов-проектировщиков недостаточны для эффективной координации и управления строительством экспериментальных и опорно-технологических скважин, поэтому реализация инновационных проектов бурения невозможна без специализированного отраслевого или корпоративного инженерно-технологического центра, основной целью которого является формирование высокого технического уровня строительства скважин на нефтяных и газовых месторождениях.

Проектирование и контроль за проводкой пионерных скважин не является задачей проектировщика, разработчика (серийного изготовителя ПСД) для типовых скважин, так как тут требуется участие специалистов-технологов широкого профиля с уровнем знаний, выходящим за пределы традиционной специализации инженера-проектировщика.

Для целей экспериментального и опорно-технологического бурения необходима также структура с интегрированным технологическим сервисом, включающая следующие подразделения:

- технологический;
- телеметрии (геонавигации);
- технический;
- бурового раствора.

Задачами технологического отдела являются:

- анализ горно-геологических условий строительства скважины;
- разработка и обоснование технологическое схемы бурения;
- выбор комплекта оборудования и инструмента для реализации технологии;
- выдача задания техническому отделу на приобретение необходимых элементов технологического комплекса;
- выбор рецептуры и основных реологических параметров бурового раствора;
- разработка технического задания на изготовление проектно-сметной документации на бурение;
- разработка детальной программы бурения и крепления скважины;
- инженерное сопровождение буровых работ на месторождении.

Отдел телеметрии комплектует необходимое для выполнения работ оборудование, включающее телеметрическую систему с технологической оснасткой, комплект инклинометров и осуществляет геонавигационное сопровождение бурения скважины.

Технический отдел заказывает отдельные элементы технологического комплекса на заводе-изготовителе, разрабатывает конструкторскую документацию на технические средства, которых нет на рынке нефтегазового оборудования, осуществляет контроль за их производством, комплектует необходимое оборудование и инструмент, организует доставку на место проведения работ и осуществляет его подготовку к бурению скважины на месторождении.

Отдел буровых растворов разрабатывает рецептуру промывочной жидкости, технологию ее приготовления, составляет программу по буровому раствору и заказывает необходимые химические вещества и реагенты, осуществляет контроль за приготовлением бурового раствора непосредственно на буровой.

Проведение предпроектных исследований, экспериментальных и опытно-технологических работ даст возможность в сжатые сроки воплотить новейшие технологии в проектные решения.

Таким образом, для реализации инновационных проектов в области строительства скважин необходимы специализированные отраслевые или корпоративные инженерно-технологические центры, основной целью которых должно быть освоение и внедрение новых технологий, повышение технического уровня строительства скважин.

Инструкции, регламентирующие технологические процессы современных (инновационных) технологий должны основываться на опыте (результатах) бурения экспериментальных и опорно-технологических скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288.

2. Повалихин А.С., Калинин А.Г. Внедрение и развитие технологии бурения кустовых наклонно направленных скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - № 4. – с. 2-9.

3. Оганов А.С., Повалихин А.С., Беляев В.М., Ахметов А.А., Москвичев В.Н. Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины // Нефтяное хозяйство. – М.: 1993. - № 9. – с. 6-9.

4. Повалихин А.С., Оганов А.С. Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1994. - № 3. – с. 15-16

5. Мнацаканов А.В., Оганов А.С., Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В., Нгуен Зао, Данг Куа, Кхуе Х.Н., Хой Ч.В., Лыонг В.Т., Тронов Ю.А. Бурение горизонтальной скважины на месторождении Белый Тигр шельфа Вьетнама // Нефтяное хозяйство. – М.: ОАО « НК «Роснефть», 1997. – № 2. – с. 17-19.

6. Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В, Семенюк Д.М. Бурение куста горизонтальных скважин на газовом месторождении в Азовском море // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – М.: ООО «АРГМ», 2004. - № 1. – с. 2-5.

7. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, - 2011.– 645 с.

REFERENCES

1. Safety regulations for oil and gas industry (Code of Safety Federal Regulations for oil and gas industry). – M.: ZAO NTTs PB, 2013. – 288 p.
2. Povalihin A.S., Kalinin A.G. Developing and widespread use of directional drilling technologies for Western Siberia oil and gas fields // Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more. – M.: OAO «VNIIOENG», 2006. - № 4. – p. 2-9.
3. Oganov A.S., Povalihin A.S., Belyaev V.M., Ahmetov A.A., Moskvichev V.N Additional lateral side-tracking from production string of an idle well // Neftyanoe hozyaystvo. – M.: 1993. - № 9. – p. 6-9.
4. Povalihin A.S., Oganov A.S. Software for directional and horizontal land and offshore well construction // Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more. M.: OAO «VNIIOENG», 1994. - № 3. – p. 15-16
5. Mnatsakanov A.V., Oganov A.S., Povalihin A.S., Rogachev O.K., Prohorenko V.V., Nguen Zao, Dang Kua, Khue H..N., Hoy Ch.V., Lyiong V.T., Tronov Yu.A. Vietnam shelf, White Tiger field: horizontal well drilling // Neftyanoe hozyaystvo. – M.: OAO «NK «Rosneft», 1997. – № 2. – p. 17-19.
6. Povalihin A.S., Rogachev O.K., Prohorenko V.V, Semenyuk D.M Azov sea gas reservoir: horizontal well cluster drilling // Neftegazopromyislovyiy inzhiniring. – M.: OOO «ARGM», 2004. - № 1. – p. 2-5.
7. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkiy K.M. Drilling directional, horizontal wells and downhole splitters. – M.: TsentrLitNefteGaz,- 2011.– 645 p.

УДК 622.243.2

Экспериментальное исследование силовых характеристик процесса резания-скалывания горных пород резцами PDC

В. А. Рубцов – ассистент; К.И. Борисов - доктор техн. наук, профессор
(Институт природных ресурсов национального исследовательского Томского политехнического университета)

Для бурения нефтегазовых скважин геологоразведочного и эксплуатационного назначения в значительном спектре горных пород нашли широкое применение долота с PDC резцами, работающими по принципу резания-скалывания. В этой связи экспериментальные исследования силовых характеристик процесса резания-скалывания горных пород в зависимости от характеристик вооружения PDC и условий взаимодействия с разрушаемой породой могут дать необходимые результаты для оптимизации показателей их работы.

На универсальном лабораторном стенде УМП [1] в рамках развития методики оценки поведения горных пород в процессе их резания-скалывания [2] был проведен комплекс исследований влияния глубины реза и условий блокировки работы единичного резца PDC на силовую картину процесса резания-строгания.

В частности, выполнены эксперименты и получены результаты влияния глубины h_i срезаемого слоя горной породы на силы резания: горизонтальную силу $F_{рез.}$ и осевую (выталкивающую) силу $R_в$ при строгании песчаника по свободной плоскости резания резцом диаметром 19 мм, установленным под углом резания 14 градусов (рис. 1*а*). Для получения статистически значимых результатов количество резов планировалось с учетом степени вариации исследуемых факторов по стандартной методике [3].

Результаты эксперимента приведены на рис. 2. Экспериментальные данные свидетельствуют о линейной зависимости обеих сил резания от величины срезаемого слоя горной породы. Причем темпы количественного роста сил резания для конкретной пары «резец-порода» также примерно одинаковы.

Для получения сравнительных данных о характере поведения сил резания в процессе строгания образца горной породы в блокированных условиях были проведены эксперименты по схеме, представленной на рис. 1*б*. В соответствии с технологией проведения исследований глубина $h_{бi}$ блокировки последовательно увеличивалась. Размер Δh_i срезаемого слоя в отдельной серии экспериментов оставался неизменным. При переходе к другой серии исследований глубина Δh_i слоя также увеличивалась.

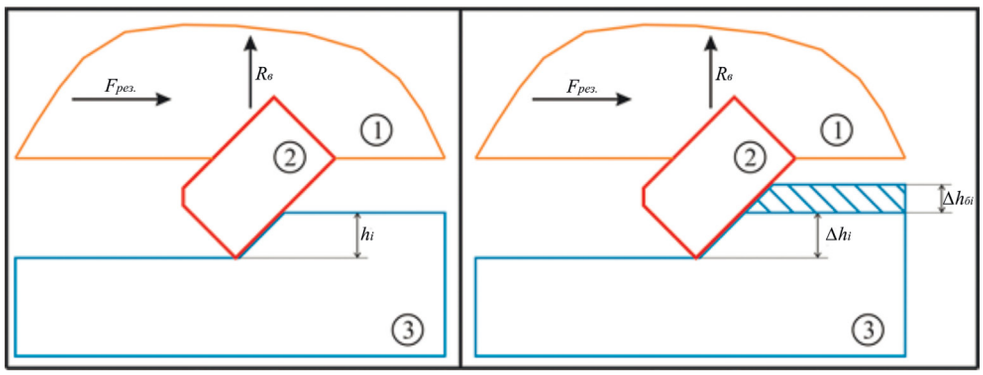


Рис. 1. Строгание образца горной породы по свободной поверхности (а) и в блокированных условиях (б):
1 – Держатель динамометра; 2 - Резец PDC; 3 – Образец горной породы..

На рис. 3 представлена экспериментальная зависимость осевой выталкивающей силы $R_в$ резания и горизонтальной силы $F_{рез.}$ резания от глубины $h_{бi}$ блокировки резца в образце горной породы при глубине Δh_i срезаемого слоя в 0,3 мм. График для $R_в$ свидетельствует о нелинейной закономерности поведения осевой выталкивающей силы с ростом глубины блокировки резца. Однако, для данной пары «резец-порода» при глубине блокировки в 3 мм величина осевой выталкивающей силы резания стабилизируется на 250 Н.

Несколько отличный вид представляет экспериментальная зависимость горизонтальной силы $F_{рез.}$ резания от глубины $h_{бi}$ блокировки резца в образце горной породы при глубине Δh_i срезаемого слоя в 0,3 мм. График (рис. 3) наглядно показывает нелинейный рост горизонтальной силы $F_{рез.}$ резания с ростом глубины $h_{бi}$ блокировки резания, однако, в отличие от осевой силы резания, процесс проходит без признаков стабилизации. Более того, с ростом глубины блокировки темп роста горизонтальной силы резания возрастает.

Проявляемые различия в поведении сил резания породы при работе резца, очевидно, связаны с различным характером влияния расстояния от свободной поверхности образца породы на величину указанных сил. Можно предположить, что стабилизация осевой выталкивающей силы резания породы связана с уменьшением влияния свободной поверхности образца (в данном случае, керна) на ее величину, и стабилизацией в связи с этим, выталкивающей реакции породы на резец.

Увеличение темпа роста горизонтальной силы резания с ростом глубины блокировки связано с постоянным

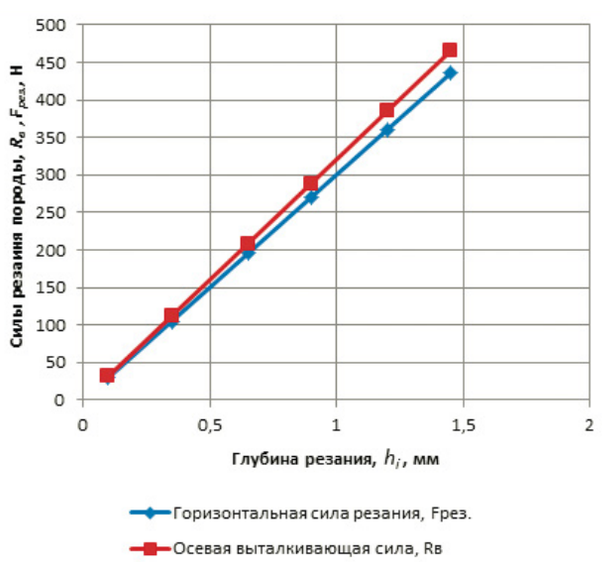


Рис. 2. График зависимости сил резания от глубины срезаемого слоя при строгании образца горной породы по свободной поверхности.

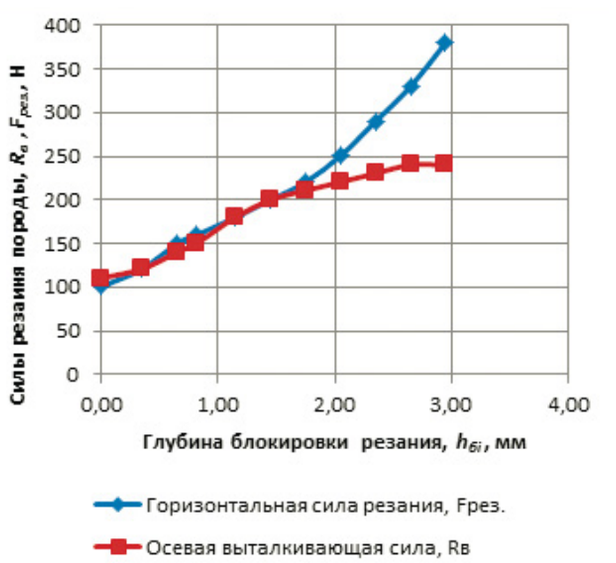


Рис. 3. Графики зависимости сил резания от глубины блокировки при строгании образца горной породы резцом PDC при величине срезаемого уступа в 0,3 мм.

увеличением сил трения резца по его боковым граням о стенки «реза» в связи с ростом «стесненности» условий его работы в образце породы.

Закономерность проявления таких процессов была исследована в экспериментах с увеличенными значениями срезаемого слоя в образце породы.

На рис. 4 представлены экспериментальные данные, полученные по аналогичной схеме (рис. 3) для сил $R_в$ и $F_{рез.}$ резания с повышенными величинами Δh_i срезаемого слоя в образце горной породы.

Несмотря на наличие некоторых количественных особенностей процесса строгания песчаника с большей глубиной срезаемого слоя, проявленный в предыдущей серии экспериментов характер изменения сил резания не изменился – наблюдается стабилизация осевой выталкивающей силы и нарастающий темп увеличения горизонтальной силы резания.

Таким образом, в целом эксперименты строгания образца песчаника в блокированных условиях показали четкое проявление закономерности стабилизация осевой выталкивающей силы $R_в$ резания и нарастающий темп увеличения горизонтальной силы $F_{рез.}$ резания с ростом блокировки процесса работы резца при всех значениях величины срезаемого слоя Δh_i горной породы.

Интересно, что линейный характер роста сил резания с ростом величины срезаемого слоя в блокированных условиях сохранился, как и при строгании песчаника по свободной поверхности.

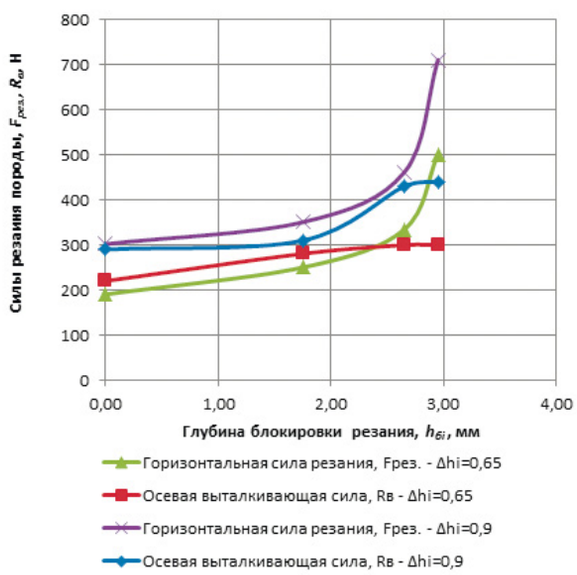


Рис. 4. Графики зависимости сил резания от глубины блокировки при строгании образца горной породы резцом PDC при величинах срезаемого уступа в 0,65 мм и 0,9 мм.

Выводы

1. Экспериментальные исследования показали характер отличий в закономерностях силовой картины резания-скалывания резцами типа PDC при строгании образцов горных пород по свободной поверхности и в блокированных условиях.

2. Установлено, что рост глубины блокировки для конкретной пары «резец-порода» приводит к нарастанию темпа роста горизонтальной силы резания, что связано с возрастанием роли сил трения по боковым граням резца. По всей видимости, данный факт требует дополнительного изучения на предмет оценки влияния этого фактора на рост уровня возможных вибраций резца, губительно влияющих на его работоспособность.

3. Эксперименты показали, что осевая выталкивающая сила реакции горной породы на резец при строгании породы в блокированных условиях имеет стремление к стабилизации в связи с уменьшением влияния свободной поверхности на реализацию процесса резания-скалывания. Дальнейшее изучение этих закономерностей позволит более обоснованно формировать рекомендации по вылету резцов PDC.

4. Вместе с тем, рост глубины срезаемого слоя горной породы приводит к линейному росту сил резания, как для строгания по свободной поверхности, так и в блокированных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов К.И. Научный метод оценки эффективности динамических процессов разрушения горных пород при бурении скважин современными инструментами режуще-скалывающего действия. Дис. доктора техн. наук. Томск, 2012. 193 с.

2. Борисов К.И. Актуальные научные и прикладные вопросы развития нового научного метода оценки свойств и эффективности динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия типа PDC // Вестник Ассоциации Буровых подрядчиков. – М.: Ассоциация Буровых подрядчиков, – 2010. - № 3. – с. 8–16.

3. Борисов К.И. Методика оценки динамических прочностных свойств горных пород и эффективности процесса разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия. // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть»– 2008. – № 1. – с. 24-27.

REFERENCES

1. Borisov K.I. Scientific method for performance evaluation of rock disintegration with the use of PDC bits. Dis. doktora tehn. nauk. Tomsk, 2012. 193 p.

2. Borisov K.I. Topical questions for novel scientific method to evaluate performance of rock dynamic disintegration with the use of PDC bits // Vestnik Assotsiatsii Burovyih podryadchikov. – M.: Assotsiatsiya Burovyih podryadchikov, – 2010. - № 3. – p. 8–16.

3. Borisov K.I. Method to evaluate performance of rock dynamic strength properties with the use of PDC bits. // Burenie i neft. – M.: OOO «Burneft» – 2008. – № 1. – p. 24-27.

УДК 622.23.01

Влияние жидкости на измельчение неорганических диэлектриков

В.Д. Евсеев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

В отечественной и зарубежной научной литературе, посвященной измельчению неорганических диэлектриков, опубликован большой экспериментальный материал, свидетельствующий о различном влиянии жидкостей на прирост удельной поверхности при измельчении диэлектриков, об условиях возникновения агрегатов при измельчении, о путях дезагрегации возникающих порошков и пр. [1]. Но, несмотря на это, отсутствует, с нашей точки зрения, понимание природы процессов, обеспечивающих то или иное изменение удельной поверхности. Без этого невозможно добиться целенаправленного снижения энергоемкости измельчения. Сказанное относится и к подготовке порошкообразных материалов, применяемых в бурении скважин.

В бурении скважин находят широкое применение добавки к буровым растворам тонко измельченных порошков тяжелых минералов – утяжелителей. Таковыми являются, например, диэлектрические минералы барит, доломит, сидерит, горная породы известняк. Причем, применяются порошки различной дисперсности, так как степень дисперсности определяет различную утяжеляющую способность утяжелителя. Для снижения энергозатрат, необходимых для получения порошкообразных утяжелителей, необходимо знать физику процесса измельчения этих минералов.

В [2] были рассмотрены особенности эффекта П.А. Ребиндера, сопровождающие измельчение неорганических диэлектриков в присутствии жидкостей различной природы. Объяснения проявлениям эффекта П.А. Ребиндера в упомянутой публикации связывались с появлением свободных электрических зарядов на противоположных сторонах растущих в диэлектрике трещин нормального отрыва и релаксацией зарядов через проникающую в полость трещины жидкость. Но в указанной публикации не рассматривалось влияние релаксации электрических зарядов через разрушаемый диэлектрик на проявления эффекта П.А. Ребиндера. В данной статье устраняется это упущение.

Появление электрических зарядов плотностью q_0 на противоположных сторонах трещины нормального отрыва при разрушении неорганических диэлектриков приводит к появлению не только неравновесной компоненты прочности диэлектрика [3, 4], но и вызывает рождение релаксационных токов j_1, j_2, текущих как через разрушаемый диэлектрик (ток j_1), так и через жидкость (ток j_2), в присутствии которой происходит разрушение [4].

Релаксационные токи обеспечивают снижение прочности диэлектрика. Причем, величину эффекта П.А. Ребиндера обеспечивает не только ток j_2, но и ток j_1: чем больше j_1, тем меньшее снижение прочности диэлектрика может обеспечить жидкость, в присутствии которой происходит разрушение (меньше эффект П.А. Ребиндера). Вклад в снижение прочности диэлектрика двух токов и особенности проявления эффекта П.А. Ребиндера зависит от величины q0 и соотношения времени релаксации электрических зарядов в диэлектрике Т и в растворах , возникающих из жидкости, в присутствии которой происходит измельчение, при растворении в ней измельчаемого диэлектрика и электролитических загрязнений, присутствующих в объёме диэлектрика и на его поверхности.

Релаксационные токи обеспечивают следующие особенности эффекта П.А. Ребиндера, зависящие от величины q_0 и развивающиеся во времени t в соответствии с величинами T и τ:

а) чем больше q_0, T и τ, тем более энергоемко измельчение диэлектрика, длительнее время достижения предельной величины удельной поверхности (время достижения равновесия между процессом разрушения при измельчении и процессом агрегирования продуктов измельчения);

б) с уменьшением q_0 на свежих поверхностях различных диэлектриков влияние жидкости на снижение энергоемкости разрушения (измельчения) снижается;

в) минимальную энергоёмкость измельчения обеспечит вода, создающая минимальное время релаксации электрических зарядов в коагуляционной структуре, возникающей при измельчении диэлектриков в присутствии воды;

г) с уменьшением T диэлектрика, вызываемое ростом содержания электролитических загрязнений в диэлектрике, влияние электропроводящей жидкости на эффективность измельчения будет снижаться.

д) агрегация частиц при измельчении диэлектриков обеспечивается электрическими силами взаимодействия, возникающими между заряженными диэлектрическими частицами: чем больше q_0, T и τ, тем прочнее агрегаты;

е) дезагрегацию порошков обеспечивает искусственное или естественное уменьшение времени релаксации электрических зарядов в агрегатах.

Определение величины q_0 на свежеобразованной поверхности диэлектрика при разрушении является первостепенной задачей не только для определения прочности диэлектриков и оценки чувствительности прочности к действию жидкости при разрушении (эффект П.А. Ребиндера) [3-5], но и для оценки

агрегативной способности порошков при тонком измельчении диэлектриков. Последнее определяется тем, что электрическая составляющая адгезионного взаимодействия для мелкодисперсных диэлектрических порошков превалирует над молекулярной [6]. Плотность электрических зарядов определяет и интенсивность электрокогезионных явлений при разрушении, в частности, величину начальной интенсивности эмиссии электронов высоких энергий J_0, величину энергии электронов.

Интересной, с нашей точки зрения, представляется идея создания шкалы диэлектриков, в которой диэлектрики расставлены в ряд в соответствии с величиной q_0. Это позволит оценивать прочность диэлектрика (при данной величине первичного дефекта), склонность его к электрокогезионным явлениям, к агрегированию порошков при тонком измельчении.

Сложность решения этой задачи заключается в том, что величина q_0 даже при ее определении в вакууме сразу после скола диэлектрика снижается с течением времени t в соответствии со значением T диэлектрика, имеющего примесную природу: определяется электролитическими загрязнениями, находящимися в объеме разрушаемого диэлектрика и на его поверхности. По этой причине даже у одного диэлектрика величина T может различаться на порядки. Для сравнения величин q_0, появляющихся на свежей поверхности различных диэлектриков, необходимо предварительно удалять электролитические загрязнения с поверхности и из объема диэлектриков. После удаления загрязнений величина T диэлектрика определяется только свободными электронами самого диэлектрика и достигает больших значений 10^5 - 10^9 с [7]. Это означает, что прочность такого диэлектрика при испытании в вакууме будет максимальной, соответствующей величине q_0, длине первичного дефекта в нем, и практически постоянной в течение длительного времени действия нагрузки.

Самым широко распространенным электролитическим загрязнением неорганических диэлектриков является вода. Снижение T диэлектрика при проникновении в него молекул воды зависит от его химического состава, гигроскопичности, влагопроницаемости, влагопоглощаемости, растворимости в воде и пр. Молекулы воды, находящиеся в диэлектрике, уменьшают время T релаксации на несколько порядков: с 10^5 - 10^9 с до 10^0 - 10^{-2} с, что существенно занижает результаты измерения величины q_0. Если T меньше промежутка времени, отделяющего момент скола диэлектрика от начала измерений, то измеряемая плотность зарядов будет меньше значения q_0, возникающего в момент скола и определяющего потери энергии электростатической природы, прочности, интенсивности эмиссии электронов высокой энергии и пр. К таким диэлектрикам можно отнести гигроскопичные диэлектрики KCl, KBr, NaCl, NaJ.

Малая величина времени T релаксации гигроскопичных диэлектриков, возникающая при хранении их на воздухе естественной влажности, обладающих электропроводностью порядка 10^{-10} см/м и не прошедших процедуру обезвоживания, обеспечивает не только быстрое снижение величины q_0 на свежей поверхности за счет тока, текущего через диэлектрик, но и снижение параметров эмиссии электронов высоких энергий (начальной интенсивности эмиссии электронов J_0, энергии эмитируемых электронов), уменьшение чувствительности прочности диэлектрика к действию на него жидкости (снижение величины эффекта П.А. Ребиндера), снижение агрегирующей способности порошков при тонком измельчении диэлектриков.

Малорастворимые в воде неорганические диэлектрики (LiF, CaF_2, SiO_2, $CaCO_3$ и др.), менее гигроскопичные и пр., более инертны к изменению удельной объемной электропроводности при попадании в них молекул воды и, тем самым, инертны к снижению величины q_0 с помощью тока j_1, текущего через диэлектрик. Это обеспечивает большее снижение прочности диэлектриков с помощью эффекта П.А. Ребиндера, сохранение интенсивности наблюдаемых при разрушении диэлектриков электрокогезионных явлений. По нашему мнению, именно этим объясняется более частое исследование электрокогезионных явлений у диэлектриков типа LiF, SiO_2, CaF_2, $CaCO_3$.

Релаксация зарядов через диэлектрик обеспечивает снижение чувствительности прочности диэлектрика к действию жидкости, в присутствии которой происходит разрушение, снижение интенсивности электрокогезионных явлений при разрушении диэлектрика, снижение агрегативной способности порошков при измельчении. Уменьшение тока релаксации зарядов, текущего через диэлектрик, удалением из него влаги представляет собой искусственную стимуляцию эффекта П.А. Ребиндера и интенсивности электрокогезионных явлений, агрегирования частиц при тонком измельчении диэлектриков.

При измерении величины q_0 на свежеобразованной поверхности диэлектрика необходимо контролировать влажность w воздуха, в котором проводится эксперимент. Влага, содержащаяся в воздухе, создает электропроводящий адсорбционный слой толщиной δ на поверхности диэлектрических образцов. С ростом w увеличивается толщина δ слоя и его электропроводность. Увеличение электропроводности слоя толщиной δ обеспечивается растворением не только электролитических загрязнений, находящихся на поверхности диэлектрика, но и растворением поверхности диэлектрика в адсорбционном водном слое. Электропроводность слоя δ при наличии электролитических загрязнений на поверхности при этом изменяется на порядки. Особенно сильное действие на изменение электропроводности слоя δ оказывают загрязнения, образующие в водном растворе электролит (соли, щелочи и пр.) [8].

Исследования проводимости слоя δ на поверхности кристаллических галоидных солей щелочных металлов показали [9], что электропроводность слоя δ при большой влажности воздуха достигает проводимости концентрированных и даже насыщенных водных растворов этих электролитов. По этой причине «заземляющая» способность слоя δ на поверхности кристаллов NaCl, KCl, например, будет значительно превосходить «заземляющую» способность слоя δ на поверхности кристаллов LiF. Отсюда следует, что при разрушении на воздухе таких кристаллов, как NaCl, KCl, LiF

1) более благоприятные условия для измерения величины q_0 возникают при работе с кристаллом фтористого лития;

2) большее разупрочняющее воздействие на прочность диэлектрика слой будет оказывать при разрушении кристаллов NaCl, KCl, снижая возможность уменьшения прочности диэлектрика за счет эффекта П.А. Ребиндера;

3) больший эффект П.А. Ребиндера будет наблюдаться при разрушении в присутствии жидкости кристалла LiF.

К сказанному добавим: при образовании свежей поверхности сколом диэлектриков NaCl, KCl, LiF в вакууме более стабильные значения начальной

интенсивности J_0 эмиссии электронов будут свойственны также кристаллу LiF.

Насколько известно автору, в литературе отсутствуют результаты измерения величины q_0 на свежей поверхности различных диэлектриков, полученные разными авторами при одинаковых условиях подготовки образцов диэлектриков к исследованию и одинаковых условиях, выдерживаемых при измерении q_0. По этой причине интерес могут представлять результаты измерения q_0, полученные отдельными авторами. Например, в [12] показано, что при раскалывании монокристаллов NaCl, NaF, LiF на воздухе с относительной влажностью w = 40-45% величина q_0 на свежей поверхности диэлектриков соответствует ряду

$$q_{0,\,\mathrm{NaCl}} < q_{0,\,\mathrm{NaF}} < q_{0,\,\mathrm{LiF}}.$$

В упомянутой работе образцы кристаллов перед экспериментом подвергались в течение трех часов прогреву при повышенных температурах (300 °С – NaCl, 450 °С – NaF, LiF) в вакууме 10^{-3} тор для удаления электролитических загрязнений и воспроизведения результатов. Затем образцы медленно охлаждались до комнатной температуры, при которой и производили скол. Промежуток времени между сколом и началом измерений q_0 составлял 10-15 с.

Кривые релаксации электрического заряда с образованных сколом свежих поверхностей кристаллов NaCl, NaF, LiF показали [10], что скорость рассеивания зарядов соответствует ряду NaCl > NaF > LiF. Электрический заряд на свежеобразованной поверхности кристаллов NaF, LiF сохранял постоянное значение в течение длительного времени (до 60 мин и более при w = 40%). А со свежей поверхности кристалла NaCl заряд рассеялся значительно быстрее (примерно за 20 минут). Несомненно, без предварительного отжига образцов перед проведением измерений электрический заряд с ювенильной поверхности NaCl рассеялся бы еще быстрее из-за значительного увеличения электропроводности кристалла NaCl, хранящегося во влажном воздухе. Такого роста электропроводности не произойдет у кристаллов LiF, NaF. На это указывают, в частности, бульшая растворимость кристалла NaCl в воде, чем кристаллов LiF, NaF. Исключительно по этой причине при проведении первых экспериментов, нацеленных на обнаружение эмиссии электронов высоких энергий со свежеобразованной поверхности кристаллов NaCl, хранившихся перед экспериментом во влажном воздухе, не была зарегистрирована эмиссия электронов [11]. Обнаружение эмиссии при сколе кристаллов NaCl произошло значительно позже [12], причем произошло это при сколе образцов, прошедших перед экспериментом процедуру обезвоживания.

Вышесказанное означает, что эффект П.А. Ребиндера при разрушении кристалла NaCl, не прошедшего обезвоживание, в меньшей степени будет заметен, чем при разрушении кристаллов NaF и LiF. И только после удаления слоя с поверхности кристалла NaCl и влаги из его объема эффект П.А. Ребиндера при разрушении этого диэлектрика будет наблюдаться.

О величине q_0 на свежей поверхности диэлектрика, полученной сколом в вакууме, можно судить по начальной интенсивности эмиссии электронов высокой энергии J_0, зафиксированной сразу после скола. Проведению этих экспериментов разными авторами предшествует одинаковая подготовка образцов: отжиг в вакууме [10, 13], который снижает ток релаксации, текущий через диэлектрик, до минимума. Наблюдение эмиссии электронов также происходит в одинаковых условиях: в вакууме. Согласно [10], по возрастанию начальной интенсивности эмиссии электронов J_0 диэлектрики образуют следующий ряд:

$$J_{0,\mathrm{KCl}} < J_{0,\mathrm{LiF}} < J_{0,\mathrm{CaF_2}}.$$

Расположение диэлектриков в такой последовательности говорит о том, что

- при разрушении диэлектриков в присутствии жидкости эффект П.А. Ребиндера будет возрастать в ряду KCl < LiF < CaF_2;
- время достижения предельной величины прироста удельной поверхности при измельчении диэлектриков в вакууме, сухом воздухе будет возрастать в соответствии с указанным рядом.

При измельчении диэлектриков, хранящихся во влажном воздухе, и с поверхности которых перед измельчением не удален высокопроводящий адсорбционный водный слой («грязь»), обеспечивается уменьшение времени релаксации электрических зарядов в возникающей при измельчении диэлектриков коагуляционной структуре. Максимального значения время релаксации достигнет при измельчении обезвоженных образцов диэлектриков в вакууме, сухом воздухе. Степень снижения времени релаксации зависит от величины w: если при малых значениях w тонкий слой воды между частицами диэлектрика в агрегатах обладает диэлектрическими свойствами [14] и возможна агрегация частиц, то с ростом w время релаксации электрических зарядов снижается, препятствуя агрегированию. Это приведет к отличию результатов измельчения диэлектриков от результатов, полученных при измельчении этих же диэлектриков, но предварительно прошедших стадию очищения от «грязи»:

1) требуемая тонкость помола будет обеспечена раньше,
2) агрегирование частиц будет ослаблено.

Для удаления «грязи» из образцов диэлектрика производится выдержка образцов в эксикаторе над сушащими веществами типа P_2O_5, $CaCl_2$, либо производится отжиг образцов в вакууме при повышенной температуре Θ. Два способа неравнозначны: если сушащее вещество обеспечивает поглощение влаги из образца диэлектрика и рост времени релаксации в образце диэлектрика T до максимальной для данного диэлектрика величины $T_{\max}$, то отжиг обеспечивает не только удаление молекул воды из образца диэлектрика и рост T до $T_{\max}$, но и вызывает изменение плотности электрических зарядов q_0 на свежей поверхности при разрушении: согласно [10], при увеличении температуры отжига Θ диэлектрика в вакууме наблюдается рост начальной интенсивности эмиссии J_0 до максимального значения (температурный пик), которому отвечает конкретная для каждого диэлектрика температура отжига Θ^*, а при дальнейшем росте Θ происходит снижение J_0. Например, температурные пики J_0 для образцов KCl, LiF, CaF_2 достигаются при 250, 450, 650 °С, соответственно [10].

Так как $J_0 = J_0\,(q_0)$, то обнаруженное в [10] изменение J_0 при росте температуры отжига $J_0 = J_0\,(\Theta)$ свидетельствует о том, что рост температуры отжига образцов диэлектрика:

а) вызовет симбатное изменение прочности неорганических диэлектриков при испытании в вакууме и интенсивности эмиссии электронов высокой энергии;

б) изменяет чувствительность разрушаемого диэлектрика к действию жидкости и способность диэлектрических частиц к агрегации при тонком измельчении диэлектриков;

в) выявляет для каждого диэлектрика «свою» величину температуры отжига Θ^*, обеспечивающую максимальную чувствительность диэлектрика к разупрочняющему действию жидкости.

Симбатное изменение прочности на сжатие образцов LiF и эмиссионной суммы начальной интенсивности эмиссии электронов со свежеобразованной поверхности этого же кристалла при изменении температуры вакуумной обработки было экспериментально обнаружено в [10].

На развитие усталостных трещин при измельчении диэлектрических частиц влияние оказывают электропроводящие свойства жидкости, в присутствии которой происходит измельчение, и электропроводящие свойства измельчаемого диэлектрика. Наиболее энергоемким будет измельчение образцов диэлектриков, прошедших процедуру удаления электролитических загрязнений, в вакууме. В этом случае механические потери энергии электростатической природы достигнут наибольшей величины, соответствующей значению q_0, и максимально сдерживают разрушение, т.е. сдерживают прирост удельной поверхности. Большая величина T диэлектрика обеспечит залечивание трещин между циклами нагружения и сохранение целостности диэлектрической частицы. Эффект залечивания трещин будет возрастать с ростом q_0. Хотя залечивание трещины не обеспечит восстановления начальной прочности диэлектрической частицы, но потребует дополнительного подвода механической энергии для ее разрушения. В результате время $t_б$ достижения баланса между приростом удельной поверхности и образованием агрегатов будет самым длительным. Чем больше q_0, тем больше $t_б$.

При измельчении диэлектриков в вакууме возникают наиболее благоприятные условия для агрегирования частиц. Прочность возникающих агрегатов будет зависеть от величины q_0 на поверхности диэлектрика и от времени релаксации электрических зарядов: чем больше эти величины, тем прочнее агрегаты. Наличие эмиссии электронов высоких энергий со свежеобразованной поверхности кальцита $CaCO_3$ с плотностью потока $2 \cdot 10^7$ имп/(с · м^2), существенно уступающей плотности потока электронов со свежеобразованной поверхности кварца 10^9 имп/(с · м^2) [12, 15, 16], свидетельствуют о том, что, во-первых, эффект П.А. Ребиндера будет в большей степени свойственен кварцу, а не кальциту, во-вторых, агрегаты, возникшие при измельчении кварца, будут прочнее агрегатов, возникших при измельчении кальцита, в-третьих, больший прирост свежей поверхности при дезагрегации тонкодисперсных порошков кальцита и кварца также будет наблюдаться у кварца, в-четвертых, следует ожидать, что дезагрегацию менее прочных агрегатов из кальцита может обеспечивать не только вода, но и другие электропроводящие жидкости. Это и было экспериментально обнаружено в [1], но не объяснено.

Если диэлектрик был подвергнут перед измельчением обезвоживанию, то агрегаты будут наиболее прочны: естественный распад агрегатов будет проходить в течение длительного времени, превышающего величину T_{max} диэлектрика, т.е. 10^5 - 10^9 с. Искусственный путь дезагрегации – кратковременное доизмельчение порошка в электропроводящей жидкости или в ионизованном сухом воздухе. Последний путь предпочтительнее, так как в этом случае отпадает необходимость высушивания готового порошкообразного продукта.

Если же термовакуумное обезвоживание диэлектрика не предшествовало его измельчению, то время естественного распада возникших агрегатов существенно сократится: оно будет определяться влажностью воздуха, в котором хранился образец диэлектрика до измельчения, загрязненностью его поверхности электролитическими соединениями и условиями содержания порошка после измельчения.

Ускорение развития усталостных трещин при измельчении диэлектриков в присутствии жидкости и ослабление процесса агрегирования произойдет тогда, когда будет выполняться условие $\tau < T$. По этой причине небольшое снижение прочности неорганических диэлектриков, прошедших термовакуумную тренировку, будет происходить уже при испытании диэлектриков в присутствии очищенных от электролитических загрязнений неполярных диэлектрических жидкостей. Хотя время релаксации электрических зарядов в насыщенных углеводородах (гексан, гептан, октан и др.), находящихся в состоянии наивысшей химической чистоты, достигает 10^7 с [17], но оно все же может уступать значению T_{max} диэлектрика, равного 10^9 с. Если же T диэлектрика равно 10^6 с, а $\tau = 10^7$ с, то не жидкость будет снижать прочность диэлектрика во времени, а ток релаксации, текущий через диэлектрик.

Чуть больший эффект П.А. Ребиндера будет наблюдаться при измельчении неорганических диэлектриков, прошедших термовакуумную тренировку, в присутствии очищенных от электролитических загрязнений ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилол и др.), так как в состоянии наивысшей химической чистоты они имеют время релаксации значительно меньшее, чем насыщенные углеводороды: 10^3 с [17]. Росту усталостных трещин будут содействовать и насыщенные углеводороды, находящиеся в состоянии технической чистоты. В этом случае время релаксации у них может быть очень малым: 10^{-3} с.

Повышение электропроводности неполярных жидкостей, связанное с увеличением содержания в них электролитических загрязнений, способствует одновременно облегчению разрушения и предотвращению агрегирования частиц. Максимального развития эти два процесса достигнут при использовании электропроводящих полярных жидкостей, которые, резко снижая время релаксации электрических зарядов, делают развитие трещин необратимым, предотвращают агрегирование частиц, т.е. обеспечивают рост удельной поверхности при измельчении.

Среди полярных жидкостей в снижении прочности неорганических диэлектриков до минимальных значений, в обеспечении максимального прироста удельной поверхности порошков при тонком измельчении диэлектриков центральное место занимает вода. Природа этого феномена определяется не только уникальной растворяющей способностью воды, создающей высокопроводящие водные растворы ионогенных соединений, но и тем, что скорость проникновения воды, водных растворов к вершине трещины, определяемая величиной коэффициента динамической вязкости η, коэффициента поверхностного натяжения γ и краевого угла смачивания,

самая большая [18], а диаметр молекулы воды - самый маленький. Следует ожидать, что водные растворы различных электролитов будут обеспечивать различную эффективность измельчения диэлектриков. Это, по нашему мнению, связано с тем, что величина отношения η/γ у водных растворов различных ионогенных соединений различна. Численное значение отношения η/γ меняется и в зависимости от концентрации ионогенного вещества в воде. Различна также и величина краевого угла смачивания водных растворов различных электролитов на поверхности разрушаемых неорганических диэлектриков.

Выводы

Факт электризации свежих поверхностей при разрушении неорганических диэлектриков известен достаточно давно. Но не использовался для построения модели эффекта П.А. Ребиндера. Предложенная в данной статье модель эффекта не только объясняет его проявления при измельчении неорганических диэлектриков в различных внешних условиях (в вакууме, жидкостях различной природы и пр.), но и связывает некоторые, ранее самостоятельно изучаемые явления: эмиссию электронов высоких энергий, возникающую при разрушении неорганических диэлектриков, влияние электризации на прочность диэлектриков, агрегацию диэлектрических частиц при тонком измельчении и пр.

Управление эффектом П.А. Ребиндера при измельчении неорганических диэлектриков определяется возможностью искусственного изменения времени релаксации электрических зарядов, возникающих на диэлектрических поверхностях, при коллективном процессе разрушения диэлектриков в присутствии жидкости.

Предрасположенность неорганического диэлектрика к эффекту Ребиндера П.А. определяется величиной плотности электрических зарядов, появляющихся на свежей диэлектрической поверхности, и временем релаксации зарядов в диэлектрике.

Рост удельной поверхности при измельчении диэлектриков в присутствии жидкости будет происходить тогда, когда введение ионогенных соединений в жидкость, в присутствии которой происходит измельчение, обеспечит снижение времени релаксации электрических зарядов в возникающем растворе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ходаков Г.С. Физика измельчения. – М.: Наука, 1972. – 307 с.
2. Евсеев В.Д. Особенности диспергирования ионных диэлектриков в различных средах. – Томск, 1979. – 21 с. – Деп. в ВИНИТИ 18.07.79, N 2661.
3. Евсеев В.Д. О природе эффекта Ребиндера при разрушении диэлектриков // Коллоидный журнал. – 1976. – Т.38, вып.2. – с. 341-344.
4. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 11. – с.36–38.
5. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Известия вузов. Физика. – 1985. – Т. 28. – № 2. – с. 29–35.
6. Дерягин Б.В., Кротова Н.А., Смилга В.П. Адгезия твердых тел. – М.: Наука, 1973. – 279 с.
7. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород: 4-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1984. – 359 с.
8. Михайлов М.М. Электроматериаловедение. – М.: Госэнергоиздат, 1953. – 327 с.
9. Knacke O., Neuschutz D. Electrische Leitfahinkeit und Dicke wariger Adsorptionssehichten auf Alkalihalogeniden // Z.Phys.Chem. (BRD). – 1970. – B. 71, N 4-6. – S. 247–254.
10. Кузнецов В.А. Исследования в области механической прививки полимеров на поверхности твердых минеральных тел при их разрушении: Дис. канд. хим. наук. – М., 1977. – 112 с.
11. Кротова Н.А., Карасев В.В. Исследование электронной эмиссии при раскалывании твердых тел в вакууме // Доклады АН СССР. – 1953. – Т. 92, № 3. – с. 607-610.
12. Chrystalev Ju.A., Krotova N.A. Emission von Electronen hoher Energie bei der Zerstorungverschiedener fester Korper // Kristall und Technik. – 1978. – B. 13, N 9. – S. 1077- 1081.
13. Генерирование электронов высоких энергий при разрушении твердых тел / Воллбрандт И., Хрусталев Ю.А., Линке Э. и др. // Докл. АН СССР. – 1975. – Т. 225, № 2. – с. 313-316.
14. Мецик М.С., Перевертаев В.Д., Любавин А.К. Диэлектрическая постоянная водных пленок // Поверхностные силы в тонких пленках и дисперсных системах. – М.: Наука, 1972. – с. 200–201.
15. Хрусталев Ю.А. Исследование эмиссии электронов высоких энергий при нарушении адгезионного контакта и разрушении твердых тел: Дис. ... канд. хим. наук. – М., 1978. – 176 с.
16. Хрусталев В.А., Топоров Ю.П., Кротова Н.А. Электронная эмиссия при разрушении диэлектриков в вакууме // Тез. докл. Всесоюз. конф. по физике диэлектриков, г. Караганда, 1978. – Караганда, 1978. – с. 103-104.
17. Адамчевский И. Электрическая проводимость жидких диэлектриков / Под ред. Г.С. Кучинского. – Л.: Энергия, 1972. – 295 с.
18. Исследование механизма образования дефектного приповерхностного слоя при абразивной обработке хрупких прозрачных материалов / Арушинов С.З., Бебчук А.С., Громов Д.А., Нечитайло В.С. // Физ. и хим. обработки материалов. – 1978. - № 1. – с. 117-122.

REFERENCES

1. Hodakov G.S. Physics of disintegration. – M.: Nauka, 1972. – 307 p.
2. Evseev V.D. Dispersion factor of ion dielectrics in various medium. – Tomsk, 1979. – 21 s. – Dep. v VINITI 18.07.79, № 2661.
3. Evseev V.D. On character of Rehbinder phenomenon while dielectric disintegration // Kolloidnyiy zhurnal. – 1976. – T. 38, vyip. 2. – p. 341-344.
4. Evseev V.D. Character of Rehbinder phenomenon while rock disintegration // Neftyanoe hozyaystvo. – 2011. - № 11. – p. 36–38.
5. Evseev V.D. Character of Rehbinder phenomenon while inorganic dielectric disintegration and electro-cohesion effect // Izvestiya vuzov. Fizika. – 1985. – T. 28. – № 2. – p. 29–35.
6. Deryagin B.V., Krotova N.A., Smilga V.P. Solid substances adhesion. – M.: Nauka, 1973. – 279 p.
7. Rzhevskiy V.V., Novik G.Ya. Petrophysics basics: 4-e izd., pererab. i dop. M.: Nedra, 1984. – 359 p.
8. Mihaylov M.M. Electrical material science. – M.: Gosenergoizda, 1953. – 327 p.
9. Knacke O., Neuschutz D. ElectrischeLeitfahinkeit und Dicke wariger Adsorptionssehichten auf Alkalihalogeniden // Z.Phys.Chem. (BRD). – 1970. – B. 71, N 4-6. – p. 247–254.
10. Kuznetsov V.A. Research on polymer mechanical adhesion for solid mineral substances while their destruction: Dis. kand. him. nauk. – M., 1977. – 112 p.
11. Krotova N.A., Karasev V.V. Research on electron emission while splitting under vacuum // Dokladyi AN SSSR. – 1953. – T. 92, № 3. – p. 607-610.
12. Chrystalev Ju.A., Krotova N.A. Emission von Electronen hoher Energie bei der Zerstorungverschiedener fester Korper // Kristall und Technik. – 1978. – B. 13, N 9. – p. 1077-1081.
13. High-energy electron generation when solids disintegrating / Vollbrandt I., Hrustalev Yu.A., Linke E. i dr. // Dokl. AN SSSR. – 1975. – T. 225, № 2. – p. 313-316.
14. Metsik M.S., Perevertaev V.D., Lyubavin A.K. Dielectric constant for water films // Poverhnostnyie silyi v tonkih plenkah i dispersnyih sistemah. – M.: Nauka, 1972. – p. 200–201.
15. Hrustalev Yu.A. Research on high-energy electron emission when adhesive contact fault and solids destruction: Dis. ... kand. him. nauk. – M., 1978. – 176 p.
16. Hrustalev V.A., Toporov Yu.P., Krotova N.A. Electron emission when dielectric destruction under vacuum // Tez. dokl. Vsesoyuz. konf. po fizike dielektrikov, g. Karaganda, 1978. – Karaganda, 1978. – p. 103-104.
17. Adamchevskiy I. Electrical conductivity of dielectric liquids / Pod red. G.S. Kuchinskogo. – L.: Energiya, 1972. – 295 p.
18. Research on building mechanism of faulty boundary layer formation when abrasive treatment of fragile and transparent materials / Arushinov S.Z., Bebchuk A.S., Gromov D.A., Nechitaylo V.S. // Fiz. i him. obrabotki materialov. – 1978. - № 1. – p. 117-122.

УДК 553.984

Взаимоотношение геологических структур осадочного комплекса с их глубинными аналогами в толще кристаллического фундамента

М.Д. Малыхин - канд. г.-м. наук, доцент; М.М. Ежикова - студентка (СамГТУ)

Одной из главных задач при постановке региональных сейсмических исследований в 1996-97 гг. было выявление связи геологических структур осадочного комплекса с их аналогами в кристаллическом фундаменте.

В этой связи был отработан сейсмический профиль на территории Самарской области от Юго-Западного борта Бузулукской впадины (Ю.-З.б.Б.В.) в направлении свода Жигулевско-Пугачевского выступа фундамента,

материалы которого способствовали изучению осадочного комплекса, толщи кристаллического фундамента, кровельной части верхней мантии. С этой целью при полевых исследованиях использовались сейсмические вибраторы, обеспечивающие необходимую длину свип-сигнала и заданный частотный диапазон, обеспечивающие получение надежной информации об изучаемом разрезе. Для Самарской области были выбраны: длина свип-сигнала 18 с и частотный диапазон 5÷56 Гц.

Предполагалось, что при выбранных параметрах свип-сигнала представится возможность зарегистрировать отражения от границы Мохоровичича (M), выявить особенности строения толщи кристаллического фундамента, установить взаимосвязь геологических структур осадочного комплекса с их глубинными аналогами в толще кристаллического фундамента.

Характеристика волнового поля регионального профиля.

На полученном временном разрезе профиля в верхней его части (в интервале времен 0÷2,5 сек.) однозначно, уверенно прослеживается толща осадочного комплекса вплоть до поверхности кристаллического фундамента (Ar). Практически, по всему профилю, уверенно коррелируются отражения от границ осадочного чехла. Каждая граница в сейсмическом волновом поле представлена среднечастотными сигналами (f = 40 Гц), значительной амплитуды, что характерно для осадочного чехла.

Ниже, непосредственно под подошвой осадочного чехла, наблюдается толща кристаллического фундамента (кровля фундамента – Ar), представленная волновым

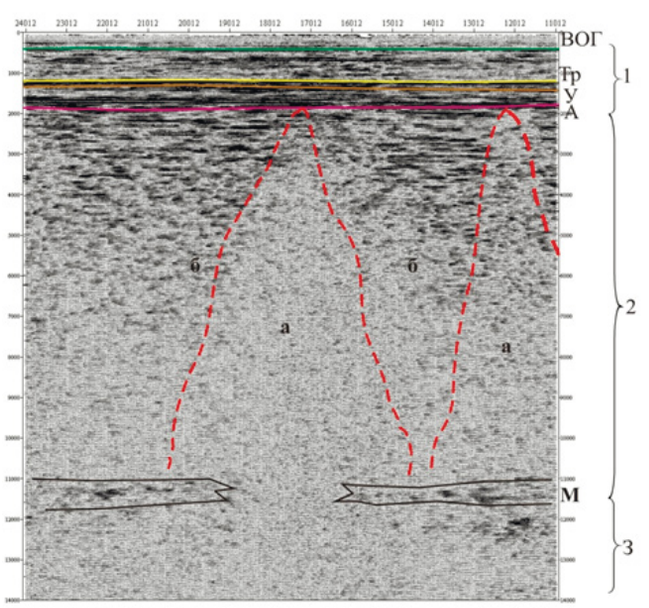


Рис. 1. Профиль II ПК ПК – 24.0÷11.0 Юго-Западный борт Бузулукской впадины
1 – осадочный комплекс;
2 – кристаллический фундамент:
а – зоны интенсивной метаморфизации, возможно интрузии магм;
б – зоны слабой метаморфизации;
M – граница Мохоровичича;
3 – верхняя мантия.

полем в достаточной степени сходным с волновым полем осадочного чехла. Но, с глубиной, характеристика волнового поля толщи фундамента изменяется как во времени (с глубиной), так и по латерали. Различия заключаются в том, что отдельные фрагменты временного разреза верхней части фундамента сохраняют характеристики типичные для осадочных комплексов, а бульшая часть (нижняя часть) волнового поля представлена высокочастотными, малоамплитудными сигналами с едва просматривающейся слоистостью разреза. Это свидетельствует в пользу того, что толща фундамента была охвачена процессом метаморфизации, ослабевающим к поверхности фундамента. К тому же на границах литологических разностей могли формироваться многочисленные зоны «разуплотнения» [1], что проявляется в волновом поле в виде зон (фрагментов) интенсивных, среднечастотных сигналов. Высокочастотной малоамплитудной формой записи также характеризуются возможные интрузии магмы, проникшие в осадочный чехол (рис. 1).

В области перехода от гранитного слоя к базальтовому, спорадически, можно наблюдать «границу Конрада», представленную сигналами средней частоты и достаточной амплитуды. На бульшей части временного разреза «граница Конрада» не просматривается. Это объясняется незначительным различием физических свойств гранито-гнейсов и базальтов [2].

В интервале времен 11,0÷13,0 с отмечается сложное интенсивное отражение представленное группой из 2-3 сигналов одинаковой формы и амплитуды. Можно предположить, что данное отражение обусловлено границей Мохоровичича («M»), границей раздела литосферы и верхней мантии. Высокая интенсивность отражения объясняется значительной разницей физических свойств пород литосферы (базальтовый слой) и верхней мантии [2]. Очевидно, что в этом случае коэффициенты отражения на границе «M» будут большими и отражения интенсивными, хотя «слоистость» границы «M» объяснить трудно. Дополнительным признаком того, что рассматриваемое отражение связано с границей «M» является наблюдаемая однородность волнового поля ниже выявленной границы (рис. 1).

На временном разрезе исследуемого профиля наиболее глубокое положение кристаллического фундамента отмечается в пределах Ю.-З.б. Бузулукской впадины. При рассмотрении временного разреза с востока на запад отмечается наиболее высокое положение поверхности фундамента в пределах вершины Жигулевско-Пугачевского свода и последующее погружение поверхности фундамента в сторону Мелекесской падины.

Как отмечено, волновое поле толщи кристаллического фундамента в границах: Ar-M весьма сложное. Здесь на фоне относительно низкочастотного волнового поля, отмечаются области высокочастотного поля (рис. 1) напоминающие форму «лакколитов». Изменение формы записи сейсмических сигналов свидетельствует о том, что данные области были подвержены метаморфизации. Вершины «лакколитов» зачастую достигают подошвы осадочного чехла.

Другой вариант связанный с «лакколитами»-возможные интрузии магмы в толщу кристаллического фундамента [4].

Для выявления названных связей на геологическую карту Самарской области (рис. 2) были «вынесены»:

1) региональный сейсмический профиль II;

2) контуры всех выявленных бурением и сейсморазведкой положительных структур осадочного чехла, расположенных в зоне, равной площади основания «лакколита»;

3) вероятные контуры сейсмических полей высокочастотных сигналов малой амплитуды (1, 2, 3) – возможные зоны интенсивной метаморфизации толщи фундамента, магматических интрузий, каналы транспортировки углеводородов в вышележащие слои.

Юго-Западный борт Бузулукской впадины.

Объект 1 выявлен в начале профиля 24.0÷11.0 (рис. 2), имеет форму конуса («лакколита» - рис. 1). Основание объекта 1 определено на времени 11,0 с, что соответствует глубине 33 км, и очерчено в форме круга диаметром 24,0 км. В пределы принятой площади попадают Белоглинская, Гусихинская, Ратмирская, С. Флёровская, В. Черниговская, Давлатовская, Макаровская, Слободская структуры (рис. 2).

Объект 2 выявлен на ПКПК 33.000÷39.000 (рис. 2) настоящего профиля и имеет форму конуса. Объект 2 обладает волновым полем практически схожим с волновым полем объекта 1. К сожалению, в районе расположения описываемого объекта не выявлено положительных геологических структур.

Объект 3 выявлен на ПКПК 67,5÷65,5 (рис. 2) изучаемого профиля. Волновое поле в месте расположения объекта 3 существенно усложнено, вследствие чего конусовидная форма предполагаемого объекта опознается с трудом. Вершина объекта 3 смещена относительно рядом расположенных Торшиловской и Таловской структур примерно на 3,0 км к востоку.

Жигулевско – Пугачевский свод (вершина).

Объект 4 выявлен на ПКПК 184,5÷189,5 исследуемого профиля. Объект (рис. 3) представляет собой тело цилиндрической формы (массив). Вершина массива отмечается на времени 1,0 с и весьма сложна по своей форме. Это указывает на возможность воздействия на неё эрозионных процессов. Подошва массива просматривается на временах около 8,0 с / 24 км. Само тело массива, при оценке высокочастотного сейсмического волнового поля, по нашему мнению, представляет материал подверженный большей метаморфизации, чем окружающая толща пород.

Мелекесская впадина.

Объект 5 - условно названо место расположения Рачейской структуры: ПКПК 252,0÷256,0. На фрагменте временного разреза однозначно прослеживается верхний опорный горизонт (ВОГ) на временах 0,8 с. От ВОГ на всю глубину разреза (14,0 с / 45 км.) отмечается однородное волновое поле с редкими участками, на которых просматривается тонкая слоистость разреза. Аномальных объектов, подобных в разрезе Ю.-З.б. Бузулукской впадины не наблюдается.

В зоне Мелекесской впадины Жигулевско–Пугачевского свода волновое поле всей толщи фундамента относительно однородно, что указывает на отсутствие значительных различий в физических свойствах горных пород, слагающих разрез. В пределах Ю.-З.б. Бузулукской впадины в волновом поле среднечастотного состава с отражениями достаточной интенсивности наблюдаются куполообразные зоны высокочастотных малоамплитудных сигналов, напоминающие «лакколиты», или относительно узкие жилообразные каналы, достигающие осадочной толщи.

Таким образом, в результате выполненных исследований установлена связь структур осадочного чехла с их глубинными аналогами на территории Ю.-З.б. Бузулукской впадины.

В пределах Жигулевско–Пугачевского свода Мелекесской впадины подобная связь не выявлена из-за отсутствия объектов («лакколитов») подобных обнаруженным в Бузулукской впадине.

Рис. 2. Проявление связи геологических структур осадочного чехла с глубинными объектами

Выявленные положительные структуры

Глубинные объекты.

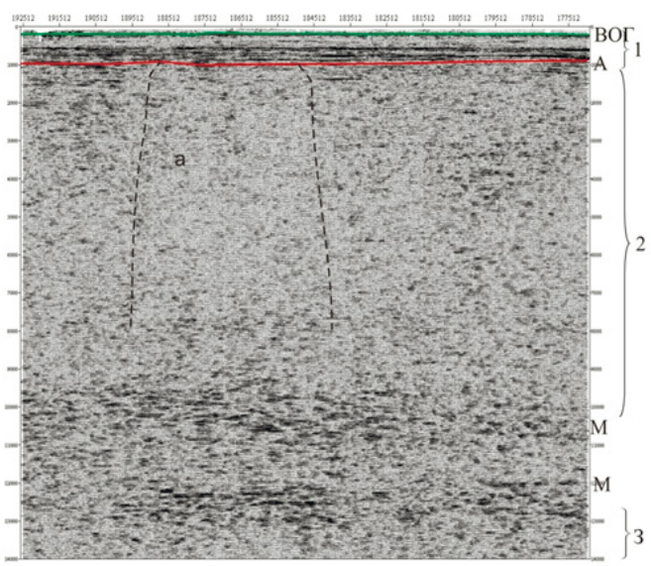


Рис. 3. Профиль II ПК ПК – 192.5÷177.5 Жигулевско-Пугачевский свод
1 – Осадочный комплекс;
2 – кристаллический фундамент;
a – массив интенсивной метаморфизации;
M – граница Мохоровичича;
3 – верхняя мантия.

Возможные процессы генерации и пути перемещения углеводородов (УВ).

В настоящее время в различных регионах мира выявлено большое число скоплений УВ в природных резервуарах, сложенных чисто метаморфическими и интегрированными осадочно-метаморфическими образованиями. В результате пересмотра имеющихся знаний, новых открытий вырисовываются два направления.

Первое – скопления УВ обязаны своим происхождением процессам глубинной мантийной дегазации планеты,

Второе – генерация УВ геологической средой из ее неорганических составляющих с участием воды, активируемая геодинамическими напряжениями [1].

Первое направление связывает формирование зон нефтегазонакопления с наличием глубинных разломов, способствующих перемещению (транспортировке) углеводородов из недр Земли.

К сожалению, используя только материалы сейсморазведки, выявление путей перемещения УВ является сложной задачей.

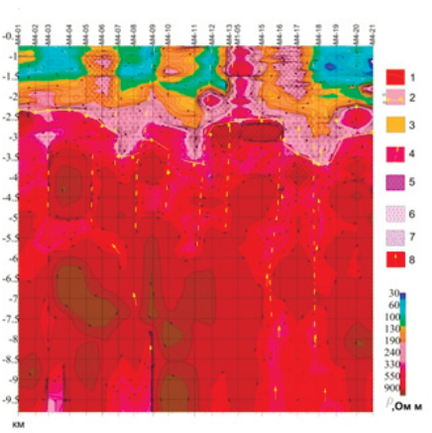


Рис. 4. Возможность прогноза проводящих каналов углеводородов в верхней мантии (заимствовано из [4]).
1 – поверхность кристаллического фундамента;
2 - а) поверхность складчатого фундамента,
б) подошва проводящих пород;
3 – геоэлектрические границы в осадочном чехле и складчатом фундаменте;
4 – разломы;
5 – высокоомные включения;
6 – пористые породы складчатого фундамента;
7 – линзы пористых пород (линзы инверсии);
8 – пути миграции флюидов.

Наиболее информативным в этом направлении является магнитотеллурическое зондирование (МТЗ), которое широко используется и дает положительные результаты на территории Западной Сибири.

Данные глубинных электромагнитных зондирований показали большую неоднородность земной коры и верхней мантии, как по вертикали, так и по горизонтали [3]. Проводящие зоны верхней мантии рассматриваются как очаги генерации УВ (рис. 4).

МТЗ обеспечивает возможность прогноза новых зон нефтегазонакопления, очагов генерации флюидов и путей их транспортировки, выделения объектов для выполнения высокоразрешающей сейсморазведки и заложения поисковой скважины.

Второе направление обуславливает синтез УВ постоянством механической активации геологической среды с переходом механической энергии в химическую, что по сравнению с первым направлением значительно увеличивает прогнозную оценку территорий на углеводородное сырье как в плане, так и на глубину, в том числе кристаллических пород фундамента.

Учитывая высокую эффективность МТЗ в районах Западной Сибири, представляется целесообразным сопровождать сейсморазведочные работы на территории Самарского Поволжья магнитотеллурическими зондированиями.

В первую очередь МТЗ желательно использовать в пределах Жигулёвско–Пугачевского свода, где эффективность сейсморазведки невысокая по сравнению с соседними районами Самарской области.

По нашему мнению, представляет интерес выполнить работы с применением МТЗ на Покровском месторождении, в котором содержится залежь нефти в карбонатах фаменского яруса (пласт Дл), залегающих на поверхности кристаллического фундамента, при отсутствии подстилающей этот ярус терригенной толщи девона (нефтематеринской свиты).

Материалы МТЗ позволят (можно предполагать) выявить пути транспортировки (миграции) углеводородов и выделить перспективные объекты для выполнения сейсморазведочных работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев В.А., Шурунов И.В. Еще раз о кристаллических породах докембрия // Известия Самарского научного центра Российской Академии Наук. – Самара. Специальный выпуск. – 2004. с. 48-54.

2. Еланский Л.Н. К проблеме абиогенного происхождения нефти, Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. Киев: Наукова думка, 1971. - с. 69-85.

3. Кисмерешкин В.П., Коржубаев А.С., Сысоев Б.К. Метод магнитотеллурического зондирования для прогноза нефтегазоперспективных зон и определения залежей углеводородов в малоразмерных структурах // Нефтяное хозяйство. М.: ОАО «НК «Роснефть», 2009. № 9. - с. 22-24.

4. Колесников В.А., Шиляев С.А. К прогнозу размещения останцовых форм рельефа кристаллического фундамента на территории Самарского Поволжья // Вестник СамГТУ. – Самара: СамГТУ, 2004. - № 28. с. 18-24.

REFERENCES

1. Andreev V.A., Shurunov I.V. Once more about Pre-Cambrian crystalline rocks // Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiyskoy Akademii Nauk. – Samara. Spetsialnyiy vyipusk. – 2004. p. 48-54.

2. Elanskiy L.N. Discussing the problem of abiogenous oil and gas nature and forming their commercial. Kiev: Naukova dumka, 1971. - p. 69-85.

3. Kismereshkin V.P., Korzhubaev A.S., Syisoev B.K. Magnetotelluric sounding for forecast oil and gas bearing zones and to detect them in small-scale structures // Neftyanoe hozyaystvo. M.: OAO «NK «Rosneft», 2009. № 9. - p. 22-24.

4. Kolesnikov V.A., Shilyaev S.A. About forecast outlier topographic forms of crystalline basement in the territory of Samarskaoje Volga region // Vestnik SamGTU. – Samara: SamGTU, 2004. - № 28. p. 18-24.

УДК 532.542

Об устойчивости жидкого маловязкого пристенного кольцевого слоя при перекачивании нефтепродуктов по трубопроводу

А.Б. Голованчиков - доктор техн. наук, профессор, заведующий кафедрой;
Е.В. Васильева – аспирант; Н.А. Дулькина - канд. техн. наук, доцент
(Волгоградский государственный технический университет)

В работах [1-5] показано, что «маловязкая смазка», подаваемая в пристенный слой при гидротранспорте высоковязких жидкостей по трубопроводу теоретически более чем на один порядок снижает гидравлическое сопротивление. Однако даже при ламинарном течении обоих потоков и отсутствии вихрей и волнообразования на границе раздела фаз «смазочный» маловязкий слой постепенно растворяется в основном потоке высоковязкой жидкости за счет молекулярной диффузии.

На рис. 1 представлена схема двухслойного кольцевого течения обеих жидкостей, в частности воды и нефти – по трубопроводу с переменной толщиной маловязкого кольцевого пристенного слоя за счет массопереноса её молекул в приграничный слой высоковязкой жидкости.

На рис. 2 представлена схема рабочих и равновесных концентраций на границе раздела фаз радиуса R_1. Так как маловязкая вода заполняет весь объем пристенного кольцевого слоя то абсолютная объемная концентрация его молекул $y = 1$ до самой границы. В этом случае лимитирующей стадией становится массоотдача от границы раздела фаз к ядру потока высоковязкой жидкости-нефти (внутридиффузионное торможение) и коэффициент массопередачи становится практически равным коэффициенту массоотдачи β_ℓ, который может быть рассчитан по критериальному уравнению [6]:

$$Sh = 0{,}89\,Re^{0{,}45}\,Sc^{0{,}5}\left(\frac{\ell_n}{\delta_n}\right)^{0{,}5}, \qquad (1)$$

где $\delta_n = \left(\frac{\nu^2}{g}\right)^{\frac{1}{3}}$ приведенная толщина пограничного слоя нефти, м;

$\ell_n = 2\,\pi\,R_1$ – приведенная длина кольцевого пограничного слоя нефти, м.

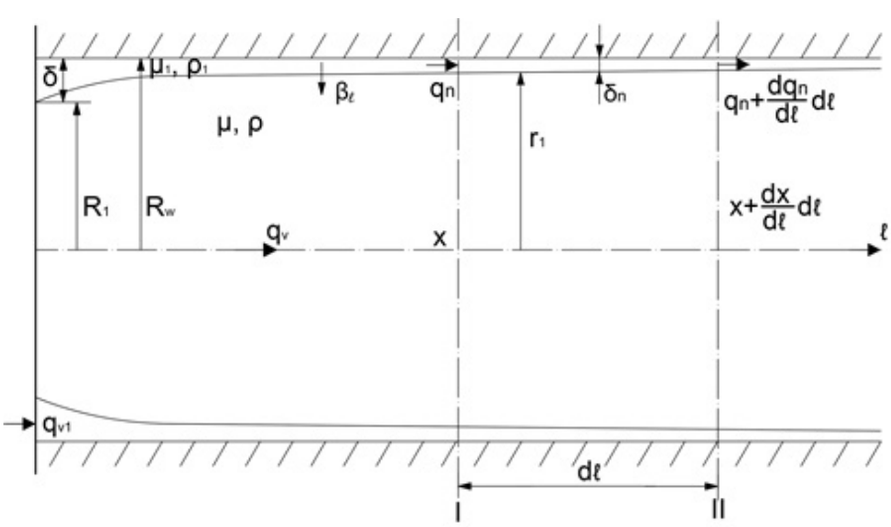


Рис.1. Схема двухслойного кольцевого течения нефти и воды по трубопроводу с переменной толщиной маловязкого кольцевого пристенного слоя воды.

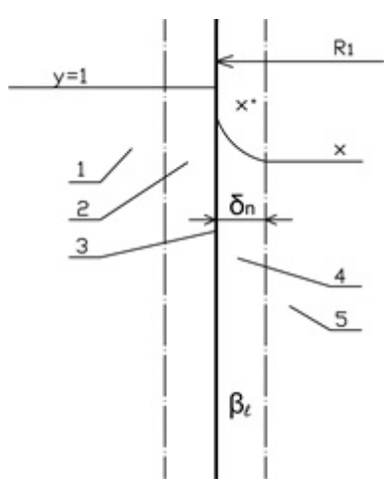


Рис. 2. Схема изменения рабочих и равновесных концентраций воды у границы раздела фаз
1 – ядро водяного слоя;
2 – пограничный слой со стороны воды;
3 – граница раздела фаз;
4 – пограничный слой со стороны нефти;
5 – ядро потока нефти.

Дифференциальное уравнение материального баланса по поглощаемой воды из пристенного слоя в ядро потока нефти для элементарной длины трубы dl между сечениями I и II (рис. 1):

$$dq_n = -\beta_\ell (2\pi r_1 d\ell)\left[x^* - \frac{q_{v1} - q_n}{q_v}\right], \qquad (2)$$

где в правой части второй сомножитель характеризует площадь массопередачи между сечениями I и II, а третий – локальную движущую силу в выбранном элементарном объёме, так как разность расходов пристенного потока воды на входе в трубу q_{v1} и в выбранном сечении q_n равна расходу молекул воды попавших в поток нефти до рассматриваемого сечения I-I, а сама вычитаемая дробь равна рабочей концентрации. После разделения переменных и интегрирования с учетом начального условия $\ell = 0, q_n = q_{v1}$, получаем трансцендентное алгебраическое уравнение зависимости расхода, пристенного слоя воды от длины трубопровода

$$\ell = -q_v \frac{\ln\left(\dfrac{x^* - \dfrac{q_{v1} - q_n}{q_v}}{x^*}\right)}{2\pi r_1 \beta_\ell}, \qquad (3)$$

при $q_n = 0$ получаем уравнение для длины трубопровода, на которой водяной пристенный слой с начальным расходом q_{v1} и начальной толщиной δ полностью поглощается в результате массопередачи потоком нефти

$$L_0 = -q_v \frac{\ln\left(\dfrac{x^* - \dfrac{q_{v1}}{q_v}}{x^*}\right)}{2\pi r_1 \beta_\ell}, \qquad (4)$$

На рисунке 3 представлены графики зависимости длины L_0 и начального градиента давления от расходы воды в пристенном слое. Исходные и справочные данные приведены в табл. 1.

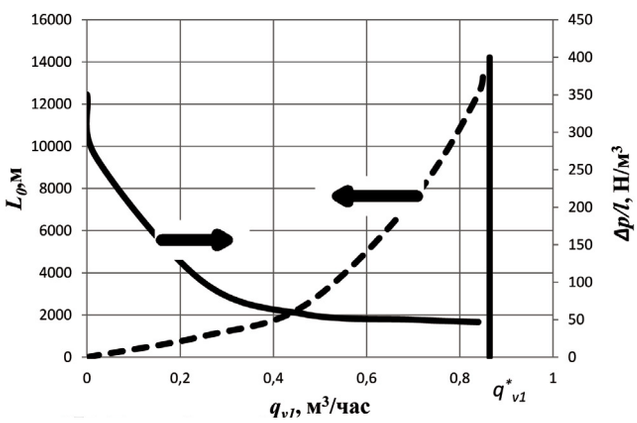


Рис. 3. Зависимость длины L_0 и начального градиента давления от расхода воды в пристенном слое трубопровода при радиусе трубы $R_w = 0{,}05$ м и расходе нефти 36 м³/час.

Таблица 1. Исходные и справочные данные и расчетные параметры гидротранспорта нефти с пристенным кольцевым слоем воды в трубопроводе [7, 8].

Наименование параметра	Размерность	Обозначение	Величина	
			без ПАВ	ПАВ в воде
1	2	3	4	5
Исходные данные				
1.Расход основной жидкости – нефти (36 м³/час)	м³/с	q_v	0,01	0,01
2.Радиус трубопровода	м	R_w	0,05	0,05
3.Рабочая температура	°С	t	20	20
Справочные данные				
1.Динамическая вязкость нефти	Пас	μ	0,09	0,09
2.Плотность нефти	кг/м³	ρ	900	900
3.Коэффициент диффузии воды в нефти	м²/с	D	$2{,}84 \cdot 10^{-11}$	$0{,}77 \cdot 10^{-11}$
4.Растворимость воды в нефти(равновесная концентрация при рабочей температуре)	м³/м³	x^*	0,024	0,024
5.Динамическая вязкость воды	Пас	μ	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
6.Плотность воды	кг/м³	ρ	1000	1000

Таблица 1 (продолжение). Исходные и справочные данные и расчетные параметры гидротранспорта нефти с пристенным кольцевым слоем воды в трубопроводе [7, 8].

Наименование параметра	Размерность	Обозначение	Величина	
			без ПАВ	ПАВ в воде
1	2	3	4	5
Варьируемый параметр				
Толщина водяного пристенного слоя на входе в трубопровод	м	δ	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
Расчетные параметры				
1. Кинематическая вязкость нефти	м^2/с	v	10^{-4}	10^{-4}
2. Кинематическая вязкость воды	м^2/с	v_1	10^{-6}	10^{-6}
3. Радиус пограничного слоя воды и нефти	м	r_1	$4{,}9 \cdot 10^{-2}$	$4{,}9 \cdot 10^{-2}$
4. Градиент давления	Н/м^3	$\Delta p/l$	47,23	47,23
5. Расход воды на входе	м^3/с	q_{v1}	$1{,}82 \cdot 10^{-4}$	$1{,}82 \cdot 10^{-4}$
6. Относительный расход воды		q_{om}	$1{,}82 \cdot 10^{-2}$	$1{,}82 \cdot 10^{-2}$
7. Средняя скорость нефти	м/с	v_c	1,326	1,326
8. Средняя скорость воды	м/с	v_{c1}	0,584	0,584
9. Число Рейнольдса нефти		Re	1300	1300
10. Число Рейнольдса воды		Re_1	1168,9	1168,9
11. Число Шмидта		Sc	$3{,}52 \cdot 10^6$	$1{,}3 \cdot 10^7$
12. Приведенная толщина пограничного слоя нефти		δ_n	$1{,}013 \cdot 10^{-3}$	$1{,}013 \cdot 10^{-3}$
13. Приведенная длина пограничного слоя нефти		l_n	0,308	0,308
14. Приведенное число Рейнольдса нефти для пограничного слоя		Re_n	13,44	13,44
15. Число Шервуда нефти		Sh	308,6	592,6
16. Коэффициент массоотдачи от границы к ядру потока нефти	м/с	β_e	$8{,}56 \cdot 10^{-6}$	$4{,}05 \cdot 10^{-6}$
17. Расчетная длина полного растворения пристенного слоя воды в нефти	м	L_0	5316	10210
18. Перепад давления с пристенным слоем воды постоянной толщины δ, на длине L_0	ат	Δp	2,56	4,92
19. Перепад давления при обычном гидро-транспорте нефти по трубопроводу на длине L_0	ат	Δp_0	19,8	38,2
20. Усредненный перепад давления на расчетной длине с уменьшающейся толщиной пристенного слоя воды от δ до нуля	ат	Δp_c	11,18	21,56

Таблица 1 (окончание). Исходные и справочные данные и расчетные параметры гидротранспорта нефти с пристенным кольцевым слоем воды в трубопроводе [7, 8].

Наименование параметра	Размерность	Обозначение	Величина	
			без ПАВ	ПАВ в воде
1	2	3	4	5
21. Удельная затрату энергии на перекачивании 1 т нефти при усредненном перепаде давления с уменьшающейся толщиной пристенного слоя воды от δ до нуля	кВт · час / т	E	0,338	0,653
22. Удельные затраты энергии на перекачивание 1 т нефти при обычное гидротранспорте нефти	кВт · час / т	E_0	0,6	1,157
23. Расход воды на входе в трубопровод, соответствующий предельной растворимости воды в нефти	м^3/с	q_{v1}^*	2,4 · 10^{-4}	2,4 · 10^{-4}
24. Толщина кольцевого пристенного слоя воды на входе в трубопровод, соответствующего предельной растворимости воды в нефти	м	δ^*	1,27 · 10^{-3}	1,27 · 10^{-3}

Последовательность расчетов может быть следующая:

- для заданной толщины δ пристенного слоя воды на входе в трубопровод определяется радиус границы раздела фаз

$$r_1 = R_w - \delta; \tag{5}$$

- по формуле [4-6]

$$\frac{\Delta p}{l} = \frac{q_v}{\pi}\left(\frac{\left(R_w^2 - r_1^2\right) r_1^2}{4\mu_1} + \frac{r_1^4}{8\mu}\right); \tag{6}$$

определяется градиент давления при двухслойном течении воды и нефти в трубопровде;

- рассчитывается расход воды на входе в трубопровод [4-6]

$$q_{v1} = \frac{\pi}{8}\frac{\Delta p}{l}\frac{\left(R_w^2 - r_1^2\right)}{\mu_1}; \tag{7}$$

- рассчитывается по формуле (4) расчетная длина L_0 [6];

- по формуле (6) при $r_1 = 0$ определяется градиент давления для обычного перекачивания нефти без пристенного слоя воды;

- определяется средний градиент давления на длине L_0 при перекачивании нефти с уменьшающимся слоем воды от толщины δ до нуля

$$\left(\frac{\Delta p}{l}\right)_C = \frac{\frac{\Delta p}{l} + \left(\frac{\Delta p}{l}\right)_0}{2}; \tag{8}$$

- определяются потери давления на длине L_0 при перекачивании нефти с уменьшающимся пристенным слоем воды от толщины δ до нуля

$$\Delta p = \left(\frac{\Delta p}{l}\right)_C \cdot L_0, \tag{9}$$

и при обычном перекачиваний нефти без пристенного слоя воды

$$\Delta p_0 = \left(\frac{\Delta p}{l}\right)_0 \cdot L_0, \tag{10}$$

- рассчитываются удельные энергозатраты на перекачивание одной тонны нефти с пристенным слоем воды по формуле

$$E = \frac{\Delta p}{3600\rho}, \tag{11}$$

и при обычном перекачивании нефти без пристеннного слоя воды:

$$E_0 = \frac{\Delta p_o}{3600\rho}. \tag{12}$$

Анализ уравнения (4) показывает, что при критическом отношении расходов на входе в трубопровод и соответствующем предельной растворимости воды в нефти

$$\frac{q_{v1}^*}{q_v} = x^*, \tag{13}$$

$L_0 \longrightarrow \infty$, то есть изменение толщины пристенного слоя от предельного δ^* до нуля будет происходить постепенно и на реальной длине трубопровода всегда будет на выходе из него существовать кольцевой пристенный слой воды. Для рассматриваемого примера $q_{v1} = x^* \cdot q_v = 0{,}864$ м^3/час при критической толщине кольцевого слоя воды на входе в трубу $\delta^* = 1{,}27$ мм.

При расходе воды на входе $q_{v1} > q_v^*$ после длины L^*, когда предельно раствориться вода в нефти, остаточный расход воды $(q_{v1} - q_v^*)$ будет теоретически создавать пристенный кольцевой слой воды толщиной $\delta_1 < \delta$ и гидротранспорт нефти будет осуществляться в этом кольцевом слое воды постоянной толщины δ_1 [9].

Были проведены экспериментальные исследования, которые показали, что время расслоения эмульсии при наличии ПАВ (моноэтаноламина) увеличивается минимум в 3,7 раза это же подтверждается авторами монографии [10]. Теоретически можно считать, что молекулы ПАВ блокируют взаимодиффузию молекул воды и углеводорода друг в друге, а, значит, уменьшают коэффициент молекулярной диффузии. Для сравнения в табл. 1 приведены результаты расчетов параметров при гидротранспорте нефти в кольцевом пристенном слое воды при наличии ПАВ (см. последний столбик таблицы). Отличие в исходных данных связано только с уменьшением в 3,7 раза коэффициента молекулярной диффузии. Как видно из расчетных параметров табл. 1, добавление ПАВ в воду, образующей кольцевой пристенный слой, уменьшает коэффициент массоотдачи более чем в 2 раза и увеличивает длину полного растворения в 1,98 раза, при этом удельные затраты энергии снижаются в 1,77 раза.

Таким образом, применение маловязкого кольцевого пристенного слоя воды толщиной до 1 мм позволяет уменьшить гидравлическое сопротивление на длине 5,3 км трубопровода с 19,8 до 11,2 атм., то есть в 1,7 раза. Применение раствора ПАВ в воде снижает диффузию молекул воды в потоке нефти в 3,7 раза и увеличивает длину полного растворения молекул воды с 5,3 км до 10,2 км. При этом гидравлическое сопротивления с водным пристенным слоем по сравнению с обычным перекачиванием нефти уменьшается с 38,2 до 21,6 ат, то есть в 1,77 раза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, - 2002. – 544 с.
2. Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов – М.: Недра, 1988. – 368 с. Ш.Н.
3. Тугунов П.И., Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Ахатов Ш. Н. Эксплуатация магистральных трубопроводов. - Уфа: Башкир. кн. изд., 2005. – 84 с.
4. Голованчиков А.Б., Ильин А.В., Ильина Л.А. Теоретические основы течения жидкостей в трубопроводе с маловязким пограничным слоем: монография. – Волгоград: ВолгГТУ, 2008. - 92 с.
5. Голованчиков А.Б., Дулькина Н.А., Васильева Е.В. Моделирование двухслойного течения жидкостей в трубопроводе : учеб. Пособие. Волгоград: ВолгГТУ, - 2011. - 69 с.
6. Фетисова Е.Г., Голованчиков А.Б, Бацокин И.С. Перекачивание жидкостей по трубопроводу с воздушной подушкой // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2011. - №2. - с. 36-39.
7. Справочник химика / в 6 т. Т. 5. под ред. Б.П. Никольского – 2-е изд., перераб. и доп.; в 6 т. Т. 5 – М.-Л.: Химия, 1968. – 976 с.
8. Пузин, Ю.И. Практикум по химии нефти и газа: учебное пособие для студентов заочной дистанционной формы обучения. – Уфа : УГНТУ, 2004. – 144 с.
9. Пат. 2307975 РФ, МПК F 17 D 1/16. Способ транспорта жидкостей по трубопроводу / А.Б. Голованчиков, Л.А. Ильина, А.В. Ильин, Н.А. Дулькина, А.Б. Дулькин, Т.С. Зудина; ВолгГТУ. - 2007.
10. Бабалян Г.А. и др. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. – М : Недра, - 1983. – 216 с.

REFERENCES

1. Korshak A.A., Shammazov A.M. Fundamentals of Oil- and Gas-Field Engineering – Ufa: DizaynPoligrafServis, - 2002. – 544 p.
2. Aliev R.A. i dr. TOil and gas midstream operations: ucheb. dlya vuzov – M.: Nedra, 1988. – 368 p.
3. Tugunov P.I., Nechval M.V., Novoselov V.F., Ahatov Sh. N. Main pipelines operating. - Ufa: Bashkir. kn. izd., 2005. – 84 p.
4. Golovanchikov A.B., Ilin A.V., Ilina L.A. Theoretical foundations for fluid flow of low-viscous boundary layer: treatise. – Volgograd: VolgGTU, 2008. - 92 p.
5. Golovanchikov A.B., Dulkina N.A., Vasileva E.V. Modeling two-layer fluid flow in pipeline: study guide. Volgograd: VolgGTU, - 2011. - 69 p.
6. Fetisova E.G., Golovanchikov A.B, Batsokin I.S. Liquids pumping through aircushion pipeline // Inzhener-neftyanik. – M.: OOO «IDS Drilling», - 2011. - № 2. - p. 36-39.
7. Directory for chemist/ 6 v. V. 5. under the editorship of B.P. Nikolskogo – 2-th edition., revised and enlarged; 6 v. V. 5 – M.-L.: Himiya, 1968. – 976 p.
8. Puzin, Yu.I. Practical course on petroleum chemistry: student training manual. – Ufa : UGNTU, 2004. – 144 p.
9. Pat. 2307975 RF, MPK F 17 D 1/16. Way of liquid transportation through pipeline / A.B. Golovanchikov, L.A. Ilina, A.V. Ilin, N.A. Dulkina, A.B. Dulkin, T.S. Zudina; VolgGTU. - 2007.
10. Babalyan G.A. i dr. ROil-field development with the use of surfactant. – M : Nedra, - 1983. – 216 p

УДК 621.644

Проблемы резервирования труб с заводскими защитными покрытиями в аварийных запасах северных газопроводов

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(Ухтинский государственный технический университет)
А.Л. Пак
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Дальнейшее развитие трубопроводного транспорта России будет обеспечиваться сооружением сверхдальних магистралей нового поколения с высоким уровнем безопасности, надежности и эффективности, достигаемых, в том числе, за счет использования высокого рабочего давления более 7,4 МПа (табл. 1).

Как видно из табл. 1, в ближайшее время будут строиться сухопутные магистральные трубопроводы диаметром 1220-1420 мм на давление до 10-12 МПа. Чтобы иметь представление о физических параметрах труб (толщина стенки, масса) для трубопроводов высокого давления диаметром 530-1420 мм в сравнении с трубами

Таблица 1. Проектируемые и строящиеся магистральные трубопроводы высокого давления (более 7,4 МПа).

Параметры трубопровода	Сахалин-2	Бованенково-Ухта	Североевропейский (сухопутная часть)	Алтай
Протяженность, км	800	1100	331	2417,0
			405	
Диаметр, мм	1220	1420	1420	1420
			1220	1420
Рабочее давление, МПа	10	11,8	9,8	7,4 / 9,8
Толщина стенки труб, мм	Н - 17,6	Н - 23,0	Н – 21,6	С – 15,7
	С - 21,1	С - 27,6	С – 25,8	В – 18,7
	В - 25,3	В - 33,2	В – 32,0	С – 21,6
	Сейсмостойкие - 31,8	Н – 26,4	Н – 17,8	В – 25,8
		С – 31,6	С – 21,3	
		В – 37,9	В – 26,3	
Класс прочности труб	Х 70, К 60	Х 80, К 65 Х 70, К 60	Х 70, К 60	Х 70, К 60

Примечание: Толщина стенки труб указана применительно классу безопасности участка: нормальный - Н; средний - С; высокий – В.

на обычное давление 5,5-7,5 МПа, был выполнен расчет этих показателей применительно к сталям классов прочности X70 и X80 по трем классам безопасности.

Согласно СТО Газпром 2-2.1-249 «Магистральные газопроводы» расчетную толщину стенки δ трубы МГ для сталей с соотношением нормативного предела текучести к нормативному пределу прочности не более 0,8 вычисляли по формуле

$$\delta = \frac{p_p D_н}{2 k_y F_y \sigma_m}, \quad (1)$$

где $p_р$ – расчетное внутреннее давление, МПа, определяемое как произведение рабочего давления на коэффициент надежности, равный 1,1;

$D_н$ – наружный диаметр трубы, мм;

k_y – поправочный коэффициент, зависящий от отношения нормативного предела текучести к нормативному пределу прочности материала трубы;

F_y – расчетный коэффициент по пределу текучести, определяемый по таблице 2;

$\sigma_т$ – нормативный предел текучести материала труб, МПа.

Для сталей с соотношением нормативного предела текучести к нормативному пределу прочности более 0,8 толщину стенки вычисляли по формуле

$$\delta = \max\left\{ \frac{p_p D_н}{2 F_y \sigma_m}; \frac{p_р D_н}{2 F_u \sigma_в} \right\} \quad (2)$$

где F_u – расчетный коэффициент по пределу прочности, определяемый по таблице 2;

$\sigma_в$ – нормативный предел прочности (временное сопротивление) материала труб, МПа.

Коэффициент k_y определяли в зависимости от отношения $\sigma_т / \sigma_в$. При $\sigma_т / \sigma_в \le 0{,}6$ значение коэффициента определяли по таблице 2. При $0{,}6 < \sigma_т / \sigma_в \le 0{,}8$ значение коэффициента вычисляли по формуле

$$k_y = a - b(\sigma_m / \sigma_в) \quad (3)$$

Значения коэффициентов a, b принимали в зависимости от категории участка газопровода (табл. 2).

По СТО Газпром 2-2.1-249 участки МГ подразделяются на три категории: Н (нормальная), С (средняя), В (высокая). Соответствие между категориями участков МГ по СНиП 2.05.06 «Магистральные трубопроводы» и СТО Газпром 2-2.1-249 приведено в табл. 3.

Массу трубы (т) определяли по следующей формуле:

$$m = 7{,}85\, F_{тр}\, l_{тр}, \quad (4)$$

где $F_{тр}$ – площадь поперечного сечения трубы, м²;

$l_{тр}$ - длина трубы, м.

Из результатов расчета следует, что при строительстве газопроводов нового поколения с высоким рабочим давлением используются трубы, характеризующиеся существенным повышением толщины стенок труб, трубных деталей и соответственным увеличением их массы (рис. 1). Характер увеличения рассматриваемых показателей пропорционален увеличению рабочего давления, например, при увеличении рабочего давления в 2 раза (от 7,5 МПа до 15 МПа), для труб диаметром 1420 мм класса прочности X80, для участка категории В, расчетная толщина стенки труб должна составлять 38,7 мм, а масса одной трубы длиной 12 м – 15,7 т.

Одним из примеров трубопроводных проектов на Крайнем Севере с месторождений полуострова Ямал является система магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта». Проектом предусмотрено строительство двухниточного магистрального газопровода диаметром 1420 мм, рассчитанного на рабочее давление 11,8 МПа, девяти двухцеховых компрессорных станций (ГПА 16, ГПА 25), на переходе через Байдарацкую губу - четырёхниточного перехода из труб диаметром 1220 мм.

Сооружение газопровода предусматривается из труб, изготовленных по специальным техническим требованиям для МГ Бованенково-Ухта из стали класса прочности К65 (X80), К60 (X70) с наружным антикоррозионным и внутренним гладким покрытием. В качестве производителей выступают Выксунский, Ижорский, а также зарубежные трубные заводы, такие как Европайп (Германия - Франция), Ниппон Стил, Сумимото Металз, JFE (Япония).

Трубы для строительства газопровода поставляются с наружными защитными трехслойными полиэтиленовыми покрытиями заводского нанесения [1].

В области формирования технического обслуживания и аварийно-восстановительного ремонта магистральных газопроводов разработан ряд нормативных документов, которые направлены на положение о формировании и оснащенности аварийными запасами труб производственных подразделений газотранспортных предприятий. К таким нормативным документам относятся СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [2], ВРД 39-1.10-031-2001 [3], СТО Газпром РД 39-1.10-089-2004 [4].

В ВРД 39-1.10-031-2001 разработаны нормативы оснащения линейно-эксплуатационных служб (ЛЭС) и аварийно-восстановительных поездов (АВП) подразделений газотранспортных предприятий, определена потребность этих подразделений в автомобильной, дорожно-строительной и специальной технике, используемой при техническом обслуживании и аварийно-восстановительном ремонте объектов систем магистральных газопроводов и продуктопроводов.

Нормативы оснащения ЛЭС представляют собой перечень техники с указанием ее количества, относящегося к 100 км эксплуатируемых магистральных газопроводов в зависимости от природно-климатических условий. Нормативы

Таблица 2. Значения коэффициентов F_y, F_u, k_y, a, b.

Категория участка газопровода	F_y	F_u	$\sigma_т / \sigma_в \le 0{,}6$	$0{,}6 < \sigma_т / \sigma_в \le 0{,}8$	
			k_y	a	b
Н	0,72	0,63	1,250	2,000	1,250
С	0,60	0,52	1,333	2,333	1,667
В	0,50	0,43	1,400	2,600	2,000

Таблица 3. Соответствие между участками МГ по нормативным документам.

СТО Газпром 2-2.1-249-2008	Н	С	В
СНиП 2.05.06-85*	III, IV	I, II	В

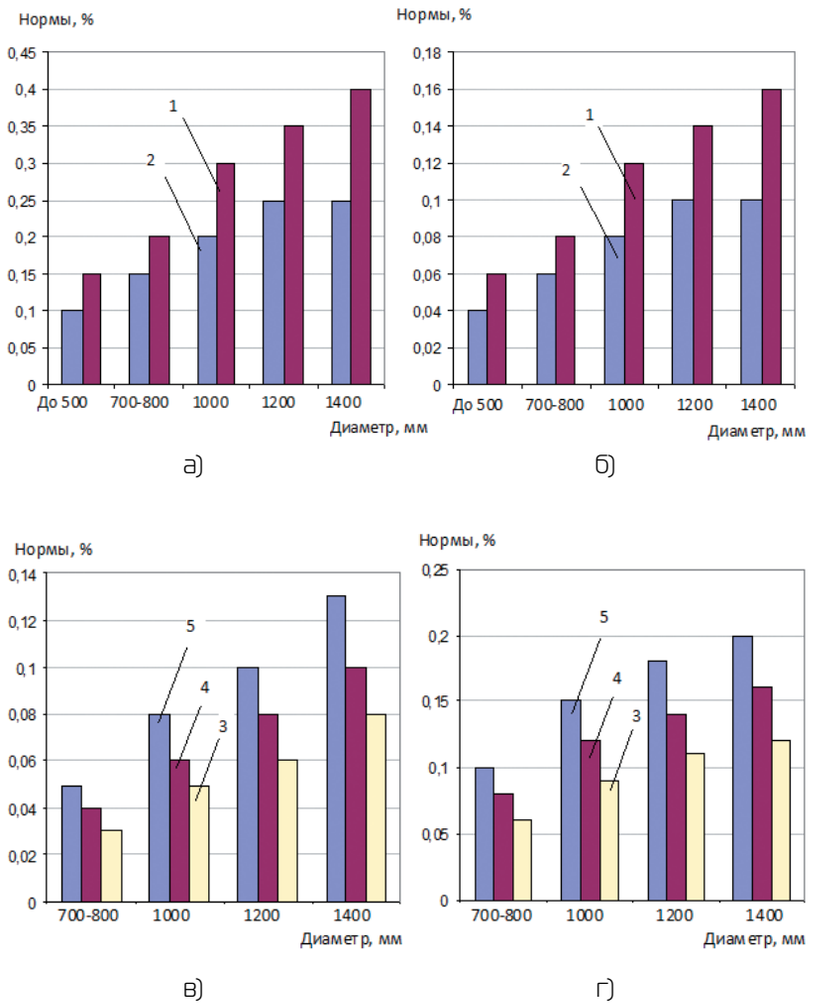


Рис. 1. Нормы аварийного (а) и неснижаемого (б) запаса труб для однониточных газопроводов, нормальных (в) и сложных (г) условий прокладки многониточных газопроводов
1 – нормальные,
2 – сложные условия,
3 – 2 нитки,
4 - 3 нитки,
5 – 4 и более ниток газопровода.

оснащения ЛЭС разработаны для каждой из трех групп магистральных газопроводов диаметром до 500 мм, 700-1000 мм, 1200-1400 мм.

Введены дифференцированные нормы оснащения ремонтно-восстановительных подразделений техникой в зависимости от природно-климатических условия прокладки газопроводов в следующих зонах: равнинно-холмистые районы средней полосы, пустынные и полупустынные районы, горные районы, таежно-болотные районы Севера, районы вечной мерзлоты. Формирование аварийных и неснижаемых запасов труб производится в соответствии с СТО Газпром РД 39-1.10-089-2004 [4]. Этот документ регламентирует удельные нормы аварийных запасов труб, выраженные в процентах от протяженности газопроводов и отводов в однониточном исполнении, в зависимости от диаметра и условий прохождения (нормальные, сложные) трассы газопровода.

Аварийный запас, как правило, устанавливается в двух категориях: оперативный и неснижаемый. Оперативный аварийный запас предназначен для замены поврежденных участков газопровода при проведении аварийно-восстановительных ремонтов линейной части газопроводов, также для замены дефектных участков газопровода, находящихся в предаварийном состоянии, по результатам проведенного обследования технического состояния труб. Допускается использование оперативного запаса при проведении текущих ремонтов линейной части. Оперативный запас предусматривается в размере 60% от объема аварийного запаса [4].

Неснижаемый запас предназначен для использования только при проведении аварийно-восстановительных ремонтов линейной части - замены поврежденных участков газопровода. В исключительных случаях допускается использование неснижаемого запаса для замены дефектных участков, находящихся, по результатам проведенного обследования технического состояния труб, в предаварийном состоянии.

Использование неснижаемого запаса для других нужд не допускается. Неснижаемый запас составляет 40% от объема аварийного запаса [4].

Аварийный запас труб для аварийно-восстановительных работ на линейной части газопроводов размещается на площадках хранения труб линейно-эксплуатационных служб (ЛЭС), обслуживающих газопроводы и КС.

Согласно действующей нормативной документации пункты хранения аварийного запаса труб должны располагаться вдоль трассы газопровода, на площадках компрессорных станций, в местах расположения узловых и базовых пунктов ЛЭС, в районе расположения крановых узлов, в местах, удобных для подъезда, свободной погрузки и разгрузки. Количество площадок для хранения труб и расстояние между ними определяются особенностями природно-климатических условий прохождения трассы газопровода. Периодически, но не реже, чем два раза в год производиться осмотр аварийного запаса труб [2].

В современных Правилах эксплуатации магистральных газопроводов [2] даны общие рекомендации о порядке комплектования АЗТ, в частности подчеркивается, что предпочтительно комплектование АЗТ выполнять из труб, деталей, разрешенных к применению ОАО «Газпром», изготовленных из сталей, используемых в действующем газопроводе.

Нормы аварийного и неснижаемого запаса грунтовки и материалов для ее приготовления, изоляционных и обертночных материалов установлены в тоннах и кв. метрах на 500 км протяженности магистральных газопроводов (и отводов) в однониточном исполнении, обслуживаемых одной ЛЭС, в зависимости от диаметра газопровода. В нормах предусматривается запас материалов на двухслойное изоляционное покрытие полимерными лентами с применением высококачественных оберток отечественного и импортного

производства. Нормы запаса полиуретановых покрытий установлены на однослойное покрытие в трассовых условиях с толщиной слоя 2-3 мм. Нормы установлены на аварийный и неснижаемый запас труб без заводского изоляционного покрытия.

Из анализа нормативной литературы следует, что весь перечень документов касательно аварийных запасов труб предъявляет требования к трубам и трубным изделиям без защитного покрытия, что в современных условиях является устаревшим, так как при новом строительстве газопроводов применяют трубы только с защитными покрытиями заводского нанесения. Между тем, атмосферное хранение труб с защитными покрытиями заводского нанесения ограничено сроком 24 месяца, в течение этого срока производитель согласно техническим условиям на трубы с наружными полиэтиленовыми покрытиями гарантирует соответствие свойств покрытия требованиям ОАО «Газпром» в процессе хранения на открытой площадке. При этом возникают следующие несоответствия.

В СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [2] аварийный запас труб рекомендовано обновлять до истечения срока хранения, указанного в технических условиях, который составляет 24 месяца Это означает, что заблаговременно до истечения двух лет хранение партии резервного запаса труб с заводскими защитными покрытиями необходимо приостановить, трубы следует использовать в каком-либо проекте ремонта, строительства или реконструкции газопроводов. На их место должны быть завезены трубы нового изготовления. Такой вариант резервирования труб является сложным, как организационно, так и затратным экономически, поэтому исходя из указанных ограничений в СТО Газпром 2- 3.5-454-2010 для АЗТ рекомендовано использовать трубы без защитного покрытия. В ряде случаев это также является противоречим, в частности для газопровода «Бованенково-Ухта» применяются трубы специфического сортамента с увеличенной толщи-ной стенки: от 21-28 мм на прямолинейных участках до 34 мм на переходах через водные преграды и дороги. Такие трубы заводы-изготовители производят только с защитными покрытиями заводского нанесения. Без покрытий трубы этой номенклатуры не производятся, поэтому для аварийных запасов необходимо будет заказывать отдельную партию труб, специально предназначенную для АЗТ. Это значит, что впоследствии при проведении аварийно-восстановительных ремонтов газотранспортное предприятие вынуждено будет тратить дополнительные средства и время для выполнения работ по изоляции газопроводов на восстановленном участке. При этом до настоящего времени покрытий трассового нанесения, обеспечивающих качество аналогичное заводским покрытиям, особенно в условиях мерзлых грунтов Крайнего Севера, не разработано. Поэтому, в сложившиеся ситуации отремонтированные участки газопроводы, изолированные в трассовых условиях, например, покрытием на основе битума, будет заведомо худшего качества, чем на прилегающих участках, имеющих заводское защитное покрытие.

Все это свидетельствует о необходимости приведения действующей нормативной документации к сформировавшимся реалиям проектирования и строительства газопроводов.

Выводы

1. Показаны особенности современных проектов северных газопроводов с рабочим давлением 11,8 МПа. Проанализированы действующие нормативные документы в области формирования и оснащенности аварийных запасов труб производственных газотранспортных предприятий.

2. Выполнен анализ принципов резервирования аварийных запасов трубных изделий. Установлено, что применительно к удаленным объектам северных газопроводов существуют противоречия в нормативных документах касательно сроков хранения труб с защитными покрытиями, ограниченных 24 месяцами.

3. Установлено, что весь перечень действующих нормативных документов применительно к аварийным запасам труб предъявляет требования к трубам и трубным изделиям без защитного покрытия, что приводит к противоречиям при организации ремонтно-восстановительных работ, т.к. запроектированные для строительства трубы выпускаются только с заводским защитным покрытием.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.3-130-2007 «Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80°С».

2. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

3. ВРД 39-1.10-031-2001 Нормы аварийного и неснижаемого запаса труб, стальных газовых кранов, материалов, соединительных деталей и монтажных заготовок на газопроводах.

4. СТО Газпром РД 39-1.10-089-2004 Нормативы оснащения линейно-эксплуатационных служб (ЛЭС) и аварийно-восстановительных поездов (АВП) автомобильной, дорожно-строительной и специальной техникой для выполнения работ по техническому обслуживанию и аварийно-восстановительному ремонту магистральных газопроводов и продуктопроводов.

REFERENCES

1. Gazprom standard 2-2.3-130-2007 Specification requirements for yard anticorrosion polyethylene pipe coating for subsurface and subsea gas pipeline construction, reconstruction and total overhaul if operating temperature is up to +80 °C.

2. Gazprom standard 2-3.5-454-2010 Operation regulations for main gas pipelines.

3. VRD 39-1.10-031-2001 Minimum and emergency stock levels for pipes, steel gas valves, materials, adaptors and mounting spare parts for gas pipelines.

4. Gazprom standard, D.D. 39-1.10-089-2004 Rates of procurement for line operation service and breakdown trains by automotive, road-building and special equipment for maintenance and emergency repair of pipelines.

УДК 620.193.4

О причинах возникновения трещин в полиэтиленовых заводских покрытиях труб при хранении в условиях низких температур

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(Ухтинский государственный технический университет)
А.Л. Пак
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

К основным атмосферным факторам, которые влияют на клеевое соединение защитного покрытия с металлом труб, относятся воздействия температуры, света, кислорода и влаги. Поскольку все эти факторы действуют периодически (зональная, суточная и сезонная периодичность), то атмосферное старение носит ярко выраженный циклический характер. В результате в адгезионных соединениях покрытий возникают циклические температурно-влажностные напряжения, которые приводят к развитию процессов усталости в клеевом шве.

Полиэтиленовые покрытия труб при хранении в атмосферных условиях стареют, т.е. их физико-механические свойства ухудшаются под влиянием кислорода, воздуха, влаги, тепла, света, механических нагрузок. При старении полиэтиленовых покрытий изменяются такие важные свойства, как прочность при растяжении, модуль упругости, ударная вязкость, химическое сопротивление, теплостойкость, диэлектрическая проницаемость, твердость, прочность адгезии [1].

Старение – процесс самопроизвольного изменения свойств полимеров во времени. Старение высокомолекулярных соединений обычно происходит под влиянием различных одновременно действующих факторов при эксплуатации и хранении изделий. Это приводит к потере полимером комплекса полезных свойств – прочности, эластичности, твердости и т.д. Старение является в основном результатом химических процессов, обусловленных действием кислорода, озона, влаги при инициировании светом, теплом, механической нагрузкой и др., и релаксации отдельных цепей и участков ориентированных материалов. При старении протекают реакции деструкции и сшивания макромолекул, и по мере их развития механизм процесса усложняется, и увеличивается многообразие активных частиц и промежуточных и конечных продуктов. В зависимости от природы действующего агента и его характера на макромолекулу реакции старения подразделяют на окислительные, термические, радиационные, механохимические и другие.

К одному ряду с процессами старения можно отнести явления утомления и усталости полимеров. Утомление может наступать в результате многократной деформации (динамическое утомление) или длительного нахождения полимера в напряженном состоянии (статическое утомление). Такое утомление может вызывать постепенное изменение свойства материала, которое определяется понятием усталости. В начальном периоде эти изменения могут иметь обратимый характер, а также и необратимый, но постепенно накапливаясь, приводят к необратимым явлениям, что ведет к разрушению образца.

Утомление полимерного материала в основном связано с различными механохимическими процессами, инициирующими присутствием кислорода, света и др. Механическая деструкция является одним из наиболее практически важных видов разрушения полимеров. При этой деструкции происходит разрыв макромолекулярных цепей под влиянием механических воздействий, которым подвергается полимер. Склонность к разрыву химических связей в основной цепи макромолекулы связана с неравномерностью распределения напряжений по отдельным связям и с образованием «перенапряженных» участков цепей, где истинные нагрузки близки или больше предельной прочности химических связей на разрыв. Перенапряжения возникают вследствие различий в направлении и величине сил внутреннего трения, которые действуют на отдельные сегменты, на участки цепей, где «находятся» элементы надмолекулярной структуры полимера, или вблизи физической и химической сетки и др. Разрыв связей при механической деструкции большинства полимеров происходит по механизму свободных радикалов.

Фотохимическая деструкция протекает под воздействием световой энергии различных источников. В результате поглощения энергии световых квантов происходит обрыв макромолекулярных цепочек и образуются свободные макрорадикалы, которые претерпевают различные вторичные превращения, как в других видах деструкции, приводят к деструкции полимерного соединения. Интенсивность обрыва зависит от характеристики источника излучения (чем

больше частота колебаний), тем больше энергия кванта, поглощение которого вызывает обрыв цепей. Солнечный свет имеет коротковолновое излучение с высокой энергией, поэтому оказывает максимально вредное разрушающее действие на полиэтилен, что связано с деструктивными и структурирующими процессами. Старение полиэтилена под действием света значительно выше, чем под влиянием тепла. Особенно полиэтилен чувствителен к воздействию ультрафиолетовых лучей.

Окислительная деструкция происходит при действии различных окислителей – кислорода воздуха, озона, перекисных соединений, минеральных окислителей на полимеры. На воздухе под действием влаги оксидов углерода, кислорода в полиэтиленовых изделиях могут появиться мелкие трещины, особенно, если они подвергаются длительному растяжению при различных напряжениях в течение продолжительного времени.

При поставке труб с защитным покрытием заводского нанесения качество покрытия необходимо оценивать исходя из анализа совокупности трех показателей защитного покрытия: характеристик механических свойств, величины внутренних напряжений и прочности адгезии покрытия с металлом труб. От того в какой пропорции будут находиться эти показатели, будет зависеть дальнейшее эксплуатационное поведение защитного покрытия.

Если внутренние сжимающие напряжения в покрытии будут сопровождаться недостаточными характеристиками пластических свойств материала покрытия, то сдерживаемая деформация может привести к растрескиванию покрытия. Если растягивающие напряжения превысят прочность адгезии покрытия, то может произойти отслаивание покрытия от металла трубы. Ориентация остаточных напряжений в значительной степени зависят от общего направления движения материала покрытия при нанесении.

Остаточные напряжения в покрытии играют и положительную роль, в том случае, если остаточные напряжения совпадают по направлению с внешней нагрузкой, их величина должна быть вычтена из величины допустимого напряжения. Если же остаточные напряжения направлены противоположно внешней нагрузке, то величина допустимых напряжений не изменяется, а при снятии остаточных напряжений надежность покрытия будет повышаться.

Полиэтиленовые изоляционные покрытия в заводских условиях наносятся методом экструзии на стальные трубы с температурой 180-240 °С. После нанесения покрытие быстро охлаждается водой до температуры 40-50 °С. Как известно, при понижении температуры объем любого тела уменьшается. При охлаждении до температуры 110-120 °С полиэтилен находится в вязко-текучем состоянии, поэтому в покрытии на этой стадии внутренних напряжений не возникает. В интервале температур 70-110 °С полиэтиленовое покрытие находится в частично кристаллизованном состоянии, но его жесткость еще очень мала и, поэтому в этом интервале температур напряжения невелики. Основные внутренние напряжения возникают при охлаждении покрытия ниже температуры 70°С.

В связи с тем, что коэффициент термического расширения полиэтилена на два порядка превышает коэффициент термического расширения стали, при охлаждении трубы в покрытии возникают внутренние сжимающие напряжения как результат искусственного сдерживания процесса усадки, при этом возникающие напряжения носят объемный характер. Так как охлаждение покрытия выполняется с наружной его поверхности, то происходит образование твердой кристаллической наружной оболочки покрытия раньше, чем полностью затвердеет вся масса по сечению покрытия. Образование твердого поверхностного слоя, также в свою очередь, препятствует тому, чтобы изменения в объеме покрытия протекали свободно, без затруднений.

Растрескивание покрытий наступает тогда, когда величина внутренних напряжений становится больше или равной прочности покрытия при разрыве, то есть $\sigma_{ВН} \geq [\sigma]$.

Известно, что термические внутренние напряжения в любой точке объема покрытия определяются уравнением

$$\sigma_{ВН} = E_{ПЭ} \cdot (\alpha_{ПЭ} - \alpha_{СТ}) \cdot \Delta T / (1 - \mu), \qquad (1)$$

где $E_{ПЭ}$ - модуль упругости покрытия,

$\alpha_{ПЭ}$ и $\alpha_{СТ}$ - коэффициенты линейного термического расширения полиэтилена и стали, соответственно;

μ - коэффициент Пуассона для полиэтилена;

ΔT - интервал температур, для которого рассчитываются внутренние напряжения.

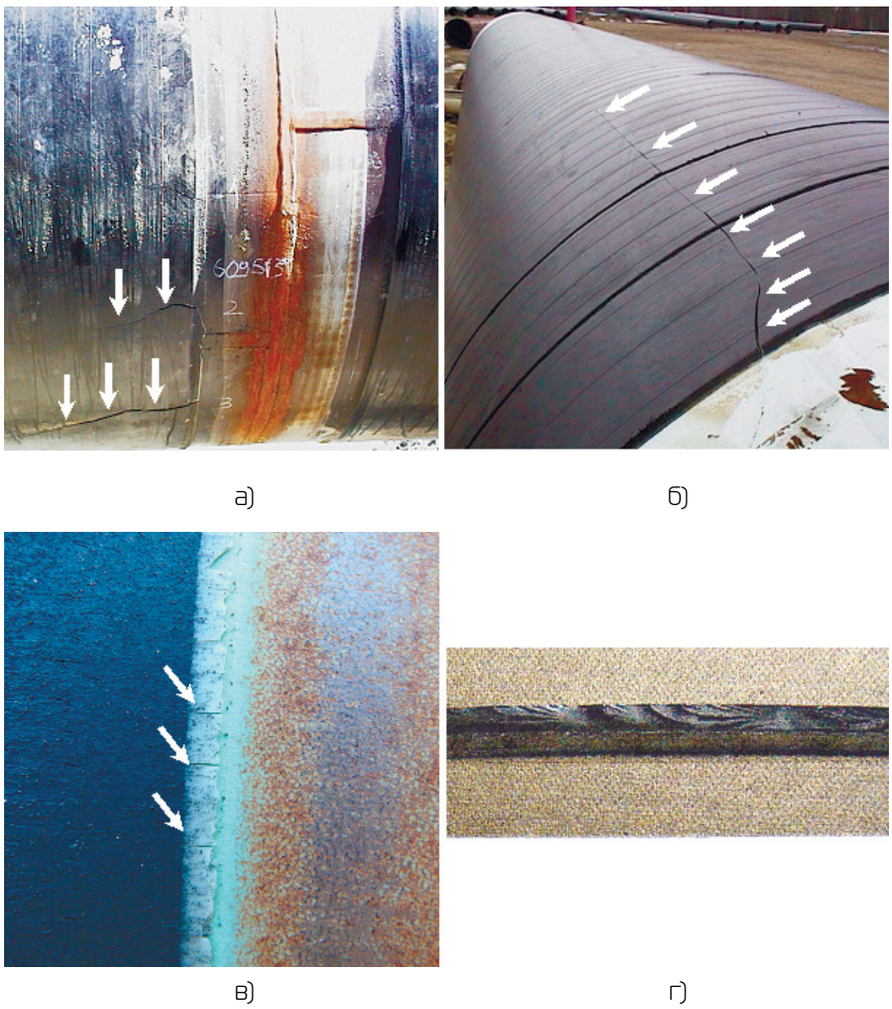
Согласно расчетным оценкам, величина внутренних напряжений в покрытии в интервале температур ΔT = 50 °С составляет не более 3 МПа [2]. Расчетная величина более чем в 3 раза меньше нормированной по ГОСТ 16337-77 [3] предела текучести полиэтилена при растяжении 9,5 МПа, что дает значительный запас прочности полиэтиленовых покрытий в нормальных условиях.

Следует заметить, что распределение напряжений по границе контакта покрытия с металлом трубы может быть крайне неоднородно и концентрироваться на ограниченной протяженности, что способствует инициированию разрушения соединения в данной области покрытия. Имеются сведения, что внутренние напряжения в полимерах существенно возрастают и могут достигать в ряде случаев величин, соответствующих пределу текучести материала покрытия.

Активное развитие процессов увеличения внутренних напряжений в покрытиях начинается в области температур ниже минус 20 °С [4], одновременно при этом полиэтиленовое покрытие становится хрупким из-за перехода аморфной фазы полиэтилена в стеклообразное состояние. Так, под воздействием низкой температуры воздуха и вследствие особых некондиционных свойств используемого для изоляции полиэтилена высокой плотности при складировании и зимнем атмосферном хранении труб наблюдалось массовое растрескивание покрытия на концах труб (рис. 1).

Было установлено, что трещины в покрытии инициируются с его края при температурах минус 40 °С [4], которые далеки от температуры хрупкости равной минус 110 °С для полиэтиленового покрытия с показателем текучести расплава 0,3-0,55 г/10 мин. Краевые деформации приводили к возникновению в материале покрытия хрупких трещин, направление развития которых было ориентировано преимущественно вдоль оси трубы.

Таким образом, на трубах с заводским покрытием именно состояние краевой зоны характеризует качество его нанесения. Это обусловлено наличием границы контакта покрытия с металлом трубы, которая в отсутствие диффузионного барьера, напрямую контактирует с внешней средой, содержащей воду и кислород. Здесь также расположена зона концентрации внутренних



а) б) в) г)

Рис. 1. Общий вид сквозных трещин в полиэтиленовом покрытии заводского нанесения (а, б), начальные трещины по кромке (в) и хрупкий излом по толщине покрытия (г) .

напряжений в полимерном покрытии, что создает дополнительную механическую напряженность в адгезионном соединении.

При достаточности пластических свойств материала покрытий, растрескивание локализуется в области кромки покрытия и обусловлено воздействием солнечного ультрафиолетового излучения, которое вызывает процессы фотохимическая деструкция (фотолиз) полимеров. Причем, замечено, что фотолиз полиуретанов и полиэтиленов на поверхности раздела с твердым телом происходит интенсивнее, чем в свободной пленке. Следствием фотолиза является изменение цвета материала покрытия (выцветание), а также изменение его механических свойств - материал становится хрупким и растрескивается, даже без внешней механической нагрузки (рис. 1, в). Следует заметить, что при больших сроках хранения труб с покрытиями в атмосферных условиях, выцветание и изменение свойств покрытий может происходить, несмотря на вводимый в состав полиэтиленовых покрытий краситель на основе сажи, который является хорошим УФ – стабилизатором.

Выводы

1. Выполнен анализ механизмов и факторов деструкции заводских покрытий труб при хранении в атмосферных условиях с наибольшим влиянием процессов механической деструкции за счет возможного наличия внутренних остаточных температурных напряжений в покрытии и фотохимической деструкции за счет воздействия солнечного ультрафиолетового излучения.

2. Установлено, что развитие трещин в защитном покрытии инициируется с его края при снижении температуры до минус 40 °С, хотя это значение далеко от температуры хрупкости полиэтиленового покрытия, составляющей минус 110 °С с показателем текучести расплава 0,3-0,55 г/10 мин, что свидетельствует о проявлении краевого эффекта в связи с комплексным действием негативных факторов в зоне кромочного контакта покрытия с металлом трубы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Стойкость антикоррозионных покрытий труб в условиях Крайнего Севера. - СПб.: ООО «Инфо-да», - 2004. - 296 с.

2. Петрусенко Е.В. Оценка влияния внутренних напряжений в краевых зонах заводского полиэтиленового покрытия труб // Территория нефтегаз. – М.: ЗАО «Камелот Паблишинг», 2004. - № 1. – с. 32-24.

3. ГОСТ 16337-77. Полиэтилен высокого давления. Технические условия. – М.: Стандартинформ. – 2005. – 36 с.

4. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежности магистральных газопроводов. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. - 400 с.

REFERENCES

1. Teplinskiy Yu.A., Byikov I.Yu. Durability of anticorrosive pipe coating under Arctic conditions. - SPb.: OOO «Info-da», - 2004. - 296 p.

2. Petrusenko E.V. Effects of internal stresses in the border zones of pipe polyethylene yard coating // Territoriya neftegaz. – M.: ZAO «Kamelot Pablishing», 2004. - № 1. – p. 24-32.

3. GOST 16337-77. High-pressure polyethylene. Specification. – M.: Standartinform. – 2005. – 36 p.

4. Teplinskiy Yu.A., Byikov I.Yu. Operating reliability controlling for main gas pipelines. - M.: TsentrLitNefteGaz, 2007. - 400 p.

УДК 004.942

Анализ риска возможных разливов нефти и нефтепродуктов

А.Р. Гизатуллин, канд. техн. наук; Е.Ю. Егорова - магистрант
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Проблема загрязнения окружающей среды в результате разливов нефти и нефтепродуктов является одним из важных вопросов в решении экологических задач. Интенсификация добычи нефти, износ системы трубопроводов влечет за собой увеличение вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций, которые могут привести к загрязнению окружающей среды.

На территории Российской Федерации происходят различные чрезвычайные ситуации техногенного, природного, биолого-социального характера. К наиболее подверженным аварийным ситуациям, связанным с разливами нефти, следует отнести территории нефтеперекачивающих станций и линейных производственно-диспетчерских станций, места резкого перегиба нефтепроводов, подводные переходы магистральных нефтепроводов, а также места локального понижения рельефа.

Разливы нефти при авариях на нефтепроводах являются одним из часто встречающихся видов техногенных чрезвычайных ситуаций. Причинами утечки нефти из трубопровода являются механические повреждения нефтепроводов (33%), коррозия (53%), дефекты труб (4%), дефекты сварки (3%), эксплуатационные ошибки (6%), прочие (1%).

Основными факторами для определения ущерба, наносимого окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, являются:

- количество вылившейся из нефтепровода нефти;
- площадь и степень загрязнения почвы;
- площадь и степень загрязнения водных объектов.

Расчет количества вылившейся из нефтепровода нефти определяется режимом истечения:

- истечение нефти с момента повреждения до момента остановки насосов;
- истечение нефти из трубопровода с момента остановки насосов до закрытия задвижек;
- истечение нефти из трубопровода с момента закрытия задвижек до прекращения утечки.

Объем V_1 нефти, вытекшей из нефтепровода с момента T_a возникновения аварии до момента T_O остановки перекачки, определяется соотношением:

$$V_1 = Q_1 \cdot T_1 = Q_1 \cdot (T_O - T_a) \qquad (1)$$

Время повреждения T_a и остановки T_O насосов фиксируется системой автоматического контроля режимов перекачки.

Общий объем выхода нефти из нефтепровода за время $T_2 = (T_O - T_a)$ определяется как сумма объёмов V_1 нефти, вытекших за элементарные промежутки времени T_1:

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot T_i \qquad (2)$$

Для каждого интервала времени определяется соответствующий расход Q_i нефти через дефектное отверстие:

$$Q_i = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot q \cdot h_i} \qquad (3)$$

Напор в отверстии, соответствующий интервалу времени, рассчитывается по формуле:

$$h_i = Z_i - Z_M - h \cdot T - h_B \qquad (4)$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка нефтепровода, заполненного нефтью на определенный момент времени.

Объем стока нефти из нефтепровода с момента закрытия задвижек равен:

$$V_3 = V_3' + \Delta V_3 \qquad (5)$$

Общий объем, вылившейся при аварии нефти определяется суммой объемов истечения нефти с момента возникновения аварии до прекращения утечки:

$$V = V_1 + V_2 + V_3 \qquad (6)$$

Количество нефти, вылившейся вследствие аварии (рис. 1), определяется по формуле:

$$M = p^n \cdot V^n \qquad (7)$$

где M - количество вылившейся нефти, т;
p^n – плотность нефти, т/м³;
V^n – объем нефти, вылившейся из нефтепровода, м³.

Разливы нефти на территории резервуарного парка могут происходить вследствие: нарушения герметичности резервуаров, технологических трубопроводов, арматуры вследствие коррозии, нарушения герметичности соединений или неисправности запорной арматуры, ошибок персонала.

Площадь разлива (F_p, м²) свободного растекания продуктов рассчитывается по формуле:

$$F_p = \pi \cdot R_p^2 \qquad (8)$$

При разрушении резервуара площадь разлива (F_p, м²) определяется по формуле:

$$F_p = f_p \cdot Q \qquad (9)$$

Рис. 1. Результат моделирования разлива нефти при аварии на магистральном нефтепроводе.

где f_p – коэффициент разлива, м$^{-1}$, определяется исходя из расположения источника разлива на местности:
5 – при расположении в низине или на ровной поверхности с уклоном до 1%;
12 – при расположении на возвышенности;
Q – значение максимально возможного объема разлива, м^3.

Форма зоны разлива определяется в зависимости от расположения источника загрязнения на местности (коэффициента разлива). При расположении в низине или на ровной поверхности – в виде круга с радиусом (R_p, м) по формуле (10). При расположении на возвышенности – в виде эллипса. Значения большой оси (b_p, м) и малой оси эллипса (a_p, м) определяют по формулам (11-12):

$$R_p = \sqrt{F_p}/\pi \qquad (10)$$

где F_p – площадь загрязнения при разливе, м^2.

$$b_p = \sqrt{\frac{K_{yk} \cdot F_p}{\pi}} \qquad (11)$$

где K_{yk} – коэффициент, характеризующий уклон местности (8 – для площадки с уклоном 1-3%; 16 – для площадки с уклоном > 3%).

$$a_p = \frac{4 \cdot F_p}{\pi \cdot b_p} \qquad (12)$$

b_p – большая полуось эллипса (м);

Результат моделирования разлива нефти при разгерметизации резервуара на территории нефтеперекачивающей станции приведен на рис. 2, при данных параметрах разлив происходит в пределах каре резервуара и полностью его заполняет.

Процесс моделирования аварийного разлива загрязняющих веществ по водным объектам включает: ввод объёма вылившейся нефти и продолжительности истекания нефти; построение цифровой модели фарватера реки на исследуемом участке; анализ русла реки и расчет направлений течения реки; ввод необходимых характеристик речной сети (ширина, глубина, скорость течения реки); построение модели движения нефтяного пятна, расчет числовых характеристик.

Источником нефтяного пятна может быть как прорыв подводного нефтепровода, так и единовременный выброс нефти на поверхность

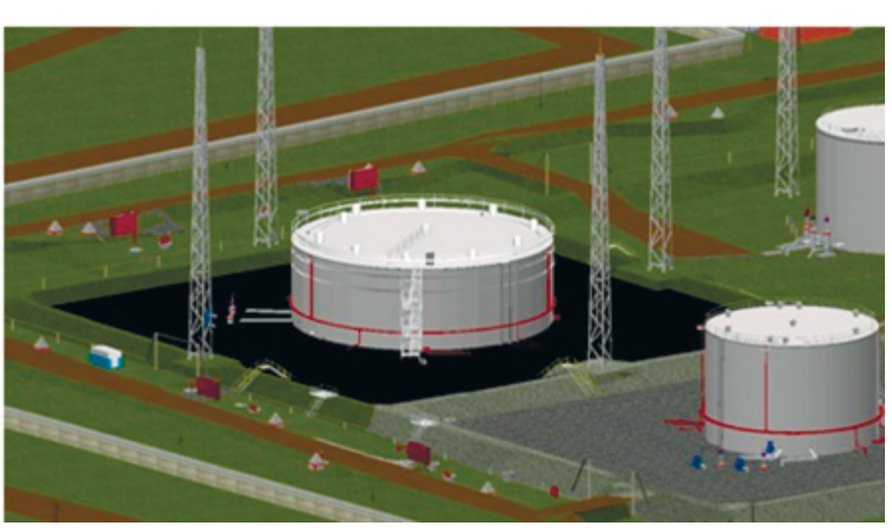


Рис. 2. Результат моделирования разлива нефти при разгерметизации резервуара.

с перевозящего судна или при перегрузке.

Количество M_B нефти и нефтепродуктов, разлившихся на поверхности водных объектов определяется на основе:

1. баланса количества разлившейся нефти по формуле

$$M_B = M - M_3 \qquad (13)$$

где M_3 – количество нефти, разлившейся на земле (т), определяется по формуле:

$$M_3 = F \cdot 10^{-3}/K \qquad (14)$$

где F – площадь разлива, м^2;
K – эмпирический коэффициент (для горизонтальной поверхности):
K = 0,21÷0,22 м^2/кг – для нефти,
K = 0,17÷0,19 м^2/кг – для нефтепродуктов.

2. экспертных оценок характера поверхности воды и внешних признаков нефтяной пленки по формуле:

$$M_B = (m_p - m_\phi) \cdot F_B \cdot 10^{-6} \qquad (15)$$

где m_p – масса нефти на поверхности водных объектов (г/м^2), определяемая по внешним признакам нефтяной пленки;
F_B – экспертная оценка площади разлива м^2;
m_ϕ – масса фоновой концентрации нефти в воде г/м^2.

Степень загрязнения водных объектов характеризуется количеством растворенной в воде нефти (табл. 1) и определяется по формуле:

$$M_{BH} = a \cdot M_B \cdot (C_H - C_\Phi) \qquad (16)$$

где M_{BH} – количество нефти растворенной в воде, т;
a – коэффициент пропорциональности (м^3/г), определяется по табл. 1;
C_H – концентрация насыщения воды нефтью (г/м^3), определяется по табл. 1;
C_Φ – фоновая концентрация нефти в воде, г/м^3.

Созданная таким образом модель движения разлившейся нефти по рекам, как полигональным объектам, позволит определить положение и направление движения нефтяного пятна, учитывая такие факторы, как течение реки и воздействие ветра на распространение нефти по поверхности (рис. 3).

$$tg\alpha = V_H \cdot \frac{V_H}{V_{mp}} \qquad (17)$$

Таблица 1. Степень загрязнения водных объектов в зависимости от типа объекта.

Тип водного объекта	a, м^3/г	C_H, г/м^3
Водоем	$5{,}8 \cdot 10^{-3}$	26
Водоток	$8{,}7 \cdot 10^{-4}$	122

$V_{тр}$ – скорость течения реки, м/сек;
V_H – желаемая скорость перемещения нефтяного пятна относительно БЗ, м/сек;
α - угол постановки БЗ.

Моделирование аварийного распространения нефти, позволит оценить и рассчитать вредное воздействие на население и окружающую среду, а также спланировать мероприятия по ликвидации и локализации последствий разливов нефти.

Рис. 3. Результат моделирования разлива нефти по реке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Егорова Е.Ю. Моделирование распространения нефти и нефтепродуктов с использованием геоинформационных технологий. «Инновации – наука – образование: пути устойчивого развития»: Дербент, 2013. - с. 310-312.

2. Загвоздкин В.К. Методика оценки эколого-экономических последствий загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами — Режим доступа: http://www.ecooil.ru.

3. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995г.).

REFERENCES

1. Egorova E.Yu. Oil and petroleum expansion: modeling with the use of geoinformational technologies. «Innovatsii – nauka – obrazovanie: puti ustoychivogo razvitiya»: Derbent, 2013. - p. 310-312.

2. Zagvozdkin V.K. Evaluation procedure for eco-economic effects of land oil pollution—access mode: http://www.ecooil.ru.

3. Procedure for environment accident damage assessment for main oil pipelines (affirmed Минтопэнерго РФ on November 1 1995 year).

УДК 004.942

Обоснование технических характеристик мобильного ремонтно-энергетического комплекса для нужд нефтедобычи

К.В. Шурин – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
А.В. Фёдоров - аспирант; Е.Г. Кеян – канд. техн. наук, доцент
(Оренбургский государственный университет)

Современный организационно-технологический процесс добычи нефти, в том числе бурение нефтяных скважин, является непрерывным. Для его реализации вне зависимости от времени года, с учётом жёсткого холодного климата в регионах России с крупнейшими запасами нефти, важнейшую задачу выполняет теплоэнергетическое обеспечение, в первую очередь, производство насыщенного пара. Насыщенный пар необходим для обогрева технологических растворов, деталей буровой установки, насосов, вспомогательных механизмов и ёмкостей, удаления наледи и отложений парафина, обогрева рабочих мест буровой бригады, отопления жилого городка.

Вопросами обеспечения паром и горячей водой буровых установок занимаются службы пароводоснабжения (ПВС), которые осуществляют эксплуатацию, плановое техническое обслуживание, текущий ремонт и устраняют возможные аварийные отказы оборудования.

В зависимости от географического расположения нефтяных бассейнов, сложились региональные особенности в вопросах обеспечения ПВС буровых бригад. Наиболее крупными и контрастными в рамках рассматриваемых технологий являются Западно-Сибирская, Волго-Уральская и Тимано-Печорская нефтяные провинции [1].

Несмотря на сравнительно мягкие природно-климатические условия, наибольшие сложности в вопросах организации производства насыщенного пара для нужд нефтедобычи на территории Российской Федерации возникают у служб ПВС Волго-Уральской провинции. Буровые бригады здесь редко бурят несколько скважин на одном месторождении, перемещаясь каждые два-три месяца на сотни километров к новому месторождению. При бурении скважин на нефтяных месторождениях провинции перед службами ПВС стоит задача в течение отопительного сезона несколько раз обеспечить монтаж, запуск и наладку каждой из обслуживаемых котельных установок после их перемещения по скважинам.

Месторождения Западно-Сибирской и Тимано-Печорской провинций в этом аспекте находятся в более благоприятных условиях: здесь применяется кустовой способ строительства скважин, при котором перемещение буровых бригад, а вместе с ними и котельных установок происходит значительно реже.

Сложные и трудоёмкие работы, выполняемые бригадами ПВС, включают большой объём сварочных и слесарных работ, требующих наличия специального оборудования, приспособлений и постоянного источника электроэнергии. Часто из-за отсутствия необходимого оборудования и тяжёлых условий труда невозможно произвести ремонтные работы в полевых условиях непосредственно на буровой, поэтому приходится вывозить отдельные неисправные агрегаты для последующего ремонта на центральную производственную базу. Это требует большого складского запаса резервного оборудования, что не эффективно. Для доставки котельного модуля, крупногабаритных грузов и осуществления планового обслуживания котельного оборудования приходится использовать дополнительный специализированный транспорт. А в случае аварийного отказа парового котла или парогенератора при отсутствии резервной паропроизводящей установки на буровой бурение скважины приостанавливается, что приводит к большим экономическим потерям.

Отопительный сезон на скважинах Волго-Уральской провинции в среднем составляет 185 суток. Для обеспечения отопительных и технологических нужд буровой установки в абсолютном большинстве случаев используются модульные (транспортабельные) котельные установки с паровыми котлами типа ПКН–2М (производительность 1 т/ч, рабочее давление 8 кгс/см^2). Количество котельных модулей определяется типом буровой установки.

Для бурения нефтяных скважин здесь в основном используются буровые установки БУ 5000/320 ЭР-0, поэтому примем их параметры и характеристики за основу при расчете потребности буровой установки в насыщенном паре. Произведем расчет потребности буровой установки в насыщенном паре.

Теплопотери Q_o, (ккал/ч) через наружные ограждения определялись по формуле:

$$Q_o = F \cdot k \cdot (t_B - t_H) \qquad (1)$$

где F – площадь ограждения, м^2;
k – коэффициент теплопередачи ограждающих конструкций, k = 15,8 ккал/м^2 × ч × °С [2];
t_B – расчетная температура внутреннего воздуха, °С;
t_H – расчетная температура наружного воздуха, °С.

Для семи задействованных ёмкостей

$Q_o = 65 \times 15{,}8 \times (5 - (-31)) \times 7 = 258804$ ккал/ч.

Расчет максимальных часовых нагрузок Q_{BA} (ккал/ч) на воздушно-отопительные агрегаты производится по формуле:

$$Q_{BA} = n \cdot (B_{BA} \cdot q_n) \quad (2)$$

где n – количество воздушно-отопительных агрегатов, ед.;
B_{BA} – расход пара воздушно-отопительным агрегатом, кг/ч;
q_n – теплосодержание пара, q_n = 661,4 ккал/кг [3].

Для отопления рабочих мест буровой установки БУ 5000/320 ЭР-0 используют воздушно-отопительные агрегаты АО-2-4. Данные агрегаты максимально расходуют B_{BA} = 133 кг/ч пара [4]. Согласно схеме расстановки оборудования и обвязки паропроводом на БУ 5000/320 ЭР-0 с применением до 7 воздушно-отопительных агрегатов АО-2-3.

Q_{BA} = 615763 ккал/ч.

Итого, на отопление помещений и емкостей буровой установки

$Q_{ОБ}$ = 258804 + 615763,4 = 874567 ккал/ч.

Определение максимальных часовых нагрузок на хранилище жидкого топлива и воды осуществлялось по формулам (3-6).

Теплопотери Q_m (ккал/ч) через наружные ограждения определяются по формуле:

$$Q_m = F \cdot k \cdot (t_B - t_H) \quad (3)$$

где F – площадь ограждения, F = 81,3 м²;
k – коэффициент теплопередачи ограждающих конструкций, k = 15,8 ккал/м² × ч × °С [2];
t_B – расчетная температура внутреннего воздуха, t_B= 25 °С;
t_H – расчетная температура наружного воздуха, t_H = -31 °С.

Q_m = 71934 ккал/ч.

Максимальные часовые нагрузки Q_B (ккал/ч) на нагрев воды в расходной емкости котельной установки:

$$Q_B = C \cdot m \cdot (t_H - t_P) \quad (4)$$

где: C – удельная теплоемкость воды, C = 1 ккал/кг × °С;
m – масса воды, m = 2000 кг;
t_H – необходимая температура подогретой воды, t_H = 50 °С;
t_P – расчетная температура воды со скважины согласно СНИП, t_P = 5 °С.

Q_B = 90000 ккал/ч.

Максимальные часовые нагрузки Q_n (ккал/ч) на подогрев подсвечника и места бурильщика:

$$Q_n = F \cdot C \quad (5)$$

где F – площадь теплопередачи гладких труб ∅ 100 мм, м²;
C – коэффициент теплопередачи гладких труб ∅ 100 мм, ккал/ м² × ч × °С, C = 2200 ккал/ м² × ч × °С [5].

$Q_n = 8 \times 2200 = 17600$ ккал/ч

Расчет максимальных часовых нагрузок $Q_{тн}$ (ккал/ч) на технологические нужды:

$$Q_{тн} = C \cdot m \cdot (t_n - t_e) \quad (7)$$

где C – удельная теплоемкость нефти, (ккал/кг × °С), C = 0,5 ккал/кг × °С [5];
m – расход нефти, кг/ч, m = 80,6 кг/ч [6];
t_n – температура поступающей нефти, °С;
t_e – температура нефти в емкости (хранилище), °С.

$Q_{тн}$ = 403 ккал/ч.

Полученные расчётные значения максимальных часовых нагрузок по котельной сведены в табл. 1.

Общий часовой расход тепла с учетом потерь по теплосети и собственных нужд котельной (15%) составит:

$Q = 1054504 \times 1{,}15 = 1212680$ ккал/ч.

Паспортная тепловая мощность блочной котельной установки ПКН–2М с одним котлом Е-1,0-0,9 (КПД = 0,88) составляет 610000 ккал/ч [6]. Таким образом, для полноценного обеспечения буровой установки типа БУ 5000/320 ЭР-0 насыщенным паром необходима мощность, как минимум, двух котлов Е-1,0-0,9, т.е. двухблочная котельная установка.

Предлагаемый комплекс должен обеспечить возможность оперативного выполнения профилактических, монтажных, пуско-наладочных, ремонтных и восстановительных работ любой сложности в полевых условиях без привлечения дополнительной техники и, что очень важно, обеспечить буровую паром на срок проведения работ.

Комплекс монтируется на базе шасси автомобиля КамАЗ-6560 с колесной формулой 8х8. Для реализации возможности перевозки бригады ПВС и смены операторов котельной, на нем устанавливается пассажирский отсек с необходимым количеством мест.

Кузов автомобиля состоит из технологического отсека и грузовой платформы со съёмным котельным модулем. Между ними устанавливается краноманипуляторная установка ИМ–180, обеспечивающая перемещения груза весом не более 8800 кг.

Технологический отсек оснащается комплексом необходимого оборудования и инвентаря для проведения профилактических, ремонтных и восстановительных работ в полевых условиях. Отсек оборудован системами основного (отопитель от системы охлаждения автомобиля) и автономного (отопитель воздушный «Планар-8Д-24», 100 Вт [7]) отопления, освещения и вентиляции. Планировка и расположение оборудования

Таблица 1. Значения максимальных часовых нагрузок по котельной.

Наименование объекта	Отопление, $Q_{об}$, ккал/ч	Хранилище жидкого топлива, Q_m, ккал/ч	Нагрев воды, $Q_в$, ккал/ч	Подогрев подсвечника и места бурильщика, Q_n, ккал/ч	Технологические нужды, $Q_{тн}$, ккал/ч	Общий расход тепла с учётом потерь тепла и собственных нужд котельной (15%), Q, ккал/ч
Котельная	874567	71934	90000	17600	403	1212680

осуществляются с учетом максимально полезного использования пространства мастерской и удобства работы персонала.

В состав оборудования мастерской входят:

- устройство внешнего подвода электроэнергии (20 кВт, 380 В);
- электрошкаф с трёхфазным 380 В и однофазным 220 В выходами;
- слесарный верстак с тисами, заточным станком (ТЭ-150/250, 250 Вт) и сверлильным станком (JDP-15, 0,95 кВт) [8];
- гидравлический пресс;
- газорезательное оборудование (резак пропановый, горелка газовая с насадками, редуктор пропановый, редуктор кислородный, газовый и кислородный шланги);
- шланг воздушный для подсоединения к компрессору автомобиля;
- оборудование для сварки (силовой генератор для использования в качестве основного и резервного источника переменного трехфазного тока с приводом от вала отбора мощности - ВОМ), сварочный выпрямитель ВД-313 (21 кВт) [8], кабель сварочный (2 х 30 м). Дополнительно, для выполнения небольшого объема работ, бригада может использовать сварочный инвертор Blueweld Prestige 164 MMA (4,6 кВт) [8];
- углошлифовальная машина УШМ-230/2100М [8];
- отрезная пила «Калибр ПО-2200М» [8];
- ручной роликовый трубогиб, профилегиб «МТВ30-40» [8]; 2 переносных сетевых кабеля по 35 м; оборудование для покраски [8] (краскопульт СО-195, шланг); шланг компрессора (30 м); шанцевый инструмент;
- средства безопасности (маска сварщика, защитные очки газосварщика, перчатки резиновые диэлектрические, боты диэлектрические, коврик диэлектрический, штыри заземления (3 шт.), огнетушитель ОУ-2 (2 шт.), противооткатные башмаки, знак аварийной остановки, аптечка медицинская).

Для системы гидропривода краноманипуляторной установки предусмотрена установка масляного бака.

С целью обоснования мощности электрогенератора для комплекса в табл. 2 приведен перечень потребителей электроэнергии. С учётом продолжительности включения основных потребителей, для обеспечения комплекса электроэнергией выбран электрогенератор EG 202.9, мощностью 40,0 кВт [9].

Грузовая платформа выполняется в виде бортовой площадки открытого типа. Для исключения перемещения груза во время транспортировки предусмотрены специальные петли для увязки груза и крепления для съёмных ёмкостей и котельного модуля. На грузовой платформе в зоне заднего борта находится люк, обеспечивающий доступ к размещенному под полом автофургона электрогенератору. В тёмное время платформа освещается фарой-прожектором.

Энергетической частью комплекса является мобильный котельный модуль на основе паропромысловой установки ППУ 2500/160 (блок - контейнер). На монтажной платформе расположены паровой котел с горелочным устройством, вентилятор высокого давления, водяной насос для подачи питательной воды из цистерны в паровой котел, топливный насос для подачи топлива к форсункам горелочного устройства, гидравлический насосный агрегат, гидромоторы, ёмкости для питательной воды (6,0 м^3), топлива (0,6 м^3) и масла (0,25 м^3). Установка оборудована автоматическим комплексом безопасности, предохраняющим от аварийной ситуации при повышении установленных значений давления и температуры пара, погасании факела в топке котла, снижении напора воздуха в воздуховоде, снижении уровня воды в цистерне ниже допустимого, снижении нормированного расхода питательной воды.

Автомобиль оснащён дизельным двигателем КамАЗ 740.63-400 мощностью 400 л.с. Средний расход топлива g_c равен 30,65 л на 100 км пробега, а минимальный удельный расход топлива g_e равен 0,207 л/(л.с.$\cdot$ч). При запасе топлива G, равном 700 л, запас хода L равен:

$$L = \frac{G}{g_C} \cdot 100 \qquad (7)$$

$L =$ 2283,8 км.

Запас T работы двигателя с оборо-тами 1500 об/мин, при которых двига-тель реализует мощность N_e порядка 300 л.с., равен:

$$T = G / g_e \qquad (8)$$

$T =$ 11,3 ч.

Силовая установка ремонтно-энергетического комплекса выполнена комбинированной и включает в себя штатный двигатель автомобиля, электрогенератор, редуктор отбора мощности, карданный вал и гидропередачу (гидронасос и гидромотор с набором соединительных трубопроводов и запорно-регулирующей арматурой). В зависимости от выполняемой технологической функции поток мощности к исполнительным устройствам может передаваться механическим, электрическим, гидравлическим или комбинированным способом.

В стандартную комплектацию модуля входит дизельный отопитель WEBASTO Airtop [10] для предотвращения

Таблица 2. Перечень потребителей электроэнергии.

№ п/п	Наименование потребителя электроэнергии	Мощность, кВт
1	Станок заточной (ТЭ-150/250)	0,25
2	Станок сверлильный (JDP-15)	0,95
3	Выпрямитель сварочный (ВД-313)	21
4	Инвертор сварочный (Blueweld Prestige 164 MMA)	4,6
5	Машина углошлифовальная (УШМ-230/2100М)	2,1
6	Пила отрезная (Калибр ПО-2200М)	2,2
7	Электропитание котельного модуля	17
Всего:		48,1

размораживания котла, обвязки и трубопроводной арматуры в холодное время года.

Топливный бак блок - контейнера может пополняться из резервного бака автомобиля объемом 350 л, который устанавливается дополнительно.

Таким образом, энергетическая часть комплекса способна производить до 2,5 т пара в час, чего вполне достаточно для нештатных ситуаций, создающихся при возникновении внезапных отказов, и обеспечения нужд буровой установки на период выполнения работ, связанных с техническим обслуживанием и текущим ремонтом стационарного паропроизводящего оборудования.

Минимальное время автономной работы котельного модуля

$$T = V_m / G_m \qquad (9)$$

где V_m – запас топлива для нужд котельного модуля, л; G_m – максимальный расход топлива котельным модулем, л/ч.

$$T_a = 17{,}1 \text{ ч.}$$

При этом вода, подготовленная для подпитки котла, подается из расходной емкости котельного модуля и может пополняться в необходимом количестве через системы водоподготовки котельных, на которых производятся ремонтные работы.

С учетом общего запаса дизельного топлива для нужд ремонтно-энергетического комплекса (1300 л), запас автономной работы составляет порядка 12 часов непрерывной работы. При этом комплекс имеет запас хода, равный 400 км. Дополнительный объём работы может быть обеспечен за счет резервного запаса дизельного топлива на буровой скважине. Данные показатели отвечают требованиям к возможностям комплекса при его эксплуатации в условиях Волго-Уральской нефтяной провинции.

Таким образом, предлагаемая конструкция мобильного ремонтно-энергетического комплекса позволят рационально организовать его производственную эксплуатацию с целью обеспечения непрерывного технологического процесса бурения нефтяных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калакмаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Учебник. - М.: Изд-во «Нефть и газ», ГУ нефти и газа им. И.М. Губкина., 2003. – 236 с.
2. «Нефть-Газ» электронная библиотека [Электронный ресурс]. [2007]. URL: http://www.nglib.ru (дата обращения 22.12.2012).
3. Киселев Н.А. Котельные установки - М.: «Высшая школа», 1975. с. 99–111.
4. Официальный сайт ОАО "Глазовский завод Металлист" [Электронный ресурс]. [2007]. URL: http://www.metallist-udm.ru (дата обращения 15.01.2013).
5. Молчанов И.А. Эксплуатация паровых котлов и паротрубопроводов. Учеб. пособие. – Киев: Изд-во «Техніка», 1971. 692 с.
6. Официальный сайт ОАО «Бийский котельный завод» [Электронный ресурс]. [2004]. URL: http://www.bikz.ru (дата обращения 16.01.2013).
7. Официальный сайт ООО «Урал СТ» [Электронный ресурс]. [2000]. URL: http://www.uralst.ru (дата обращения 21.10.2011).
8. Официальный сайт ООО «Мир Инструмента» [Электронный ресурс]. [2007]. URL: http://www.instrument.ru (дата обращения 21.10.2011).
9. Официальный сайт группы компаний «ТСС» [Электронный ресурс]. [2009]. URL: http://www.tss.ru (дата обращения 11.01.2012).
10. Передвижные котельные установки ППУА [Электронный ресурс]. [2001]. URL: http://www.ppua.tdia.ru (дата обращения 15.01.2012).

REFERENCES

1. Kalakmarov L.V. Oil-and-gas provinces and regions of Russia and bordering countries. Manual. Uchebnik. - M.: Izd-vo «Neft i gaz», GU nefti i gaza im. I.M. Gubkina., 2003. – 236 p.
2. Oil–Gas electronic library[electronic resource]. [2007]. URL: http:// www.nglib.ru (last accessed data 22.12.2012).
3. Kiselev N.A. Boiler units - M.: «Vyisshaya shkola», 1975. p. 99–111.
4. Official site OAO "Глазовский завод Металлист" [electronic resource]. [2007]. URL: http://www.metallist-udm.ru (last accessed data 15.01.2013).
5. Molchanov I.A. Operation of steam boilers and steam pipeworks. Study guide. – Kiev: Izd-vo «Tehnika», 1971
6. Official site OAO «Бийский котельный завод» [electronic resource]. [2004]. URL: http://www.bikz.ru (last accessed data 16.01.2013).
7. Official site ООО «Урал СТ» [electronic resource]. [2000]. URL: http:// www.uralst.ru (дата обращения 21.10.2011).
8. Official site ООО «Мир Инструмента» [electronic resource]. [2007]. URL: http://www.instrument.ru (last accessed data 21.10.2011).
9. Official site company grouping «ТСС» [electronic resource]. [2009]. URL: http://www.tss.ru (last accessed data 11.01.2012).
10. Mobile boiler units ППУА [electronic resource]. [2001]. URL: http://www.ppua.tdia.ru (last accessed data 15.01.2012).

УДК 664.03, 664.08

Программное средство расчета перемешивающих устройств для нефтепродуктов

Ю.В. Данилова – магистр; М.Р. Исмагилов – преподаватель;
К.Э. Писаренко – канд. техн. наук, доцент;
Р.Г. Шарафиев – доктор техн. наук, нач. отдела
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Перемешивание нефтепродуктов осуществляется за счет молекулярной диффузии и дополнительной передачи энергии рабочей среде различными методами [1]. В настоящей публикации рассматривается метод для механических перемешивающих устройств. Аппарат с механическим перемешивающим устройством включает корпус, привод, уплотнение, вал, мешалку, внутренние устройства. Привод, вал и мешалка соединяются в один общий узел, который называется перемешивающее устройство. Привод состоит из электродвигателя, редуктора и крепления привода. Корпус аппарата – это сосуд той или иной формы, в котором осуществляется перемешивание [2]. Примером такого устройства является однотактный двигатель внутреннего сгорания, для работы которого бензин смешивается с моторным маслом;

Перед началом перемешивания или проведения расчетов моделирующих результаты перемешивания, следует выбрать перемешивающее устройство, обладающее наиболее подходящими характеристиками, в том числе тип мешалки и объём. Выделяются следующие типы мешалок для механических перемешивающих устройств – лопастные, пропеллерные, турбинные [3].

От объёма перемешиваемого устройства зависит объём смешиваемых веществ. Например, если объём перемешивающего устройства = 1200 мл, то суммарный объем смешиваемых веществ $V1 + V2$ должен быть равен 1200 мл.

Требования к объёмам смешиваемых веществ определяются стоимостью каждого вещества, поскольку желательно расходовать в большем объёме наиболее дешевое вещество с меньшим расходом более дорого, при сохранении требуемой концентрации получаемой в результате смешивания жидкости.

Таким образом, требуемый объём перемешивающего устройства зависит от стоимости смешиваемых жидкостей (от возможностей пользователя расходовать то или иное перемешиваемое вещество).

Требования к типу перемешивающего устройства зависят от вязкости перемешиваемых и получаемых в результате перемешивания веществ (лопастные при вязкости до 0,01 Па · с, пропеллерные при вязкости до 0,06 Па · с, турбинные при вязкости до 1 Па · с), которая в свою очередь зависит от концентрации получаемого раствора (табл. 1) [3].

Таким образом, существует потребность в программном обеспечении, сокращающем временные затраты на расчеты параметров перемешивающих устройств, а так же характеристик смешиваемых жидкостей.

Авторами настоящей публикации ведется работа по созданию такого программного обеспечения, в рамках которой решаются следующие задачи:

- разработка алгоритма расчета наилучшего соотношения объемов перемешиваемых веществ, для получения требуемой концентрации раствора;
- разработка алгоритма расчёта объёма перемешивающего устройства на основе возможностей расхода смешиваемых веществ;
- разработка алгоритма расчета типа перемешивающего устройства, для получение требуемой концентрации раствора, при оптимальных соотношениях смешиваемых

Таблица 1. Характеристики перемешивающих устройств.

Тип мешалок	Объём жидкости, перемешиваемой одной мешалкой, $м^3$	Динамическая вязкость перемешиваемой жидкости, Па · с
Лопастные	До 1,5	До 0,01
Пропеллерные	До 4,0	До 0,06
Турбинные:	Выпрямитель сварочный (ВД-313)	21
Открытые	До 10,0	До 1,00
Закрытые	До 20,0	До 5,00
Специальные	До 20,0	До 5,00

веществ и объемах перемешивающих устройств;

- создание программного средства поддержки указанных алгоритмов.

Практическая значимость работы заключается:

- в снижении временных затрат и трудоемкости расчетов оптимального соотношения смешиваемых веществ, для получения нового раствора заданной концентрации для различных устройств;
- повышение экономической эффективности устройств работающих с применением перемешиваемых веществ, за счет поддержки выбора перемешивающих устройств позволяющих расходовать в большем количестве менее дорогостоящие смешиваемые вещества при сохранении качества конечного продукта.

В процессе решения обозначенных задач был разработан алгоритм программного расчета перемешивающих устройств для нефтепродуктов, представленный в виде блок-схемы на рис. 1, где:

- Ro в-ва – плотность вещества;
- M в-ва – молярная масса вещества;
- μ в-ва – вязкость вещества;
- Rv – расход вещества;
- Ro р-ля – плотность растворителя;
- M р-ля – молярная масса растворителя;
- μ р-ля – вязкость растворителя;
- V1 – V2 – диапазон объемов;
- $Wmax$ – максимальная концентрация;
- Wt – требуемая концентрация;
- Vt – текущий объем;
- C – молярная концентрация;
- φ – объемная доля;
- μ – вязкость смеси.

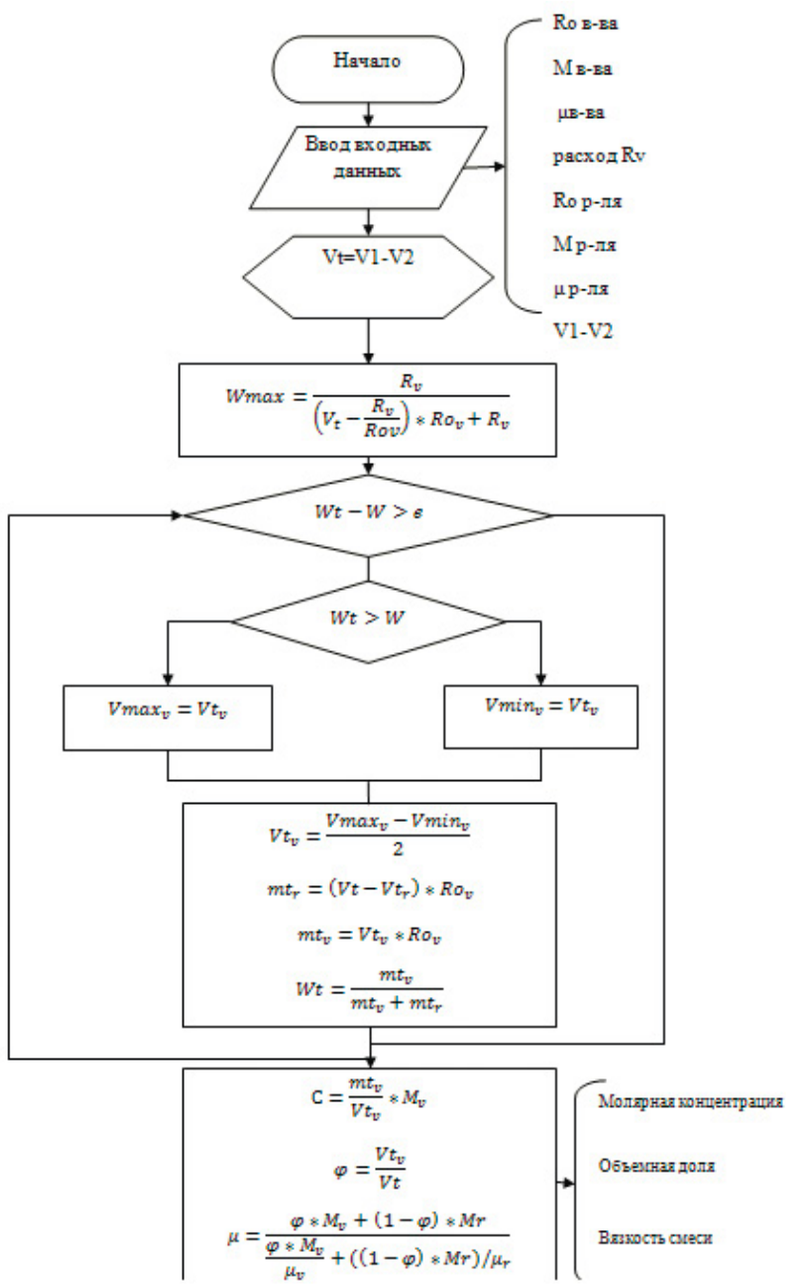


Рис. 1. Алгоритм программного расчета перемешивающих устройств для нефтепродуктов.

Описанный алгоритм реализован в программном продукте "Программное средство расчета перемешивающих устройств для нефтепродуктов" (рис. 2), реализующего следующие функции:

- расчет объемов веществ необходимых для смешивания;
- определение объёмной доли;
- определение молярной концентрации;
- определение вязкости раствора;
- определение типа мешалки;
- вывод графиков, показывающих зависимость массы вещества от объёма раствора.

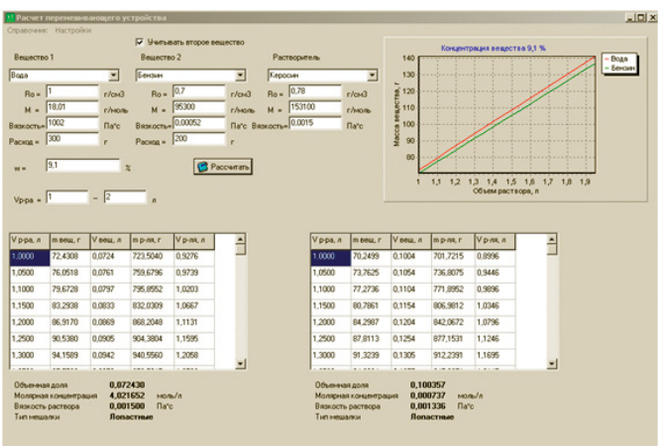


Рис.2. Интерфейс "Программного средства расчета перемешиваюших устройств нефтепродуктов" (ПС РПУН).

Далее рассмотрим пример использования ПС РПУН.

Шаг 1 – в меню главного окна программы выбираем «Справочник», затем выбираем пункт «Вещества», в результате открывается диалоговое окно с возможностью добавления, удаления и редактирования характеристик жидкостей (рис. 3);

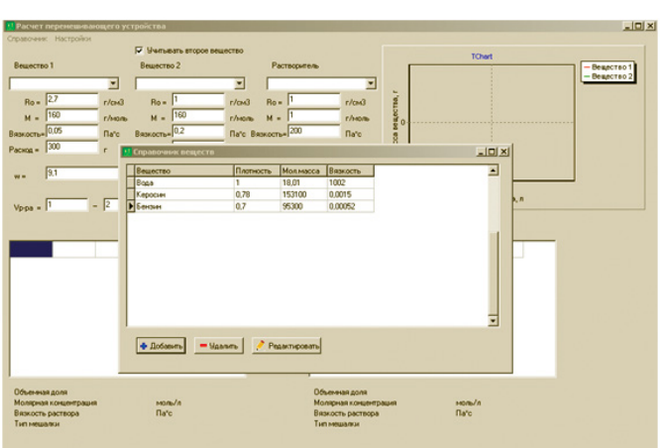


Рис.3. Диалоговое окно справочника веществ.

Шаг 2 – нажимаем кнопку «Добавить», в результате открывается диалоговое окно «Добавление вещества», в котором заполняем поля «Название вещества», «Плотность», «Молярная масса» и «Вязкость». Чтобы сохранить введенные значения нажимаем кнопку «ОК» (рис. 4).

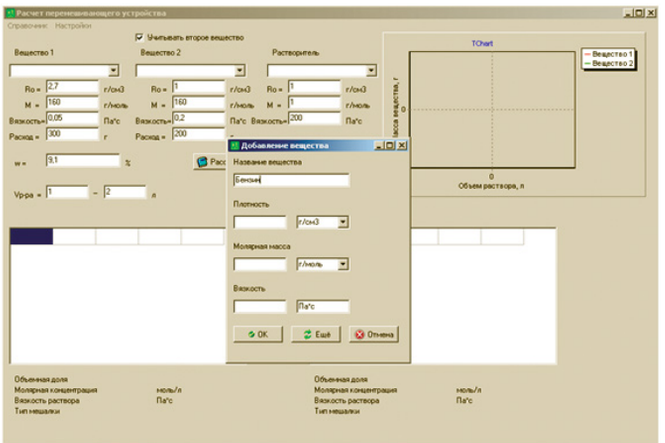


Рис.4. Диалоговое окно добавление веществ.

Шаг 3 – возвращаемся в главное окно программы, в меню которого еще раз выбираем «Справочник», затем выбираем пункт «Тип мешалок», в котором можем отредактировать названия типов мешалок, а также диапазоны вязкостей при которых они применимы (рис. 5).

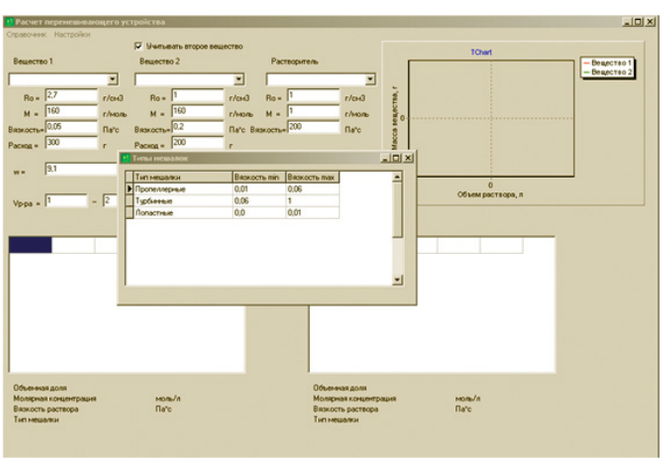


Рис.5. Диалоговое окно «Типы мешалок».

Шаг 4 – возвращаемся в главное окно программы, в меню которого выбираем пункт «Настройки», в результате открывается одноименное диалоговое окно, в котором указываем единицы измерения расчетных параметров (рис. 6).

Шаг 5 – возвращаемся в главное окно программы, в котором из выпадающих списков «Вещество 1» и «Вещество 2» выбираем две жидкости, все поля в главном окне программы, с параметрами необходимыми для приготовления раствора заполняются автоматически на основе базы данных веществ (Шаг 1 – Шаг 2), типов мешалок (Шаг 3) и заданных единиц измерения (Шаг 4).

Шаг 6 – в главном окне программы из выпадающего списка «Растворитель» в дополнение к двум ранее выбранным (Шаг 5) выбираем третье вещество. Затем заполняем поля «Расход» и «w» (массовая доля

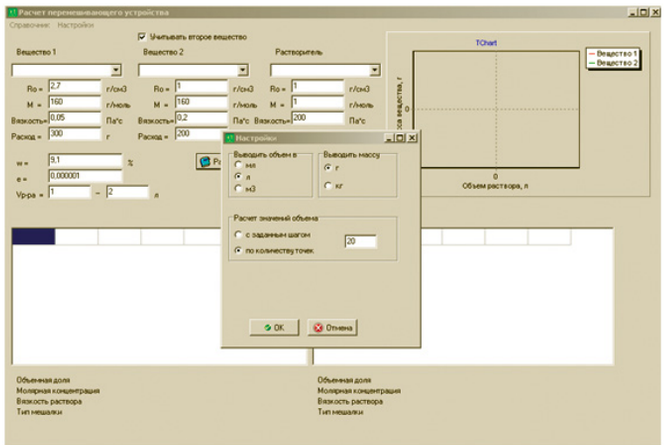


Рис.6. Диалоговое окно «Настройки».

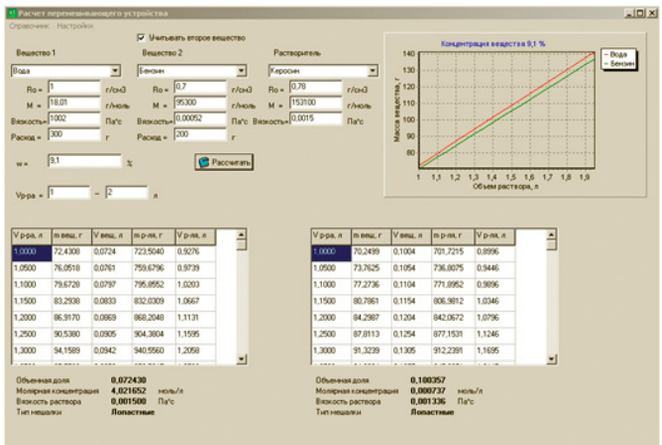


Рис.7. Результат расчета ПС с проставлением чек-бокса «Учитывать второе вещество».

вещества), и нажимаем на кнопку «Рассчитать». В результате получаем (рис. 7):

- рекомендуемые значения параметров для каждого перемешиваемого вещества, которые выводятся в двух таблицах под названиями веществ. Таблицы содержат, соответствующие допустимым объёмам Vр-ра раствора, оптимальные параметры массы вещества mвещ, объема вещества Vвещ и объёма Vр-ля растворителя;
- выходные параметры каждого из двух растворов, получаемых в результате перемешивания каждого из двух выбранных веществ, вышеописанными параметрами, с растворителем – объемную долю раствора, молярную концентрацию раствора, вязкость раствора и тип мешалки, что позволяет выбрать, более оптимальный смешиваемый раствор;
- график зависимости массы вещества от объема раствора в соответствии с заданной концентрацией вещества.

При этом допустимые объёмы Vр-ра раствора задаются исходя из:

- объемов перемешивающих устройств для которых проводятся расчёты;
- приоритетов в расходе тех или иных веществ.

Программа предоставляет возможность не учитывать второе вещество, с помощью снятия отметки в чек-боксе «Учитывать второе вещество», и получать один раствор, с веществом и растворителем (рис. 8).

Далее рассмотрим сравнительную характеристику функциональных возможностей ПС РПУН с другими программными средствами для расчета перешивающих устройств (табл. 2):

Выводы

Из таблицы 2 видно, что ПС РПУН обладает рядом важных преимуществ в сравнении с имеющимися на рынке программного обеспечения аналогами, которые позволяют решать лишь частично задачи ПС РПУН.

Апробация ПС РПУН показала результативность его применения в отношении снижения временных затрат и трудоемкости:

- расчетов оптимального соотношения смешиваемых веществ,
- выбора объемов перемешивающих устройств и их типа.

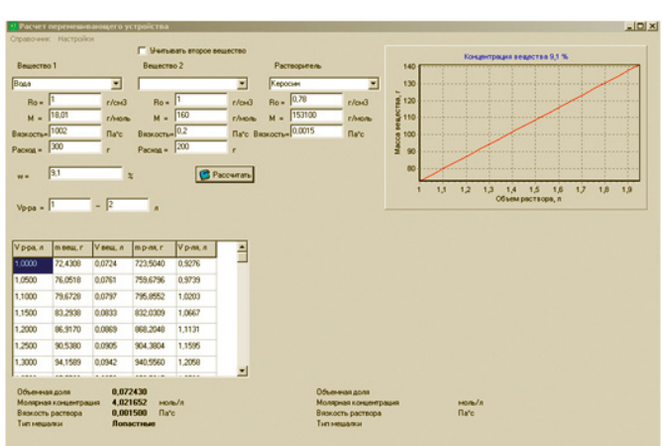


Рис.8. Результат расчета ПС без проставления чек-бокса «Учитывать второе вещество».

Таблица 2. Сравнительная характеристика программных средств расчета перемешивающих устройств.

	ПС РПУН	NWT Калькулятор молекулярных масс	Chemical Equation Expert 2.11	Molecular Weight Calculator 6.38
Функциональные возможности				
Расчет объемов веществ необходимых для смешивания	да	нет	нет	нет
Определение объемной доли	да	нет	да	да
Определение молярной концентрации	да	да	да	да
Определение вязкости раствора	да	нет	да	да
Определение типа мешалки	да	нет	нет	нет
Вывод графиков, показывающих зависимость массы вещества от объема раствора	да	нет	нет	нет

ЛИТЕРАТУРА

1. Брагинский Л.Н., Бегачев В.И., Барабаш В.М. Перемешивание в жидких средах – Л.: Химия, - 1984. – 336 с.
2. Карпушкин С.В, Краснянский М.Н., Борисенко А.Б. Расчёты и выбор механических перемешивающих устройств вертикальных емкостных аппаратов: учебное пособие. - Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2009. – 168 с.
3. Стренк Ф. Перемешивание и аппараты с мешалками./ Пер. с польского под ред. И.А. Шупляке. – Л.: Химия, 1975. – 384с.

REFERENCES

1. Braginskiy L.N., Begachev V.I., Barabash V.M. Mixing in liquid medium – Л.: Chemistry, - 1984. – 336 p.
2. Karpushkin S.V, Krasnyanskiy M.N., Borisenko A.B. Vertical apparatus with mechanical agitating devices. Calculation and sizing : Study guide. - Tambov: Izd-vo Tamb. gos. tehn. un-ta, 2009. – 168 p.
3. Strenk F. Agitation and agitating devices / translated from the Polish under the editorship of I.A. Shuplyake. – L.: Himiya, 1975. – 384 p.

Аннотации статей

УДК 622.24.084

ОСВОЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ОПОРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ (С. 5)

Александр Степанович Повалихин
Владимир Юрьевич Близнюков
E-mail: povalihin1@yandex.ru

В статье рассматривается отечественный опыт реализации инновационных технологий строительства высокотехнологичных скважин на основе результатов опорно-технологического бурения.

Ключевые слова: скважина; проектно-сметная документация; опорно-технологическая скважины; инновационный проект.

УДК 622.243.2

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОЦЕССА РЕЗАНИЯ-СКАЛЫВАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД РЕЗЦАМИ PDC (С. 9)

Владимир Леонидович Рубцов
Константин Иванович Борисов
Институт природных ресурсов национального исследовательского Томского политехнического университета
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: kirbor@tomline.ru

Рассматривается комплекс исследований, направленных на освещение силовой картины процесса резания-скалывания резцами типа PDC при разрушении образцов горных пород по «свободной поверхности» и в «блокированных условиях». Детализируются вопросы влияния глубины реза и условий блокировки работы единичного резца PDC на силы резания: горизонтальную силу и осевую (выталкивающую) силу. Приводится сравнительная оценка результатов, полученных в ходе выполнения практических опытов по взаимодействию единичного резца PDC с горной породой на универсальном лабораторном стенде.

Ключевые слова: силы резания; долота PDC; разрушение горной породы; глубина срезаемого слоя горной породы.

УДК 622.23.01

ВЛИЯНИЕ ЖИДКОСТИ НА ИЗМЕЛЬЧЕНИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ДИЭЛЕКТРИКОВ (с. 12)

Виктор Дмитриевич Евсеев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет - ИПР
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Рассматривается природа особенностей эффекта П.А. Ребиндера при измельчении неорганических диэлектриков. Учитывается факт электрического заряда диэлектрических поверхностей растущих трещин нормального отрыва, возникающих при разрушении. **Ключевые слова:** неорганические диэлектрики; полярные жидкости неполярные жидкости; измельчение; прочность; агрегация; электрический заряд; время релаксации электрического заряда; эмиссия электронов высоких энергий.

УДК 553.98

ВЗАИМООТНОШЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУР ОСАДОЧНОГО КОМПЛЕКСА С ИХ ГЛУБИННЫМИ АНАЛОГАМИ В ТОЛЩЕ КРИСТАЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА (с. 17)

Михаил Данилович Малыхин
Мария Михайловна Ежикова
СамГТУ
443100, Самара, Молодогвардейская ул., 244
E-mail: m-ashany-a@mail.ru

По материалам регионального сейсмического профилирования в пределах юго-западного борта Бузулукской впадины Самарской области изучена взаимосвязь отложений осадочного комплекса, толщи кристаллического фундамента и кровельной зоны верхней мантии. **Ключевые слова:** сейсморазведка; кристаллический фундамент; граница Мохоровичича.

УДК 532.542

ОБ УСТОЙЧИВОСТИ ЖИДКОГО МАЛОВЯЗКОГО ПРИСТЕННОГО КОЛЬЦЕВОГО СЛОЯ ПРИ ПЕРЕКАЧИВАНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ТРУБОПРОВОДУ (с. 21)

Александр Борисович Голованчиков
Елена Владимировна Васильева
Наталия Александровна Дулькина
Волгоградский государственный технический университет
400005, Волгоград, пр. им. Ленина, 28
E-mail: lenokvasilyeva@gmail.com

Рассмотрена возможность повышения устойчивости жидкого пристенного кольцевого слоя малой вязкости при перекачивании нефтепродуктов по трубопроводу за счет поверхностно-активного вещества (ПАВ) – моноэтаноламина. Приведены алгоритмы и результаты расчетов на ЭВМ гидротранспорта нефти с водяным пристенным слоем, показывающие возможность уменьшения гидравлического сопротивления на 93% и увеличения длины течения с этим слоем на 92%. **Ключевые слова:** устойчивость; пристенный маловязкий кольцевой слой; нефть и нефтепродукт; трубопровод; поверхностно-активное вещество.

УДК 621.644

ПРОБЛЕМЫ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ТРУБ С ЗАВОДСКИМИ ЗАЩИТНЫМИ ПОКРЫТИЯМИ В АВАРИЙНЫХ ЗАПАСАХ СЕВЕРНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (с. 26)

[1]Игорь Юрьевич Быков
[2]Алексей Львович Пак
[1]Ухтинский государственный технический университет
169300 Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
[2]ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Ухта, проспект Ленина 39/2

В статье выполнен анализ особенностей современных проектов северных газопроводов с рабочим давлением 11,8 МПа. Рассчитаны толщина стенок и масса труб в зависимости от диаметра и внутреннего рабочего давления в газопроводе. Отмечено существенное повышение толщины стенок труб, трубных деталей и соответственное увеличение их массы в сравнении с действующими газопроводами на рабочее давление до 7,5 МПа. Выполнен анализ принципов резервирования аварийных запасов трубных изделий. Установлено, что применительно к удаленным объектам северных газопроводов существуют противоречия в нормативных документах касательно сроков хранения труб с защитными покрытиями, ограниченных 24 месяцами. **Ключевые слова:** трубы; защитные покрытия; аварийные запасы; северные газопроводы.

УДК 620.193.4

О ПРИЧИНАХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ТРЕЩИН В ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ЗАВОДСКИХ ПОКРЫТИЯХ ТРУБ ПРИ ХРАНЕНИИ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР (с. 30)

[1]Игорь Юрьевич Быков
[2]Алексей Львович Пак
[1]Ухтинский государственный технический университет
169300 Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: ibykov@ugtu.net
[2]ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Ухта, проспект Ленина 39/2

В статье выполнен анализ механизмов и факторов деструкции заводских покрытий труб при хранении в атмосферных условиях с наибольшим влиянием процессов механической деструкции за счет возможного наличия внутренних остаточных температурных напряжений в покрытии и фотохимической деструкции ультрафиолетового излучения. Установлено, что при некондиционных свойствах покрытия, характеризуемых недостаточной прочностью адгезии, в защитном полиэтиленовом покрытии труб при отрицательных температурах хранения труб до минус 40 °С могут развиваться сквозные до металла трубы трещины. **Ключевые слова:** трубы; защитные покрытия; деструкция; низкие температуры.

УДК 004.942

АНАЛИЗ РИСКА ВОЗМОЖНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (с. 33)

Артур Римович Гизатуллин
Елена Юрьевна Егорова
Уфимский государственный нефтяной технический университет
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
E-mail: egorova.l24@yandex.ru

В статье рассмотрены наиболее вероятные сценарии аварий на нефтепроводе и в резервуарных парках, а также проведен комплексный

анализ, численный расчет и отображение на картографической основе результатов разлива нефти и нефтепродуктов. **Ключевые слова:** разлив; нефть; загрязнение; резервуар; нефтепровод; скорость течения; площадь; пятно.

УДК 629.1-47

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МОБИЛЬНОГО РЕМОНТНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ НУЖД НЕФТЕДОБЫЧИ (с. 36)

Константин Владимирович Щурин
Александр Владимирович Фёдоров
Ерванд Грантович Кеян
Оренбургский государственный университет
460018, г. Оренбург, пр. Победы, 13
E-mail: tteng@mail.ru

Предложена концепция и определены технические характеристики оборудования мобильного ремонтно-энергетического комплекса на базе шасси энергонасыщенного автомобиля высокой проходимости. Использование комплекса позволяет обеспечить безостановочную работу буровой установки в периоды технического обслуживания, текущего ремонта и при возникновении внезапных отказов её паропроизводящего и другого оборудования. Разработаны технические решения по обеспечению долговременной автономной работы комплекса. **Ключевые слова:** буровая установка; теплоэнергетическое обеспечение; пароводоснабжение; котельная установка; ремонт; обслуживание; мобильный комплекс.

УДК 664.03, 664.08

ПРОГРАММНОЕ СРЕДСТВО РАСЧЕТА ПЕРЕМЕШИВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ (с. 40)

Марсель Рафитович Исмагилов
Константин Эдуардович Писаренко
Роберт Гарафиевич Шарафиев
Юлия Викторовна Данилова
Уфимский государственный нефтяной технический университет
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, д.1
E-mail: julia_danilov@mail.ru

Перемешивание широко применяется для получения веществ, применяемых в различных устройствах и технологических процессах. Для перемешивания применяются перемешивающие устройства, при разработке которых ключевой задачей является поиск оптимального соотношения следующих параметров – концентрации раствора, объёма и массы смешиваемых жидкостей, объёма перемешивающего устройства и его типа. Такой поиск осуществляется с помощью перебора различных значений указанных характеристик и их соотношений – путем математических расчетов или с помощью экспериментов. В том и другом случае это длительный трудоёмкий процесс, который еще более усложняется, если требуется провести расчеты для разных моделей перемешивающих устройств. В настоящей статье рассматривается программное обеспечение, выполняющее все трудоёмкие расчеты. **Ключевые слова:** перемешивающие устройства; мешалки; метод; расчет; программное средство; жидкость; вещество; концентрация; нефть.

LEARNING TO USE NOVEL TECHNOLOGIES FOR WELL CONSTRUCTION ON THE BASIS OF KEY WELL DRILLING (p. 5)

Aleksandr Stepanovich Povalihin
Vladimir Jur'evich Bliznjukov
E-mail: povalihin1@yandex.ru

The article discusses implementation of domestic experience for high-tech wells on the basis of key well drilling. **Key words:** well; construction design and estimate documentation; key well drilling; innovative project.

EXPERIMENTAL STUDY OF POWER CHARACTERISTICS OF FORMATION CUTTING PROCESS BY PDC CUTTERS (p. 9)

Vladimir Leonidovich Rubcov
Konstantin Ivanovich Borisov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
E-mail: kirbor@tomline.ru

The complex of researches focused on revealing a force picture of process of cutting by PDC cutters is described when cutting-shearing samples of rocks on "a free surface" and in "the blocked conditions". Questions of influence of cutting depth of work of a single PDC cutter blocking conditions on cutting forces are detailed: horizontal force of and the axial (pushing-out) force. Comparative scientific interpretation of the practical experiences results obtained during interaction of a single PDC cutter with formation at the universal laboratory stand is given. **Key words:** forces of cutting; PDC drill bit; rock cutting; depth of a rock layer cut.

THE FLUID INFLUENCE ON INORGANIC INSULANOR DISINTEGRANION (p. 12)

Viktor Dmitrievich Evseev
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia

The article discusses the nature of Rehbinder effect special features in the process of inorganic insulator crushing. The fact that dielectric surfaces of opening mode growing cracks are electrically charged is taken into consideration. **Key words:** Nonorganic dielectrics; polar and nonpolar liquids; comminution; strength; aggregation, electrical charge; relaxation time of electrical charge; electron emission high energy.

INTERRELATION OF ANTICLINAL FOLDS OF TERRIGENE SEDIMENTS WITH DEEP-SEATED STRUCTURES DISPOSED IN LIMITATIONS OF CRYSTALLINE GRANIT-GNEISSIC ROCKS (p. 17)

Mihail Danilovich Malyhin
Marija Mihajlovna Ezhikova
Samara State Technical University
244, Molodogvardeiskaya str, Samara, 443100, Russia
E-mail: m-ashany-a@mail.ru

Materials of seismic prospecting on a territory of Samara region (south-western side of Buzuluk basin) revealed the interrelation between anticlinal folds of terrigene sediments and crystal relief of crystalline granit-gneissic rocks. **Key words:** seismic prospecting; crystalline granit-gneissic rocks; Moho border.

ON THE STABILITY OF LOW-VISCOUS LIQUID WALL BOUNDARY LAYER WHEN PUMPING LOW VISCOSITY PETROLEUM THROUGH THE PIPELINE (p. 21)

Aleksandr Borisovich Golovanchikov
Elena Vladimirovna Vasil'eva
Natalija Aleksandrovna Dul'kina
Volgograd State Technical University
28, Leninsky prospect, Volgograd, 400005, Russia
E-mail: lenokvasilyeva@gmail.com

There were considered the possibility of increasing stability of the liquid in the pipe with wall annular layer, when pumping low viscosity oil through the pipeline due to the surfactant - monoethanolamine. Algorithms and the results of computer calculations of hydraulic transport of oil flow in the pipe with wall annular layer of water were brought, showing the possibility of reducing the hydraulic resistance to 93% and increasing the length of the flow with this layer to 92%. **Key words:** stability; wall annular layer of fluid with low viscosity; petroleum; pipeline, surfactant.

PROBLEMS OF PIPE RESERVATION WITH FACTORY PROTECTIVE COATING IN EMERGENCY RESERVES OF NORTHERN GAS PIPE LINES (p. 26)

[1]Igor' Jur'evich Bykov
[2]Aleksej L'vovich Pak
[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
[2]000 "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

The article discusses the analysis of features of modern projects of Nord Streams with working pressure of 11,8 MPas is made. Thickness of walls and mass of pipes depending on diameter and internal working pressure in the gas pipeline are calculated, essential increase of thickness of walls of pipes, pipe details and corresponding increase in their weight in comparison with functioning gas pipelines on working pressure to 7,5 MPas is stated. The analysis of the principles of reservation of emergency stocks of pipe products is made. It is established that in relation to remote objects of Nord Streams there are contradictions in normative documents concerning periods of storage of pipes with the coverings, limited to 24 months. **Key words:** pipes; coverings; emergency stocks; Nord gas pipelines.

ABOUT OF THE REASONS OF EMERGENCE OF CRACKS IN POLYETHYLENE FACTORY PIPE COATING AT STORAGE IN THE CONDITIONS OF LOW TEMPERATURES (p. 30)

[1]Igor' Jur'evich Bykov
[2]Aleksej L'vovich Pak
[1]Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: ibykov@ugtu.net
[2]000 "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta 39/2, Leninsky prospect, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia

The article gives mechanisms and factors of destruction of factory coverings of pipes is made at storage in atmospheric conditions with the greatest influence of processes of mechanical destruction due to possible existence of internal residual temperature tension in a covering and photochemical destruction due to influence of solar ultra-violet radiation. It is established that at the sub-standard properties of a covering characterized by insufficient durability of adhesion, in a protective polyethylene covering of pipes at negative temperatures of storage of pipes to a minus of 40 °C can develop through to metal of a pipe of a crack. **Key words:** pipes, coverings, destruction, low temperatures.

RISK ASSESSMENT FOR POSSIBLE OIL AND PETROLEUM SPILLS (p. 33)

Artur Rimovich Gizatullin
Elena Jur'evna Egorova
Ufa State Petroleum Technical University, c. Ufa
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russia
E-mail: egorova.l24@yandex.ru

Considered the most probable scenarios of accidents at pipelines and tank farms, as well as the complex analysis, numerical calculation and displaying of the results of oil spill and petroleum products on the basis of mapping. **Key words:** spill; oil pollution; tank; pipeline; the flow velocity; size; spot.

JUSTIFICATION OF TECHNICAL PARAMETERS FOR MOBILE REPAIR-AND-POWER COMPLEX FOR THE NEEDS OF OIL PRODUCTION (p. 36)

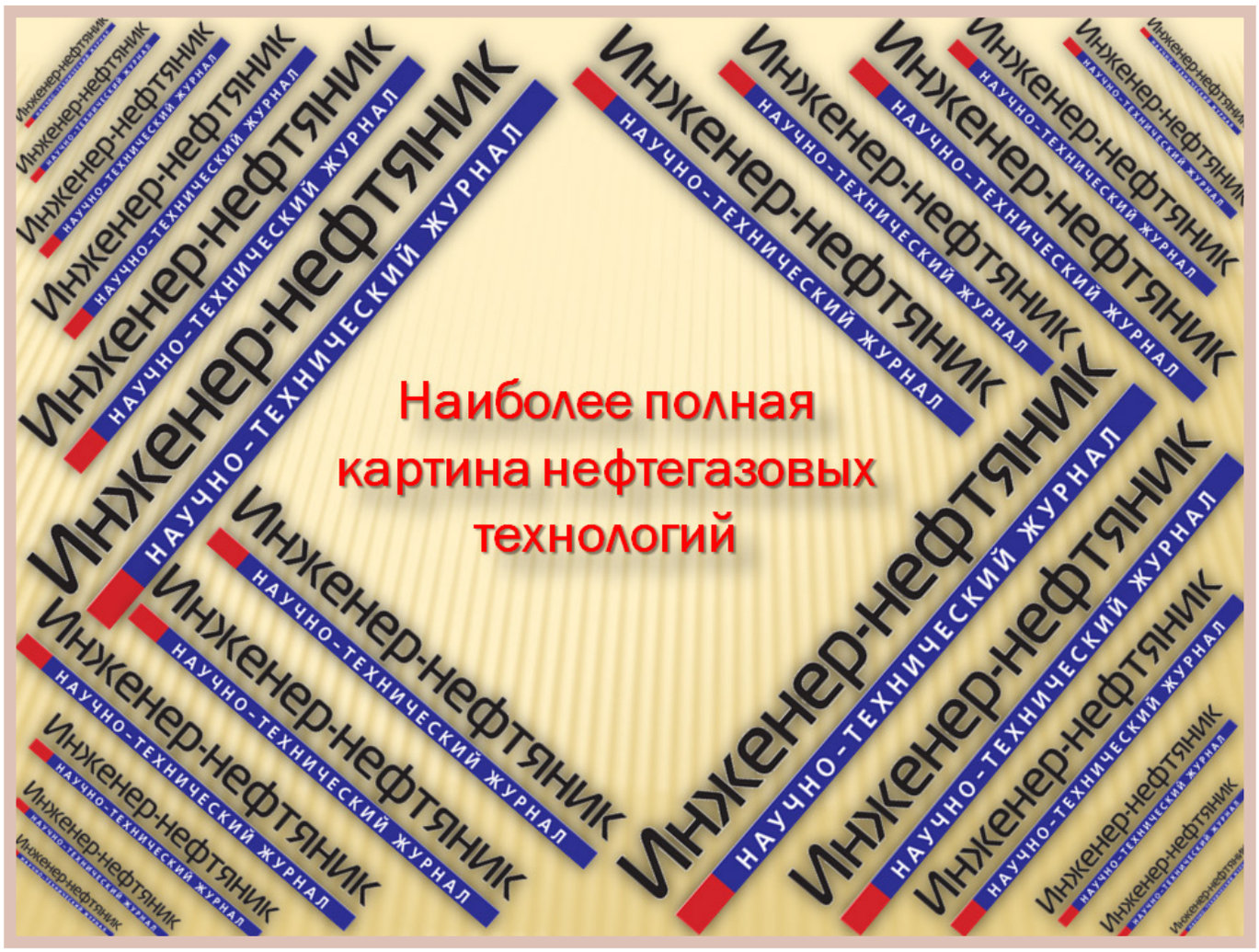
Konstantin Vladimirovich Shhurin
Aleksandr Vladimirovich Fjodorov
Ervand Grantovich Kejan
Orenburg State University
13, Prospekt Pobedy, Orenburg, 460018, Russia
E-mail: tteng@mail.ru

This article deals with the concept and technical parameters of equipment for the mobile repair-and-power complex on a base of high power cross-country vehicle chassis. Use of this complex provides nonstop work of the drilling rig during its technical service, maintenance work and in the event of sudden failures of steam unit and other equipments. There are technical solutions for ensuring of the long-term autonomous work of this complex. **Key words:** drilling rig; heat power providing; steam-water supply; boiler plant; repair; service; mobile complex.

SOFTWARE TO CALCULATE STIRRERS FOR OIL (p. 40)

Julija Viktorovna Danilova
Marsel' Rafitovich Ismagilov
Konstantin Jeduardovich Pisarenko
Robert Garafievich Sharafiev
Ufa State Petroleum Technical University, c. Ufa
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russia
E-mail: julia_danilov@mail.ru

Mixing is widely used to obtain the substances used in various devices and technological processes. For mixing process various mixing devices are used. Their developing is always focused on the task how to reach an optimal balance of the following parameters - the solution concentration, volume and mass of the mixed fluid, mixing device volume and its type. Such search is carried out by trying different values of the above mentioned characteristics and their relations. It is usually done by mathematical calculations or with the help of experiments. In either case, this is intensive and time-consuming process, which becomes even more complicated if you want to carry out the calculations for different models of the agitators. This article discusses some software tools to make all the laborious calculations. **Key words:** stirrers; stirrer; method; payment; software tool; liquid; substance; concentration; oil.



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2014 год!

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";

- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:
127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10
Телефон редакции: (495) 543 9116
Факс: (495) 543 9612