

# Инженер-нефтяник

№ 2'2013

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

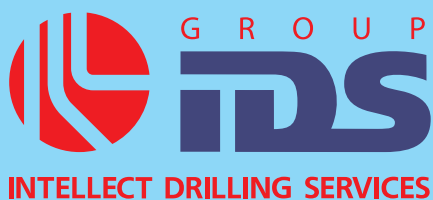
Бурение скважины в  
Антарктиде

Гидротранспорт  
кернового материала

Вопросы конструирования  
бурового инструмента

Криогенная обработка  
породоразрушающего  
инструмента

Электропроводность  
диэлектрика и жидкости  
– основа эффекта  
П.А. Ребиндера

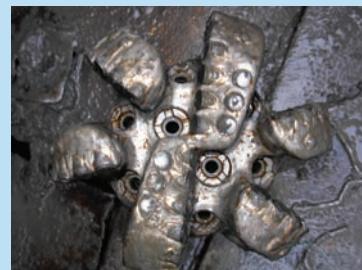


Интегрированный  
буровой сервис



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

## INTELLECT DRILLING SERVICES



### СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъемностью 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 обработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной обработки долот шарошечными 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 обработки 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 2013 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД  
ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

## СОДЕРЖАНИЕ

## CONTENTS

Анализ пространственного положения  
дополнительного ствола скважины 5Г-3 на  
станции Восток в Антарктиде.

Васильев Н.И., Подольяк А.В.

5

Analysis of the spatial position of an additional  
borehole 5G-3 at Vostok station (Antarctica).

Vasil'ev N.I., Podoljak A.V.

О технологичности конструкций долот и  
технических устройств для бурения скважин.

Буримов Ю.Г., Плетнев П.А.

9

Bit and technical device production  
requirements to drill wells.

Burimov J.G., Pletnev P.A.

Анализ результатов работы алмазных  
коронки, подвергнутых криогенной обработке.

Спирин В.И., Будюков Ю.Е., Кубасов В.В.

16

Diamond bit performance analysis  
after their cryogenic treatment.

V.I. Spirin V.I., Budjukov J. E., Kubasov V.V.

Гидротранспортирование керна по централь-  
ному каналу двойных буровых труб.

Горшков Л.К.

21

Core hydrotransport through center  
passage of dual-tube drill string.

Gorshkov L.K.

Формы вращения жидкости при взаимо-  
действии с колонной буровых труб и  
стенками скважины. Ганин И.П., Куликов В.В.

26

Forms of liquid rotation while interacting drill string.

Ganin I.P., Kulikov V.V.

Устройство для ликвидации обрыва буровых  
труб. Лачинян. Л.А.

31

Wringer neck: special device to help.

Lachinjan L.A.

Причины отказов бурового оборудования при  
эксплуатации. Кахаров С.К., Ганджумян Р.А.

32

The reasons for drilling equipment failure in operaion.

Kakharov S.K., Gandzhumyan R.A.

Управление процессом промысловой деземул-  
сации на основе модернизации технологиче-  
ского оборудования. Быков И.Ю., Казарцев Е.В.

34

Management of the process of oilfield  
demulsification through modernization of  
technological equipment. Bykov I.J., Kazarcev E.V.

Разработка экспериментального стенда для  
исследования комбинированного механо-  
магнитного воздействия на нефтяные  
эмульсии промежуточных слоёв.

Быков И. Ю., Оскорбин И. А.

41

Development of an experimental stand for  
studying the combined mechanical-magnetic  
influence on oil emulsion intermediate layers.

Bykov I.J., Oskorbin I.A.

Автоматизация моделирования перемешивающих устройств нефтепродуктов и других жидкостей.

Данилова Ю.В., Писаренко К.Э., Шарафиев Р.Г.

45

Modeling of mixing devices  
design for oil and other liquids.

Danilova J.V., Pisarenko K.E., Sharafiev R.G.

Электропроводность неорганического  
диэлектрика и жидкости – основа эффекта  
П.А. Ребиндера. Евсеев В.Д.

52

Electric conductivity of nonorganic dielectric  
and liquid is the basis of Rehbinder effect.

Evseev V.D.

Увеличение глубины прозвучивания ультра-  
звуковых дефектоскопов.

Попова А.И., Вишневецкая Н.С.

57

Ultrasonic flaw detectors: sounding depth increase

Popova A.I., Vishnevskaya N.S.

Информационная среда как основа образова-  
тельного и научно-инновационного сотрудни-  
чества в ТЭК. Коршунов Г.В., Юрьев Д.О.

60

Information environment as a basis for educational  
and scientific information cooperation at fuel-and-  
power sector.

Korshunov G.V., Jur'ev D.O.

Аннотации статей

61

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»

**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

Экспертный совет журнала:

**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

**Быков Игорь Юрьевич** - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

**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»

**Фортулатова 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: [rovalihin@ids-corp.ru](mailto:rovalihin@ids-corp.ru)

Адрес сайта в сети Интернет: [www.ids-corp.ru](http://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

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 622.243.27

# Анализ пространственного положения дополнительного ствола скважины 5Г-3 на станции "Восток" в Антарктиде

Н.И. Васильев – доктор техн. наук, зав. кафедрой; А.В. Подоляк – аспирант  
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

## Введение

В последнее время растет интерес ряда исследователей к изучению палеоклимата нашей планеты. Континент Антарктида, покрытый ледниковыми толщами, является важнейшим объектом исследований в этой области. Наиболее эффективным способом изучения строения, структуры, вещественного состава и динамики ледовых отложений в полярных областях является бурение скважин с полным отбором керна, что дает возможность проводить кристалломорфологические исследования льда с больших глубин, геофизические наблюдения в скважинах, изучать химический состав льда, содержание изотопов кислорода и углерода, различных включений (земная и космическая пыль, вулканический пепел, бактерии, споры растений и др.). Бурение скважин в ледниках и подледниковых горных породах в перспективе имеет также большое значение для проведения геологоразведочных работ и дальнейшей эксплуатации месторождений полезных ископаемых, скрытых ледниковыми толщами.

Разработка технологии и техники бурения ледовых массивов ведется в «Национальном минерально-сырьевом университете «Горный» с 1967 года. За это время было пробурено большое количество скважин в различных полярных областях. На станции "Восток" (Восточная Антарктида) 5 февраля 2012 года (сезон 57-й Российской Антарктической Экспедиции (РАЭ)) ствол скважины 5Г достиг поверхности реликтового подледникового озера на глубине 3769,3 м.

## Скважина 5Г

Бурение скважины 5Г началось в 1990-м году. За более чем двадцатилетний период скважина приобрела сложную многоствольную конструкцию, схема которой представлена на рис. 1.

В сезоне 58 РАЭ (декабрь 2012 - февраль 2013 г.) на станции "Восток" были продолжены работы по бурению скважины, целью которых являлся отбор проб замерзшей озерной воды в стволе скважины 5Г-1, а также выполнение работ по забурированию нового дополнительного ствола 5Г-3 для отбора проб конгеляционного льда, содержащего минеральные включения [3]. Бурение скважины 5Г ведется специальным электромеханическим буровым снарядом КЭМС-135, разработанным сотрудниками кафедры бурения скважин Горного университета, на грузонесущем кабеле [2].

Горное давление ледового массива при бурении компенсируют гидростатическим давлением заливочной жидкости. Заливочная жидкость представляет собой смесь керосина

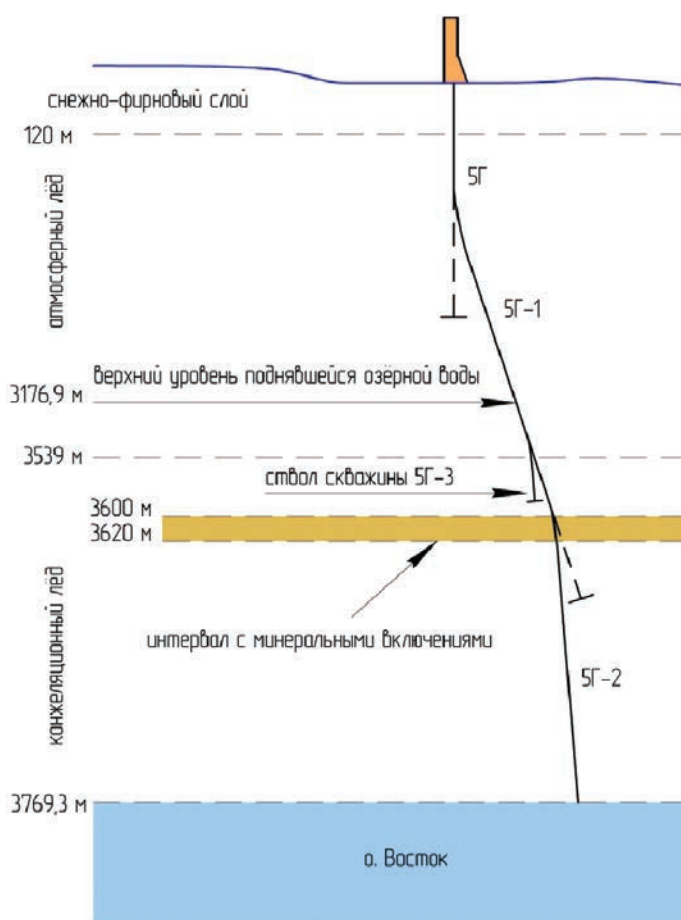


Рис. 1. Схема скважины 5Г на станции "Восток" (Антарктида).

и фреона F-141b и имеет среднюю плотность 928 кг/м<sup>3</sup>. Уровень заливочной жидкости в скважине находится на глубине 40 м от устья. Фреон является утяжелителем и от его концентрации на различных интервалах скважины зависит плотность жидкости. Уменьшая уровень и плотность заливочной жидкости, можно обеспечить недокомпенсацию горного давления, т.е. создать такие условия, когда давление воды озера в данной точке будет превышать давление столба заливочной жидкости. В процессе бурения происходит призабойная циркуляция промывочной жидкости. В момент контакта забоя скважины с поверхностью озера заливочная жидкость вытесняется озерной водой вверх по стволу скважины на высоту, соответствующую недокомпенсации горного давления [2].

### Расширение ствола 5Г-1

В результате вскрытия озера Восток в сезоне 57 РАЭ на глубине 3769,3 м, вода сначала поднялась в стволе скважины до глубины 3176,9 м, а затем опустилась до глубины 3417 м. При этом произошло сужение ствола скважины за счет намерзания на стенке опускавшейся воды. Расширение ствола скважины специальным конусокалибратором диаметром 137-138 мм оказалось невозможным, поскольку сужение ствола произошло до диаметра менее 130 мм. Поэтому расширение ствола скважины осуществлялось стандартной коронкой для бурения льда диаметром 135 мм. Расширение ствола скважины коронкой позволяет, поднимать на поверхность куски серповидного керна со стенок скважины, которые несут в себе информацию о составе воды озера Восток (рис. 2).



Рис. 2. Серповидные обломки нароста на стенке скважины 5Г-1.

Во время проведения работ по расширению ствола 5Г-1 с глубины 3415,1 м был поднят первый сплошной керн замерзшей воды озера, что сигнализировало об установлении конечного уровня озерной воды на этой глубине. С этого момента ствол скважины было принято называть 5Г-1Н (новый), который только лишь по пространственному положению совпадает со старым стволом. Таким образом, интервал, на который опустилась озерная вода, составил 238,8 м.

В результате бурения ствола 5Г-1Н удалось поднять на поверхность 44,59 м сплошного керна, содержащего замерзшую воду озера Восток (на рис. 3 интервал 3415,1-3459,69 м).

### Особенности бурения стволов 5Г-1Н и 5Г-3

Керн, полученный в результате бурения ствола скважины 5Г-1Н, имел серповидные включения льда на одной его стороне, что указывало на наличие отклонения нового ствола 5Г-1Н от оси ствола 5Г-1. Отклонение могло произойти ещё в процессе расширения ствола скважины 5Г-1 до постановки на забой снаряда и получения сплошного керна за счет возможного фрезерования стенок резцами коронки. Такой вывод был сделан по результатам получения первого сплошного керна с серповидным слоем на одной его стороне в самом начале, начиная с глубины 3424,0 м.

На рис. 4 представлено поперечное сечение керна с серповидной областью в верхней его части, что указывает

на расхождение старого ствола 5Г-1 и нового 5Г-1Н. Этой серповидной частью является атмосферный лёд, который по структуре, составу и физико-механическим свойствам отличается от замерзшей воды озера Восток [3]. Таким образом, в результате проведения работ, произошло забуривание нового ствола 5Г-3.

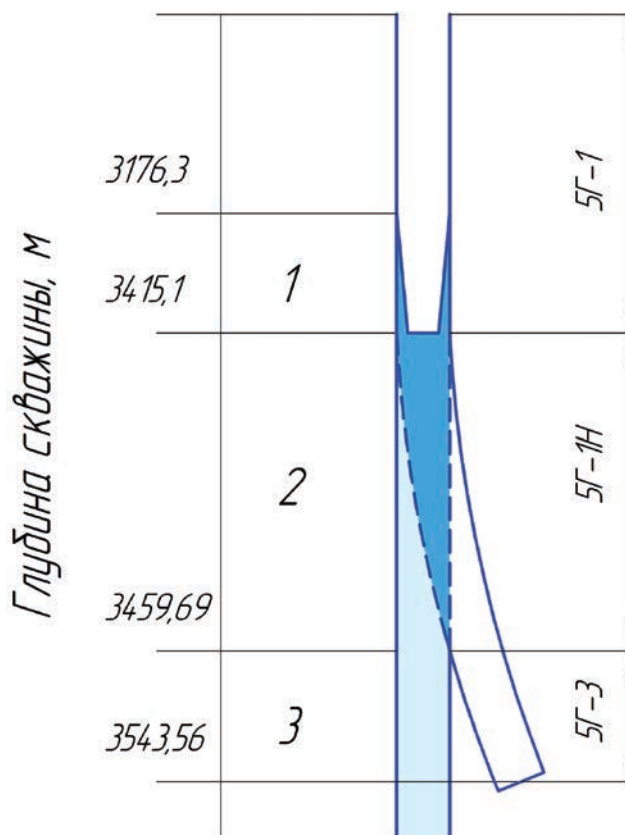


Рис. 3. Результаты работ по бурению скважины 5Г в сезоне 58 РАЭ

1 – расширение ствола 5Г-1;  
2 – бурение ствола 5Г-1Н с отклонением от оси старого ствола;  
3 – бурение ствола 5Г-3.



Рис. 4. Керн, полученный во время забуривания ствола 5Г-3 и содержащий серповидную часть атмосферного льда  
1 – атмосферный лёд; 2 – замерзшая вода озера Восток.

Известно, что искривлению подвержены в той или иной степени почти все вертикальные скважины при любом способе бурения. Это явление получило название естественного искривления скважин. В большей степени искривляются скважины при вращательном способе бурения. Характер и интенсивность искривления ствола скважин зависит от причин геологического, технического и технологического характера [4].

Забуривание ствола 5Г-3 могло произойти в результате действия следующих причин, действующих в совокупности или раздельно:

1. местное искривление во время расширения ствола 5Г-1 коронкой за счёт того, что диаметр нерасширенного ствола в верхних интервалах был меньше внутреннего диаметра коронки, в результате чего мог произойти перекося снаряда;

2. во время бурения ствола 5Г-1Н за счет искривления старого ствола 5Г-1;

3. местное искривление нового ствола 5Г-1Н в результате многократных постановок снаряда на забой в различных пространственных положениях;

4. в результате искривления ствола 5Г-1Н в процессе бурения с траекторией по окружности с определенной интенсивностью.

Искривление ствола 5Г-1Н наиболее вероятно являлось зенитным, при этом выкручивание при бурении ствола с отклонением по вертикали на 6°. Азимутальное искривление менее вероятно.

Данные инклинометрии, полученные ещё в 2009 году, свидетельствуют о том, что интервал скважины 5Г-1 на глубинах 3400-3480 м может иметь прямолинейную траекторию (табл. 1). Измерения в скважине 5Г проводились инклинометром КИТ, погрешность которого по зенитному углу составляет ± 30', а по азимутальному – ± 4° [1]. Изменения значений зенитных и азимутальных углов ствола скважины 5Г-1, приведенные в табл. 1, находятся в пределах погрешности прибора.

**Таблица 1.** Результаты инклинометрии ствола скважины 5Г-1 (2009 г.).

Интервал скважины, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус
3400	6	242
3410	6,2	243
3420	6,3	242
3430	6,2	242
3440	6,2	242
3450	6,3	243
3460	6,3	243

Проанализировав данные полученных кернов, можно предположить варианты пространственного положения ствола 5Г-3 относительно ствола 5Г-2. Наибольший интерес вызывает возможность попадания в ствол 5Г-2 и

отбора из него дополнительных проб замерзшей воды. Замерзшая озерная вода в этом стволе на глубине, близкой к поверхности озера, содержит наиболее полную информацию о газовом составе озера, содержании в ней примесей и микроорганизмов.

По замерам толщин серповидных частей атмосферного льда (рис. 5) можно рассчитать пространственное положение ствола 5Г-3 относительно 5Г-1 в процессе забуривания.

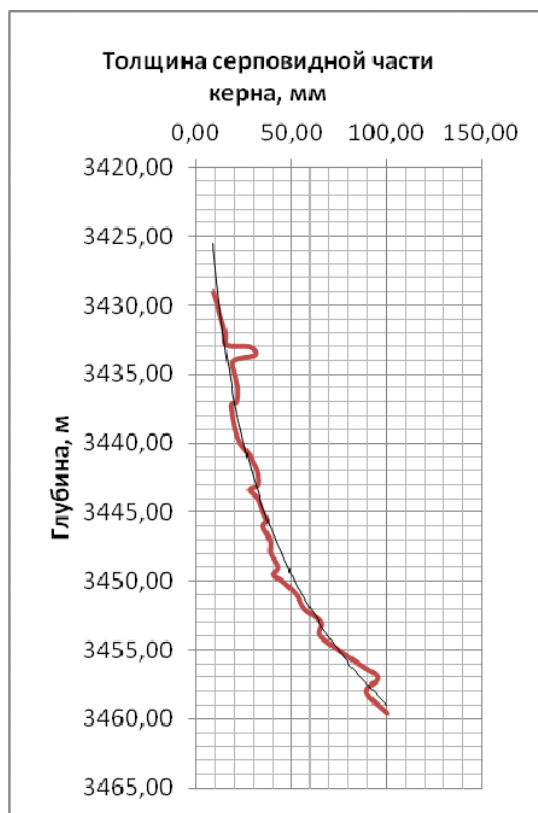


Рис. 5. Зависимость толщины серповидной части керна от глубины скважины.

**Расчет пространственного положения ствола 5Г-3**

Угол расхождения стволов 5Г-1 и 5Г-3 можно рассчитать по формуле:

$$\Delta\theta = \arctg\left(\frac{d_2 - d_1}{L_2 - L_1}\right),$$

где  $\Delta\theta$  - разница углов стволов скважин 5Г-1 и 5Г-3 на интервале скважины  $\Delta L = L_2 - L_1$ ;

$d_2, d_1$  - толщины серповидных частей керна на глубинах соответственно.

Если принять, что в процессе расширения ствола 5Г-1 произошло местное искривление в результате проведения многократных коротких рейсов в процессе бурения с отбором керна, либо под действием других технических или технологических причин, то угол расхождения между стволами можно определить по замерам известных толщин атмосферного льда на первом и последнем метре участка забуривания ствола 5Г-3 [4].

На глубине 3430 м толщина серповидной части керна составила 11 мм, а на глубине 3455 м – 75 мм, таким образом, угол расхождения стволов равен:

$$\Delta\theta = \arctg\left(\frac{0,075 - 0,011}{3455 - 3430}\right) = 0,15^\circ.$$

При бурении с такой постоянной разницей углов между стволами расстояние  $Y$  по горизонтали на глубине 3543,56 составит [5]:

$$Y = \frac{\operatorname{tg}\Delta\theta \cdot \Delta L}{\cos\theta_1},$$

где  $\theta_1$  - зенитный угол ствола 5Г-1, градус.

$$y = \frac{\operatorname{tg}0,15^\circ \cdot 114,56}{\cos 6,2^\circ} = 0,3 \text{ м}.$$

Толщина серповидной части керна, как видно из рис. 5, растет нелинейно с глубиной, причем, на глубине 3450 м заметно резкое увеличение угла расхождения стволов.

Если увеличение угла расхождения стволов вызвано местным искривлением в результате колонкового бурения за счет многократных постановок снаряда на забой, тогда необходимо рассчитать угол  $\theta_K$  в конце участка забуривания ствола 5Г-3, который может не меняться на всем дальнейшем интервале бурения скважины:

$$\Delta\theta_K = \arctg\left(\frac{0,0951 - 0,0851}{3457 - 3456}\right) = 0,57^\circ.$$

При такой разнице углов стволов скважины расстояние  $Y$  по горизонтали и между ними составит (по стенкам):

$$Y = \operatorname{tg}\Delta\theta \cdot \Delta L;$$

$$Y = \operatorname{tg}(0,57^\circ) \cdot 112,56 = 1,12 \text{ м}$$

Если расхождение стволов происходило по окружности с определенной интенсивностью, тогда необходимо рассчитать угол  $\theta_H$  расхождения и в начале участка забуривания ствола 5Г-3:

$$\Delta\theta_H = \arctg\left(\frac{0,015 - 0,013}{3432 - 3431}\right) = 0,12^\circ$$

Таким образом, можем определить интенсивность искривления ( $i$ ) и кривизну ( $K$ ) криволинейной части ствола:

$$K = \frac{i \cdot \pi}{180^\circ};$$

$$i = \frac{\Delta\theta}{\Delta L};$$

$$i = \frac{0,57 - 0,12}{3457 - 3431} = 0,0173^\circ / \text{м}$$

$$K = \frac{0,0173 \cdot 3,14}{180} = 3,02 \cdot 10^{-4} \text{ рад} / \text{м};$$

Радиус  $R$  искривления ствола определяется по формуле:

$$R = \frac{180^\circ}{i \cdot \pi} = \frac{1}{K};$$

$$R = \frac{1}{3,02 \cdot 10^{-4}} = 3311,47 \text{ м};$$

Расхождение по горизонтали между стволами на глубине 3543,56 при искривлении ствола 5Г-3 и движении снаряда по окружности рассчитывается по формуле:

$$y = \frac{\operatorname{tg}[\Delta\theta_H + i \cdot \Delta L] \Delta L}{\cos\theta_1};$$

$$y = \frac{\operatorname{tg}(0,12 + 0,0173 \cdot 112,56) \cdot 112,56}{\cos 6,2^\circ} = 4,09 \text{ м}.$$

Разница углов стволов скважин на глубине 3543,56 м:

$$\theta_K = i \cdot \Delta L + \Delta\theta_H;$$

$$\theta_K = 0,0173 \cdot (3543,56 - 3431) + 0,12 = 2,07^\circ$$

По результатам расчетов был построен возможный профиль ствола скважины 5Г-3, относительно ствола 5Г-1 (рис. 6).

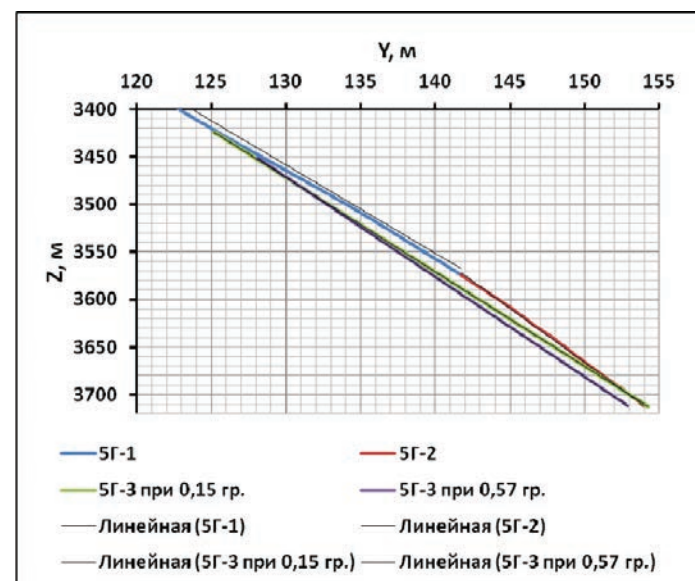


Рис. 6. Возможный профиль скважины 5Г при прямолинейной траектории ствола 5Г-3.

### Заключение

При бурении глубокой скважины 5Г на станции Восток в Антарктиде получен большой объем данных по изучению палеоклимата нашей планеты. В период с декабря 2013 г. по февраль 2014 г. работы по бурению ствола 5Г-3 будут продолжены и предполагается проведение точной инклинометрии. По результатам проведенных расчетов имеется вероятность попадания в ствол скважины 5Г-2, содержащий замерзшую воду озера Восток, необходимость которой обусловлена тем, что она содержит достоверную информацию о газовом и микробиологическом составе озера. К тому же, попадание в ствол 5Г-2 возможно без применения специальных технических средств при следующих условиях: местное искривление в результате расширения ствола скважины 5Г-1, совпадение азимутальных углов стволов 5Г-1 и 5Г-3, а также выкручивание ствола 5Г-3.



ЛИТЕРАТУРА

1. Афанасьев и др. Справочник по бурению геолого-разведочных скважин, СПб, ООО «Недра», - 2000.
2. Васильев Н.И., Липенков В.Я., Дмитриев А.Н., Подольяк А.В., Зубков В.М. Результаты и особенности бурения скважины 5Г и первого вскрытия озера Восток. // Лёд и снег. – М.: Институт географии, 2012. - № 4. - с. 12–20.
3. Липенков В.Я., Полякова Е.В., Дюваль П., Преображенская А.В. Особенности строения антарктического ледникового покрова в районе станции Восток по результатам петроструктурных исследований ледяного керна // Проблемы Арктики и Антарктики. – М.: ААНИИ, 2007. Вып. 76. с. 68–77.
4. Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения скважин на твёрдые полезные ископаемые. Л.: Недра, 1987.
5. Сулакшин С.С. Направленное бурение. М.: Недра, 1987.

622.24.05.32

# О технологичности конструкции долот и технических устройств для бурения скважин

Ю.Г. Буримов – начальник отдела бурения  
П.А. Плетнев – начальник технического отдела  
(ООО «Ай Ди Эс Дрилинг»)

Основные параметры и размеры технических устройств, включаемых в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для бурения скважин на нефть и газ регламентированы действующими государственными стандартами и стандартами ведущих в мире компаний-изготовителей.

К ним относятся:

- долота шарошечные, лопастные, алмазные и с алмазно-твердосплавными вставными резцами и пластинами;
- расширители шарошечные и бесшарошечные, в том числе с пилотным долотом или направлением;
- гидравлические забойные двигатели – турбобуры шпиндельные, забойные двигатели-отклонители, винтовые забойные двигатели,
- роторные управляемые системы (РУС);
- бурильные головки шарошечные, с вставными резцами из твердых сплавов, алмазные и другого типа;
- кернаприемные устройства для отбора керна;
- калибраторы, центраторы, стабилизаторы и стабилизирующие устройства;
- переводники наддолотные и соединительные.

Основные требования к формированию ствола, независимо от его диаметра заключаются в следующем:

- вынос разрушенной горной породы на дневную поверхность;

- свободное прохождение КНБК по стволу при выполнении спуско-подъёмных операций;

- выполнение комплекса геофизических исследований и испытаний пласта с помощью трубных испытателей;

- отсутствие дефектов в виде локальных искривлений, уступов и желобов;

- спуск обсадной колонны до проектной глубины без выполнения специальных работ по подготовке ствола скважины.

Часть требований, закрепленная в п. 2.3.3 действующих Правил безопасности в НПП [1] заимствована из действующих ранее Единых технических правил ведения буровых работ, регламентирующих минимально допустимую разницу диаметров скважин и муфтовых соединений обсадных колонн, основанные на практике бурения, приведены в табл. 1.

Механизм реализации указанных требований до настоящего времени не сформулирован в нормативных документах, однако он автоматически выполняется при сооружении скважин обычных диаметров (до 295,3÷311,1 мм), поскольку все соотношения размеров скважин в сочетании с долотами и наддолотными устройствами, по возможности, выдерживаются. И совсем не выполняются при бурении стволов большого диаметра из-за отсутствия в производстве нужных

размеров УБТ и специальных технических устройств, включаемых в состав КНБК.

Требуемые диаметры УБТ и наддолотных устройств, приведены в табл. 2. В этой таблице указаны самые большие диаметры муфт обсадных труб, однако существуют обсадные трубы с уменьшенными размерами муфт и даже безмуфтовые, которые при необходимости, могут быть получены от изготовителей.

**Таблица 1.** Минимально допустимая разность диаметров муфт обсадных труб и скважины.

Наименование параметра	Величина параметра, мм				
	Диаметры обсадных труб (муфты), мм	114 (127) 127 (141,3)	140 (154) 146 (166)	168 (188) 178 (196) 194 (216) 219 (245) 245 (270)	273 (299) 299 (324)
Разность диаметров *, ΔД, мм	15	20	25	35	39 - 45

Обсадные трубы, в т.ч. диаметром 426 мм и более, выпускаются только с номинальным диаметром. А фактические  $D_{ЭФ}$  стволов скважин, пробуренные долотами диаметром 393,7 и 490 мм с КНБК, состоящими из УБТ с наружным диаметром 248 и 254 мм или даже с ВЗД-286, составляют существенно меньшие размеры, чем диаметры муфт обсадных колонн.

**Таблица 2.** Соотношения диаметров долот, УБТ и обсадных труб для определения эффективного диаметра скважины ( $D_{ЭФ}$ ).

Наименование параметра	Величина				Расчетный зазор, мм
	Обсадной трубы (муфты)	долота	$D_{УБТ}$	$D_{ЭФ}$	
Диаметры, мм	168,3 (188)	215,9	178	191,8	27,9
	177,8 (196)	215,9; 220,1	178	191,8; 199,0	19,9; 24,1
	193,7 (215,9)	244,5	203	223,6	28,6;
	219,1 (244,5)	269,9	203; 229	236,4; 249	25,4;
	244,5 (269,9)	295,3	203; 229	249,1; 262,1	25,4
Разность диаметров *, ΔД, мм	25				
Диаметры, мм	273,1 (299)	349,2	229; 248	289,1; 298,6	50,1
	298,4 (323,9)	374,6; 393,7	248	311,3; 321,8	50,7; 59,8
	323,9 (351,0)	393,7	248; 286	321,8; 340	42,7
	339,7 (365)	393,7	254; 273; 286	323,8; 339,3	28,7
Разность диаметров *, ΔД, мм	35				
Диаметры, мм	351 (376)	444,5	279; 286	361,7; 365,2	66,5
	426 (451)	490, 508	286; 350	383; 429	39; 57
	473,1 (508)	555, 558,8	286; 350	421; 452,5;	47; 50,8
	508 (533,3)	609,0	286; 508	447,5; 558,5	75,7
Разность диаметров *, ΔД, мм	39 - 45				

В технологии бурения выработано правило, что состав КНБК должен формироваться с уменьшением диаметра снизу-вверх. Над долотом устанавливается элемент, наружный диаметр которого чуть меньше диаметра долота, далее с постепенным уменьшением размеров вплоть до бурильных труб. Фактически это правило не выдерживается и можно встретить в проектах и на практике КНБК, в которых над долотом устанавливается переводник или выступающая часть технического устройства, например ГЗД или ВЗД, с наружным диаметром меньшим, чем у выше расположенной его части. Характер износа таких устройств показывает, что они явно зависали в местах локальных искривлений ствола и на уступах.

### 1. Долота шарошечные

Основные параметры шарошечных долот отражены в межгосударственном стандарте ГОСТ 20692-2003 Долота шарошечные. Технические условия [2], являющиеся обязательными для отечественных изготовителей, соответствующим требованиям действующих международных стандартов на шарошечные долота, в том числе API. Номенклатура выпускаемых отечественными производителями долот по ходовым размерам существенно превышает предусмотренные типоразмеры в стандарте. А долота диаметром более 444,5 мм выпускаются в ограниченном ассортименте и часто не могут удовлетворить потребности.

Высота долота стандартом не регламентируется и, как правило, принимается минимально возможной и определяется из условия обеспечения его прочности и стабилизации при эксплуатации с максимально допустимыми параметрами по осевой нагрузке и частоте вращения в процессе бурения.

Габаритные размеры долот отражают многолетний опыт их создания, освоения производства, отработки, совершенствования конструкций и режимов эксплуатации с целью обеспечения максимально возможной стойкости при бурении скважин в многообразных горно-геологических условиях нефтяных и газовых месторождений.

В соответствии с ГОСТ 20692-2003 шарошечные долота должны быть выполнены с ниппельными замковыми резьбами по ГОСТ 28487-90 и ГОСТ Р 50864-96. Номенклатура типоразмеров присоединительных замковых резьб для долот составляет всего 11 [4], и они группируются по диаметрам долот, из которых используются только некоторые. Параметры резьбовых соединений определяют один из важнейших технологических параметров долота - диаметр упорного уступа. А поскольку типоразмер замковой резьбы увязан с размером упорного уступа на долоте, то именно он определяет наружный диаметр устанавливаемого над долотом переходного устройства, входящего в состав КНБК, который также определяется стандартом на замковые резьбовые соединения частей бурильных колонн. Ни один из перечисленных размеров не имеет технологического обоснования. Например, для группы долот диаметром от 190,5 до 238,1 мм предусмотрена резьба 3-117, а диаметр упорного уступа - 136,13 мм. Наружный диаметр переводника по требованиям стандарта на резьбы должен быть не более 140 мм, над которым при бурении с ВЗД устанавливается забойный двигатель с наружным диаметром от 164 до 195 мм, что совершенно нетехнологично. Можно рассмотреть и другие примеры недостатка технологичности параметров сочленяемых изделий в других группах размеров долот.

Большинством отечественных и зарубежных изготовителей долот используется сокращенный ряд типоразмеров

резьбовых соединений. В частности, совсем не используются резьбы 3-121 и 3-201. В основном отражаются требования, соответствующие требованиям изготовителей замковых резьбовых соединений на устройствах, устанавливаемых над долотом элементов КНБК и/или бурильных труб.

Требования межгосударственного стандарта, хотя и являются обязательными, не являются ограничением по совершенствованию конструкций долот для большинства изготовителей, о чем свидетельствуют параметры новых типоразмеров и постоянное внесение различных изменений в конструкции и технологии изготовления долот, применение новых материалов и прочих нововведений. Они приводят в целом к улучшению эксплуатационных характеристик долот и способствуют повышению темпов строительства скважин. Однако, большинство из них не связаны с технологическим обоснованием, кроме одного - «управляемость» долота при бурении наклонно направленных и горизонтальных участков скважин. Как будто не существует других проблем при строительстве скважин или нет необходимости предупреждения самопроизвольных искривлений, как при бурении интервалов обычных размеров, так и большого диаметра (393,7 мм и более) при строительстве глубоких скважин?

В соответствии с перечисленными выше особенностями, к параметрам шарошечных долот у авторов настоящей статьи возникло ряд дополнительных предложений и замечаний по вопросам конструктивного исполнения и технологичности. В частности, следует предусмотреть:

- расширение номенклатуры типоразмеров резьбовых соединений по различным группам размеров долот с целью получения торцевого уступа большего диаметра с учетом размеров замковых резьб, используемых на УБТ, если иным путем этого достигнуть не удастся;
- возможность изготовления долот большого диаметра с муфтовым резьбовым соединением наибольшего типоразмера;
- долота с увеличенной калибрующей частью для бурения вертикальных скважин и другие.

Предусмотреть применение наддолотных переводников, наружные размеры которых соответствовали бы наружным диаметрам УБТ или забойных двигателей. Для формирования технологических требований к шарошечным долотам целесообразно провести комплекс всесторонних технологических исследований и обобщение накопленного опыта строительства скважин с целью последующего внесения в действующий стандарт дополнительных параметров, учитывающих требования технологов-буровиков.

### 2. Долота алмазные и типа PDC

Основные параметры алмазных долот регламентированы ГОСТ 26474-85 [3] и за некоторым исключением, соответствуют техническим требованиям на шарошечные долота в соответствии с ГОСТ 20692-2003. Основные параметры долот типа PDC не стандартизованы, поэтому долота у каждого изготовителя имеют существенные отличия в конструктивном устройстве. В частности, большинство долот ОАО «Волгабурмаш» (табл. 3) [4, 12], как и других производителей, изготавливаются с цилиндрической шейкой для захвата машинным или специальным ключом и ниппельной замковой резьбой, размеры которой соответствуют принятым в стандарте на шарошечные долота.

Практически все долота с наружным диаметром 215,9 мм и больше состоят из двух частей - корпуса долота и наддолотного переводника, которые соединены между собой с помощью резьбы и сварки. Присоединение долота к

Таблица 3. Основные параметры долот типа PDC ОАО «Волгабурмаш».

Типоразмер долота	Высота, мм	Диаметр резцов, мм	Кол-во лопастей и резцов, шт.	Кол-во и диаметр насадок, шт x мм	Нагрузка на долото, тн	Масса долота, кг	Типоразмер резьбы по ГОСТ
Долота для мягких пород «S»							
295,3 FD 255 SA247	445	13, 19, 22	5 x 37	5 x 15,9	0,9-13	77,0	3-152
295,3 FD 246 SA287	447	13, 22	4 x 30	6 x 14,3	0,9-13	76,0	3-152
393,7 FD 248 SA288	570	16, 22	4 x 45	2 x 12,7; 6 x 10,3	0,9-24	176,0	3-177
Долота для пород мягких и средней твердости «SM»							
295,3 FD 268 SM-A72	431	13, 16	6 x 55	8 x 15,9	0,9-13	90,0	3-152
295,3 FD 257 SM-A47M	473	13, 19	5 x 64	5 x 20,6 + 2 x 14,3	0,9-13	75,0	3-152
295,3 FD 257 SM-AM266	460	19, 16, 13	5 x 40	4 x 14,3 + 3 x 12,7	0,9-10	107,0	3-152
295,3 FD 268 SM-A129	443	13, 19	6 x 48	6 x 12,7 + 2 x 14,3	0,9-13	84,0	3-152
295,3 FD 266 SM-A129-01	443	13, 19	6 x 48	2 x 14,3 + 4 x 12,7	0,9-13	84,0	3-152
300,0 FD 257 SM-A243	473	13, 19	5 x н.д.	7 x 14,3	0,9-13	76,0	3-152
300,0 FD 257 SM-A244	473	13, 19	5 x н.д.	7 x 14,3	0,9-13	76,0	3-152
311,1 FD 277 SM-A36	449	13, 19	8 x 95	8 x 15,9	0,9-13	86,0	3-152
311,1 FD 258 SM-A64-01	465	13, 19	5 x 85	5 x 20,6 + 3 x 14,3	0,9-13	91,4	3-152
311,1 FD 255 SM-A64-02	465	13, 19	5 x 85	5 x 20,6	0,9-13	87,0	3-152
311,1 FD 266 SM-A81	434	13, 16	6 x 68	6 x 11,1	0,9-13	82,5	3-152
311,1 FD 266 SM-AM291	418	16, 13	6 x 58	6 x 14,3	0,9-10	96,3	3-152
311,1 FD 269 SM-A116	425	13, 19	6 x 57	9 x 11,1	0,9-13	82,5	3-152
311,1 FD277 SM-A121	439	16	7 x 57	7 x 11,9	0,9-13	84,0	3-152
311,1 FD277 SM-A121-02	439	13, 16	7 x 64	5 x 11,1 + 2 x 14,3	0,9-13	87,0	3-152
311,1 FD 266 SM-A140	443	13, 19	6 x 48	6 x 12,7	0,9-13	84,0	3-152
311,1 FD 269 SM-A157	457	13, 16	6 x 57	9 x 11,1	0,9-13	82,5	3-152
311,1 FD 377 SM-A162	439	13	7 x 62	7 x 11,9	0,9-13	84,0	3-152
393,7 FD 268 SM-A56-01	570	13, 19	6 x 104	8 x 20,6	0,9-24	188,0	3-177
393,7 FD 268 SM-A56-02	570	16,19	6 x 92	8 x 20,6	0,9-24	188,0	3-177
406,7 FD 268 SM-A73-01	530	13, 19	6 x 81	8 x 11,9	0,9-24	180,0	3-177

Таблица 3 (окончание). Основные параметры долот типа PDC ОАО «Волгабурмаш».

Типоразмер долота	Высота, мм	Диаметр резцов, мм	Кол-во лопастей и резцов, шт.	Кол-во и диаметр насадок, шт x мм	Нагрузка на долото, тн	Масса долота, кг	Типоразмер резьбы по ГОСТ
431,8 FD 268SM A123	530	16, 19	6 х н.д.	8 х н.д.	0,9-24	165,0	3-177
444,5 FD 268SM-A82	545	13, 19	6 х 80	8 х 11,1	0,9-24	190,0	3-177
444,5 FD 257 SM-A130	515	19	5 х 54	2 х 12,7 + 5 х 11,9	0,9-24	151,0	3-177
Долота для пород средней твердости «М»							
295,3 FD 377 M-A03	460	13	7 х 78	7 х 11,1	0,9-13	85,0	3-152
295,3 FD 257 M-A27M	454	13, 19	5 х 68	7 х 19,1	0,9-13	90,0	3-152
Долота для чередования пород средней твердости и твердых «МН»							
293,0 FD 288 МН-A44	441	13	8 х 82	8 х 15,9	0,9-13	89,0	3-152
295,3 FD 388 МН-A66	441	13	8 х 106	8 х 15,9	0,9-13	90,0	3-152
311,1 FD 277 МН-AM268	443	16, 13	7 х 68	7 х 14,3	0,9-10	118,4	3-152

наддолотному элементу бурильной колонны (калибратору, УБТ, амортизатору, валу ГЗД или ВЗД) производится с помощью специальных ключей отворота (рожковой или шпоночной конструкции), устанавливаемых на переводнике. Конструкции этих ключей отличаются от ключей, предназначенных для работы с шарошечными долотами. Как правило, ключи отворота поставляются совместно с долотом или партией долот. Однако большинство изготовителей долот не указывают наружный диаметр наддолотного переводника или цилиндрической шейки, но указывают размер проточки для установки ключа. Такие же замечания следуют отнести и к конструкциям алмазных долот [3], хотя их размеры регламентированы государственным стандартом.

Различными изготовителями по требованию заказчиков изготавливаются и поставляются долота с муфтовой присоединительной замковой резьбой, размеры упорного уступа и требуемого наружного диаметра наддолотного переводника также не указываются. К ним следует отнести долота: БИТ-295,3 ВТ419СР с резьбой 3-152, производства ООО «НПП «Буринтех» [5]; несколько типоразмеров долот диаметром от 215,9 до 490 мм производства ОАО НПП «Бурсервис» с наибольшим размером резьбы 3-171 [6]; долота малых размеров ЗАО СП «Удол» [7, 8] и других компаний.

Таким образом, следует констатировать, что при определении размера наружного диаметра цилиндрической шейки (переводника) и долота в целом, не используется системный подход по определению основных его размеров и конфигурации в целом. А производится формальный выбор типоразмера присоединительной резьбы для долота PDC, по аналогии с резьбовыми соединениями для шарошечных долот. Поэтому эти долота отличаются по конфигурации и

высоте. Например, долото шарошечное ОАО «Волгабурмаш» диаметром 295,3 мм имеет высоту  $\approx 300$  мм, а высота долота 295,3FD257SM-A47 этой же компании составляет 473 мм [5].

Высота долот типа PDC с ниппельным замковым соединением, как правило в два раза больше, чем трёхшарошечного с таким же наружным диаметром, и существенно больше, чем у долота типа PDC такого же диаметра с муфтовым соединением. Наружный диаметр цилиндрической шейки долота PDC делается в соответствии с наружным диаметром замкового соединения или его переводника с регламентированной резьбой. Из всех изготовителей долот только ООО «Универсальное бурение» до недавнего времени регламентировало размеры упорного уступа и соответственно косвенно подразумевало наружный диаметр наддолотного переводника [9]. А ведь наддолотный переводник активно участвует в формировании эффективного диаметра ствола и от его размеров зависит эта величина.

Рекомендуемые компаниями размеры упорных уступов и наддолотных переводников долот типа PDC, следует отнести также к недостаточно технологичным, так как они не учитывают требований по формированию ствола с максимальным или оптимальным эффективным диаметром при строительстве скважин.

Большинство долот типа PDC отечественных изготовителей производится с укороченной калибрующей частью на лопастях, которые предназначены для бурения наклонно направленных участков скважин. Величина калибрующей части в зависимости от наружного диаметра долота находится в пределах от 50 до 80 мм. И чаще всего при испытаниях долот наиболее важным считается параметр - «управляемость долота».

Долота типа PDC, предназначенные для бурения вертикальных скважин, отечественными изготовителями практически не выпускаются. В связи с чем, при бурении вертикальных участков скважин используются серийно выпускаемые долота с укороченной калибрующей частью, часто без использования наддолотных калибраторов или центраторов, в лучшем случае с наддолотным переводником-маховиком, наружный диаметр которого, соответствует номинальному диаметру ГЗД, что иногда приводит к искривлению ствола скважины. В каталогах зарегистрированы отдельные случаи изготовления долот с удлиненной калибрующей частью, например долото БИТ2-214,3МСУ, производства ООО НПП «Буринтех».

Авторами предлагаются в качестве стандартных и основных параметров следующие требования:

- долота типа PDC должны, в основном, изготавливаться с муфтовыми резьбами, размеры которых могут соответствовать резьбам, предусмотренным стандартом на шарошечные долота;

- с ниппельными резьбами долота должны выполняться по требованиям заказчиков, но при этом долота не должны иметь наддолотных переводников, а выполняться только с цилиндрической шейкой минимально возможной высоты для размещения ключа наворота стандартной конструкции или выполняться с шейкой минимальной высоты, для закрепления которых должны быть ключи наворота иной конструкции;

- наружные размеры цилиндрической шейки и наддолотных переводников должны соответствовать размерам, учитывающим требования технологии, в том числе в части получения стволов с необходимыми размерами диаметра  $D_{ЭФ}$ . В качестве примера изготовителями долот могут быть использованы рекомендуемые размеры наддолотных переводников, приведенные в табл. 4, а сами переводники могут поставляться в качестве штатных.

Такие же изменения целесообразно внести и в конструкцию алмазных долот.

В номенклатуре долот всех изготовителей должны быть предусмотрены долота, предназначенные для бурения вертикальных скважин в условиях наклонно расположенных, чередующихся с резко отличающимися характеристиками по твердости горных пород, с увеличенной кратно калибрующей частью.

Применение выше указанных технологических требований позволит внести существенные изменения в конструкцию долот типа PDC и будет способствовать упрощению технологии их изготовления за счёт возможного сокращения объёмов металлообработки при изготовлении долот. Эти нововведения в конструкцию могут привести к получению изготовителем долот ощутимого экономического эффекта и снизить закупочную цену для потребителей. Это также сулит немалые выгоды и для потребителей долот, так как позволит им получать экономию денежных средств за счёт совершенствования технологии строительства скважин.

Ведущими зарубежными изготовителями в конструкции долот типа PDC наиболее ходового размера (диаметром 215,9 мм) уже внесены некоторые конструктивные отличия по конфигурации. Так, например, компании «Reed tool» и «Smith International» приступили к изготовлению долот (рис. 1) с максимально возможно укороченной шейкой, диаметр которой составляет 166 мм по сравнению со стандартным размером для такого долота, обычно равный 146 мм. Да и у других типоразмеров долот предусмотрена возможность изготовления долот со стандартными и нестандартными размерами присоединительных резьб. Так, например, в долоте 393,7SDR519 компании «Reed T» цилиндрическая шейка выполнена с размером 240 мм. В долотах диаметром 295,3 мм типа PDC компании «Халибуртон» цилиндрические шейки предусмотрены с наружным диаметром 194 и 222 мм (рис. 2). А должны быть ещё больше в связи с тем, что в ствол такого размера спускается обсадная труба диаметром 324 мм.

**Таблица 4.** Рекомендуемые размеры упорных уступов (наддолотных переводников) для долот типа PDC.

Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90	Размер долота, мм	Диаметр упорного уступа (наддолотного переводника), мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 28487-90	Размер долота, мм	Диаметр упорного уступа (наддолотного переводника), мм
3-66	83,0	76,2	3-117, 3-121	190,5; 200,0	165,1
	95,4; 98,4	83,0		212,7; 215,9	178,0; 190,0
	104,8; 114,3	95,0		220,7; 222,2	203,0
3-76	120,6	101,6	3-152, 3-171	250,8-269,9	229,0
	123,8; 127	108,0		279,4-295,3	245,0
	132,0; 139,7	114,3-120,6		304,8-311,1	273,0
3-88	142,9; 146,0	127,0-130,0	3-171, 3-177, 3-201	342,9-368,3	299,0
	149,2; 152,4	136,0; 140,0		374,6-393,7	324,0
	155,6; 158,8	142,0		406,4-444,5	351,0
	165,1; 171,4	146; 155		490,0-508,0	426,0

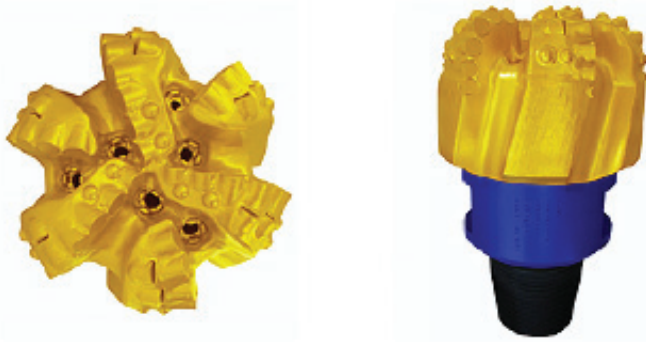


Рис. 1. Долото 215,9MSF616M (типа PDC).

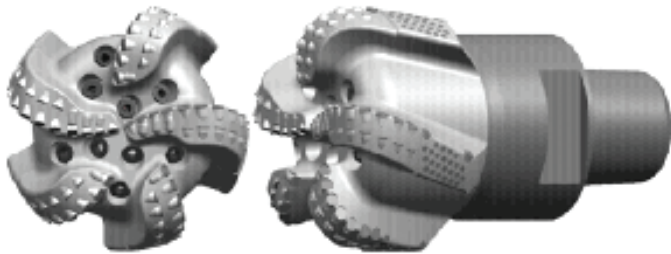


Рис. 2. Долото 295,3FX55D с диаметром шейки 222 мм.

### 3. Опорно-центрирующие устройства

Существующие конструкции опорно-центрирующих устройств (ОЦУ) любых изготовителей, особенно устанавливаемых над долотом, также не учитывают основные технологические требования. В связи с этим размеры ствольной части калибраторов и центраторов привязаны к стандартным размерам соединительных переводников. Поэтому различия в их конструкциях не обнаруживаются. И большинство специалистов-буровиков не знают отличий в требованиях к наддолотным и колонным ОЦУ, в том числе и к каким технологическим изменениям приводит применение того или иного устройства. В настоящее время наддолотные и колонные ОЦУ отличаются по длине и конфигурации.

**Наддолотные ОЦУ** должны быть выполнены с нижним муфтовым резьбовым соединением для присоединения к ниппельному соединению на долоте и верхним муфтовым соединением для присоединения к ниппельному соединению последующего элемента КНБК. Верхняя часть наддолотного ОЦУ должна иметь место для захвата машинным ключом. Размер ствольной части такого ОЦУ может быть любым и должен учитывать технологические требования по предупреждению возникновения уступов в стволе скважины при бурении. А это может существенно повлиять как на конструкцию устройства, так и на технологию его изготовления. Например, нужно ли выполнить фрезерование заготовки или достаточно применить сварочные работы?

**Колонные ОЦУ** должны быть выполнены с муфтовым (вверху) и ниппельным (внизу) резьбовыми соединениями, наружный диаметр ствола которых совпадает со стандартным для переводников. Вверху и внизу должны быть предусмотрены места для захвата машинными или автоматическими ключами для свинчивания и развинчивания

резьбовых соединений. Размер ствольной части колонного ОЦУ не имеет существенного значения для потребителя. Он очень важен для изготовителя.

### 4. Переводники наддолотные и соединительные

Переводники наддолотные и соединительные с одинаковыми замковыми резьбами по своему функциональному назначению имеют существенные отличия и поэтому могут и должны отличаться друг от друга, прежде всего по наружному диаметру.

Наружный диаметр соединительного переводника двух каких-либо технических устройств устанавливаемых в составе КНБК (но не над долотом) должен соответствовать требованиям стандарта на резьбовые соединения составных частей бурильных колонн.

Наружный диаметр наддолотного переводника должен соответствовать требованиям современной технологии бурения с целью получения ствола с максимально необходимым эффективным диаметром ( $D_{эф}$ ) с целью предупреждения необходимости работ по улучшению качества ствола.

В одних случаях наружный диаметр переводника должен соответствовать требованиям стандартов на размеры долот (диаметр упорного уступа долота), а в других, более сложных условиях, наружный диаметр наддолотного переводника может быть принят равным диаметру ГЗД, центризатора или другого технического устройства. На практике иногда вместо наддолотного переводника устанавливают струйный кольмататор [6], корпус которого выполнен, как минимум, с двумя утолщениями в виде лопастей для размещения в них струйных насадок.

### 5. Бурильные головки для отбора керна

Основные параметры бурильных головок соответствуют требованиям ГОСТ 26474-85. Бурильные головки шарошечные, бесшарошечные с твердосплавными и алмазотвёрдосплавными вставными резцами и алмазные, создавались одновременно с керноприемными устройствами различных типоразмеров с участием технологов по отбору керна. Основными критериями при этом были: возможность сочленения бурильной головки с конкретным типоразмером керноприемного устройства, технологичность процесса бурения и успешность отбора керна в различных горно-геологических условиях. Дополнительными требованиями служили требования по материалам и по размерам трубных присоединительных резьб в соответствии с действующими стандартами для обеспечения соединения их между собой и с вышерасположенными элементами КНБК. Об этом свидетельствуют особенности конструкции и размеры бурильных головок. В частности, бурильные головки для УКР-172/100 «Кембрий», компоновка кернорвателей свободно размещается в корпусе, выполнены с муфтовой укороченной резьбой 3-161. А бурильные головки КТСИ-152,4/80Т, предназначенные для работы с керноприемным устройством УК-127/80, выполнены с удлиненным корпусом и муфтовой конусной присоединительной резьбой [10] с наружным диаметром 130 мм присоединительного переводника с внутренним диаметром 112 мм. В нём и размещается компоновка кернорвателей, соединенная с керноприемными трубами. На нём же выполняются проточки для размещения ключа отворота размером 117 мм. Этот размер оправдан, когда размер бурильной головки равен 140 или 142,9 мм, а если бурильная головка с наружным диаметром 152,4 мм, то почему присоединительный её элемент не выполнить с

наружным размером 136-140 мм? На типоразмер присоединительной резьбы этот диаметр не оказывает никакого влияния. А толщина стенки в месте проточки под ключ на присоединительном корпусе к бурильной головке иногда оказывается слишком малой и, при малейшей эксцентricности, может быть разрушена с потерей герметичности, как это иногда происходит на практике.

#### Выводы

1. В практике бурения большое распространение получили КНБК, соотношение размеров которых не соответствует правилу, в соответствии с которым диаметр элементов уменьшается в направлении снизу-вверх, что нетехнологич-

но и приводит к зависанию выше расположенных элементов КНБК, и замедлению темпа углубления скважин.

2. Действующие стандарты на долота шарошечные, лопастные, алмазные и устройства, включаемые в состав КНБК, особенно для бурения стволов большого диаметра, остро нуждаются во внесении изменений и дополнений с учетом повышения технологичности и совершенствования существующих технологий строительства скважин на нефти и газ.

3. Перечень параметров технических устройств, включаемых в состав КНБК, и их величины должны быть уточнены после проведения дополнительных аналитических и промысловых исследований технологичности.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ-08-624-03. Кол. авт. – М.: ФГУП «НТЦ БП ГГН Р», 2004. – 312 с.
2. ГОСТ 20692-2003. Долота шарошечные. ТУ. ИПК, изд-во стандартов, 2003. – 7 стр.
3. ГОСТ 26474-85. Долота и головки бурильные алмазные и оснащенные сверхтвердыми композиционными материалами. Типы и основные размеры. М.: изд-во стандартов, 1985. – с. 6.
4. Каталог нефтегазовых долот ОАО «Волгабуримаш» на 2011 г.
5. Каталог продукции ООО «НПП «Буринтех» 2010-2011 г. Трёхшарошечные долота.
6. Каталог ОАО «Бурсервис». Уфа: ОАО «Бурсервис», 2009. – с. 38.
7. Буровые долота и технологическое оборудование. Каталог изделий СП ЗАО «Удол». – Ижевск: СП ЗАО «Удол», 2009. – с. 60.
8. Каталог СП ЗАО «Удол» на 2011 г. Буровые долота, буроголовки и калибраторы. Ижевск: СП ЗАО «Удол», 2011.
9. Каталог ООО «Универсальное бурение» на 2011 г. Долота с фиксированной режущей структурой. – Ижевск: ООО «Универсальное бурение», 2011. – с. 16.
10. Каталог продукции ЗАО «Проммашсервис» на 2011-2012 г.г. Оборудование и инструмент для нефтяной и газовой промышленности. М., 2010.
11. Буримов Ю.Г. О корректности инженерных решений по составу КНБК и эффективности бурения верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012. – № 4. – с. 18–22.
12. Буримов Ю.Г. Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы. Справочное пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 880 с.

УДК 621.921.34-2.622.24.05

## Анализ результатов работы алмазных коронок, подвергнутых криогенной обработке

В.И. Спиринов - доктор техн. наук, Ю.Е. Будюков - доктор техн. наук,  
(ОАО «Туйское научно-исследовательское геологоразведочное предприятие»)  
В.В. Кубасов - аспирант  
(МГРИ-РГГРУ)

Многолетний опыт алмазного бурения свидетельствует о том, что повышение работоспособности породоразрушающего инструмента является существенным резервом уве-

личения производительности бурения скважин. Существует достаточно большое количество способов упрочнения твёрдых сплавов, алмазов, композиционных алмазосодержащих



матриц. На наш взгляд, наибольший практический интерес представляет криогенная обработка породоразрушающего инструмента, в том числе алмазного, которая позволяет производить объёмное упрочнение материала на значительную глубину и является экологически чистым, довольно простым в исполнении и не требующим дорогостоящего и сложного оборудования технологическим процессом.

Криогенная обработка различного металлорежущего инструмента (резец фреза, метчик и т.д.) по данным В.С. Жмудь [1, 3], изготовленного из стали Р18, Р9, Р6М5, 9ХС позволила повысить его ресурс в 1,5-11,0 раз.

Первые работы по криогенной обработке алмазного инструмента были проведены в Кайраккумской ГРЭ (Власюк В.И., Спиринов В.И.), в ТПИ (Рябчиков С.Я.). Затем также работы были проведены в ВИТРе, ОЭИ ЦНИГРИ (Будюков Ю.Е.) и др. организациях [1-6].

Наиболее глубокие и обширные исследования в направлении повышения ресурса породоразрушающего инструмента (ПРИ) криогенной обработкой в последние годы выполнены Спириновым В.И. и Рябчиковым С.Я.

Спиринов В.И. показал принципиальную возможность повышения работоспособности алмазного инструмента криогенной обработкой, являющейся одним из вариантов такого вида термообработки, как термоудар; исследовал влияние термоудара на формирование напряжённого состояния в матрице алмазной коронки; разработал методы расчёта напряжений, создаваемых в матрице при термоударе, и оценки уровня максимальных напряжений, создаваемых в результате термоудара; исследовал остаточные напряжения и структурные характеристики матрицы алмазной коронки после термоудара; сформировал версию механизма упрочнения алмазного инструмента при термоударе; наметил рациональные режимные параметры криогенной обработки коронок; исследовал и разработал рациональные технологические режимы алмазного бурения.

Рябчиков С.Я. установил, что принципиально возможно повышение стойкости ПРИ методом комплексного криогенно-радиационного воздействия и оценки влияния его на структуру, текстуру, физико-механические свойства и напряжённое состояние композиционных алмазосодержащих материалов, наметил рациональные режимные параметры криогенной обработки и облучения гамма - квантами алмазного и твёрдосплавного ПРИ.

Испытания алмазных коронок типа О1А3 (10 штук), обработанных жидким азотом, проведённые в Шадринской ГРЭ показали [3, 6], что удельный расход алмазов уменьшается в 2,2 раза, механическая скорость бурения увеличивается в 1,25 раза. Затем в ПГО «Востказгеология» была испытана более представительная партия алмазных коронок (100 штук), обработанных в жидком азоте [3]. Результаты испытаний, проведённых при полном хронометраже, показали, что при бурении скважин в породах IX-X категорий проходка на различные типы коронок повышалась в среднем 1,4 раза, механическая скорость повысилась в 2,4 раза.

Эти результаты позволили приступить к широкомасштабным испытаниям упрочнённых алмазных коронок на различных месторождениях ПГО «Востказгеология», главным образом в Зырянской и Прииртышской ГРЭ. При этом на отдельных объектах бурение производилось только упрочнёнными коронками в течение длительного промежутка времени (4-8 мес.). За базу сравнения брались годовые усреднённые показатели работы каждого типоразмера коронок для конкретного региона (месторождения).

Данные обработки коронок заносились в специально разработанную хронокарту (порейсовую ведомость), где указывалась категория пород, глубина бурения, проходка за рейс, механическая скорость бурения, режимные параметры бурения и др. Эффективность работы коронок оценивалась, главным образом, по проходке на коронку и по расходу алмазов. На первом этапе испытаний оценивалась работа каждой коронки. В дальнейшем, учитывая сложность сбора информации по каждой коронке, эту работу выполняли выборочно по отдельным партиям коронок, так как уже была достигнута определенная стабильность по основным показателям работы различных типов коронок.

Всего в ПГО «Востказгеология» было обработано жидким азотом 3418 коронок, в том числе: О1А3Н60К30 (диаметром 59 мм) – 1908 шт., О1 АЗМД60К30 (76 мм) – 150 шт., О2ИЗГТ200К60 (76 мм) – 160 шт., О2ИЗГТ200К60 (59 мм) – 1000 шт., К-01-1 (59 мм) – 200 шт. Результаты испытаний выборочных партий коронок в Зырянской ГРЭ приведены в табл.1 [3, 6].

Таблица 1.

Тип коронки	Количество коронок, шт.	Средняя проходка на коронку, м	Увеличение проходки, %
О1А3Н60К30:			
базовые	213	9,1	
опытные	272	11,9	30,8
О1АЗД40К40:			
базовые	37	7,8	
опытные	31	17,6	125
О2ИЗГТ200К60:			
базовые	134	10,2	
опытные	131	11,8	16
К-01-1:			
базовые	18	12,6	
опытные	19	30,7	144

В табл. 2 приведены результаты испытаний однослойных и импрегнированных коронок в Прииртышской ГРЭ [3, 6]. Испытания здесь проводились на хорошем методическом уровне при бурении плановых скважин на участках Белоусовского рудного поля (средняя категория пород 9, 8). Обработка производилась методом чередования через рейс опытных и базовых коронок. Всего было отработано 238 опытных и 284 базовых коронок.

Из данных табл. 1, 2 следует, что результаты испытаний всех типов коронок являются положительными, однако имеют очень большой разброс - от 8-16 до 144%. Достаточно высокие и стабильные результаты получены

**Таблица 2.** Результаты испытаний однослойных и импрегнированных коронок в Прииртышской ГРЭ.

Тип коронки, диаметр	Количество коронок, шт.	Средняя проходка на коронку, м	Увеличение проходки, %
01АЗН60К30 диаметром 76 мм:-			
базовые	95	9,2	
опытные	109	11,8	28
01АЗД40К40 диаметром 59 мм:			
базовые	95	9,1	
опытные	40	10,4	14
02И ЗГТ200К60 диаметром 59 мм:			
базовые	94	10,6	
опытные	89	11,5	8
01АЗСВ диаметром 59 мм:			
базовые	27	6,9	
опытные	23	14,3	107

для однослойных коронок. Показатели мелкорезцовых импрегнированных коронок повысились в меньшей степени, что характерно для импрегнированных коронок и при других способах упрочнения. Особого внимания заслуживают высокие показатели отработки коронок с синтетическими алмазами, которые хорошо согласуются с результатами работы ПГО "Запсибгеология" по упрочнению алмазного ПРИ [3, 6]. В табл. 3 приведены результаты отработки на объектах ПГО "Запсибгеология" упрочненных в жидком азоте алмазных коронок типа КС-76С и К-31С.

На основании полученных положительных результатов в дальнейшем в ПГО "Запсибгеология" все поступающие коронки с синтетическими алмазами проходили криогенную обработку. В ПГО "Приморгеология" ежегодный объем обработки алмазных коронок в жидком азоте составлял до 3000 шт. Криогенная обработка коронок типа КС и К позволила повысить проходку на коронку на 25-30%. При бурении скважин в породах IX категории расход алмазов снизился с 1,20-1,25 до 1,0 кар/м. [3].

Значительное внимание криогенной обработке алмазов ПРИ уделяло ПГО "Южургеология" [3], которое организовало криогенную обработку всех поступающих алмазных коронок диаметром 59 и 76 мм. Основанием для этого явились результаты проведенных предварительно сравнительных испытаний различных типов алмазных коронок диаметром 76 мм. Данные этих испытаний (табл. 4) свидетельствуют о заметном увеличении ресурса коронок (на 24-35%), снижении расхода алмазов (на 19-30%), некотором повышении механической скорости бурения.

Значительный объем испытаний в производственных условиях различных типов алмазных коронок, прошедших криогенную обработку, выполнен в Кайракумской ГРЭ [1]. Испытания проводились путем сопоставления фактического расхода коронок на 1 м бурения скважины в базовый и экспериментальный периоды, продолжительность которых составила один год. В течение экспериментального периода криогенной обработке подвергалось около 80% коронок. В базовый период коронки криогенной обработке не подвергались.

Для достоверной оценки влияния иного фактора (охлаждения) использовалось значительное количество коронок. Принятая методика испытаний позволила взаимно уравновесить (исключить) влияние неизученных факторов, а заданных - оценить с достаточно высокой степенью надежности (0,8). Бурение скважин глубиной 800-1200 м осуществлялось в горных породах по буримости 9,4-9,7. Для бурения использовались главным образом снаряды ССК-59, КССК-76. Износостойкость коронок после криогенной обработки оказалась выше у 16 из 20 испытанных типов коронок. Обобщенные результаты для отдельных типов коронок, полученные на объектах Адрасманской и Алтын-Топканской ГРП, приведены в табл. 5.

**Таблица 3.** Результаты отработки коронок на объектах ПГО "Запсибгеология".

Показатели	Коронки, обработанные жидким азотом, с выдержкой, мин			Базовые коронки
	10	15	20	
Объем бурения, м	1739	8700	2042	1460
	4259	11069	6121	7450
Количество коронок, шт.	31	100	29	31
	18	43	22	37
Средняя проходка на коронку, м	56,1	87,0	70,4	47,1
	236,6	257,4	278,2	232,2
Максимальная проходка на коронку, м	145,4	329,0	241,0	87,6
	374,0	500,0	620,0	308,0
Удельный расход алмазов, кар/м	0,241	0,160	0,190	0,319
	0,039	0,037	0,033	0,040

**Примечание.** В числителе показатели отработки коронок типа КС-76С, в знаменателе - К-31С.

**Таблица 4.** Результаты отработки коронок на объектах ПГО "Южургеология".

Тип коронок	Кол-во коронок, шт.	Средняя категория пород	Проходка на коронку		Расход алмазов		Механическая скорость бурения	
			Средняя м	Увеличение, %	Средний кар/м	Снижение, %	Средняя м/час	Увеличение, %
02ИЗГК150К60	10 9	10,4	19,73 15,91	24	0,88 0,90	19,2	4,81 4,21	14,1
02И4ГД200К60	14 16	10,9	10,53 8,17	29	1,51 1,92	21,4	0,66 0,66	0
И4ДП	17 15	11,1	9,79 7,25	35	1,91 2,75	30,5	-	-

**Примечание.** В числителе - показатели отработки коронок после криогенной обработки, в знаменателе - базовых коронок.

**Таблица 5.** Обобщенные результаты для отдельных типов коронок.

Типы коронок	Количество коронок, шт.	Проходка на коронку, м	Расход алмазов, кар/м	Снижение стоимости, тыс. руб.
1	2	3	4	5
Адрасманская ГРП				
Всего коронок	1366/11 46	19,5/24,9	0,71/0,55	30,8
В том числе по типам:				
К-0,8	212/295	25,7/28,5	0,68/0,57	7,4
К-0I-1	188/68	37,2/41,3	0,25/0,22	1,0
БС-03	313/136	6,7/12,8	3,08/1,62	9,4
02И4	8 1 /26	9,2/17,9	1,25/0,64	1,1
01А3СВ	140/101	13,5/15,6	0,59/0,53	2,2
Алтын-Топканская ГРП				
Всего коронок	685/623	13,8/15,1	1,36/1,22	16,4
В том числе по типам:				
К-41	216/214	8,9/11,9	2,25/1,70	7,8
R-45	75/151	11,1/11,6	2,10/1,82	3,4
К-16	206/27	15,3/22,7	1,28/0,86	1,5
А4ДП -76-2	14/10	6,9/9,3	1,53/1,17	0,5
К-01	32/53	15,8/21,1	0,71/0,52	1,0

**Примечание.** В числителе - показатели отработки базовых коронок, в знаменателе – коронок после криогенной обработки.

Из анализа показателей, представленных в табл. 5, следует, что среднее увеличение износостойкости алмазных коронок в результате криогенной обработки составило от 27,7 до 11%. Для отдельных типов коронок (БС-03,02И4) это увеличение составило до 95%. Неожиданно высокие результаты получены для импрегнированных коронок, кото-

рые в других регионах, как правило, имеют более низкие показатели. Очевидно, относительно небольшой объём опытных импрегнированных коронок (26 шт.) не позволил взаимно уравновесить влияние неучтенных факторов, а проходку на коронку оценить с достаточной степенью надежности. В ПГО "Се-вукргеология" криогенная обработка алмазного ПРИ, армированного синтетическими алмазами, позволила существенно расширить область и объёмы их применения, что в свою очередь снизило стоимость бурения скважин. Кроме того, криогенная обработка способствовала в объединении решению проблемы дефицита коронок с естественными алмазами. С целью определения влияния криогенной обработки на показатели работы алмазного ПРИ на объектах ПГО "Се-вукргеология" были проведены [3] сравнительные испытания коронок различных типов с синтетическими алмазами. Обобщенные результаты этих испытаний приведены в табл. 6.

Результаты испытаний подтвердили высокую эффективность метода криогенной обработки коронок, армированных природными и синтетическими алмазами. Расход алмазов для различных типов коронок снизился в 1,1-1,3 раза, а ресурс коронок повысился в 1,2-2,0 раза.

Достигнуто увеличение механической скорости бурения на 10-20%, что происходит за счёт повышения износостойкости матрицы алмазных коронок, прошедших криогенную обработку. Упрочнённая матрица удерживает алмазные зёрна даже при степени обнажения более 30%. Наилучшие результаты были достигнуты в случае, когда

**Таблица 6.** Обобщённые результаты сравнительных испытаний коронок различных типов с синтетическими алмазами.

Тип коронки	Количество коронок, шт.	Средняя проходка на коронку, м	Средний расход алмазов, кар/м	Средняя механическая скорость бурения, м/ч	Средняя категория пород по буримости
02ИЗсв120-60	6/8	32,0/47,1	0,34/0,24	2,45/2,6	8,6/8,6
02Исв200-50	4/9	18,0/21,5	0,66/0,58	-	9,1/9,1
БС	5/5	12,9/14,3	1,12/1,0	1,8/2,5	8,6/8,8
02ГЗВ90К40	14/14	46,3/56,6	0,4/0,36	2,3/2,7	8,4/8,4
02ГЗ90К60	12/8	21,0/27,8	0,88/0,68	2,5/2,8	9,3/9,3
02ИЗГД120К60	12/23	10,0/20,1	1,1/0,6	2,95/3,0	9,8/9,1
02ГЗК90К60	26/27	28,1/35,0	0,62/0,52	3,0/3,4	9,7/9,7

**Примечание.** В числителе - показатели отработки коронок после криогенной обработки, в знаменателе - базовых коронок.

коронки подвергались электрохимической заточке, а затем криогенной обработке.

Применение криогенной обработки алмазных коронок позволило значительно улучшить технико-экономические показатели алмазного бурения и снизить расход алмазов по объединению с 1,06 до 0,8 кар/м. Стоимость бурения 1 м скважины снизилась на 0,5-2 руб.

Для уточнения влияния криогенной обработки на эксплуатационные показатели алмазных коронок ВИТром были проведены экспериментальные исследования [3, 6], которые позволили подтвердить эффективность криогенной обработки алмазного ПРИ. Исследования проводились совместно с ПГО "Кировгеология" и "Севукргеология". Объектом исследований была выбрана партия алмазных коронок (150 шт.) типа 02ИЗГК150К60 диаметром 59 мм. Все коронки были разбиты на три группы: первая группа коронок прошла предварительную электрохимическую заточку, затем подвергалась криогенной обработке; вторая

- прошла только криогенную обработку; третья - использовалась в качестве базы для сравнения. Обработка коронок проводилась при бурении скважин в породах, представленных гранитами, альбититами и сиенитами IX-X категорий по буримости. Сводные результаты испытаний заносились в накопительные ведомости и затем подвергались статистической обработке. Расчеты статистических оценок и результатов испытаний коронок приведены в табл. 7.

Выполненный анализ значений коэффициентов вариации свидетельствует о невысокой степени их изменения, что говорит об однородности исследуемых совокупностей и достаточно точном отображении средних величин варьируемых признаков. Проведенные на хорошем методическом уровне исследования [3] позволили оценить с высокой точностью эффективность криогенной обработки алмазного ПРИ. Так, для коронок типа 02ИЗГК50К60 ресурс повысился на 14,6%, удельный расход алмазов снизился на 11,8%.

**Таблица 7.**

Показатели	Электрохимическая заточка и криогенная обработка				Криогенная обработка				База сравнения			
	$\bar{X}$	$\sigma$	$\sigma^2$	V	$\bar{X}$	$\sigma$	$\sigma^2$	V	$\bar{X}$	$\sigma$	$\sigma^2$	V
Ресурс коронок, м	12,97	3,61	13,03	27,8	13,68	4,06	16,48	2,97	11,93	3,95	15,60	33,10
Механическая скорость бурения, м/ч	3,55	0,37	0,13	10,4	3,29	0,33	0,10	10,3	3,21	0,38	0,14	11,84
Удельный расход алмазов, кар/м	0,97	0,30	0,09	31,0	0,94	0,33	0,10	35,2	1,05	0,30	0,10	28,60
Углубка за рейс, м	6,13	1,49	2,22	24,3	6,50	1,46	2,13	22,5	6,33	1,61	2,60	26,40

**Примечание.**  $\bar{X}$  - эксплуатационные показатели;  $\sigma$  - стандартные отклонения;  $\sigma^2$  - дисперсии; V - коэффициент вариации.

В ТулГУ и ОАО «Тулское НИГП» были проведены исследования остаточных напряжений в структурных характеристиках матрицы алмазных коронок после термоудара и установлено, что термоудар является комплексным видом термической обработки матриц алмазных коронок [4]. При этом проводят комплексную термообработку по режиму В: стандартное состояние и последующий двухступенчатый термоудар: первая ступень – термообработка по режиму А; вторая ступень, следующая непосредственно за первой, - криогенная обработка (резкое

охлаждение (закалка) от комнатной температуры до температуры – 196 °С и выдержка там в течение 15 мин) (состояние III). Охлаждающая среда – жидкий азот при температуре кипения [2].

Экспериментальное бурение алмазными коронками, подвергнутыми комплексному термоудару, было проведено в Центрально-Кольской ГРЭ [4]. При этом было установлено, что износостойкость коронок после комплексной термообработки выше базовых на 21,5% при бурении пород VIII-IX категории.

Значительное уменьшение износа алмазных коронок после термоудара по данным производственных испытаний указывает на преобладающее влияние сохраняющихся остаточных напряжений. В связи с этим представляется, что для повышения эффективности криогенной обработки необходимо экспериментальное определение рациональной начальной температуры  $T_H$  при заданной величине конечной температуры  $T_K$ .

Таким образом, в производственных и научно-исследовательских предприятиях выполнены значительные объёмы лабораторных исследований и производственных испытаний алмазных коронок, подвергнутых криогенной обработке, и получены при этом положительные результаты по повышению эксплуатационных показателей работы породоразрушающего инструмента. Однако, для более широкого внедрения криогенной обработки в геологоразведочное производство необходимо решение целого ряда вопросов: установление оптимальных режимов криогенной обработки (температура, время выдержки, расход жидкого азота); определение распределения температуры жидкого азота при криогенной обработке ПРИ по высоте установки для криогенной обработки, и от времени обработки инструмента; изучение влияния этих факторов на формирование напряжённого состояния в матрице и алмазах.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Власюк В.И. «О влиянии криогенной обработки на износостойкость алмазных коронок». Сб. докл. научн-техн. конф. Проблема научно-технического прогресса в бурении геологоразведочных скважин – Томск: ТПУ, 1991. - с. 99-102.
2. Спирин В.И., Левин Д.М. «Новые направления создания алмазного породоразрушающего инструмента». – Тула: Тул. гос. ун-т, 2000 – 149 с.
3. Рябчиков С.Я. «Повышение износостойкости породоразрушающего инструмента различными физическими способами» Обзор МГП «Геоин-формарк», М., 1993. – 36 с.
4. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. «Алмазный породоразрушающий инструмент» - Тула: ИПП «Гриф и К», 2005. – 288 с.
5. Спирин В.И., Кубасов В.В. «Повышение износостойкости алмазного породоразрушающего инструмента за счёт термической обработки». XI международная конференция «Новые идеи в науке о земле», 09-12 апреля 2013 г доклады в 3т, т 2. МГРИ –РГГРУ, 2013.
6. Рябчиков С.Я., Мамонтов А.Н., Власюк В.И. «Повышение работоспособности породоразрушающего инструмента методом криогенной обработки и радиационного облучения». – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000 – 92 с.

УДК 622.243.24

## Гидротранспортирование керна по центральному каналу двойных бурительных труб

А.К. Горшков, доктор техн. наук, профессор  
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Бурение скважин различного назначения с отбором керна, транспортируемого на поверхность без подъёма бурового снаряда, то есть до полной отработки породоразрушающего инструмента, реализуется по следующим технико-технологическим схемам:

- с лебедочным подъемом керноприемника, заполненного выбуренным керном [1];

- с гидротранспортированием съёмного керноприемника [2];

- с гидротранспортированием керна (без керноприемника) по центральному каналу специально разработанной колонны двойных бурительных труб (ДКБТ) [1].

Последний вариант, по своей сути, является наиболее перспективным, но, к сожалению, не нашел к настоящему

времени широкого применения по ряду объективных причин, основными из которых можно назвать: отсутствие работоспособного породоразрушающего инструмента, соответствующего определенным типоразмерам ДКБТ, в частности, для бурения в твердых и крепких породах; недостаточность теоретических проработок по технологии и динамике транспортирования набора кусков керна под действием восходящего потока промывочной жидкости от забоя до устья скважины.

В настоящее время предприняты достаточно успешные попытки создания эффективного алмазного породоразрушающего инструмента [3] и есть несколько типоразмеров ДКБТ: стальных типа ТБДС диаметрами 73, 75, 89 и 108 мм; легкосплавных (ТБДЛ) диаметрами 89 и 108 мм. Разработаны и установки для бурения с гидротранспортом керна типа КГК с необходимым комплексом устьевого оборудования. Для успешной реализации названного способа бурения предлагается методика оценки гидродинамических особенностей движения восходящего дискретного потока из кусков керна по центральному каналу ДКБТ, что является продолжением соответствующих исследований, приведенных в работе [4].

Колонка керна при его гидротранспортировании по центральному каналу двойной колонны бурильных труб (ДКБТ) представляет собой набор цилиндрических кусков длиной по 0,1-0,12 м, составляющих общую длину, равную полной проходке коронкой до выхода ее из строя при работе на забое скважины. При бурении относительно некрепких пород (до VII-VIII категорий по буримости) гидротранспортирование керна и образующегося при разрушении породы шлама может осуществляться одновременно с углубкой скважины, так как появление при этом значительного количества шлама требует повышенного расхода промывочной жидкости для его выноса, примерно равного расходу потока, необходимого для перемещения керна и шлама по каналу ДКБТ. В случае бурения твердых и крепких пород (VIII-X категорий по буримости) требуется относительно малый расход жидкости (около 30 л/мин для коронок диаметром 59-76 мм), тогда как на гидротранспортирование керна требуется гораздо больший расход (до 100 л/мин и более). Поэтому гидротранспортирование керна осуществляется по схеме, включающей бурение с подъемом шлама до глубины, равной стойкости коронки (по проходке), и дальнейшее перемещение колонки керна потоком, обогащенным шламом, до устья скважины, то есть до керноприемного устройства [5].

При движении по центральному каналу ДКБТ на колонку керна действуют следующие силы (рисунок):

- собственный вес  $P_k$ ;
- архимедова сила  $P_{ар}$ ;
- лобовое сопротивление  $F_l$  потока жидкости, пропорциональное длине (весу) столба жидкости выше колонки керна;
- боковое трение  $F_{от}$  на поверхности колонки керна, пропорциональное разности скоростей потока и керна;
- гидравлический подпор  $F_{гидр.}$  снизу.

Движение колонки керна через некоторое произвольное сечение канала двойной бурильной трубы может быть описано следующим дифференциальным уравнением:

$$-m\ddot{x} = -F_{гидр.} + P_k - P_{ар} + F_l + F_{от}, \quad (1)$$

где  $m$  – масса колонки керна, кг.

Знак минус перед  $m\ddot{x}$  в формуле (1) означает, что движение керна идет в сторону, противоположную положительному направлению оси  $x$  (см. рис.).

Перепишем выражение (1) следующим образом:

$$m\ddot{x} + F_{от} + F_l = F_{гидр.} + P_{ар} - P_k, \quad (2)$$

где

$$F = F_k \left(\bar{F}\right)^2 \frac{\rho_{жс} u}{2(1-\bar{F})^2} \dot{x}; \quad (3)$$

$F_k$  – площадь поперечного сечения керна,  $m^2$ ;

$\bar{F} = F_k / F_0$  – относительная площадь поперечного сечения зазора между керном и стенкой внутренней трубы;

$F_0$  – сечение центрального канала ДКБТ,  $m^2$ ;

$\rho_{жс}$  – плотность потока несущей жидкости, обогащенной шламом,  $кг/м^3$ ;

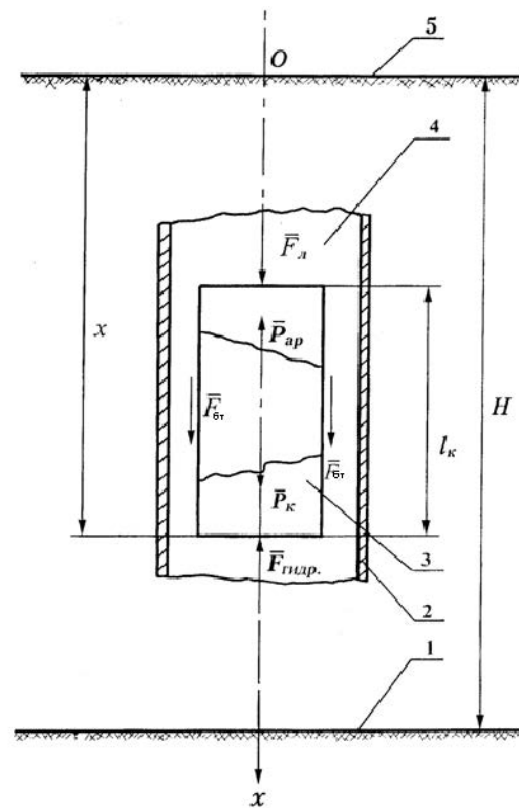
$u$  – скорость потока, омывающего неподвижный керна в начале его движения (в момент времени  $t=0$ ),  $м/с$ ;

$\dot{x} = V$  – скорость движения керна в установившемся режиме,  $м/с$ .

Формулу (3) перепишем следующим образом:  $F_{от} = A\dot{x}$ ,

где  $A = F_k \left(\bar{F}\right)^2 \frac{\rho_{жс} u}{2(1-\bar{F})^2}$  – сокращающий множитель,  $кг/с$ ,

характеризующий массовый расход жидкости в зазоре между керном и стенками внутренней трубы.



Баланс сил при перемещении столбика керна восходящим потоком жидкости:

1 – забой скважины;

2 – внутренняя труба двойной бурильной колонны;

3 – столбик керна;

4 – центральный канал двойной бурильной колонны;

5 – устье скважины;

остальные обозначения – в тексте.

Лобовое сопротивление движению керна представим следующим образом:

$$F_{л} = F_{к} \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot x = Bx,$$

где  $B = F_{к} \cdot g \cdot \rho_{жс}$  – вес 1 м столба жидкости выше колонки керна, Н/м;  
 $g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

Сила  $F_{гидр.}$  гидравлического подпора, действующая на керн снизу, является величиной переменной, зависящей как от координаты  $x$ , так и от скорости движения самого керна:

$$F_{зидр.} = \frac{1}{\eta} F_{к} \cdot P_{н},$$

где  $\eta = \frac{l_y + x}{l_y + x + Vt}$  – коэффициент, характеризующий изменение давления в потоке при изменении координаты  $x$  и

скорости движения керна во времени;

$V$  – скорость движения керна, м/с;

$P_{н}$  – давление в несущем потоке жидкости, Н/м<sup>2</sup>;

$l_y$  – высота керноприемного устройства над устьем скважины, м;

Значение коэффициента  $\eta$  изменяется в диапазоне

$$\eta_{min} = l_y(H + l_y) \quad \text{при } t = 0, \text{ когда } x = H;$$

$$\eta_{max} = (l_y + H) \mid (l_y + H) = 1 \quad \text{при } x = 0 \text{ и } Vt = H; H - \text{глубина скважины, м.}$$

Для упрощения интегрирования уравнения (2) применим известный в механике приближенный метод «замораживания параметра» [6], то есть будем считать  $\eta = const$  и  $F_{гидр.} = const$  в момент интегрирования, после чего снова примем  $F_{гидр.}$  переменной величиной.

Тогда обозначив  $F_{гидр.} + P_{оп} - P_{к} = C = const$ , запишем:

$$m\ddot{x} + A\dot{x} + Bx = C \tag{4}$$

Уравнение (4) является дифференциальным уравнением второго порядка с постоянными коэффициентами, линейное и неоднородное, так как правая его часть в общем случае не равна нулю. Решением такого уравнения является сумма решений:

$$x = x_0 + x_ч, \tag{5}$$

где  $x_0$  – общее решение соответствующего однородного уравнения, то есть когда  $C = 0$ ;  $x_ч$  – частное решение, удовлетворяющее правой части уравнения (4).

Разделим все члены уравнения (4) на массу  $m$  и, введя некоторые обозначения, получим:

$$\ddot{x} + 2n\dot{x} + k^2x = C/m, \tag{6}$$

$$\text{где } 2n = \frac{A}{m} = \frac{F_{к}(F)^2 \rho_{жс} u}{2m(1-F)^2}; k^2 = \frac{B}{m} = \frac{F_{к} g \rho_{жс}}{m}.$$

При больших сопротивлениях движению керна в потоке жидкости, то есть когда  $n > k$ , общим решением однородного уравнения будет:

$$x_0 = C_1 e^{r_1 t} + C_2 e^{r_2 t}.$$

где  $C_{1,2}$  – постоянные интегрирования, определяемые из начальных условий: при  $t = 0$ ,  $x_0 = H$ ;

$\dot{x} = 0$  (момент срыва керна с забоя до начала движения на глубине  $H$ );

$r_1, r_2$  – характеристические показатели, равные:

$$r_{1,2} = -n \pm \sqrt{n^2 - k^2}.$$

Используя приведенные начальные условия, найдем постоянные интегрирования:

$$C_1 = -\frac{(mk^2H - C)r_2}{mk^2(r_1 - r_2)}; C_2 = \frac{(mk^2H - C)r_1}{mk^2(r_1 - r_2)}.$$

Теперь определим частное решение в форме:

$$x_ч = D \frac{C}{m}, \tag{7}$$

где  $D$  – некоторая неизвестная величина, для нахождения которой подставим решение в форме (7) в дифференциальное уравнение (6) и получим:

$$k^2 D \frac{C}{m} = \frac{C}{m},$$

откуда будем иметь  $D = 1/k^2$ .

Таким образом, полное решение уравнения (5) будет следующим:

$$x = -\frac{(mk^2H - C)r_2}{mk^2(r_1 - r_2)}e^{r_1t} + \frac{(mk^2H - C)r_1}{mk^2(r_1 - r_2)}e^{r_2t} = \frac{C}{mk^2}. \quad (8)$$

При этом входящие в значение параметра  $C$  из уравнения (4) величины  $P_k$  и  $P_{op}$  равны:

$$P_k = mg = F_k l_k \rho_n g; P_{op} = F_k l_k \rho_{жс} g,$$

где  $\rho_n$  — плотность буримой породы, слагающей керн, кг/м<sup>3</sup>;  $l_k$  — длина колонки керна, м. Скорость движения керна найдем дифференцированием по времени выражения (8):

$$V = \dot{x} = -\frac{r_1 r_2 (mk^2H - C)}{mk^2(r_1 - r_2)}e^{r_1t} + \frac{r_1 r_2 (mk^2H - C)}{mk^2(r_1 - r_2)}e^{r_2t} = \frac{r_1 r_2 (mk^2H - C)}{mk^2(r_1 - r_2)}(e^{r_2t} - e^{r_1t}). \quad (9)$$

Следует заметить, что выражение (9) при подстановке в него  $t = 0$  дает тождество со вторым граничным условием:

$$0 = -(mk^2H - C) + (mk^2H - C) = 0,$$

что свидетельствует о корректности решения (8).

Расшифруем значение параметра  $C$ :

$$C = F_k P_n \frac{l_y + x + Vt}{l_y + x} - F_k l_k \rho_n g + F_k l_k \rho_{жс} g = F_k l_k g \left[ \frac{P_n (l_y + x + Vt)}{l_k g (l_y + x)} - \rho_n + \rho_{жс} \right]. \quad (10)$$

Учтем, что  $X + Vt = H$ , так как  $Vt$  есть путь, пройденный керном от забоя скважины до сечения с координатой  $x$ . Тогда формула (10) примет следующий вид:

$$C = F_k l_k g \left[ \frac{P_n (l_y + H)}{l_k g (l_y + x)} - \rho_n + \rho_{жс} \right]. \quad (11)$$

В условиях равновесия (установившегося равномерного движения керна)  $C = 0$ , и тогда получим:

$$P_n = \frac{gl_k (l_y + x)(\rho_n - \rho_{жс})}{H + l_y}. \quad (12)$$

В зависимости от значения координаты  $x$  можем иметь два частных случая употребления формулы (12):

1) при  $x = H$  (на забое скважины)

$$P_H = gl_k (\rho_n - \rho_{жс}). \quad (13)$$

2) при  $x = 0$  (на устье скважины)

$$P_n = gl_k \frac{(\rho_n - \rho_{жс})}{H + l_y}. \quad (14)$$

Давления в потоке  $P_H$ , рассчитываемые по формулам (12)–(14), являются по своей сути превышениями над гидростатическим давлением  $P_{жс}$  столба жидкости в центральном канале ДКБТ и атмосферным давлением  $P_{ам}$  на устье скважины ( $P_{ам} = 0,1$  МПа). Истинные (абсолютные) значения давления в потоке, несущем керн, на той или иной глубине скважины можно определить по формуле:

$$P_{абс.} = P_H + P_{жс} + P_{ам},$$

где  $P_{жс} = g \rho_{жс} \cdot x$ ; при этом  $0 < x < H$ , откуда следует, что гидростатическое давление зависит от текущего значения глубины скважины  $x$  и значения  $\rho_{жс}$ , определяемого степенью насыщения потока жидкости шламом.

На забое скважины насыщение потока шламом минимально, и поэтому на этой глубине можно без заметной ошибки принять  $\rho_{жс} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>, то есть равным плотности технической воды. На устье скважины насыщение потока шламом максимально и примерно равно  $\rho_{жс} = 1010$  кг/м<sup>3</sup>, что соответствует данным экспериментов и опыту практического бурения [5]. Исходя из приведенных выше соображений, рассчитаем абсолютные давления в потоке на различных глубинах скважин, буримых комплексами, обеспечивающими гидротранспортирование керна и шлама, в сравнении с данными экспериментальных исследований (таблица).

Превышение экспериментальных данных по абсолютному давлению в восходящем потоке для больших глубин можно объяснить тем, что при расчете не учитывались потери давления на преодоление возможных заклинок керна в канале двойной бурильной колонны. Кроме того, вероятно, сказывается и ошибка измерений, обусловленная классом точности манометров ( $\pm 0,5\%$ ). Тем не менее, ошибка расчета по приведенной методике не превышает  $\pm 7,1\%$ , что представляется удовлетворительным для процесса бурения глубоких скважин.



**Результаты определения давления в восходящем потоке при бурении с гидротранспортированием керна.**

( $H = 1000$  м;  $l_y = 5$  м;  $l_k = 75$  м;  $\rho_n = 2700$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_{ат} = 0,1$  МПа)

Глубина расчетного интервала, м	Плотность несущего потока $\rho_{жс}$ , кг/м <sup>3</sup>	Давление в потоке, МПа				
		$P_H$	$P_{сс}$	$P_{абс.}$		
				расчет	эксперимент	ошибка расчета, %
0						
(устье скв.)	1010	0,006	0,050	0,15	0,14	+7,1
500	1005	0,630	4,92	5,65	5,0	-5,8
1000						
(забой скв.)	1000	1,250	9,80	11,15	12,0	7,0

В формуле (16) неизвестно значение  $P_H$ , относящееся к экстремальной глубине  $x_3$ . Поэтому, если в формулу (16) подставить, например, значение  $P_H$  на забое скважины, то можно получить первое ориентировочное значение  $x_3$ , отсчитанное от забоя: для условий, приведенных в таблице. Это предварительное значение при общей глубине скважины в 1000 м будет составлять  $x_3 = 140$  м. Далее по полученному значению  $x_3$  определяется новое значение  $P_H$  по формуле (12), в которой заменим  $x$  на  $x_3$ , и снова определяется  $x_3$  с новым значением  $P_H$ , и так продолжают итерационные расчеты до удовлетворительного ( $\pm 1\%$ ) совпадения рас-

Для анализа динамики восходящего движения керна по центральному каналу двойной бурильной колонны рассмотрим уравнение (9). Сначала определим величину произведения характеристических показателей:

$$r_1 \cdot r_2 = \left(-n + \sqrt{n^2 - k}\right) \left(-n - \sqrt{n^2 - k^2}\right) = k^2.$$

С учетом этого упростим выражение (9):

$$V = \dot{x} = \frac{mk^2 H - C}{m(r_1 - r_2)} (e^{r_1 t} - e^{r_2 t}), \quad (15)$$

откуда видно, что при  $t = 0$   $\dot{x} = \dot{x}_0 = V_0 = 0$ , то есть в начальный момент столбик керна покоился, но после отрыва от забоя он в течение некоторого времени набирает скорость до момента установления постоянной скорости движения (первый этап, в конце которого ускорение становится равным нулю:  $V = \dot{x} = 0$ ). Определим экстремальное значение координаты  $x = x_3$ , когда режим движения становится равномерным, для чего возьмем производную по времени от зависимости (14) и приравняем ее нулю:

$$\dot{V} = \ddot{x} = \frac{(mk^2 H - C)(r_2 - r_1)}{m(r_1 - r_2)} (e^{r_2 t} - e^{r_1 t}) = 0,$$

откуда найдем, что  $C = mk^2 H$ . Подставим в это выражение значения  $C$  и  $k^2$  из ранее приведенных зависимостей, приняв в них  $x = x_3$ :

$$F_k l_k g \left[ \frac{P_n (l_y + H)}{l_k g (l_y + x_3)} - \rho_n + \rho_{жс} \right] = m \frac{F_k g \rho_{жс}}{m},$$

и после соответствующих преобразований и упрощений получим зависимость для определения глубины скважины, на которой режим перемещения столбика керна по центральному каналу бурильной колонны под действием давления несущего потока жидкости становится равномерным и стабильным (начало второго этапа движения):

$$x_3 = \frac{P_n (l_y + H)}{g [\rho_{жс} H - l_k (\rho_n - \rho_{жс})]} - l_y. \quad (16)$$

четных значений  $x_3$ . Для упоминавшихся ранее условий (см. таблицу) окончательное значение глубины стабилизации движения керна составит  $x_3 = 130$  м.

При подходе к устью скважины столбик керна попадает в керноприемное устройство, и по мере укорочения колонки керна в скважине уменьшаются архимедова сила и значение  $P_H$ , поэтому движение керна замедляется (третий этап его движения по каналу двойной бурильной колонны).

Для определения скоростей движения колонки керна на характерных этапах следует использовать зависимость (15) с подстановкой в нее значений сокращающего параметра  $C$  для соответствующих глубин. Для условий, приведенных в таблице, средняя расчетная скорость движения керна в канале ДКБТ в скважине диаметром 56 мм составит 0,4-0,6 м/с.

ЛИТЕРАТУРА

- Будюков Ю.Е., Спиринов В.И., Наумов О.А. Новый способ бурения с гидротранспортом керна // Инженер – нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012. - № 2. - с. 47–50.
- Пат. 2386005 РФ, Способ бурения крепких пород с гидротранспортом керна и буровой снаряд для его осуществления / Ю.Е.Будюков, В.И.Спиринов, О.А.Наумов и др. – 2010, бюл. № 10.
- Афанасьев И.С., Куков А.И., Осецкий А.И. и др. Справочник по бурению геологоразведочных скважин СПб.: ООО Недра, 2000. – 712 с.
- Горшков Л.К. Динамика восходящего движения керна по центральному каналу двойной колонны бурильных труб // Экология и развитие общества, 2012. № 4(6).
- Горшков Л.К., Мендебаев Т.Н. Разведочное бурение с гидроизвлечением керноприемника. СПб.: Недра, 1994. - 160 с.
- Нагаев Р.Ф., Исаков К.А., Лебедев Н.А. Динамика горных машин. - СПб.: СПГИ, 1996.- 155 с.

# Формы вращения жидкости при взаимодействии с колонной бурильных труб и стенками скважины

И.П. Ганин – канд. техн. наук, доцент  
В.В. Куликов – доктор техн. наук, профессор  
(МГРИ-РГГРУ)

Технико-экономические показатели бурения во многом зависят от чистоты ствола скважины. Практика бурения подтверждает, что с увеличением глубин очистка скважин от выбуренной породы затрудняется.

Наряду с множеством других факторов, качество очистки стволов скважин обеспечивают как технологические параметры бурения, такие как расход промывочной жидкости, так и геометрические характеристики межтрубного пространства – кольцевые зазоры. Вполне очевидно, что процесс гидротранспортирования выбуренной породы из скважины определяется в значительной степени распределением скоростей в восходящем потоке промывочной жидкости.

В этой связи, в целях упрощения инженерных расчетов, принято делать допущения, что многофазный поток промывочной жидкости в скважине движется как единое целое, т.е. частицы шлама равномерно распределены в потоке и не «проскальзывают» в нем; плотность потока определяют как средневзвешенное плотностей жидкости и породы. Задача сводится к применению упрощенных уравнений Навье-Стокса [10] для различных моделей одномерного течения вязкой жидкости между бесконечными цилиндрами. Для решения в качестве краевого условия принимается отсутствие скольжения потока по стенкам бурильных труб и скважин, что дает возможность определять профили скоростей для плоскопараллельного течения вязкой или вязкопластичной жидкости в трубах и кольцевых пространствах, и затем получать соответствующие математические выражения для определения расхода промывочной жидкости и потерь давления. В этом заключено основное предназначение подобных формул, вовсе не учитывающих закономерности распределения твердых частиц шлама по сечению потока. Эти закономерности имеют во многих случаях бурения в осложненных условиях важное практическое значение. Знания о закономерностях распределения частиц в потоке обеспечивают возможность понимания, учёта и предотвращения явления зашламования ствола скважины и связанных с ним прихватов, затяжек инструмента и сальникообразования.

Стоит отметить, что не в полной мер обосновано то распространенное предположение, что эффект от закручивания потока вокруг бурильной колонны приводит лишь к крайне незначительному повышению скорости транспортирования частиц шлама в направлении оси скважины, либо вообще к таковому не приводит. Понятно, что подобное допущение вполне обосновано при край-

не низких оборотах бурильной колонны, производимых с целью предотвращения «залипания» колонны на стенках скважины при использовании забойных двигателей, однако с этим трудно согласиться при роторном бурении, когда более высокие частоты вращения передаются на породоразрушающий инструмент с помощью всей бурильной колонны. В процессе изучения распределения частиц в потоке промывочной жидкости нельзя не учитывать ее вращение, т.к. именно вращательное движение жидкости при сравнительно малых продольных скоростях потока вдоль оси скважины определяет условия гидротранспортирования дисперсных частиц в потоке. В значительной степени именно этим обосновано применение всевозможных турбулизаторов потока лопастных конструкций.

Во вращающемся потоке на частицы действует не только центробежные силы, но и поперечные силы, обусловленные разностью скоростей на границах частиц. В этой связи существенными становятся вопросы о моделях форм вращения жидкости при взаимодействии с колонной бурильных труб и стенками скважины и моделях дрейфа частиц по сечению потока. Что касается сил, действующих на частицы шлама, в том числе сил, инициирующих дрейф и концентрацию частиц в определенных зонах поперечного сечения потока, то к их числу относятся следующие силы:

- собственно сила  $F_T$  тяжести, направленная вертикально вниз [12; 13];
- центробежная сила  $F_{ин}$  инерции, направленная от оси вращения по нормали к ней [12; 13];
- подъемная архимедова сила  $F_A^{II}$ , направленная вертикально вверх (отклик на действие естественного поля тяготения [10]);
- центростремительная архимедова силы  $F_A^{III}$  инерции, направленная к оси вращения (отклик на действие искусственного поля тяжести [10]);
- центростремительная или центробежная (поперечная) сила  $F_{II}$ , направленная по нормали к оси вращения, в сторону вектора местной скорости жидкости большей величины (отклик на разницу местных скоростей движения жидкости на границах поверхности частицы [3; 9]);
- сила  $F^*$  сопротивления перемещению частиц шлама относительно очистного агента, направленная в сторону, противоположную направлению движения частиц относительно жидкости (сила реакции жидкости на относительное движение, или сила лобового сопротивления [1; 2]).

Силы  $F_{III}, F_A^II$ , вызванные действием искусственного поля тяжести и сила  $F_{II}$ , как отклик на разницу местных скоростей жидкости, определяются частотой и формой вращения жидкости.

Идеализированных форм вращения известно лишь две [1; 11] – вихревое (твердое) и поступательное (потенциальное). Вихревое движение вызвано воздействием вращающейся колонны бурильных труб (как центрифуги [10]) на жидкость, находящуюся внутри бурильных труб. Поступательное движение вызвано воздействием вращающейся колонны (как одиночного вихревого шнура [4; 6]) на неограниченную (условно) стенками скважины жидкость, омывающую наружную поверхность труб.

Обобщенную форму записи уравнения вида вращения жидкости можно представить следующим образом:

$$w_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R}^m = \omega_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R}^{m+1} = idem \quad (1)$$

где:  $w_{\mathcal{R}}$  – местная окружная скорость вращения жидкости на расстоянии  $\mathcal{R}$  от оси вращения, м/с;

$\mathcal{R}$  – текущее значение радиуса вращения, м;

$\omega_{\mathcal{R}}$  – местная угловая скорость вращения жидкости на расстоянии  $\mathcal{R}$  от оси вращения, рад/с;

$(w_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R})$  – момент местной окружной скорости вращения жидкости [7, 10], м<sup>2</sup>/с;

$m$  – целое число, принимающее значения, равные 1 и -1.

При  $m = -1$  зависимость (1) примет вид:

$$\frac{w_{\mathcal{R}}}{\mathcal{R}} = \omega_{\mathcal{R}} = \omega = idem \quad (2)$$

где  $\omega$  – угловая скорость вращения бурового снаряда, рад/с.

Уравнение (2) – уравнение вихревого, или не потенциального, или твердого, вращения жидкости (по закону вращения твердого тела [1; 4; 5; 10; 11; 13]).

При  $m = 1$  формула (1) преобразуется в частное решение:

$$w_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R} = \omega_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R}^2 = idem \quad (3)$$

Зависимость (3) – уравнение потенциального, или безвихревого, или циркуляционного, или поступательного, вращения жидкости (по закону сохранения момента местной окружной скорости вращения; этот закон является частным случаем закона сохранения момента импульса для стационарного потока жидкости [1; 4; 5; 6; 11; 13]).

Можно выделить три вида условий, существенно определяющих модель (математическое описание) вращения промывочной жидкости в скважине.

**1. Вращение жидкости внутри колонны бурильных труб (возникает при движении промывочной жидкости по колонне бурильных труб при прямой или обратной промывке скважин)**

При равномерном вращении [13] колонны бурильных труб ее частота вращения  $n$  неизменна, вращение жидкости, находящейся в колонне труб – твердое (рис. 1), т.е. справедливо уравнение (2).

Выберем внутри жидкости произвольную точку А (рис. 1) и рассмотрим значения напряженностей гравитационных полей в этой точке – напряженность естественного поля тяжести (ускорение силы тяжести, или ускорение свободного падения [12])  $g$  и, в силу принципа эквивалентности [12], напряженность искусственного поля тяжести (нормальное, или центробежное, ускорение)  $a$  [12].

$$a = w_{\mathcal{R}} \cdot \omega_{\mathcal{R}} = w_{\mathcal{R}} \cdot \omega \quad (4)$$

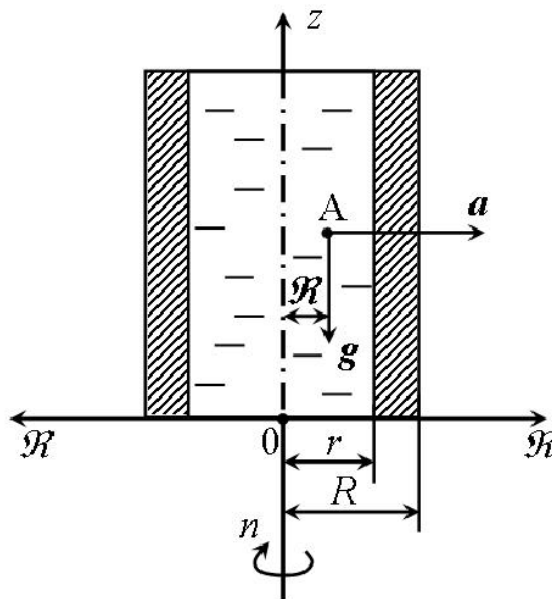


Рис. 1. Равномерное твердое вращение жидкости в вертикальной колонне бурильных труб:

$r, R$  – внутренний и наружный радиус колонны бурильных труб соответственно;

$\mathcal{R}$  – текущее значение радиуса вращения жидкости в точке А;  $g, a$  – напряженность естественного поля тяжести (ускорение силы тяжести, или ускорение свободного падения) и искусственного поля тяжести (нормальное, или центробежное, ускорение) в точке А соответственно;

$n$  – задаваемая частота вращения колонны бурильных труб;

$Oz, O\mathcal{R}$  – координатные оси.

Но [17] 
$$\omega = 2\pi \cdot n \quad (5)$$

$$w_{\mathcal{R}} = \omega \cdot \mathcal{R} = 2\pi \cdot n \cdot \mathcal{R} \quad (6)$$

где:  $n$  – задаваемая частота вращения колонны бурильных труб, об/с.

Уравнение (6) описывает закон распределение местных окружных скоростей вращения жидкости внутри колонны бурильных труб (рис. 2).

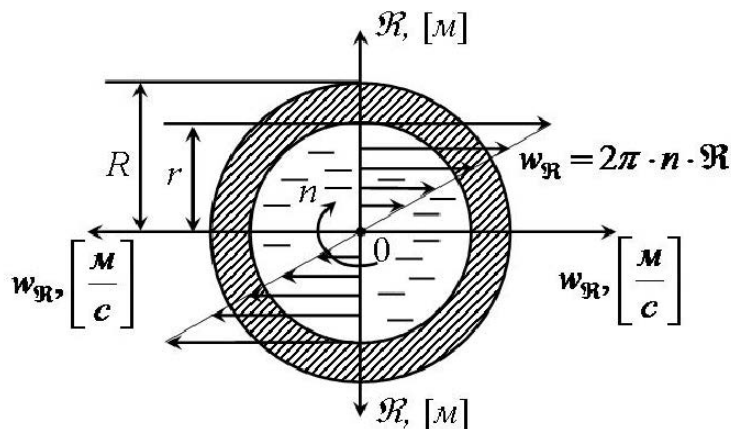


Рис. 2. Эпюра местных окружных скоростей вращения жидкости внутри колонны бурильных труб.

В рассматриваемой модели вращения жидкости силы внутреннего трения в жидкости и между жидкостью и внутренней поверхностью колонны бурильных труб отсутствуют [14], частота вращения жидкости равна частоте вращения колонны бурильных труб. После подстановки зависимостей (5) и (6) в (4), имеем:

$$a = 4 \cdot \pi^2 \cdot n^2 \cdot \mathcal{R} \tag{7}$$

Уравнение твердого вращения жидкости (2), с учетом (5) и (6), после сокращений примет вид:

$$n = idem. \tag{8}$$

Уравнение (8) показывает, что частота вращения жидкости внутри колонны бурильных труб неизменна по радиусу и равна задаваемой частоте вращения труб.

Рассмотренный вид движения относится к категории вихревых движений. Согласно предположению о вращении жидкости с постоянной скоростью  $\omega$  около направленной вверх оси  $z$ , находящейся под воздействием одной только силы тяжести выполняется (в декартовой системе координат):

$$w_x = -\omega \cdot y, \quad w_y = \omega \cdot x, \quad w_z = 0. \tag{9}$$

Так как  $\frac{\partial w_y}{\partial x} - \frac{\partial w_x}{\partial y} = 2\omega$ , то потенциала скоростей при

такой форме движения жидкости не существует. Это означает, что при анализе вращательного движения жидкости внутри трубы обязательно должна рассматриваться вязкость. В данном случае внутри жидкости отсутствуют сдвиговые деформации, т.к. концентрические слои не двигаются друг относительно друга, однозначно следуя за вращением внутренних стенок колонны. В идеальной жидкости, в которой невозможны тангенциальные напряжения, движение рассмотренного вида при помощи консервативной системы сил осуществлено быть не может, форма равновесия для сверхтекучей жидкости другая [8]. В наклонной и горизонтальной скважине поле массовых сил (сил естественной и искусственной тяжести) будет неоднородно и несимметрично относительно оси вращения.

Существенным фактором, определяющим движение дисперсных частиц, здесь является то, что жидкость внутри колонны при прямой и обратной промывке движется в режиме твердого тела, а это означает, что при обратной промывке скважины определяющими становятся силы инерции, сдвигающие твердые частицы в потоке к внутренней поверхности бурильной трубы. Различные иные силы, возникающие в процессе обтекания частиц, в рассматриваемом случае менее значимы, дисперсные частицы склонны скапливаться во внешних областях вращающегося потока.

**2. Равномерное потенциальное вращение неограниченной стенками скважины жидкости снаружи вертикальной колонны бурильных труб (соответствует прямой промывке скважины большого диаметра).**

Вращающаяся колонна бурильных труб за счет сил внутреннего трения приводит во вращение окружающую ее жидкость (рис. 3). При этом бурильная колонна по воздействию на окружающую

ее жидкость уподобляется единичному вихревому шнуру. Вращение жидкости оказывается потенциальным.

Рассматриваемому потенциальному движению соответствует модель движения вязкой жидкости, заключенной в кольцевом пространстве между двумя коаксиальными бесконечными цилиндрами. Потенциальное движение возникает вследствие вращения цилиндров с разной угловой скоростью; считаем движение стационарным и происходящим по концентрическим окружностям.

Если обозначить через  $w_r, w_\phi, w_z$  соответствующие компоненты вектора скорости, тогда  $w_r = 0$ . Течение предполагается плоским ( $w_z = 0$ ), установившимся  $\left(\frac{\partial w_\phi}{\partial t} = 0\right)$ ,

и влияние массовых сил не учитывается. При этих исходных условиях система уравнений движения Навье-Стокса [10] в цилиндрических координатах приобретает вид двух обыкновенных дифференциальных уравнений:

$$\frac{dp}{dr} = \rho \cdot \frac{w_\phi^2}{r}, \tag{10}$$

$$\frac{d^2 w_\phi}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dw_\phi}{dr} - \frac{w_\phi}{r^2} = 0. \tag{11}$$

Поскольку второе из этих уравнений не содержит параметра давления, то решается оно независимо. Подстановка в (11) решения типа  $r^n$  дает  $n = \pm 1$ ; в результате общее решение принимает вид:

$$v_\phi = C_1 \cdot r + \frac{C_2}{r}. \tag{12}$$

Для течения между цилиндрами, вращающимися вокруг

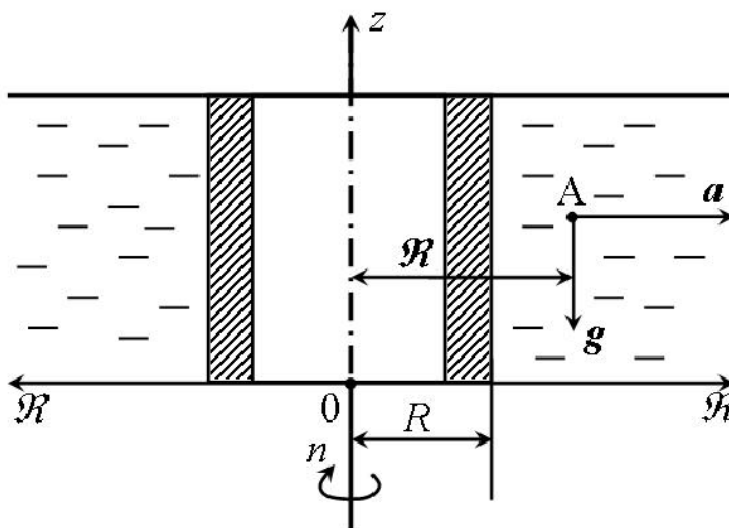


Рис. 3. Равномерное потенциальное вращение неограниченной стенками скважины жидкости снаружи вертикальной колонны бурильных труб:

- $R$  – наружный радиус колонны бурильных труб;
- $\mathcal{R}$  – текущее значение радиуса вращения жидкости в точке А;
- $g, a$  – ускорение силы тяжести и нормальное ускорение в точке А соответственно;
- $n$  – задаваемая частота вращения колонны бурильных труб;
- $0z, 0x$  – координаты оси.

своей оси с угловыми скоростями  $\omega_1$  и  $\omega_2$ , при радиусах цилиндров  $R_1$  и  $R_2$  (где  $R_2 > R_1$ ), постоянные  $C_1$  и  $C_2$  находятся из предельных условий, согласно которым скорость жидкости на внутренней и внешней цилиндрических поверхностях равна скорости соответствующего цилиндра:  $w_\phi = R_1\omega_1$  при  $r = R_1$ ,  $w_\phi = R_2\omega_2$  при  $r = R_2$ . Распределение скоростей принимает вид:

$$w_\phi = \frac{\omega_2 \cdot R_2^2 - \omega_1 \cdot R_1^2}{R_2^2 - R_1^2} r + \frac{(\omega_1 - \omega_2) \cdot R_1^2 \cdot R_2^2}{R_2^2 - R_1^2} \cdot \frac{1}{r} \quad (13)$$

В случае отсутствия внешнего цилиндра  $R_2 = \infty$ ,  $\omega_2 = 0$  получаем распределение скоростей жидкости вне цилиндра, вращающегося с заданной угловой скоростью  $\omega$ :

$$w_\phi = \frac{\omega \cdot R_1^2}{r} \quad (14)$$

В таком движении жидкости вихри отсутствуют.

Равномерное потенциальное вращение неограниченной жидкости подчиняется закону сохранения момента импульса для потока жидкости [5; 6; 11; 14]:

$$M \cdot w \cdot R = M \cdot \omega \cdot R^2 = M \cdot w_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R} = M \cdot \omega_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R}^2 = idem \quad (15)$$

где:  $M$  – массовый расход вращающейся вокруг колонны бурильных труб жидкости, кг/с;

$w, w_{\mathcal{R}}$  – местная окружная скорость вращения жидкости на расстоянии от оси вращения  $R$  (равна окружной скорости вращения наружной поверхности бурильных труб) и  $\mathcal{R}$  соответственно, м/с;

$\mathcal{R}$  – текущее значение радиуса вращения, м;

$R$  – наружный радиус бурильных труб, м;

$\omega, \omega_{\mathcal{R}}$  – местная угловая скорость вращения жидкости на расстоянии от оси вращения  $R$  (равна угловой скорости вращения бурильных труб) и  $\mathcal{R}$  соответственно, рад/с;

$(w \cdot R), (w_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R})$  – момент местной окружной скорости вращения жидкости на расстоянии от оси вращения  $R$  и  $\mathcal{R}$  соответственно, м<sup>2</sup>/с.

Уравнению (15) удобнее придать более простую форму представления, произведя сокращение величины  $M$ , неизменной при равномерном вращении колонны бурильных труб:

$$w \cdot R = \omega \cdot R^2 = w_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R} = \omega_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R}^2 = idem \quad (16)$$

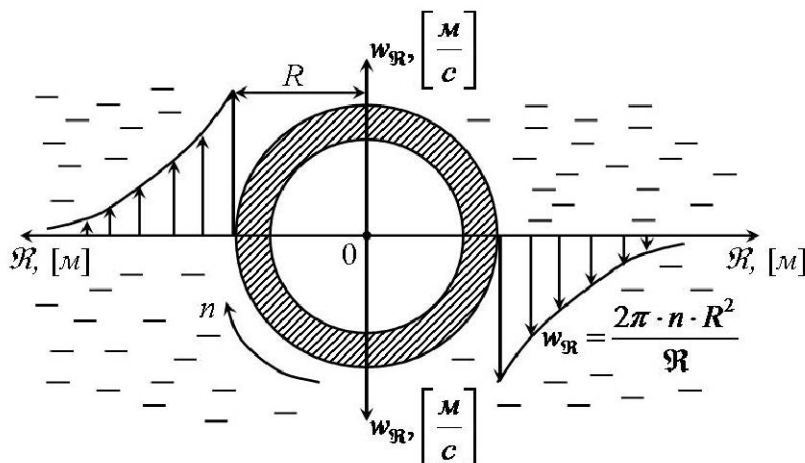


Рис. 4. Эпюра местных окружных скоростей неограниченной потенциально вращающейся жидкости.

Уравнение (16) называют законом сохранения момента местной окружной скорости вращения жидкости [5; 11]. Оно описывает закономерность распределения местной окружной скорости вращения в неограниченной жидкости (рис. 4).

Уравнение потенциального вращения жидкости (3) совпадает с уравнением (16).

По аналогии с уравнениями (5) и (6) можно записать:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot n, \quad (17)$$

$$w = \omega \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot n \cdot R. \quad (18)$$

С учетом (17) (18) уравнение (16) примет вид:

$$w \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot n \cdot R^2 = 2 \cdot \pi \cdot n_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R}^2 = idem, \quad (19)$$

где:  $n, n_{\mathcal{R}}$  – частота вращения колонны бурильных труб и местная частота вращения жидкости на расстоянии  $\mathcal{R}$  от оси вращения, об/с;

$(2 \cdot \pi \cdot n \cdot R^2), (2 \cdot \pi \cdot n_{\mathcal{R}} \cdot \mathcal{R}^2)$  – момент местной окружной скорости на расстоянии от оси вращения  $R$  и  $\mathcal{R}$  соответственно, м<sup>2</sup>/с.

Уравнение (19) показывает, что момент местной окружной скорости вращения жидкости снаружи колонны бурильных труб остается неизменным, а местная частота вращения жидкости переменна по радиусу.

Применительно к практике это означает, что при бурении скважин большого диаметра на достаточном удалении от бурильной колонны вращение жидкости, согласно (14) невелико, т.е. возможности создания критической скорости для гидротранспортирования твердых частиц путем закручивания потока, например путем увеличением частоты вращения бурильной колонны, ограничены.

### 3. Равномерное вращение жидкости между колонной бурильных труб и стенками скважины (соответствует движению промывочной жидкости в кольцевом пространстве в обычных условиях).

Согласно (13), при граничных условиях  $R_1 = R, \omega_1 = \omega$  и  $R_2 = R_c, \omega_2 = 0$  распределение местных окружных скоростей вращения жидкости между колонной бурильных труб и стенками скважины (рис. 5) описывается зависимостью:

$$w_\phi = \frac{\omega \cdot R^2}{r} \cdot \frac{R_c^2 - r^2}{R_c^2 - R^2}, \quad (20)$$

где  $R$  – радиус скважины, м.

Или, с учетом (6) и (17), распределение местных частот вращения жидкости будет подчиняться зависимости

$$n_{\mathcal{R}} = \frac{n \cdot R^2}{\mathcal{R}^2} \cdot \frac{R_c^2 - \mathcal{R}^2}{R_c^2 - R^2}. \quad (21)$$

Целесообразность однозначного распространения рассмотренной модели равномерного вращения жидкости между коаксиальными цилиндрами на практические вопросы промывки скважин вызывает наибольшее количество вопросов. В первую очередь, это вопрос отнесения движения жидкости к потенциальному виду при характерных для роторного бурения оборотах бурильной

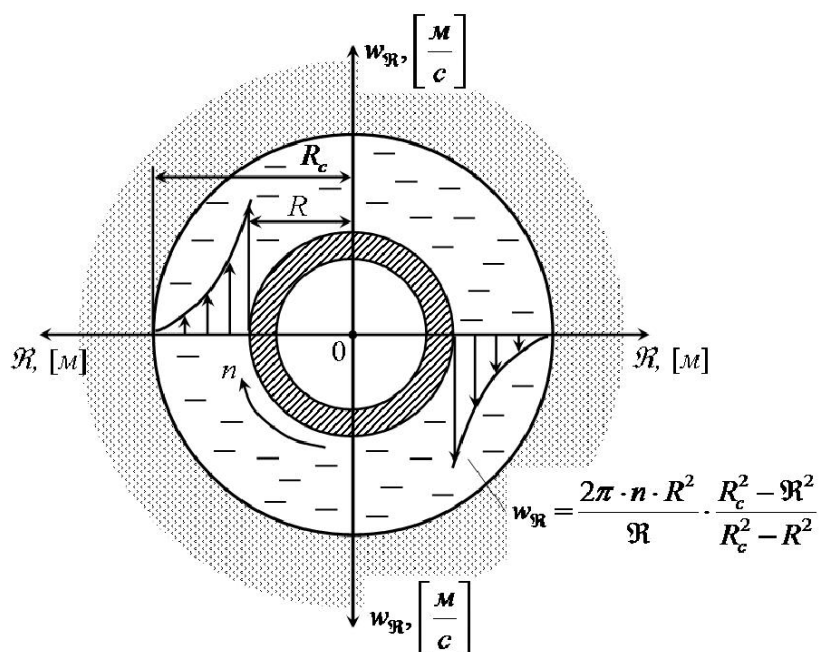


Рис. 5. Эпюра местных окружных скоростей вращения жидкости между колонной бурильных труб и скважиной.

колонны. Вращение жидкости в кольцевом пространстве нельзя в полной мере отнести к потенциальному движению. При достаточных оборотах бурильной колонны, согласно (13), потенциальное движение жидкость может иметь место, причём не во всей области кольцевого пространства, а только в части неё, при некотором значении радиуса. А вне этой области жидкость может либо вращаться как твердое тело, либо в области около бурильной колонны должны существовать особые, например циркуляционные, формы движения жидкости.

Второе – это непосредственная возможность получения решения из уравнения Лапласа (11). При этом у рассматриваемой жидкости либо вязкость вообще должна отсутствовать, либо, наоборот, принимать такое значение,

при котором инерционные вихревые составляющие невозможны. Возникают пока не имеющие ответов вопросы: каким образом при допуске отсутствия вязкости обеспечивается нулевое скольжение жидкости по стенкам бурильных труб и скважины и какой мере вышеперечисленные допущения могут снизить достоверность определения характера движения твердых частиц по поперечному сечению потока промывочной жидкости.

Выводы

1. При рассмотрении процесса промывки скважины при различных условиях бурения и способах промывки для обеспечения эффективного гидротранспортирования частиц выбуренного шлама, существенным является вопрос о формах вращения жидкости как внутри труб, так и в кольцевом пространстве, проявляющихся в результате взаимодействия жидкости с колонной бурильных труб и стенками скважины.

2. Форма вращения жидкости внутри колонны бурильных труб, согласно рассмотренной модели, предопределяет скопление дисперсных частиц во внешних областях потока промывочной жидкости у внутренней поверхности труб (при обратной промывке скважины).

3. При организации прямой промывки скважин большого диаметра следует учитывать тот факт, что возможности инициирования вращения потока увеличением частоты вращения бурильной колонны крайне ограничены и определяются зависимостью (14). Этим, в частности, объясняются известные технические решения разрешить проблему интенсификации выноса частиц шлама путём применения различных турбулизаторов потока лопастных конструкций.

4. В кольцевом зазоре могут наблюдаться наиболее сложные формы движения жидкости, а потенциальный характер ее вращения достоверен (в первом приближении) лишь только для внешней области этой зоны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. – М.: Наука, 1969. - 824 с.  
 2. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. – М.: Недра, 1982. - 224 с.  
 3. Беликов В.Г., Булатов А.И., Уханов Р.Ф. и др. Промывка при бурении, креплении и цементировании скважин. – М.: Недра, 1974. - 240 с.  
 4. Бекнев В.С., Епифанов В.М., Леонтьев А.И. и др. Под общ. Ред. А.И. Леонтьева. Газовая динамика. Механика жидкости и газа. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1997. - 671 с.  
 5. Вукалович М.П., Новиков И.И. Термодинамика. – М.: Машиностроение, 1987. - 440 с.  
 6. Емцев Б.Т. Техническая гидромеханика. – М.: Машиностроение, 1987. - 440 с.  
 7. Куликов В.В., Родионов В.Н. Динамика движения частиц шлама в жидком и газообразном очистных агентах. //

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2009. - № 6. - с. 21-25.  
 8. Ламб Г. Гидродинамика. Л.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1967. - 929 с.  
 9. Леви И.И. Динамика русловых потоков. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1948.  
 10. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. – М.: Наука, 1973. - 848 с.  
 11. Новиков И.И. Термодинамика. – М.: Машиностроение, 1984. - 592 с.  
 12. Савельев И.В. Курс общей физики. В 3-х томах. Т 1. Механика. Молекулярная физика. – М.: Наука, 1987. - 432 с.  
 13. Тарг С.М. Краткий курс теоретической механики. – М.: Высш. шк., 1995. -416 с.  
 14. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.: Энергоиздат, 1982. - 672 с.

УДК 622.276.7

# Устройство для ликвидации обрыва буровых труб

Л.А. Лачинян - доктор техн. наук, профессор  
(ОАО «Завод бурового оборудования»)

Одной из наиболее сложных ситуаций, возникающих при ликвидации обрыва буровых, обсадных и насосно-компрессорных труб посредством метчика, является их разрыв из-за чрезмерного износа.

Предлагаемое устройство позволяет избежать подобных осложнений при ликвидации обрывов не только стальных, но и легкосплавных труб, прочность материала которых значительно ниже, чем стальных [1].

Известна конструкция метчика с центрирующей воронкой [2]. В данной конструкции центрирующая воронка предназначена лишь для повышения точности попадания метчика в отверстие трубы и, имея существенно больший внутренний диаметр по отношению к наружному диаметру трубы, воронка не предохраняет от разрыва трубу при ввинчивании в неё метчика.

Чтобы предотвратить разрыв трубы от распирающего действия метчика, необходимо обеспечить плотный обхват конца трубы, что не осуществимо известным устройством. Поэтому существующий метчик с обычной центрирующей воронкой не обеспечивает надёжный захват и ликвидацию обрыва буровых труб, что влечёт за собой возникновение аварий и удорожание буровых работ.

Для устранения этого недостатка в устройстве для ликвидации обрывов буровых труб, включающем метчик и центрирующую воронку, последняя посредством расточки в корпусе установлена в соответствующей проточке корпуса метчика так, что метчик свободно проворачивается и перемещается вдоль оси при неподвижной воронке.

Внутренняя рабочая поверхность воронки выполнена в форме конуса с параметрами, обеспечивающими сопряжение этой поверхности с концом трубы независимо от степени её износа в заданных пределах. При этом соответствующее осевое перемещение воронки относительно метчика обеспечивается пружиной, установленной между воронкой и метчиком.

Устройство (рис. 1) состоит из метчика 1, переходника 2, воронки 3 и пружины 4. Воронка 3 своей расточкой 5 находится

в контакте с проточкой 6 корпуса метчика 1, а пружина 4 расположена между торцом воронки 3 и упорным уступом в теле переходника 2, что с одной стороны, обуславливает свободное вращение метчика вместе с переходником относительно неподвижной воронки 3, а с другой обеспечивает заданное выдвинутое положение воронки 3, относительно метчика 1 перед началом его вхождения в трубу 7.

Рабочая часть воронки 3 выполнена в форме конуса 8, параметры которого выбраны в соответствии с параметрами конца трубы 7 с учётом её износа в заданных пределах. Благодаря этому, а также действию пружины 4, регулирующей перемещение воронки 3 в осевом направлении относительно метчика 1, при любой степени износа трубы 7 её конец перед началом нарезки резьбы всегда находится одновременно в контакте с метчиком 1 и воронкой 3. Поэтому в процессе нарезки резьбы в трубе 7 возможность разрыва её исключается.

Метчик 1, перемещаясь в осевом направлении, входит внутрь трубы 7 и, нарезая на её внутренней поверхности резьбу, соединяется с ней. При этом, если труба 7 изношена до предела, то воронка 3 входит в контакт с ней в крайнем нижнем положении относительно метчика 1 и сохраняет его до начала процесса захвата трубы 1.

Если оборванная труба 7 не изношена, т. е. практически новая, то контакт конуса 8 воронки 3 с концом трубы 7 произойдет раньше. В этом случае пружина 4 начнет сжиматься. После появления контакта метчика 1 с концом трубы 7 в обоих указанных случаях метчик 1 сжимает пружину 4, врезаясь в тело трубы 7 вплоть до окончания

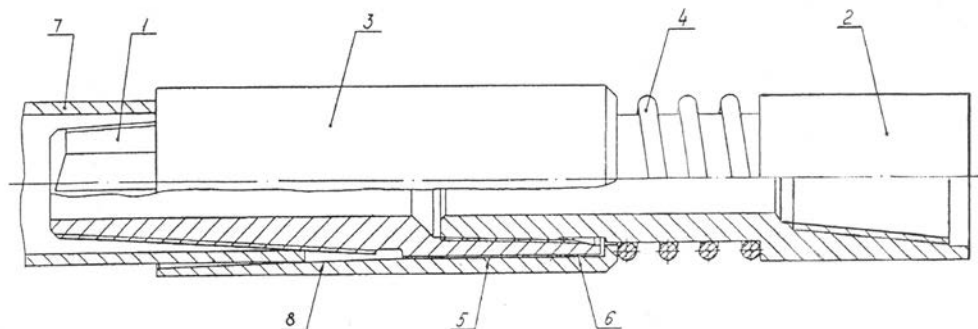


Рис. 1. Устройства для ликвидации обрыва труб:

1 – метчик; 2 – переходник; 3 – воронка; 4 – пружина; 5 – расточка; 6 – проточка; 7 – труба; 8 – конус.

процесса захвата аварийной бурильной колонны. В обоих случаях воронка 3 предотвращает разрыв трубы 7 при внедрении в неё метчика 1 и, следовательно, заявляемое устройство повышает надежность захвата трубы.

Работа по извлечению аварийной бурильной колонны с помощью предлагаемого устройства осуществляется следующим образом (рис. 1).

Подготавливают воронку 3, параметры конуса 8 которой соответствуют параметрам конца новой и предельно изношенной трубы 7 данного типоразмера.

В воронку 3 вставляют метчик 1 до полного сопряжения его проточки 6 с расточкой 5 воронки, затем в метчик 1 ввинчивают переходник 2, с предварительно вставленной в проточку 6 пружиной 4, обеспечивающей выдвинутое положение воронки 3 относительно метчика 1.

Собранное устройство спускают в скважину на бурильной колонне, накрывают им конец оборванной трубы 7 так, что метчик 1 входит внутрь трубы 7 и начинается процесс её захвата.

Если труба 7 новая, то сначала в контакт с ней вступает воронка 3, а затем метчик 1, при этом пружина 4 сжимается.

В том случае, если труба 7 изношена до предельного состояния, то в контакт с ней одновременно вступают воронка 3 и метчик 1.

В дальнейшем труба 7 заклинивается между воронкой 3 и режущей частью метчика 1, и последний, сжимая пружину 4, ввинчивается в тело трубы 7 при неподвижной воронке 3. Затем оставленную бурильную колонну поднимают на поверхность и заменяют оборванную трубу.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Лачинян Л.А. Устройство для ликвидации обрыва бурильных труб: Патент РФ на изобретение № 2396417, 2010.

2. Горная энциклопедия, гл. ред. Е.А. Козловский и др. - М.: Сов. Энциклопедия. Т. 3. Кенган - Орт. 1987. - с 112.

УДК 622.143

## Причины отказов бурового оборудования при эксплуатации

С.К. Кахаров – аспирант; Р.А. Ганджумян – канд. техн. наук, профессор (МГРИ-РГГРУ)

В процессе эксплуатации элементы и узлы бурового оборудования испытывают действие статических и динамических нагрузок. Специфические условия эксплуатации бурового оборудования обусловлены также периодическим перемещением буровой установки с одной точки на другую, необходимостью соблюдения особых экологических требований и требований безопасности. Большинство видов наземного оборудования эксплуатируется на открытом воздухе, поэтому они подвергаются также внешним климатическим воздействиям, влияющим на тепловой режим работы оборудования, коррозионную активность окружающей среды, трудоемкость и качество технического обслуживания и ремонта.

Таким образом, буровую установку в условиях эксплуатации можно рассматривать как изнашиваемую, термодинамическую систему в которой одновременно протекают процессы различной скорости, приводящие к обратимым и необратимым изменениям. Первые (нагрев, вибрация, упругая деформация) возникают в буровом оборудовании во время рабочего цикла. Вторые (износ, пластическая деформация, накопление усталостных повреждений, коррозия) сохраняются в буровой машине и по окончании работы.

На рисунке представлена схема влияния внешних воздействий на формирование технического состояния буровой установки.

Управляющее воздействие оператора (бурильщика, машиниста) на буровую машину, зависит от организации управления и уровня механизации и автоматизации установки. Чем меньше этот уровень, тем большая роль отводится человеку – оператору. От его квалификации и правильности действий зависит надежность всех элементов бурового оборудования. Многие зависят и от принятой на производстве системы плано-предупредительного ремонта и квалификации ремонтного персонала.

Однако решающее значение имеют параметры технологического режима бурения, зависящие от физико-механических свойств разбуриваемых горных пород, правильности выбора породоразрушающего инструмента и промывочной жидкости, а также состояние ствола скважины. Решение проблемы нужно искать в оптимизации режимных параметров при оправданных с экономической точки зрения протекания процесса бурения.

Под термином «среда» (см. рис.) подразумевается микроклимат на месте установки оборудования, запыленность,





Схема взаимодействия факторов в процессе функционирования буровой установки.

наличие агрессивных сред, дорожные условия, а так же организация и интенсивность производства (интенсивность эксплуатации бурового оборудования, качество монтажа, система технического обслуживания и ремонта).

Рассмотренные факторы вызывают в буровых машинах и механизмах процессы различной скорости.

Для длительных периодов (месяцы, годы) работы бурового оборудования характерны медленно протекающие процессы. К ним относятся: коррозия, изменения характера взаимного соединения деталей, накопление усталостных повреждений, ползучесть и старение материалов и др.

К процессам средней скорости, длительность которых в минутах и часах, относятся: износ породоразрушающего инструмента, элементов бурильной колонны, изменение температуры узлов и механизмов бурового оборудования и др.

Медленно протекающие процессы и некоторые процессы средней скорости вызывают в элементах и узлах буровой установки необратимые изменения, снижающие ее качество.

К быстро протекающим процессам, продолжительность которых измеряется в секундах, относятся изменения сил трения в подвижных соединениях, вибрации и колебания узлов, и рабочих нагрузок. Эти процессы обуславливают в основном обратимые изменения в машине, которые после остановки бурового агрегата сразу же или постепенно исчезают.

Для оценки технического состояния всех конструктивных узлов, входящих в состав буровой установки используются такие показатели, как мощность, грузоподъемность, экономичность по расходу топлива (электроэнергии), уровень шума и вибрации.

Многие из перечисленных факторов носят случайный характер. Их можно подразделить на три категории взаимозависимых факторов: частично зависящие от обслуживающего персонала (режим бурения, качество промывочной жидкости, смазок и других материалов); не зависящие от

него (глубина бурения, свойства проходящих горных пород, климатические условия) и полностью зависящие от обслуживающего персонала (качество обслуживания и ремонта, навыки буровой бригады).

Оценка надежности бурового оборудования производится путем сбора, систематизации и обработки статистических данных о наблюдениях за его работой.

Работы, связанные с оценкой надежности, состоят из следующих основных этапов [3]:

- накопление статистической информации об отказах оборудования буровой установки;
- систематизация, анализ и обобщение полученных статистических данных;
- выбор и обоснование количественных показателей для оценки надежности оборудования;
- математическая обработка полученных эмпирических данных для определения закономерностей отказов оборудования.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Елизаветин М.А. Повышение надежности машин. - М.: Машиностроение, 1973. - с. 432.
2. Проников А.С. Надежность машин. - М.: Машиностроение, 1978. - 592 с.
3. Протасов В.Н. Султанов Б.З. Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - с. 542.

# Управление процессом промышленной деэмульсации на основе модернизации технологического оборудования

И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор  
(Ухтинский государственный технический университет)  
Е.В. Казарцев – главный технолог  
(«ПечорНИПИнефть» филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Эффективность нефтегазодобывающего предприятия определяется успешной реализацией технологических процессов, среди которых процесс промышленной деэмульсации является определяющим в формировании качества товарного продукта. Реализация процесса промышленной деэмульсации оценивается объемом производственных затрат, включающим энергетическую (электрическая и тепловая энергия, энергоносители и т. п.) и материально-техническую (оборудование, материалы, химические реагенты и прочее) составляющие. Сокращение этих затрат возможно через совершенствование и оптимизацию технологического процесса. Необходимость сокращения производственных затрат нефтегазодобывающего предприятия продиктована объективным их увеличением в текущих условиях роста цен на рынке энергии и энергоносителей с одной стороны, и увеличением потребности в энергии и материально-технических ресурсах в производственных процессах добычи - с другой [1]. Поэтому сокращение объема потребляемых мощностей на производственных объектах, снижение зависимости технологических процессов от энергетического и химического воздействия должны являться стратегическими задачами для достижения цели долгосрочного и перспективного развития любой нефтяной компании.

При проектировании объектов промышленной подготовки нефти используется комплексный подход при решении вопросов по выбору рациональной и оптимальной техно-

логии деэмульсации, поэтому на большинстве объектов используется технология термохимического воздействия на подготавливаемое сырьё при гравитационном отстое, как наиболее простой, надёжный и наименее затратный способ деэмульсации. Гораздо реже, в обоснованных случаях, термохимический способ может дополняться воздействием электрического поля с использованием электродегидраторов. Эксплуатационные затраты при подготовке нефти термохимическим способом, в основном состоят из затрат на нагрев сырья, затрат на использование химических реагентов – деэмульгаторов и затрат на электроэнергию при использовании насосной подачи сырья на подготовку и на работу электродегидраторов (рис. 1).

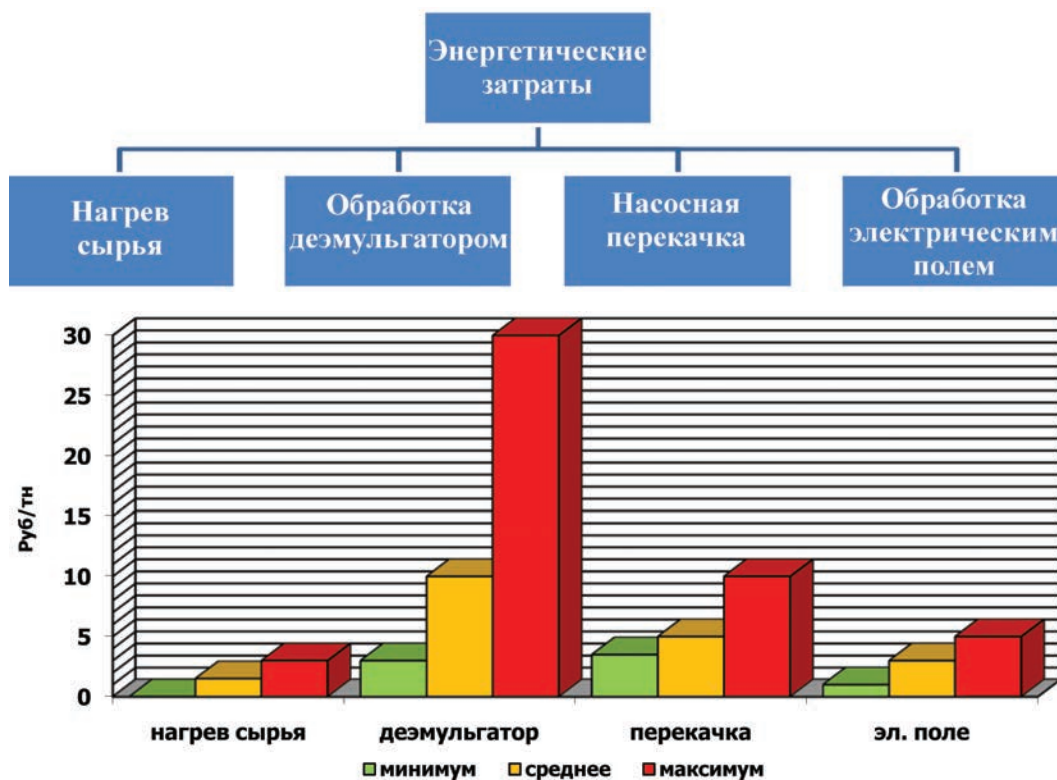


Рис. 1. Распределение удельных затрат при подготовке нефти.

Эксплуатационные затраты по нагреву сырья зависят от энергетической составляющей процесса, и в большинстве случаев не так заметны для нефтегазодобывающего предприятия, так как в этом случае используется попутно добываемый нефтяной газ для нагрева сырья в промышленных печах и путевых подогревателях. Затраты по этой статье составляют от 1,5 до 3 рублей на тонну. При прочих равных условиях, использование деэмульгатора с большей деэмульгирующей активностью позволяет снизить температуру отстоя и сократить затраты на нагрев.

При повсеместной химизации процессов подготовки затраты на применение деэмульгаторов составляют от 3 до 10 рублей на тонну подготовленной нефти, а по отдельным объектам подготовки достигают 30 руб/т из расчёта средней дозировки деэмульгаторов 30...70 г/т для лёгких и 100...320 г/т для тяжёлых нефтей, при стоимости до 100 тыс. руб./т по отечественным и до 150 тыс. руб./т по импортным маркам.

Затраты на электроэнергию для перекачки сырья по технологической цепочке установки зависят от гидравлических характеристик технологической обвязки, обводнённости сырья, режима работы насосного агрегата, при этом могут составлять от 3,5 до 10 рублей на тонну подготовленной нефти. Для схемы подачи сырья с помощью насосов недостатками являются высокая металлоёмкость сопутствующего оборудования для организации технологической цепочки (концевая сепарационная установка + резервуары или буферные ёмкости) и повышение стойкости нефтяной эмульсии вследствие интенсивного диспергирования и перемешивания фаз в насосе.

Затраты на электроэнергию для обработки в электрическом поле зависят от степени загрузки электродегидратора, и составляют от 1 до 5 рублей на тонну подготовленной нефти. Эффективная электрообработка нефтяной эмульсии должна позволять сокращать расход деэмульгатора.

Исследования в области совершенствования технологического процесса промысловой деэмульсации с целью снижения производственных затрат и повышения эффективности в целом производства имеют перспективу в связи с неуклонным ростом удельных затрат на подготовку нефти из-за объективных и субъективных факторов, представленных на схеме рис. 2.

В целом по нефтегазовой отрасли затраты на подготовку неуклонно растут из-за объективного повышения стойкости нефтяных эмульсий, поступающих на объекты подготовки вследствие:

- повсеместного применения методов повышения нефтеотдачи и форсированного отбора жидкости из пласта, что приводит к повышению содержания в продукции скважин механических примесей, являющихся центрами кристаллизации природных эмульгаторов (асфальтенов, смол и парафинов);
- химизации технологических процессов не-

фтедобычи, в результате чего химические реагенты, продукты реакций после кислотных и щелочных обработок скважин, другие растворы и реагенты, используемые в системе нефтесбора промысла, загрязняют нефтяную эмульсию, являясь техногенными эмульгаторами;

- увеличение в общем объёме добычи нефти, доли трудно извлекаемых запасов, осложнённых повышенной плотностью и вязкостью, повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафинов, т.е. тех нефтяных компонентов, являющихся природными стабилизаторами эмульсий, а также повышенным содержанием сероводорода, компонента который образует при взаимодействии с продуктами коррозии оборудования дополнительный объём механических примесей в виде сульфида железа.

К субъективным обычно относят факторы, на которые возможно оказывать влияние со стороны субъекта технологического процесса – это осложнения и несовершенства технологического процесса, которые чаще всего компенсируются повышенным нагревом и дозировкой деэмульгатора, при этом увеличивая затратную часть процесса:

- кратковременные изменения объёма поступления сырья на подготовку – суточные пульсации, как по объёму, так и по фазовому соотношению поступающего сырьевого потока, приводят к необоснованному расходованию деэмульгаторов. В таких случаях, при максимальном объёме поступления сырья на УПН, дозировка деэмульгатора минимальна, скорость разделения эмульсии замедляется, что должно приводить к ухудшению качества подготовки продукта. В том случае если не происходит заметного ухудшения качества, то этот факт свидетельствует об имеющемся потенциале для оптимизации расхода деэмульгатора;

- перегрузка оборудования гравитационного отстоя – отстойников и технологических резервуаров в результате превышения объёма поступающего сырья над максимальной пропускной способностью или производительностью оборудования. Такое осложнение может иметь постоянный или периодический характер возникновения. В этом случае время пребывания нефтяной эмульсии в аппарате становится меньше времени осаждения (всплытия) частиц дисперсной фазы;

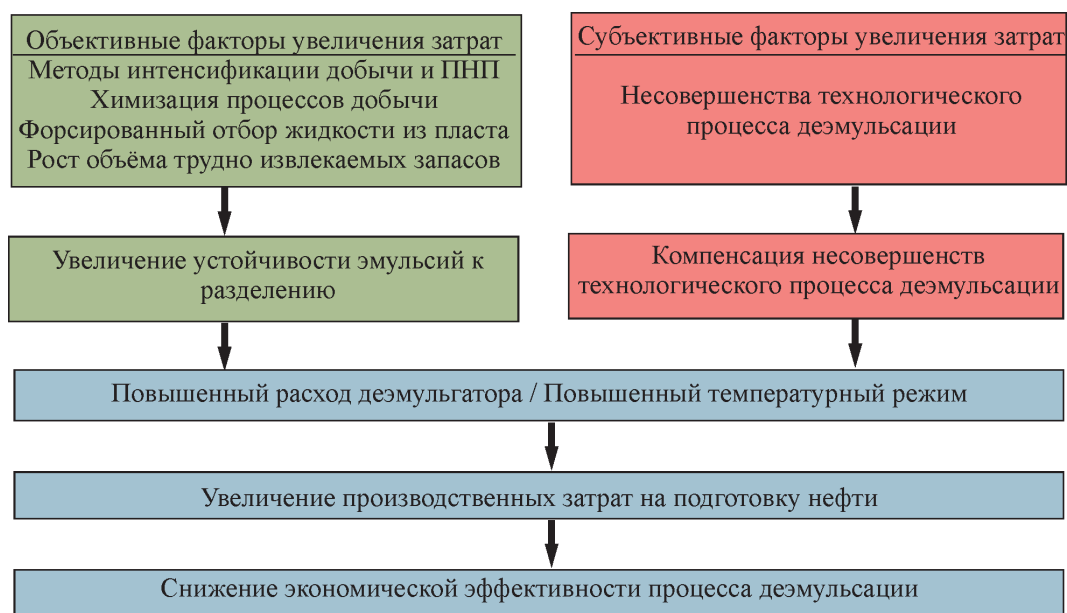


Рис.2. Влияние факторов увеличения затрат на эффективность процесса деэмульсации.

- перегрузка отстойника, параллельно работающего в группе аппаратов, образующих ступень подготовки, возникает при изменении гидравлических характеристик технологической обвязки этих отстойников, в результате чего один или несколько аппаратов принимают на себя объём нефтяной эмульсии, превосходящий его проектную (расчётную) производительность. Определить расход эмульсии через каждый аппарат в группе параллельно работающих аппаратов зачастую бывает затруднительно, так как не всегда на объекте имеется информация о проектной производительности работающих отстойников, многие аппараты и резервуары имеют длительный срок эксплуатации, неоднократно подвергались ремонтам и реконструкциям.

- снижение производительности отстойного оборудования, может быть вызвано сокращением полезного объёма секции отстоя вследствие накопления донных отложений в мёртвых (тупиковых) зонах отстойника или отказом распределителей эмульсии внутри отстойника из-за закупорки отложениями перфорационных отверстий, коррозионного разрушения самого распределителя («маточника») и других внутренних устройств отстойника.

- несоответствие фактических условий деэмульсации - температуры и необходимого времени пребывания в аппарате оптимальным условиям гравитационного отстоя на объекте подготовки;

- несоответствие качественных характеристик сырья, допустимым параметрам технологического оборудования, приводящие к получению некачественного продукта на выходе из аппарата. При таком несовершенстве техпроцесса некачественная работа одной из ступеней подготовки негативно влияет на работу последующих ступеней;

- низкая технологическая эффективность применяемых деэмульгаторов, оцениваемая по общепринятой в мировой практике методике «Bottle Test» или по отечественному аналогу [2];

- необоснованность выбора точки дозирования деэмульгатора, что приводит в одном случае к захвату и уносу части деэмульгатора с потоком сбрасываемой воды на ранних ступенях водоотделения, где основной объём воды, находящийся в свободном состоянии может отделяться без воздействия деэмульгатора, в других случаях к реагированию деэмульгатора на более ранней стадии, в результате разделившееся в трубопроводе фазы могут повторно эмульгироваться, или на более поздней стадии, когда деэмульгатор не в полной мере распределяется в объёме нефтяной эмульсии;

- использование в технологической схеме насосной подачи водонефтяной эмульсии, при этом возникает повторное диспергирование эмульсии и необоснованное потребление электроэнергии;

- необоснованно высокая степень обезвоживания нефти, например, на объектах подготовки нефти до товарной кондиции без использования отдельной ступени обессоливания снижение содержания хлористых солей до приемлемого уровня (менее 100 мг/дм<sup>3</sup>) добиваются глубоким обезвоживанием (менее 0,03%), а на объектах предварительного сброса воды ведут обезвоживание до 1% хотя технологический регламент на устанавливает норму от 5 до 10%;

- негативное влияние человеческого фактора, в результате чего предпринимаются некорректные, необоснованные и несвоевременные действия по поддержанию нормально-го технологического режима.

Вышеперечисленные несовершенства технологического процесса, на фоне объективного увеличения стойкости

нефтяных эмульсий, хотя и являются факторами, осложняющими процесс подготовки, но не приводят к ухудшению качества подготовки продукта, поэтому не всегда различимы и доступны для контроля и анализа. На практике, с целью дальнейшего недопущения ухудшения качества подготовки продукта, названные осложнения с разной степенью успеха компенсируются технологическими воздействиями, над которыми установлен контроль и управление, а именно повышенным расходом деэмульгатора и более высокой температурой процесса. Такие меры кратно увеличивают производственные затраты.

Для обоснованного решения о принятии корректирующих мер по настройке технологического процесса необходимо выяснять истинные причины ухудшения технологии, и совершенствование процесса деэмульсации должно основываться на системном анализе текущего режима работы объекта, с последующим подбором оборудования и разработкой устройств оптимизирующих термодинамический режим ступени деэмульсации в части устранения или минимизации влияния негативных факторов.

Общеизвестно что, процесс термодинамического разделения нефтяных эмульсий гравитационным отстоем протекает поэтапно: *нагрев сырья – ввод деэмульгатора – распределение деэмульгатора во всём объёме дисперсной фазы – разрушение бронирующих оболочек на глобулах дисперсной фазы – сближение глобул – слияние глобул и укрупнение капель – разделение фаз в аппарате* [3]. Поэтому идеальным вариантом является организация такого температурного и гидродинамического режимов, при которых в отстойник поступают уже подготовленные к разделению фазы, а в отстойнике происходит только их разделение. Это позволит сократить необходимый объём для отстоя или повысить производительность имеющегося отстойного оборудования, сократить расход деэмульгаторов и снизить температуры нагрева, а в итоге повысить эффективности процесса. Такой принцип предполагает определённый порядок совершенствования процесса деэмульсации с применением методов, начиная с наиболее доступных и менее затратных по видам воздействия на нефтяную эмульсию: гидродинамическое воздействие; температурное воздействие; химическое воздействие; электрическое воздействие; воздействие другими физическими полями (магнитное и звуковое поле).

Типовая программа управления совершенствованием процесса деэмульсации на объектах подготовки начинается с определения наиболее простых для проверки и вероятных отклонений технологического режима, при этом каждый последующий этап проходит четыре обязательные стадии: идентификация отклонений – анализ получаемой информации – определение причин осложнений и несовершенств – рекомендации по устранению или минимизации осложнений и несовершенств (табл. 1).

В настоящее время в нефтяных компаниях наметилась тенденция по передаче на сервисное обслуживание операций по химизации технологических процессов добычи. С одной стороны, такая ситуация удобна нефтяной компании тем, что она освобождает от проблем, связанных с подбором эффективных марок реагентов, соблюдением норм удельного расхода, обслуживанием блоков дозирования реагентов, так как сервисная компания сама занимается этими вопросами в рамках своего бюджета. С другой стороны, при том, что исполнителями сервисного обслуживания выступают сами производители химических реагентов, они не заинтересованы в сокращении расхода химических реагентов и снижению зависимости от хими-

зации, так как это неизбежно приведёт к сокращению объёма их продаж, а отсутствие конкурентной среды в данной области не способствует повышению эффективности производства. В этих условиях чрезвычайно важными

моментами становятся объективная оценка текущего состояния деэмульсации на промыслах и реализация мероприятий по совершенствованию технологического процесса.

**Таблица 1.** Типовая программа управления совершенствованием процесса промышленной деэмульсации на объектах подготовки.

№ п/п	Действия по выявлению	Получаемая информация	Причины несовершенств	Методы совершенствования
1.	Анализ технологического режима на соответствие параметров работы установки нормам регламента и проектным мощностям	Выявление явных причин отклонений от норм процесса	Явные причины осложнения технологического режима, влияние человеческого фактора	Корректирующие действия по восстановлению тех. режима
		Выявление морально-устаревших технологических приёмов и оборудования		Отказ от морально-устаревших технологических приёмов и оборудования
2.	Определение характера поступления сырья на объект	Амплитуда изменения объёма поступающей жидкости, нефти, воды	Несоблюдение нормы расхода деэмульгатора в мгновенном режиме	Синхронизация дозировки в соответствии с объёмом нефти
3.	Расчёт оптимальной температуры отстоя	Оптимальная температура отстоя – при максимальном изменении скорости осаждения	Несоответствие фактической температуры оптимальной	Доведение фактической температуры до оптимальной
4.	Расчёт времени пребывания эмульсии в отстойниках	Теоретическое время пребывания в отстойниках при максимальном использовании объёма ёмкости	Время пребывания эмульсии в отстойнике меньше чем время седиментации	Увеличение объёма отстойников
5.	Расчёт времени осаждения капель в определённом диапазоне	Время седиментации в диапазоне температур		
6.	Оценка фактической дозировки деэмульгатора на соответствие рекомендуемым	Определение рекомендуемой дозировки деэмульгатора по методике	Завышение фактической дозировки относительно рекомендуемой по методике РД 39-30-898-83	Оптимизация дозировки
7.	Оценка эффективности применения и подбор более эффективных деэмульгаторов	Оптимальные параметры (температура, время, дозировка деэмульгатора) отстоя	Недостаточность фактического времени отстоя	Увеличение объёма отстойников
			Неоптимальная температура	Повышение температуры до оптимальной
			Завышенная дозировка	Оптимизация дозировки
8.	Определение фазового состояния многокомпонентной смеси на входе ступени деэмульсации	Общее содержание в потоке нефти, газ и воды, доля фаз в свободном состоянии	Свободные фазы газа и воды не позволяют равномерно распределить эмульсию между параллельными аппаратами, являются балластом для ступени нагрева, дестабилизируют нагрузку оборудования и ухудшают точность дозирования деэмульгатора	Отделение свободных объёмов газа и воды до точки распределения по параллельно-работающим аппаратам
9.	Оценка агрегативной устойчивости до насосной перекачки и после неё	Увеличение устойчивости эмульсии при перекачке центробежным насосом	Деспергирование уже укрупнившихся капель или сформировавшихся фаз	Переход на безнасосную подачу

**Таблица 1 (окончание).** Типовая программа управления совершенствованием процесса промышленной деэмульсации на объектах подготовки.

№ п/п	Действия по выявлению	Получаемая информация	Причины несовершенств	Методы совершенствования
10.	Определение содержания ПАВ в сбрасываемых потоках воды и газа	Необоснованность выбора точки подачи деэмульгатора	Повышенный расход деэмульгатора	Перенос точки дозирования
11.	Снятие рабочих давлений по точкам обвязки и проверочный гидравлический расчёт	Необоснованно высокий перепад давления на отдельных участках технологической линии	Необходимость использования насосной подачи сырья по технологической линии и всего сопутствующего оборудования	Реконструкция технологической обвязки с увеличением проходного сечения трубопроводов
12.	Определение необходимого объёма пресной воды для обессоливания до кондиционного качества	Минимальный объём воды, необходимый для обессоливания до адекватного уровня обезжелезивания (0,5% : 100 мг/л)	Повышенные затраты по осуществлению необоснованно высокой степени обезжелезивания	Организация отдельной ступени обессоливания или увеличение объёма пресной воды
13.	Определение фактического времени пребывания в отстойнике	Отказы распределительных и сборных устройств, накопление донных отложений	Снижение производительности отстойника	Зачистка от донных отложений, реконструкция распределительных устройств отстойника
14.	Определение эффективности ввода деэмульгатора	Неэффективность применяемого способа ввода деэмульгатора	Повышенный расход деэмульгатора	Применение устройств ввода деэмульгатора – диспергаторов и смесителей
15.	Определение возможности рекуперации энергии подготовленных потоков	Наличие избытка тепловой или гидравлической энергии	Неэффективное использование энергии	Использование рекуперативных теплообменников, эжекторных установок

Очевидно, что перспективным и ключевым направлением по совершенствованию процесса деэмульсации может являться оптимизация гидродинамического режима работы технологического оборудования на объектах подготовки, которая может выполняться по направлениям:

- сглаживание пульсаций объёма и гомогенизация поступающего потока;
- синхронизация расхода деэмульгатора адекватно поступлению нефтяной фазы;
- оптимизация ввода деэмульгатора в поток эмульсии с целью наиболее полного его распределения в потоке;
- интенсификация укрупнения фаз в потоке, поступающем на вход отстойника;
- максимальное использование внутреннего пространства отстойника с целью увеличения его производительности.

При этом необходимо использовать новое или модернизировать существующее технологическое оборудование, представленное на схеме рис. 3.

Так как подготовку нефти ведут в несколько ступеней (предварительный сброс, обезжелезивание, обессоливание) для общего случая принципиальная схема усовершенствованной ступени деэмульсации принимает вид, представленный на рис. 4.

Нефтегазовая смесь (НГВС), поступающая из системы нефтегазосбора промысла чаще всего уже имеет предварительно сформированные фазы газа и пластовой воды, находящиеся в свободном состоянии, которые будут не-

гативно влиять на последующие стадии процесса, поэтому для оптимизации режима необходимо использовать депульсаторы, концевые делители фаз, отделяющие свободные объёмы газа и воды перед вводом сырья в сепаратор или использовать для этого трёхфазные сепараторы, совмещающие процессы первичной сепарации и предварительного сброса воды.

Далее нефтяная эмульсия проходит оперативный узел учёта, где с помощью массомера и влагомера определяется количество нефтяной фазы. Данные о количестве нефти в мгновенном режиме передаются в блок автоматики, преобразующий их в управляющий сигнал, который поступает на исполнительный механизм дозирующей установки и таким образом синхронизирует расход деэмульгатора адекватно изменению мгновенного расхода нефти.

Для максимального распределения деэмульгатора по всему сечению потока нефти служит диспергатор, а для интенсивного перемешивания деэмульгатора во всём объёме нефтяной эмульсии используется смеситель.

Интенсифицирует процессы укрупнения и слияния капель - коалессор, а формирование самостоятельных фаз нефти и воды происходит в каплеобразователе.

Таким образом, сформированные фазы поступают на финальную стадию разделения в отстойник, объём которого необходимо максимально использовать. Для этих целей служит внутренняя начинка отстойника, которая может иметь разнообразную конструкцию - распределители эмульсии и сборники нефти и воды, полочные и

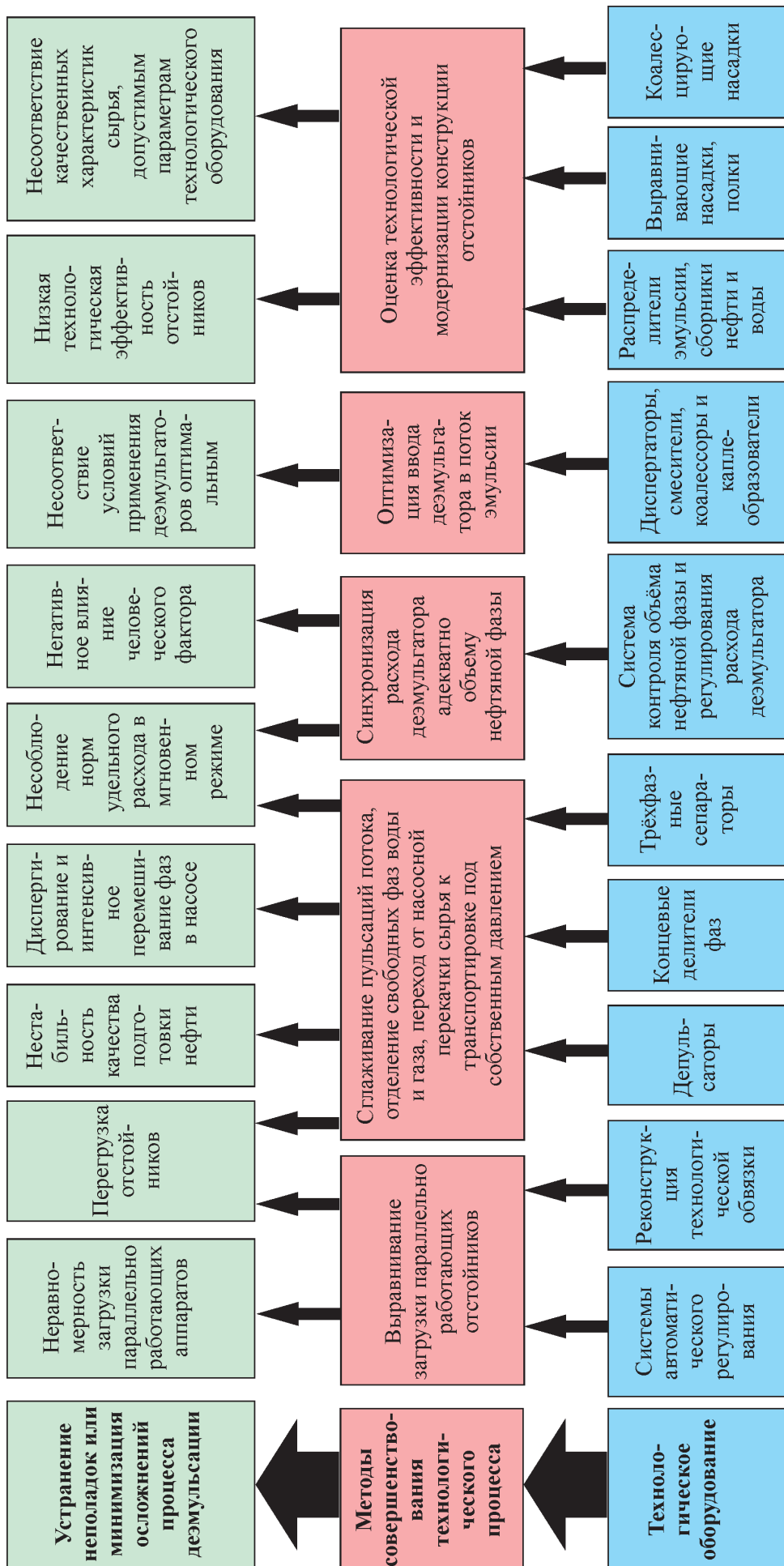


Рис. 3. Направления совершенствования гидродинамического режима промышленной деэмульсации на основе модернизации технологического оборудования объекта подготовки.

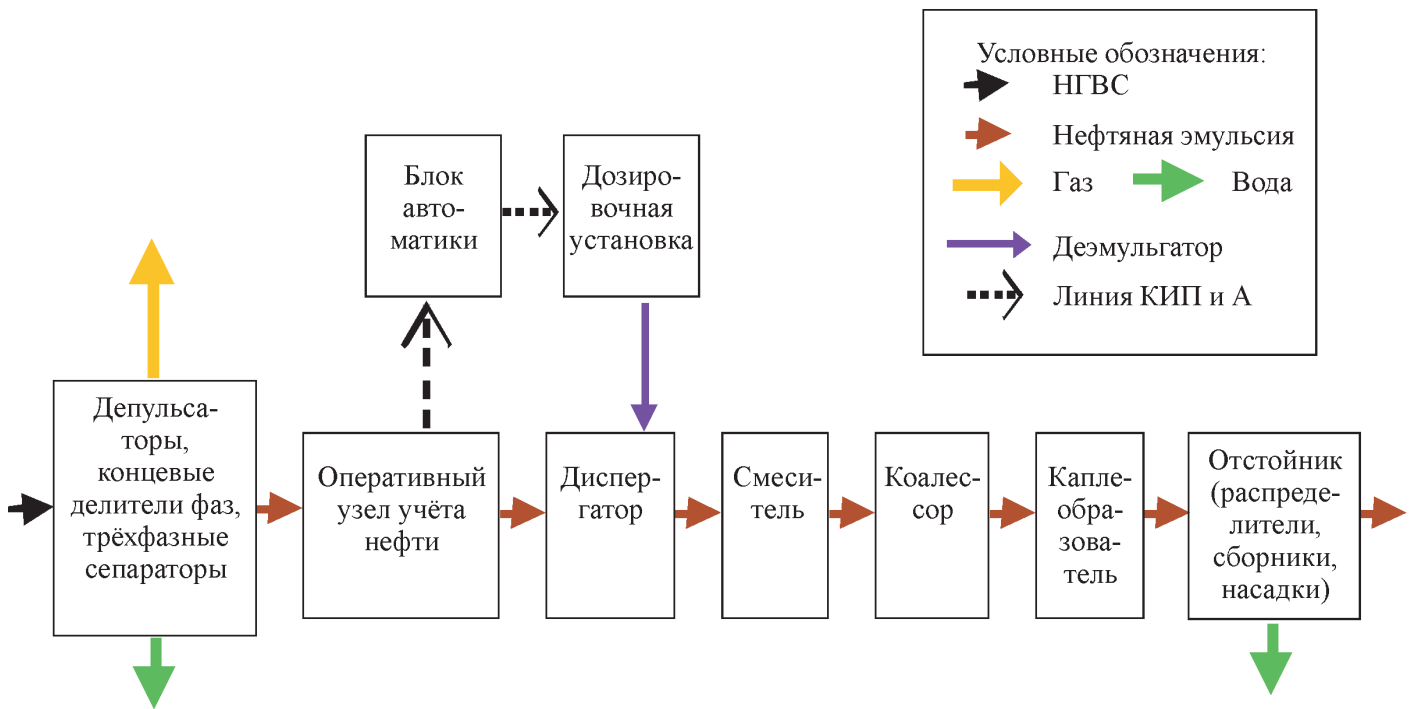


Рис. 4. Принципиальная схема усовершенствованной ступени деэмульсации

коалесцирующие насадки, отклонители, антизавихрители, воронкогасители, газоотделители [4].

Технологическое оборудование, описанное в принципиальной схеме, имеет достаточно широкий диапазон характеристик, различные конструктивные особенности и технологическую эффективность, поэтому для получения оптимального варианта модернизированной ступени деэмульсации требуется серьёзные исследования свойств сырья, технологии процесса и конструкций оборудования.

Результатом таких исследований должна стать методика оценки технологического совершенства и расчёта основных параметров для модернизации оборудования характерных для оптимального режима промышленной деэмульсации и её внедрение на производственных объектах.

Подводя итог, выделим основные положения статьи:

- показана актуальность и перспективность повышения эффективности комплекса подготовки нефти за счёт снижения производственных затрат на деэмульсацию;

- выявлены причины увеличения энергетических и сырьевых затрат при термохимическом способе подготовки нефти, которые разделены по степени возможного влияния на них: на объективные – связанные со свойствами поступающего на объект

сырья, и субъективные – зависящие от режима работы, технического состояния технологического оборудования, совершенства применяемых технологических приёмов и операций, а также от эффективности применяемых химических реагентов;

- обращено внимание на необходимость объективной оценки текущего состояния деэмульсации для повышения эффективности процесса термохимического воздействия, для чего разработана структурная схема исследований, позволяющая системно определять реальные причины ухудшения качества продукции, выявлять несовершенства технологического процесса подготовки и рассчитывать потенциал оптимизации температурного и гидродинамического режимов.

- в ходе НИР установлено, что основным фактором, влияющим на эффективность процесса термохимической деэмульсации на нефтяных промыслах, является оптимальный гидродинамический режим, играющий решающую роль в обоснованном использовании деэмульгаторов и температурном воздействии на сырьё;

- определены перспективные направления оптимизации гидродинамического режима промышленной деэмульсации и разработана принципиальная схема усовершенствованной ступени деэмульсации за счёт модернизации оборудования.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Дарищев В.И., Камалетдинов Р.С. К вопросу об энергетических показателях в добыче нефти. // Территория Нефтегаз. - М.: ЗАО «Камелот Пабблишинг», - 2011. - №12. - с. 26-29.

2. Методика выполнения измерений «Деэмульгаторы нефтяных эмульсий. Деэмульгирующая способность» - ОАО «НИИнефтепромхим» - 2006.

3. Каспарьянц К.С., Петров А.А. Оценка эффективности различных методов обезвоживания и обессоливания нефти. // Нефтяное хозяйство. - М.: - 1978. - №3. - с. 43-48.

4. Берман А.В., Назаров В.А., Трофимов Г.М., Соколов А.Г., Шабашев Е.Ф. Опыт эксплуатации унифицированных нефтяных отстойников с гидростатическим распределением жидкости, разработанных НПП «Контэкс» // Нефтепромысловое дело. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2004. - №7. - с. 46-50.



УДК 622.276.8: 621.3.082.78

# Разработка экспериментального стенда для исследования комбинированного механо-магнитного воздействия на нефтяные эмульсии промежуточных слоёв

И.Ю. Быков - доктор техн. наук, профессор; И.А. Оскорбин - аспирант  
(Ухтинский государственный технический университет)

Наиболее важными составляющими процесса подготовки нефти, определяющими его эффективность, являются удаление бронирующих оболочек с капель эмульгированной воды и разделение нефти и воды на отдельные фазы. Для решения указанных задач используют традиционные методы – химический, термический, электрический, внутритрубной деэмульсации, фильтрации и др. Как показывает практика, иногда этих методов бывает недостаточно. Значительная доля капель эмульгированной воды не участвует в процессе коалесценции. В результате увеличивается объём не разрушенной эмульсии в промежуточных слоях аппаратов, предназначенных для отстаивания, что приводит к нарушению работы установок подготовки нефти.

Образование промежуточных слоёв чаще всего обусловлено увеличением на поверхности бронирующих оболочек концентрации стабилизирующих компонентов. Это, как правило, вещества, не родственные по своей природе компонентам, входящим в состав нефти; что подтверждается аналитическими исследованиями промежуточного слоя, проведенные УПН «Баган» ООО «РН-Северная нефть». Зольный остаток более чем на 35% состоял из сульфида железа, 11,5% кальция, 2,7% магния и других неорганических компонентов (таблицы 1, 2). Даже незначительное

количество эмульсии с достаточно высокой концентрацией механических стабилизаторов может изменить свойства большого объёма сырья за счёт перераспределения стабилизаторов и увеличения доли капель с устойчивыми оболочками. Разрушение таких эмульсий требует дополнительного воздействия.

Образующиеся в результате взаимодействия закисного железа с сероводородом кристаллы сернистого железа представляют собой молекулярные агрегаты с весьма развитой поверхностью, обладающей значительной адсорбирующей способностью, преимущественно для ионов составляющих кристаллическую

решётку адсорбента, и способные её достраивать. Выделяющийся из них сульфид железа стабилизирует эмульсии, налипая на поверхность бронирующих оболочек глобул воды, а в соединении со смоло-парафинистыми частицами образует устойчивые агрегаты,

**Таблица 2.** Компонентный состав мех. примесей исследуемого образца.

Элементы	Единицы измерения	Величина показателя
Натрий	% золы	20,12
Железо	% золы	30,85
Кальций	% золы	11,5
Магний	% золы	2,7
Кремний	% золы	1,81
Алюминий	% золы	0,47
Сера	% золы	4,98
Сера как сульфат	% золы	14,92
Калий	% золы	< 0,5
Барий	% золы	< 0,5
Фосфор	% золы	< 0,5
Цинк	% золы	< 0,5

**Таблица 1.** Протокол испытания физико-химических характеристик нефти УПН «Баган».

Физико-химические показатели	Единицы измерения	Величина показателя
Асфальтены	% масс	1,19
Смолы селикагелевые	% масс	16,99
Парафин	% масс	1,90
Масла	% масс	60,67
Бензин	% масс	19,25
Мех.примеси	% масс	1,725
Вода	% масс	49,0

которые под действие сил гравитации концентрируются на границе раздела фаз и формируют промежуточный слой.

Перспективным направлением совершенствования технологии подготовки нефти является внедрение в процесс аппаратов, воздействующих на водонефтяную систему другими полями различной физической природы, например магнитными. Под действием переменного магнитного поля низкой частоты (до 50 Гц) на движущуюся жидкость возникает эффект разрушения агрегатов, состоящих из субмикронных микрочастиц ферромагнитных соединений железа, парафинов и солей, являющихся основными стабилизаторами бронирующих оболочек стойких эмульсий, что приводит к коалесценции глобул воды эмульсий и их последующей седиментации. Анализ результатов исследований подтверждает позитивное влияние переменного магнитного поля низкой частоты на процесс разделения водонефтяных эмульсий и свидетельствует о том, что магнитное воздействие изменяет вязкость и дисперсность водонефтяных эмульсий, что в свою очередь снижает гидравлические сопротивления при перекачке жидкостей в системах сбора нефти и способствует разрушению устойчивых водонефтяных эмульсий при минимальном расходе деэмульгаторов [1, 2].

Нефть и нефтяные эмульсии – сложная система углеводородов, взаимодействующая с рядом других органических соединений (сернистыми, азотистыми, кислородными) и водой. Магнитные свойства водонефтяных эмульсий зависят как от природы безводных нефтей, так и от ионов солей, содержащихся в воде. Для чистой нефти значение поляризационного парамагнетизма возрастает с увеличением содержания в них концентрации ПАВ, в частности, смол. Для водонефтяных эмульсий значение поляризационного парамагнетизма последовательно возрастает в зависимости от содержания солей в ряду [1]:



Существует определённая зависимость между величиной магнитной восприимчивости безводной нефти и содержащихся в ней асфальто-смолистых соединений. Это обусловлено тем, что нефтяные смолы представляют собой высокомолекулярные неуглеводородные компоненты нефти, в химическом отношении представляющие собой гетероорганические соединения, в состав которых, кроме углерода, входят кислород и ряд металлов, в частности железо, ванадий и никель. Последние имеют не компенсированную в магнитном отношении 3-d – внутреннюю электронную оболочку и обладают пара- или ферромагнитными свойствами. Асфальтены по своему составу близки к нефтяным смолам. Их можно рассматривать как полициклическую ароматическую систему с короткими алифатическими цепями-заместителями, присутствие разнообразных гетероциклических соединений определяет их родство со смолами. В магнитном отношении и те, и другие должны обладать менее ярко выраженными диамагнитными свойствами, чем углеводородная часть нефти. Диамагнитная восприимчивость безводных нефтей линейно уменьшается с ростом содержания в них смол и асфальтенов [1].

Высокомолекулярные составляющие нефти – смолы и асфальтены относятся к веществам параэлектрического типа, их молекулы полярны и величины дипольного момента молекул возрастают с увеличением молекулярного веса.

Магнитная восприимчивость углеводородов, содержащихся в нефти, так же различна и зависит от числа атомов углерода в молекуле. Кроме того, в нефти содержится

большое число различных элементов в виде солей, ионов, механических примесей и капелек воды. Поэтому при воздействии электромагнитным полем на нефть должно наблюдаться изменение реологических и физико-химических свойств нефти, что подтверждается результатами лабораторных исследований [3]. Эти исследования показывают, что при воздействии полей на нефть изменяется вязкость, температура застывания, статическое напряжение сдвига. Значение коэффициента поверхностного натяжения, при воздействии полем напряжённостью  $56 \times 10^3$  А/м, увеличилось на 10%.

В переменном магнитном поле, вследствие неоднородности электрических и магнитных свойств веществ, составляющих нефть, происходит сложный процесс взаимоперемещений молекул и частиц, что приводит к разрыву оболочек и образованию зародышей кристаллов парафина. Появившиеся в нефти зародыши твёрдой фазы обладают большой поверхностью раздела, и они быстро растут в объёме нефти, т.е. при воздействии поля процесс кристаллизации парафина переносится с поверхности раздела (нефть – стенка оборудования) в объём. При дальнейшем изменении термодинамических параметров укрупнение кристаллов происходит в объёме нефти и, как показывают исследования [3], парафинизация оборудования резко снижается. Наличие в нефти капелек воды увеличивает эффективность воздействия электромагнитного поля.

Таким образом, можно отметить, что на эффективность процесса деэмульсации нефти существенное влияние оказывают физические методы, в частности, применение магнитной обработки. Варьируя параметры поля (напряжённость, частоту поля, длину солениода) и скорость протекания в нём жидкости, можно получить оптимальное соотношение параметров, обеспечивающее эффективность разделения водонефтяных эмульсий, предотвратить образование асфальтосмолопарафинистых отложений в оборудовании.

Магнитное поле в аппаратах для магнитной обработки создается в рабочих зазорах, через которые движется обрабатываемая жидкость [4]. Для осуществления магнитной обработки жидкостей разработано значительное количество различных аппаратов, конструкции и принцип действия которых описаны во многих научных работах и большом количестве патентов и авторских свидетельств (рис. 1), а использование магнитных устройств началось в пятидесятые годы прошлого века. Однако магнитная обработка хоть и имеет позитивное влияние на разделение нефтяных эмульсий, но не может обеспечить высокую степень разделения воды и нефти, что обусловлено статической природой намагничённости эмульсии.

Рассмотрим механическое воздействие на нефтяные эмульсии. Понятие «механоактивация» введено в литературу А. Смекалом [5]. Этот процесс определяется как изменение энергетического состояния, физического строения и химических свойств веществ под действием механических сил при диспергировании. Тонкое и сверхтонкое измельчение всегда сопровождается увеличением запаса свободной (внутренней и поверхностной) энергии измельченного продукта. Эту энергию с успехом можно использовать для увеличения эффективности последующих технологических процессов (ускорения химических реакций, повышения извлечения ценных компонентов, получения новых материалов и т.п.) [5].

Влиянию активации нефтяного сырья на его структуру, состав и характеристики в последнее время уделяется большое внимание. Этот процесс проводят с помощью

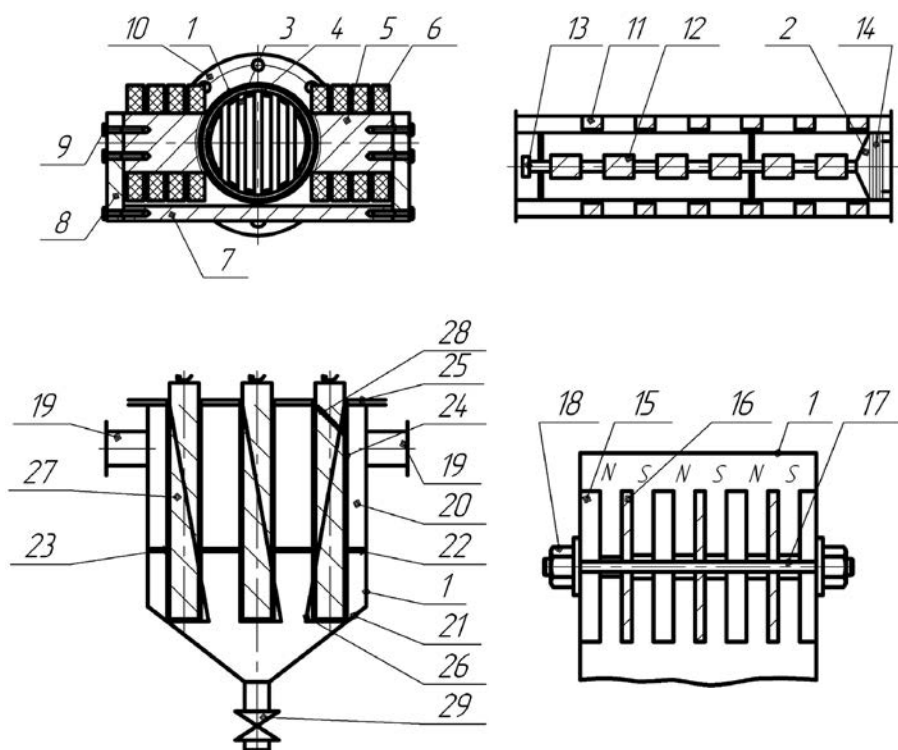


Рис. 1. Магнитные аппараты.

1 - корпус; 2 - втулка; 3 - ферромагнитные стержни; 4 - диамагнитная труба; 5 - полюсные наконечники; 6 - намагничивающие катушки; 7 - большой магнитопровод; 8 - малый магнитопровод; 9 - болты; 10 - фланцы; 11 - электромагнитные катушки; 12 - электромагнитные стержни; 13 - напорный диск; 14 - пружина; 15 - активный элемент; 16 - пассивный элемент; 17 - несущий стержень; 18 - гайка; 19 - патрубок; 20 - зона осаждения; 21 - бункер; 22 - перегородка; 23 - отверстие; 24 - трубы; 25 - кровля; 26 - направляющие; 27 - цилиндры; 28 - источник магнитного поля; 29 - кран [4].

нефти в работе [3], однако комплексное магнитное и механическое влияние на промежуточные слои остаётся пока не исследованным.

Таким образом, возникает, необходимость в проведении исследований по совместному механо-магнитному воздействию на нефтяные эмульсии промежуточных слоёв, т.к. большинство установок подготовки нефти не имеют в своём составе оборудования для разрушения промежуточных слоёв, отсутствует технология проведения этого процесса. Для проведения указанных исследований разработан, показанный на рис. 3, экспериментальный стенд.

Стенд состоит из термостата 1, центробежного насоса 2, аппарата магнитной обработки 3, дезинтегратора 4, отстойника 5, буферной ёмкости 6, датчика температуры 7.

Нефтяная эмульсия 9 промежуточного слоя помещается в буферную ёмкость 6, находящуюся внутри термостата 1, заполняемого рабочим агентом (водой) 8, который выполняет роль водяной бани. Затем термостат включается в электросеть напряжением 220 В. Эмульсия нагревается до 80–90 °С, при этом температура нагрева контролируется и автоматически поддерживается с помощью датчика температуры 7. После нагрева нефтяной эмульсии 9, запускается центробежный насос 2.

специальных устройств, которые называют – дезинтеграторами.

Дезинтегратор состоит из двух вращающихся в разные стороны роторов 6 и 7, каждый из которых насажен на отдельный вал 4, 5 или непосредственно на вал электродвигателя (рис. 2). На вертикальных дисках 1 и 2 роторов по концентрическим окружностям установлены била (пальцы) 3. Роторы расположены так, что концентрические окружности с билами 3 одного ротора размещаются в концентрических окружностях с билами 3 другого ротора. Достоинствами дезинтеграторов являются высокая производительность, низкая металлоёмкость, высокая энергоёмкость.

В работе [3] было установлено, что эффект механического воздействия на нефть наблюдается только при температурах ниже температуры застывания, эффект механического разрушения тем более, чем больше скорость разрушения (величина разрушающего усилия) и время воздействия механического усилия, а так же то, что механическое воздействие на нефть способствует уменьшению вязкоупругих свойств нефти.

Исследования по влиянию магнитного поля на нефтяные эмульсии подробно рассмотрены в работах [1-4], механического воздействия на сырые

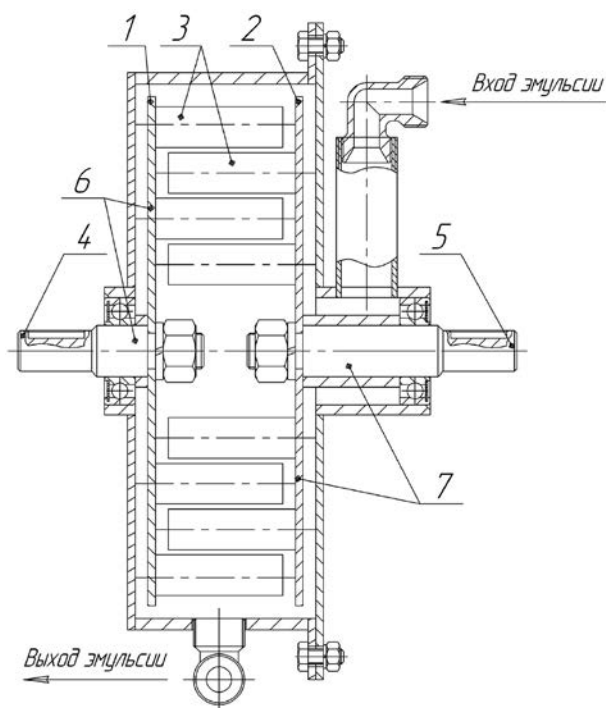


Рис. 2. Устройство дезинтегратора.

1, 2 – вертикальные диски; 3 – била (пальцы); 4, 5 – валы; 6, 7 – роторы.

Стенд может работать по нескольким вариантам:

1. Насос 2 подаёт эмульсию 9 в дезинтегратор 4, далее, прошедшая механическую обработку, эмульсия направляется в аппарат магнитной обработки 3, где эмульсия подвергается воздействию магнитного поля и поступает в отстойник 5, в котором происходит её отстаивание в течение 80–120 мин. с дальнейшим отбором проб 10, для контроля эффективности выполненной обработки. Для работы схемы по этому варианту должны быть открыты краны K1, K4, K6, K8 и закрыты краны K2, K5, K7.

2. Насос 2 подаёт эмульсию 9 в аппарат магнитной обработки 3 и далее в дезинтегратор 4, а затем в отстойник 5. Для работы схемы по 2-му варианту должны быть открыты краны K2, K3, K5, K6, K7 и закрыты краны K1, K4, K8.

3. Насос 2 подаёт эмульсию 9 в аппарат магнитной обработки 3, а затем в отстойник 5. Для работы схемы по 3-му варианту должны быть открыты краны K2, K3, K4 и закрыты краны K1, K5, K7, K8.

4. Насос 2 подаёт эмульсию 9 в дезинтегратор 4 и да-

лее в отстойник 5, минуя аппарат магнитной обработки 3. Для работы схемы по 4-му варианту должны быть открыты краны K1, K6, K7 и закрыты краны K2, K3, K4, K5, K8.

Работа стенда по нескольким вариантам позволит убедиться в эффективности комбинированного механо-магнитного воздействия на нефтяные эмульсии промежуточных слоёв, а так же определить последовательность установки аппаратов в технологической схеме.

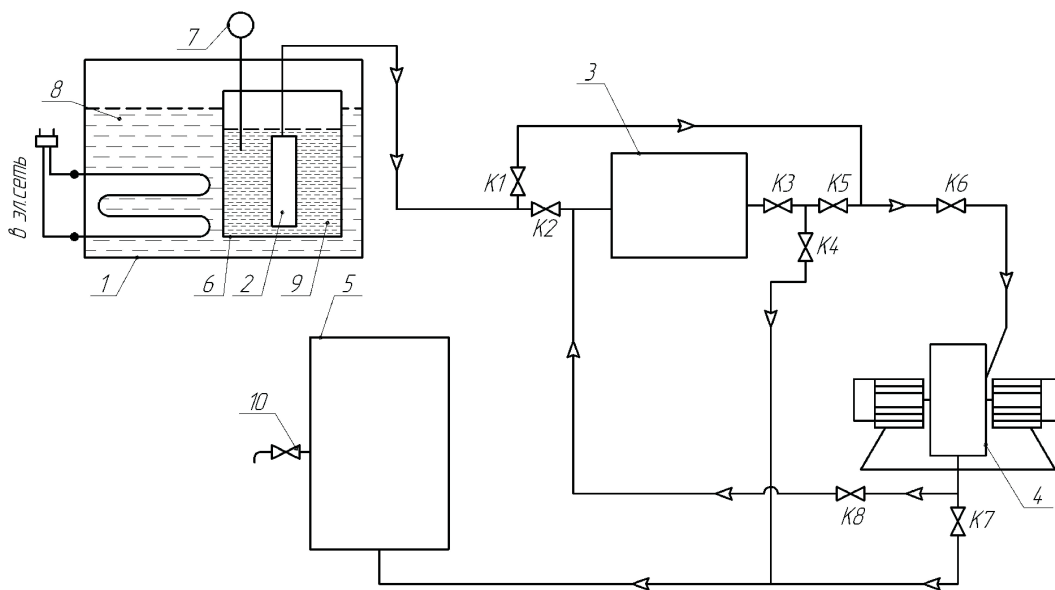


Рис. 3. Схема экспериментального стенда

1 – нагреватель; 2 – центробежный насос; 3 – аппарат магнитной обработки; 4 – дезинтегратор; 5 – отстойник; 6 – буферная ёмкость; 7 – датчик температуры; 8 – рабочий агент (вода); 9 – нефтяная эмульсия; 10 – пробоотборник; K1...K8 – краны шаровые (Рy16 Δy15).

## ЛИТЕРАТУРА

1. Мухаметшин В.Х. «Разработка методов физико-химического воздействия на продукцию нефтяных скважин для предотвращения осложнений их эксплуатации» // Диссертация на соискание учёной степени кандидата химических наук - Уфа, 2011.
2. Лесин В.И. «Особенности релаксации вязкости неньютоновской нефти после воздействия градиентами скорости и магнитными полями» // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. - №1. - с. 43-46.

3. Жуйко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей / Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук – Ухта, 2003 – 315 с.
4. Лаптев А.Б., Инюшин Н.В., Каштанова Л.Е. и др. «Аппараты для магнитной обработки жидкостей.» М.: - Недра, 2001. – 145 с.
5. [http://chemanalytica.com/book/novyy\\_spravochnik\\_khimika\\_i\\_tekhnologa/09\\_protsesty\\_i\\_apparaty\\_khimicheskikh\\_tekhnologiy\\_chast\\_I/5252](http://chemanalytica.com/book/novyy_spravochnik_khimika_i_tekhnologa/09_protsesty_i_apparaty_khimicheskikh_tekhnologiy_chast_I/5252)

# Автоматизация моделирования перемешивающих устройств нефтепродуктов и других жидкостей

Ю.В. Данилова; К.Э. Писаренко – канд. техн. наук;  
Р.Г. Шарафиев – доктор техн. наук  
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Способы перемешивания и выбор аппаратуры для его проведения определяются целью перемешивания и агрегатным состоянием перемешиваемых материалов. Независимо от того какая среда смешивается с жидкостью различают два основных способа перемешивания в жидких средах: механический (с помощью мешалок различных конструкций) и пневматический (барботаж сжатого воздуха пара или инертного газа).

Для перемешивания нефтепродуктов наиболее распространенным способом является механическое перемешивание. Механическое перемешивание осуществляется с помощью мешалок, которым сообщается вращательное движение. Мешалки делятся на лопастные, пропеллерные, турбинные и специального назначения (якорные, рамные и листовые). Лопастные, якорные, рамные и листовые мешалки относятся к тихоходным (частота вращения  $0,15...5 \text{ с}^{-1}$ ), а пропеллерные и турбинные – к быстроходным (частота вращения до  $40 \text{ с}^{-1}$ ).

Лопастные мешалки наиболее просты по конструкции, имеют две или несколько лопастей. Устанавливают их, как правило, на вертикальном валу, ось которого совпадает с осью аппарата. Диаметр лопастей определяется зависимостью  $d_m = (0,15...0,5) D$ , где  $D$  – внутренний диаметр аппарата; ширина лопасти  $b = 0,25 d_m$ . К недостаткам мешалок этого типа следует отнести низкое насосное действие мешалки (слабый осевой поток), не обеспечивающее достаточно полного перемешивания во всем объеме аппарата. Они сообщают жидкости в основном вращательное движение (тангенциальный поток). Развитие турбулентности в объеме перемешиваемой жидкости происходит медленно, циркуляция жидкости невелика. Поэтому лопастные мешалки применяют для перемешивания жидкостей, вязкость которых не превышает  $50 \text{ Па} \cdot \text{с}$ . Данные мешалки непригодны для перемешивания в аппаратах непрерывного действия. Чтобы обеспечить перемещение жидкости в вертикальном направлении, устанавливают наклонные лопасти под углом  $30...45^\circ$  к оси вала. Такая мешалка способна удерживать во взвешенном состоянии частицы вещества с малым удельным весом, скорость осаждения которых невелика. Мешалки с наклонными лопастями хорошо перемешивают жидкости средней вязкости и суспензии. В аппаратах значительной высоты на одном валу устанавливают несколько пар лопастей, повернутых друг относительно друга на  $90^\circ$ . Расстояние между отдельными

рядами выбирают в пределах  $(0,3...0,8) d_m$  в зависимости от вязкости перемешиваемой среды [1]. Лопастные мешалки используют в качестве перемешивающего устройства в баках для приготовления и хранения связующего, парафиновой эмульсии, ящиках непрерывной проклейки древесноволокнистой массы, смесителях и другом оборудовании цехов ДВП и ДСП. При больших объемах перемешиваемой жидкости применяют лопастные мешалки (мешальные бассейны) с горизонтальным расположением оси вращения лопастей [1].

Для перемешивания жидкостей вязкостью до  $100 \text{ Па} \cdot \text{с}$ , а также для перемешивания в аппаратах, обогреваемых с помощью рубашки или внутренних змеевиков, в тех случаях, когда возможны выпадение осадка или загрязнения теплопередающей поверхности, применяют якорные или рамные мешалки. Их поставляют комплектно с реактором. Они имеют форму, соответствующую внутренней форме аппарата. Диаметр мешалки соответствует  $(0,8...0,95) D$ , частота вращения  $(0,3...1,0) \text{ с}^{-1}$  [1].

Якорные мешалки применяют для перемешивания густых вязких сред, в частности синтетических смол в реакторах. Мешалка перемешивает все компоненты смолы, очищает стенки реактора, благодаря чему улучшается теплообмен и предотвращается перегрев массы [1].

Листовые мешалки имеют лопасти большей ширины, чем у лопастных мешалок. Они применяются для перемешивания маловязких жидкостей (вязкость менее  $0,5 \text{ Па} \cdot \text{с}$ ), интенсификации процессов теплообмена при проведении химических реакций в объеме и растворении. Для процессов растворения используют листовые мешалки с отверстиями в лопастях. При вращении такой мешалки на выходе из отверстий образуются струи, способствующие растворению твердых материалов. Листовые мешалки устанавливают на расстоянии  $h = (0,2...0,5) D$  от дна сосуда, лопастные мешалки – на расстоянии  $h \leq 0,3 D$ . Для листовых мешалок  $d_m = (0,3...0,5) D$ , ширина лопасти  $b = (0,5...1,0) D$ .

Частота вращения лопастных и листовых мешалок в зависимости от вязкости перемешиваемой среды изменяется от  $0,5$  до  $5,0 \text{ с}^{-1}$ , причем с увеличением вязкости и ширины лопастей скорость вращения мешалки уменьшается [1].

Для предотвращения образования на поверхности жидкости воронки, ухудшающей условия перемешивания, к стенкам аппарата вдоль образующей крепят отражательные перегородки – вертикальные планки шириной  $0,1 D$ .

При большой вязкости жидкости во избежание образования застойных зон за перегородками их устанавливают на расстоянии от стенки, равном 0,2...1,0 ширины перегородки [1].

Пропеллерные мешалки применяют для интенсивного перемешивания жидкостей умеренной вязкости (до 4 Па·с), для растворения, образования взвесей, быстрого перемешивания, образования маловязких эмульсий, гомогенизации больших объемов жидкости. Эти мешалки изготавливают двух-, трех- и четырехлопастными с лопастями, изогнутыми по профилю гребного винта. Наибольшее распространение получили трёхлопастные пропеллеры. Пропеллерные мешалки создают преимущественно осевые потоки - обладают большим насосным эффектом, что особенно необходимо для предотвращения оседания твердой фазы в суспензиях. Пропеллерные мешалки следует устанавливать в цилиндрических аппаратах с выпуклыми днищами. При установке их в прямоугольных баках или аппаратах с плоскими днищами интенсивность перемешивания падает вследствие образования застойных зон (это не относится к мешалкам с горизонтальным валом) [1]. Интенсивность перемешивания пропеллерной мешалкой резко возрастает при смещении вала мешалки с осевой линии аппарата и при наклоне вала на угол 10–20° к вертикали. Для улучшения перемешивания больших объемов жидкости и организации направленного течения жидкости (при большом отношении высоты к диаметру аппарата) пропеллер иногда заключают в диффузор [1]. Для пропеллерных мешалок принимают следующие соотношения основных размеров: диаметр мешалки  $d_m = (0,2...0,5) D$ ; расстояние от мешалки до дна сосуда  $h = (0,5...1,0) d_m$ ; высота уровня жидкости в сосуде  $H = (0,8 ...1,2) D$ . Число оборотов пропеллерных мешалок достигает 40 в секунду [1]. Недостатком пропеллерных мешалок является сложность конструкции и сравнительно высокая стоимость изготовления.

Турбинные мешалки имеют форму колес водяных турбин с плоскими, наклонными или криволинейными, лопатками, укрепленными, как правило, на вертикальном валу. Турбинные мешалки обеспечивают хорошее перемешивание вязких жидкостей и суспензий (до 20 Па·с). Они используются для быстрого растворения, эмульгирования, диспергирования, для образования взвесей (размер частиц для закрытых мешалок может достигать  $2,5 \cdot 10^{-2}$  м), при проведении химических реакций, абсорбции газов и интенсификации тепловых процессов. Для перемешивания в больших объемах турбинные мешалки менее пригодны, чем пропеллерные мешалки [1]. В зависимости от области применения турбинные мешалки обычно имеют диаметр  $d_m = (0,15...0,65) D$  при  $H_{ж}/D \leq 2$ . При значительной высоте аппарата устанавливают на валу две или три мешалки. Турбинка располагается близко ко дну – на расстоянии  $h = (0,25...0,35) d_m$  [1]. Мощность, потребляемая турбинными мешалками, работающими в аппаратах с отражательными перегородками, практически не зависит от вязкости среды.

Выбор мешалки определяется условиями проведения процесса и вязкостью перемешиваемой среды. В основу их сравнительной оценки могут быть положены две наиболее важные характе-

ристики: 1 – интенсивность перемешивающего устройства; 2 – эффективность его действия [3].

Интенсивность перемешивания определяется временем достижения заданного технологического результата или числом оборотов мешалки при фиксированной продолжительности процесса. Действие мешалки будет тем более интенсивным, чем меньше время перемешивания (при  $n = \text{const}$ ) или чем меньше число её оборотов (при  $\tau_{\text{об}} = \text{const}$ ) [3].

Эффективность перемешивающего устройства определяется затратами энергии, необходимой для достижения заданного технологического результата. Например, в процессах получения суспензий эффективность перемешивания характеризуется степенью равномерности распределения твердой фазы в объеме аппарата; при интенсификации тепловых и диффузионных процессов – отношением коэффициентов тепло – или массоотдачи при перемешивании и без него; в процессах приготовления эмульсий – диаметром дисперсной фазы или суммарной площадью контакта фаз [3]. Для экономичного проведения процесса перемешивания желательно, чтобы требуемый эффект перемешивания достигался за наиболее короткое время. При оценке расхода энергии перемешивающим устройством следует учитывать общий расход энергии за время, необходимое для обеспечения заданного результата перемешивания [3].

Таблица 1. Мешалки для жидкости.

Тип мешалки	Метод проектирования / формулы и применяемые стандарты (ГОСТ и т.п.)
Лопастные мешалки	<p>Площадь лобовой поверхности лопатки:  <math>F_{л} = b \cdot h \cdot \sin \beta</math>                      где: <math>b</math> – длина лопатки;  <math>h</math> – высота лопатки;  <math>\beta</math> – угол наклона лопатки к направлению движения.                      Окружная скорость центра тяжести лопатки:  <math>w = \pi \cdot r_0 \cdot n / 30</math>                      где: <math>r_0</math> – расстояние от центра тяжести лопатки до оси вращения;  <math>n</math> – частота вращения.                      Масса жидкости, вытесняемая лопаткой:  <math>G = F_{л} \cdot w \cdot \rho \cdot g</math>                      где: <math>\rho</math> – плотность жидкости</p>
Пропеллерные мешалки	<p>Осевая скорость перемешиваемой жидкости:  <math>w_0 = (H \cdot n \cdot \cos^2 \varphi) / 60</math>                      где: <math>H</math> – шаг винта;  <math>n</math> – частота вращения;  <math>\varphi</math> – угол подъема винтовой линии.</p>
Турбинные мешалки	<p>Мощность в кВт, расходуемая турбинными мешалками:                      - при турбулентном режиме:  <math>N = (0,736 \cdot k \cdot v / 75) \cdot \rho \cdot n^2 \cdot d^3</math>                      - при ламинарном режиме:  <math>N = (0,736 \cdot k / 75) \cdot \rho \cdot n^3 \cdot d^5</math>                      где: <math>k</math> – опытный коэффициент;  <math>v</math> – кинематическая вязкость жидкости;  <math>\rho</math> – плотность жидкости;  <math>n</math> – частота вращения мешалки;  <math>d</math> – диаметр мешалки.</p>

**Таблица 2.** Ориентировочные характеристики условий применения различных типов перемешивающих устройств.

Тип мешалок	Объем жидкости, перемешиваемой одной мешалкой, в м <sup>3</sup>	Содержание твердой фазы при суспендировании, в %	Динамическая вязкость перемешиваемой жидкости, в кг/(м·с)	Окружная скорость мешалки в м/с	Частота вращения мешалки, в с <sup>-1</sup>
Лопастные	до 1,5	до 5	до 0,01	до 1,7-5,0	0,3-1,35
Пропеллерные	до 4,0	до 10	до 0,06	до 4,5-17,0	8,5-20,0
Турбинные:					
Открытые	до 10,0	до 60	до 1,00	до 1,8-13,0	0,7-10,0
Закрытые	до 20,0	До 60 и больше	до 5,00	до 2,1-8,0	1,7-6,0
Специальные	до 20,0	до 75	до 5,00	до 6,0-30,0	1,7-25,0

Процесс перемешивания в гидродинамическом отношении сводится к внешнему обтеканию твердых тел потоком набегающей жидкости. В общем случае лопасти мешалки при вращении выполняют работу, связанную с преодолением сопротивления сил инерции и сил трения перемешиваемой жидкости. Удельное значение этих сил различно в пусковой и рабочий периоды работы мешалки. Так, при пуске мешалки её лопасти встречают особенно большое сопротивление со стороны жидкости, инерцию массы которой необходимо преодолеть. По мере приведения жидкости в движение работа мешалки все больше затрачивается на преодоление внутренних сопротивлений в жидкости (трения, вихревых движений, ударов жидкости о стенки и т. д.). Поэтому пусковая мощность всегда превышает рабочую. Поскольку пусковой период относительно небольшой, электродвигатель обычно подбирают по рабочей мощности мешалки, учитывая возможность кратковременного увеличения крутящего момента на его валу в пусковой период и используя в расчетах известную критериальную зависимость  $Eu_M = F(Re_M)$ . Однако существующие формулы для расчета мощности мешалок еще недостаточно совершенны; в них не учитывается расход энергии, связанный с шероховатостью стенок и наличием дополнительных устройств в аппарате (змеевиков, гильз, перегородок и т. д.).

Как показывает практика работы конструкторских бюро ряда крупных заводов, для правильного выбора электродвигателя мощность, подсчитанную по формуле для рабочей мощности, в подавляющем большинстве случаев приходится увеличивать в 1,5-2 раза и более. Примерно во столько же раз пусковая мощность превышает рабочую. Принимая это во внимание, мощность, необходимую для нормальной работы мешалки, лучше рассчитывать по формулам, полученным для пускового периода. Основные методы, формулы и типы мешалок представлены в табл. 1.

Выбор того или иного типа мешалок определяется целевым назначением перемешивающих устройств и конкретными условиями протекания процесса. Какие-либо четкие рекомендации по этому вопросу пока не могут быть сформулированы. Поэтому при выборе того или иного типа перемешивающих устройств можно использовать ориентировочные характеристики условий целесообразного применения различных типов мешалок, приведенных в табл. 2.

Далее рассматривается модель Проектирования перемешивающего устройства «Как есть», в рамках которого применяются рассмотренные выше методы (рис. 1-4).

Для реализации описанной модели технологического процесса проектирования перемешивающих устройств возможно применение множества различных методов. Для выбора наилучшего из них, позволяющего достичь оптимального режима работы перемешивающего устройства определенных жидкостей, необходимо проводить трудоемкие расчеты с помощью каждого метода (провести расчеты с помощью каждого метода, сравнить полученные результаты и затем выбрать наилучший метод). Следовательно, существует потребность в унификации методов проектирования перемешивающих устройств жидкостей для снижения трудоемкости выбора наиболее подходящих



Рис. 1. Контекстная диаграмма модель Проектирование перемешивающего устройства «Как есть».

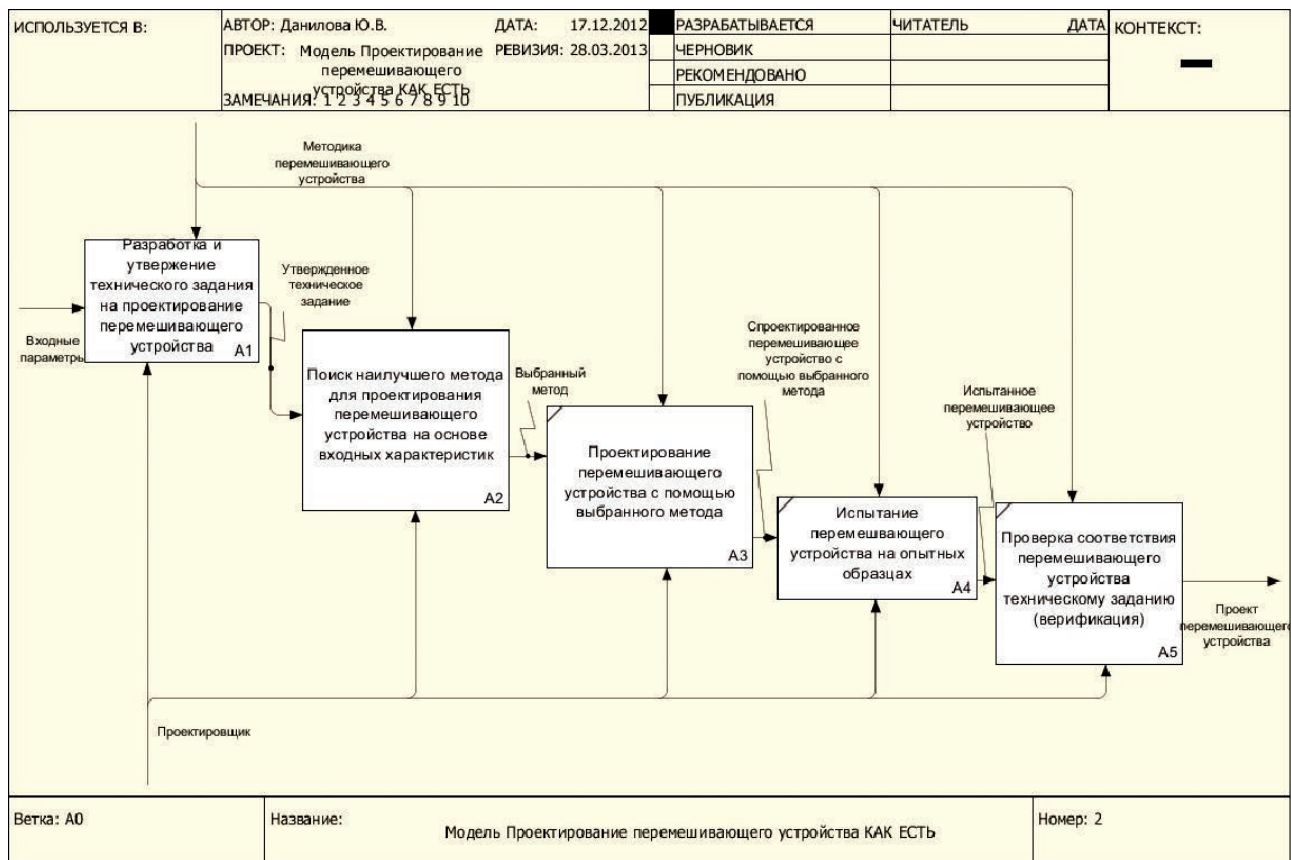


Рис. 2. Декомпозиция контекстной диаграммы модель Проектирование перемешивающего устройства «Как есть».

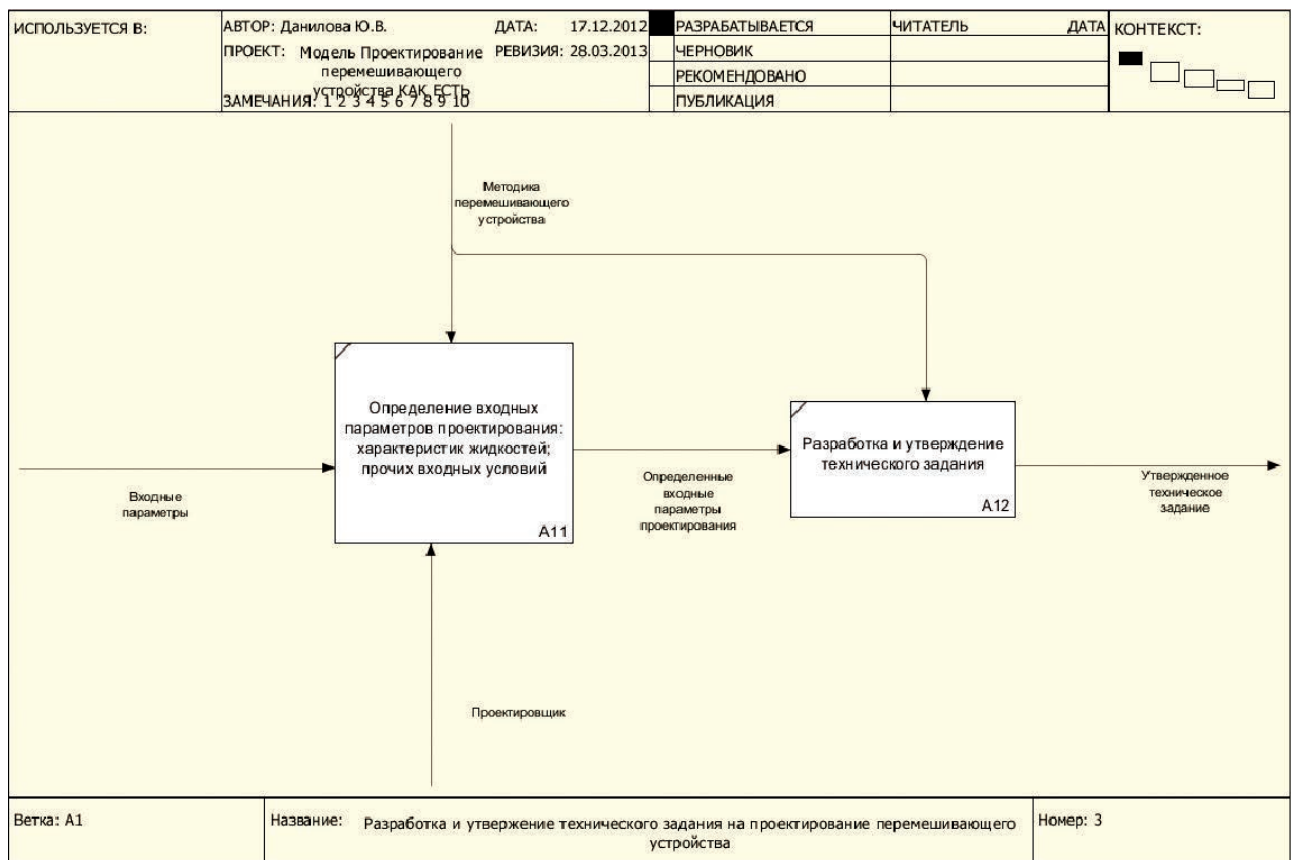


Рис. 3. Декомпозиция блока "Разработка и утверждение технического задания на проектирование перемешивающего устройства".



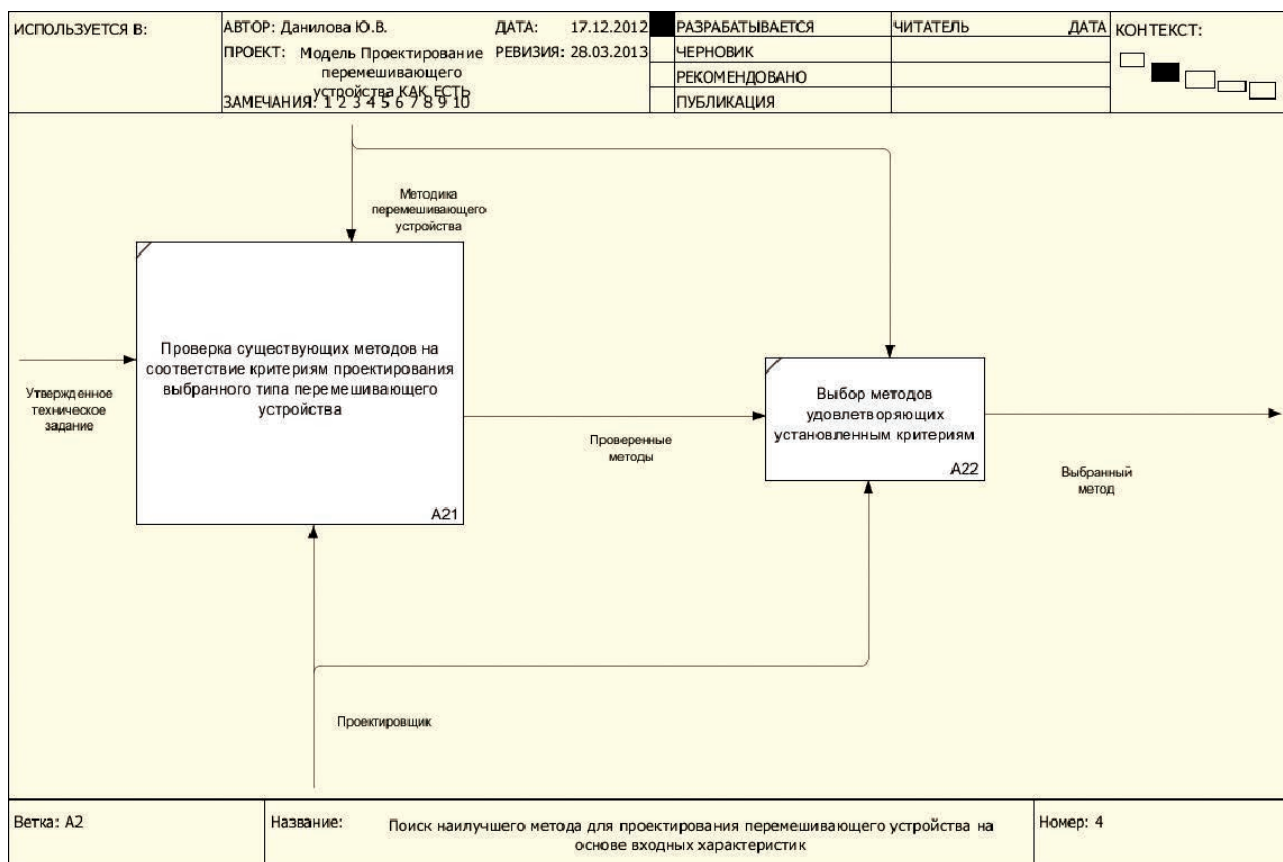


Рис. 4. Декомпозиция блока "Поиск наилучшего метода для проектирования перемешивающего устройства на основе входных характеристик".

для каждого конкретного типа жидкостей с учетом прочих условий и требуемых характеристик перемешивающих устройств [1].

На рис. 5–7 представлена модель проектирования перемешивающего устройства "Как должно быть":

Существует потребность в унификации методов проектирования перемешивающих устройств жидкостей для снижения трудоемкости выбора наиболее подходящих для каждого конкретного типа жидкостей с учетом прочих условий и требуемых характеристик мешалок [1]. Предлагается создать унифицированный метод проектирования мешалок позволяющий получать оптимальные выходные параметры за счет выбора оптимальных методов проектирования и расчета в зависимости от входных параметров (п. 4.1.1 ГОСТ 20680-2002). Применительно к рамным мешалкам метод позволит получать оптимальные значения выходных параметров при любых углах наклона лопастей мешалки.

Модель предлагаемого унифицированного метода проектирования перемешивающего устройства представлена на рис. 8. Для реализации метода предлагается создать специальный

программный продукт, реализующий следующие основные функции:

- ведение реестра методов проектирования перемешивающих устройств;
- расчет выходных параметров перемешивающих устройств с помощью методов из реестра;
- поиск метода позволяющего получать наивысшие значения показателей надежности мешалки при определенных углах наклона лопастей;
- поиск метода позволяющего получать наивысшие значения показателей надежности мешалки при наибольшем количестве углов наклона лопастей.

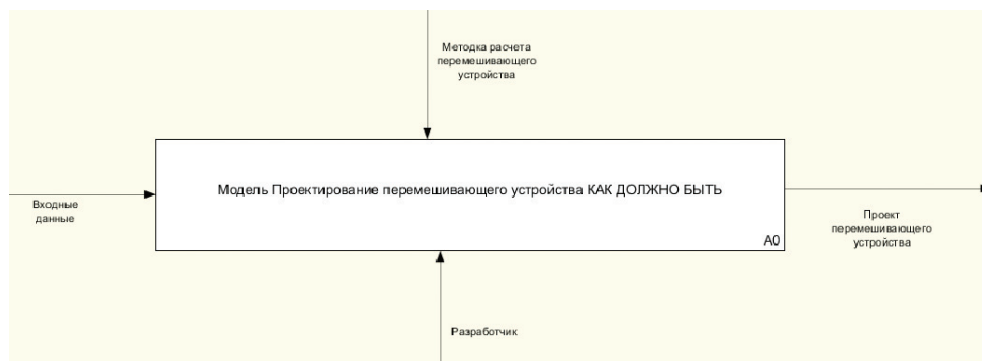


Рис. 5. Контекстная диаграмма модель Проектирование перемешивающего устройства «Как должно быть».

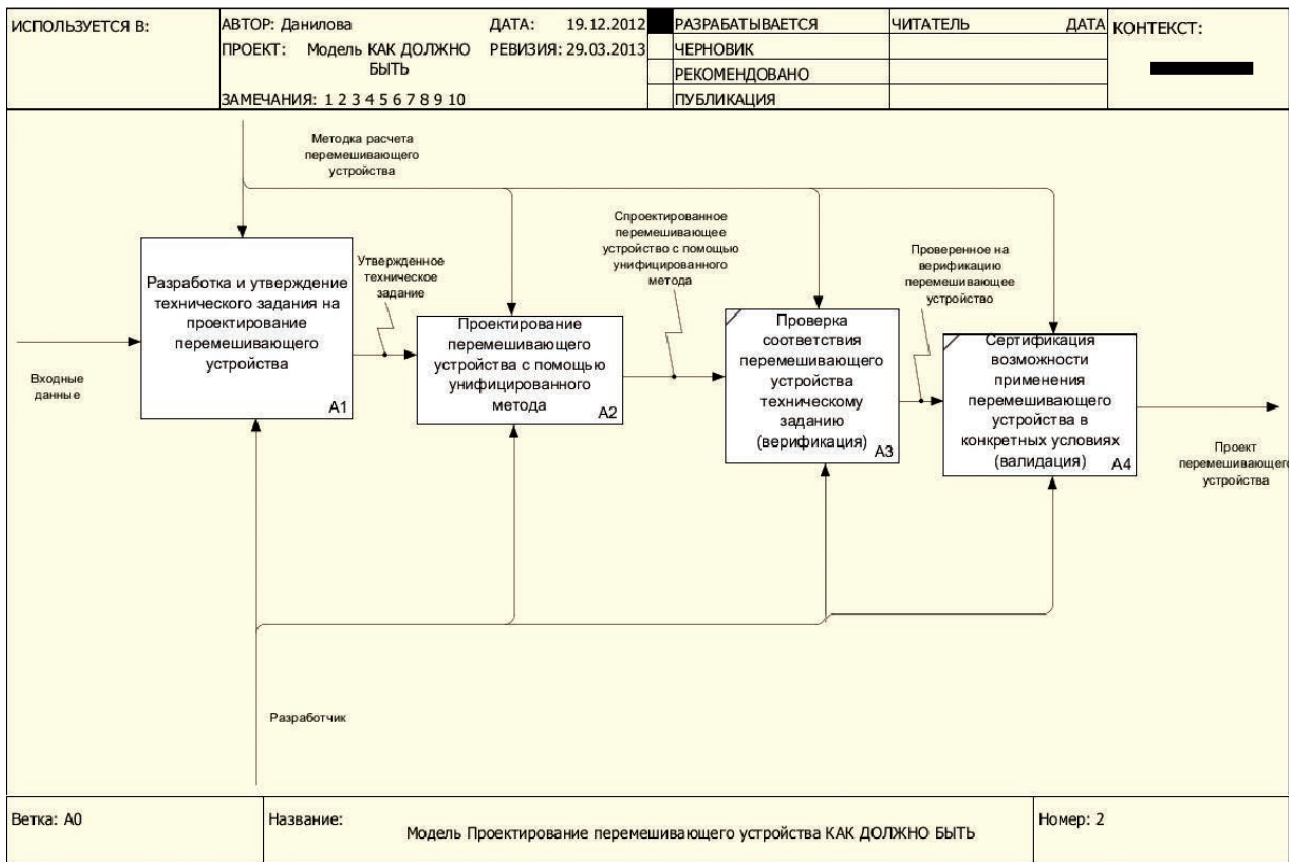


Рис. 6. Декомпозиция контекстной диаграммы модель Проектирование перемешивающего устройства «Как должно быть».

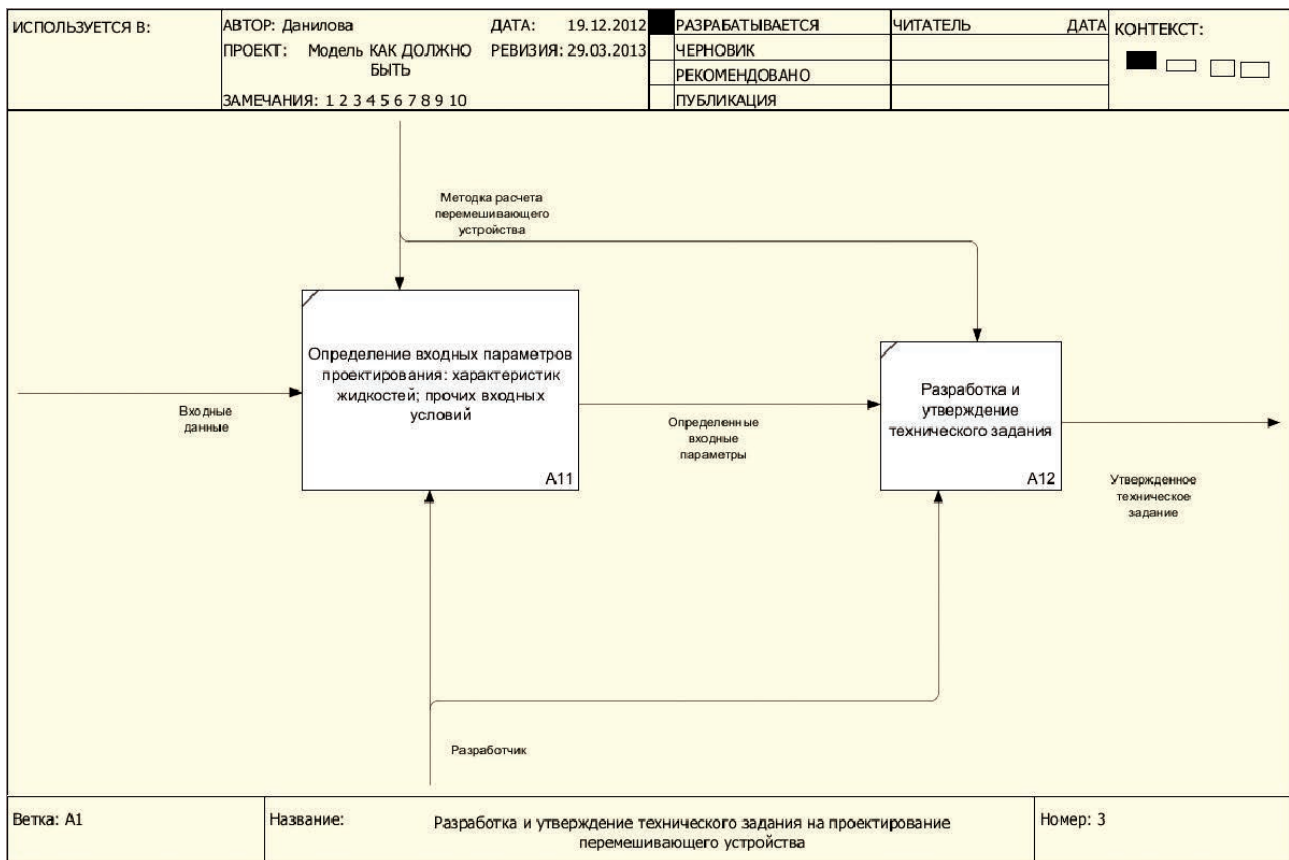


Рис. 7. Декомпозиция блока Разработка и утверждение технического задания на проектирование перемешивающего устройства.

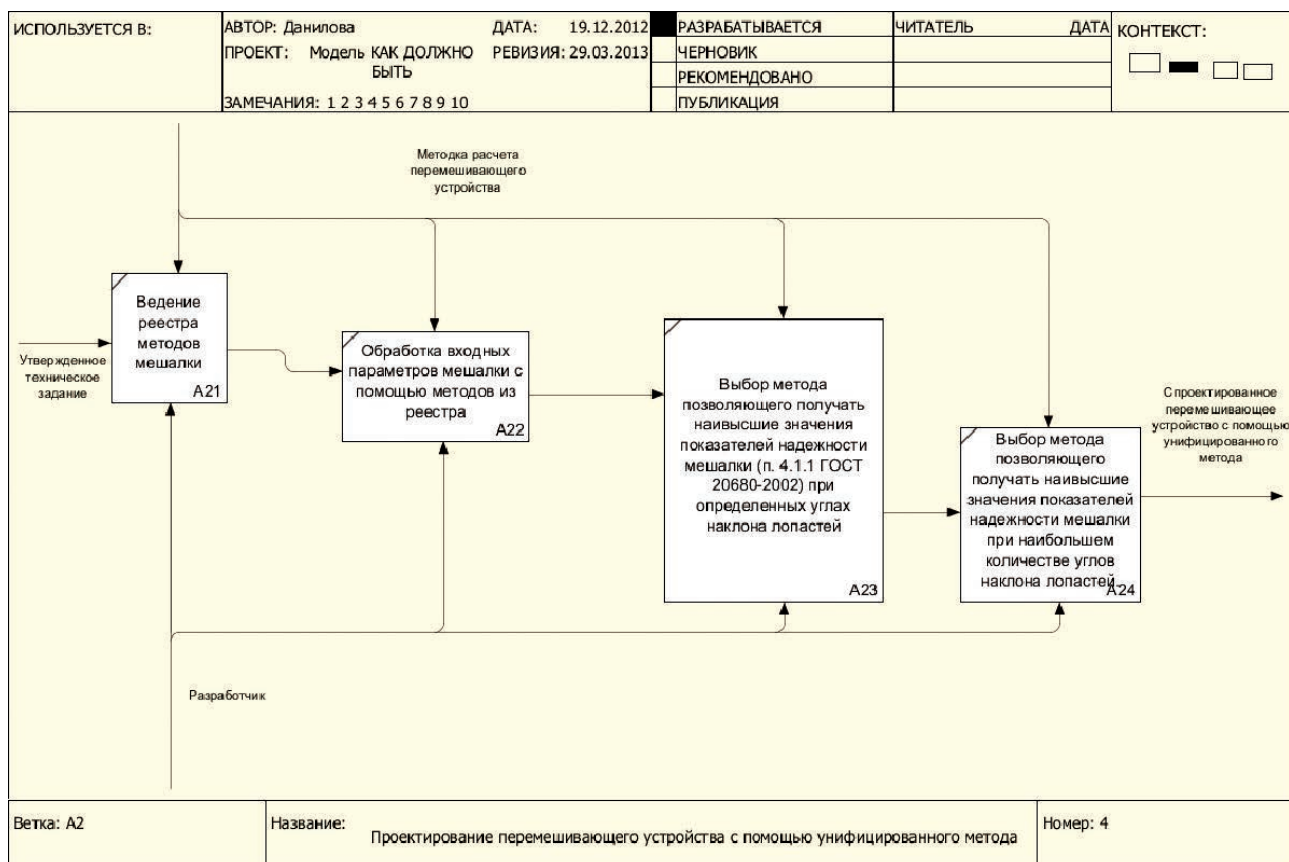


Рис. 8. Модель предлагаемого унифицированного метода проектирования перемешивающего устройства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брагинский Л.Н., Бегачёв В.И., Барабаш В.М. Перемешивание в жидких средах. – Л.: Химия, 1984. – 336 с.
2. ГОСТ 20680-2002. Аппараты с механическими перемешивающими устройствами. Общие технические условия – Введ. с 30.05.2002. – М.: 2002. – 16 с.
3. Васильцов Э.А., Ушаков В.Г. Аппараты для перемешивания жидких сред : справочное пособие. – Л.: Машиностроение, 1979. – 272 с.

# Электропроводность неорганического диэлектрика и жидкости – основа эффекта П.А. Ребиндера

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

На протяжении многих лет считается [1], что основным показателем жидкости, влияющим на прочность неорганических диэлектриков, является способность ее молекул или вводимых в нее химических веществ уменьшать удельную свободную поверхностную энергию (УСПЭ)  $\gamma_0$  разрушаемого тела при избирательной физической адсорбции молекул на ювенильных поверхностях, возникающих при росте трещины в твердом теле. Такое представление о механизме снижения прочности, сформулированное в 1928 г. на базе теории А.А. Гриффита, было для своего времени большим шагом вперед в понимании механизма влияния жидкости на разрушение твердых тел (адсорбционный эффект П.А. Ребиндера).

В дальнейшем физическая теория прочности А.А. Гриффита была усовершенствована: в известную формулу, связывающую прочность тела, длину  $l$  трещины и его УСПЭ, вместо  $\gamma_0$  была введена важнейшая прочностная характеристика твердого тела - эффективная энергия разрушения  $\gamma_{эфф} = \gamma_0 + \gamma_{п}$ , где  $\gamma_{п}$  - механические потери энергии, вызванные деформационными изменениями твердого тела в районе вершины растущей трещины (пластическая деформация),  $\gamma_0 \ll \gamma_{п}$ . Для металлов величина  $\gamma_{п}$  больше  $\gamma_0$  в  $10^2$ - $10^4$  раз [2].

За прошедшие десятилетия модифицированная теория разрушения А.А. Гриффита не была использована для углубления понимания природы эффекта П.А. Ребиндера: при выполнении приведенного неравенства не так важно, насколько изменится величина УСПЭ твердого тела, важно как отреагирует на появление жидкости слагаемое  $\gamma_{п}$  в выражении для эффективной энергии разрушения.

Доминирование представлений об избирательной физической адсорбции как причине снижения прочности неорганических диэлектриков в присутствии жидкости сдерживали развитие исследования в этой области на протяжении нескольких десятилетий.

Центральным вопросом физики разрушения неорганических диэлектриков является определение физической природы механических потерь энергии, сопровождающих их разрушение, и нахождение такой характеристики жидкости, которая определяет её индивидуальное воздействие на прочность. Полагаем, что такую характеристику мы получим, когда будем учитывать электризацию свежих поверхностей [3], сопровождающую рост трещин нормального отрыва при разрушении неорганических диэлектриков.

Появление разноименных электрических зарядов плотностью  $q_0$  на свежих противоположных поверхностях растущих трещин вызывает возникновение сильных электрических полей в полости трещин (до  $10^8$  В/м), эмиссию электронов с заряженной поверхности, энергия которых достигает  $10^5$  эВ и выше. Электризация свежих поверхностей при разрушении приводит к появлению механических потерь энергии электростатической природы: между сторонами растущей трещины нормального отрыва возникает дополнительное силовое взаимодействие, способствующее увеличению прочности диэлектрика [4]. Особенностью потерь энергии электростатической природы является снижение их во времени  $t$  в соответствии с величиной времени релаксации электрических зарядов [5].

Появление механических потерь энергии электростатической природы позволяет прочность диэлектрика представить в виде:

$$\sigma = (\sigma_P^2 + \sigma_{НР}^2)^{0.5},$$

где  $\sigma_P$  - равновесная компонента прочности, определяемая УСПЭ тела и размером  $l$  дефекта в нем:

$$\sigma_P = \sqrt{\frac{2 \cdot E \cdot \gamma_0}{\pi \cdot l}},$$

$\sigma_{НР}$  - неравновесная компонента прочности, зависящая от величины  $q_0$ , размера дефекта, времени релаксации электрических зарядов и времени  $t$  действия разрушающей нагрузки [4, 5].

Так как неравновесная компонента  $\sigma_{НР}$  прочности и, естественно, прочность  $\sigma$  диэлектрика, интенсивность  $J$  эмиссии электронов высоких энергий с его свежеразработанной поверхности, возникающей при сколе, определяются величиной плотности электрических зарядов, появляющихся на свежей поверхности диэлектрика, то при одинаковой подготовке образцов к исследованию должна наблюдаться симбатность изменения этих величин. Убедительно это экспериментально показано в [6]. Подчеркнем, в этом исследовании не объясняется причина симбатности изменения  $\sigma$  и  $J$ , но экспериментально показано наличие именно такой связи между этими величинами.

При разрушении неорганического диэлектрика в присутствии жидкости возникают два релаксационных тока, снижающих неравновесную компоненту  $\sigma_{НР}$  прочности

диэлектрика: ток  $j_1$ , текущий через жидкость, проникающую в полость растущей трещины к её вершине и обеспечивающий эффект П.А. Ребиндера, и ток  $j_2$ , текущий через разрушаемый диэлектрик, снижающий не только  $\sigma_{HP}$  и  $\sigma$ , но и ограничивающий величину эффекта П.А. Ребиндера.

Изменение прочности неорганического диэлектрика при разрушении его в присутствии жидкости зависит не только от времени  $\tau$  релаксации электрических зарядов в жидкости, от времени релаксации зарядов, создаваемого жидкостью при проникновении в полость растущей трещины, но и от времени  $T$  релаксации электрических зарядов в самом диэлектрике, т.е. от тока  $j_2$ . Иначе говоря, величина эффекта П.А. Ребиндера зависит от условий хранения диэлектрических образцов перед разрушением, от подготовки образцов к эксперименту и от времени релаксации электрического заряда, создаваемого жидкостью, в присутствии которой происходит разрушение, в полости растущей трещины во время разрушения образцов.

Снижение прочности образца диэлектрика с течением времени  $t$  происходит в соответствии с величиной времени релаксации электрических зарядов до величины  $\sigma_p$ : чем меньше время релаксации зарядов, тем быстрее происходит уменьшение неравновесной компоненты прочности и снижение прочности диэлектрика к равновесному значению  $\sigma_p$ .

Разупрочняющее действие полярных жидкостей на прочность неорганических диэлектриков связано с их «заземляющим» действием, которое обеспечивается большой электропроводностью этих жидкостей. «Заземляющее» действие жидкостей может быть усилено введением в исходную жидкость (чаще всего в воду) электролитов. Поверхностно-активные вещества также способны существенно уменьшить прочность диэлектрика, если при их растворении в воде образуют носители тока – ионы.

Чувствительность прочности диэлектрика к действию жидкости, величина эффекта П.А. Ребиндера, зависят от плотности  $q_0$  электрического заряда, появляющегося на свежесформированной поверхности: чем больше  $q_0$ , тем больше предрасположенность диэлектрика к эффекту П.А. Ребиндера. Следует ожидать, что интенсивность  $J$  эмиссии электронов, их энергия будут также характеризовать способность диэлектрика к изменению его прочности при разрушении в присутствии жидкости.

Значение  $T$  диэлектрика ограничивает не только величину эффекта П.А. Ребиндера, но и определяет длительность эмиссии и параметры эмиссии электронов высокой энергии, генерируемой свежей электризованной поверхностью диэлектрика. Эмиссия быстрых электронов происходит как в процессе разрушения диэлектрика в присутствии жидкости при появлении заряда  $q_0$  на свежей поверхности в вершине трещины, куда жидкость не проникла, так и с уже возникшей поверхности при сколе диэлектрика в вакууме под влиянием поля остаточных электрических зарядов  $q_{oc}$ , вызывающих постэмиссию.

Различие плотности зарядов  $q_0$  и  $q_{oc}$  определяется величиной  $T$  диэлектрика: чем больше время релаксации  $T$ , тем меньше разность  $q_0 - q_{oc}$ , длительней процесс постэмиссии, больше энергия эмиттируемых электронов. И наоборот: чем меньше  $T$ , тем больше отличие  $q_{oc}$  от  $q_0$ , короче длительность постэмиссии. Значительное снижение величины  $T$  гигроскопического диэлектрика, хранящегося во влажном воздухе, хорошо растворяющегося в воде, может обеспечить снижение плотности электрических зарядов, что приведет к снижению времени эмиссии электронов со свежей поверхности вплоть до ее отсутствия, уменьшению

эффекта П.А. Ребиндера. В большей степени это относится к поликристаллическим диэлектрикам, имеющим развитую когезионную поверхность контакта минеральных зерен, по которой молекулы воды имеют возможность проникнуть в диэлектрик, изменяя его электропроводность.

Аналогично выглядит ситуация и с измерением величины  $q_0$  на свежей диэлектрической поверхности при разрушении диэлектрика во влажном воздухе: малая величина времени  $T$  релаксации образца диэлектрика, не прошедшего процедуру обезвоживания, с одной стороны, и возникающий на свежей поверхности электропроводящий полимолекулярный слой воды толщиной  $\delta$ , с другой стороны, приводят к тому, что величина остаточной плотности  $q_{oc}$  электрических зарядов, измеряемая на свежесформированной поверхности спустя первые десятки секунд после разрушения, будет существенно меньше плотности  $q_0$  зарядов, появляющихся на свежей поверхности при росте трещины и влияющих на разрушение.

Уравнение, описывающее изменение интенсивности эмиссии электронов в зависимости от величины  $T$ , имеет вид, соответствующий уравнению релаксации электрического заряда [7], в котором коэффициент, стоящий в знаменателе и зависящий от «влажности воздуха, интенсивности воздушных потоков, природы кристалла» [7], есть время релаксации электрических зарядов  $T$ :

$$J = J_0 \cdot \exp\left(-\frac{t}{T}\right),$$

где  $J_0$  – интенсивность эмиссии, соответствующая величине заряда  $q_0$ ,  $t$  – длительность постэмиссии.

Примесная природа электропроводности неорганических диэлектриков (зависимость от присутствия в нем электролитических загрязнений), зависимость её от гигроскопичности диэлектрика, его влагопроницаемости, растворимости диэлектрика в воде определяет широкий диапазон изменения удельной объемной электропроводности диэлектрика. И обеспечивает изменение времени  $T$  релаксации в очень широком диапазоне, измеряемом порядками: от секунд до суток, недель.

Непостоянство величины  $T$  диэлектрика обеспечивает различный темп снижения плотности электрических зарядов на его свежей поверхности, определяет различную чувствительность прочности диэлектрика к действию воды (величину эффекта П.А. Ребиндера) при разрушении образцов неорганического диэлектрика, находившихся до эксперимента в различных условиях, и непостоянство значений параметров эмиттируемых электронов высоких энергий (энергия, плотность потока).

Растворение неорганического диэлектрика в жидкости, в присутствии которой происходит разрушение, – неременный атрибут эффекта П.А. Ребиндера. Появление ионов в жидкости при растворении диэлектрика существенно уменьшает величину  $\tau$  жидкости. Особенно тогда, когда жидкость изначально не является раствором (дистиллированная вода, например).

Следует ожидать, что прочность диэлектриков при разрушении в присутствии жидкостей, в которых они трудно растворимы, в меньшей степени будет подвержена изменению, чем прочность хорошо растворимых в этих жидкостях диэлектриков. Подчеркнем, вышесказанное справедливо, если в результате растворения в жидкости появляются носители тока – ионы.

Хорошо растворимые в воде минералы образуют водные растворы, обладающие большой электропроводностью. Если

сравнить по величине растворимости в воде некоторые минералы: LiF – 0,27 (18 °C), NaCl – 37,5 (20 °C), KCl – 34,2 (20 °C), KBr – 52,8 (0 °C), CaF<sub>2</sub> – 0,0016 (0 °C), CaCO<sub>3</sub> – 0,065 (20 °C), NaF – 4,28 (0 °C), MgO – 0,0062 (0 °C), SiO<sub>2</sub> – нерастворим [8], то совершенно очевидно, что электропроводность водных растворов электролитов NaCl, KCl, KBr будет многократно превосходить электропроводность водных растворов таких соединений, как CaCO<sub>3</sub>, LiF, CaF<sub>2</sub> и др. Например, удельная электропроводность насыщенных водных растворов таких диэлектриков, как CaCO<sub>3</sub>, CaF<sub>2</sub> на четыре порядка меньше величины электропроводности весьма растворимых в воде солей NaCl, KCl, KBr [9]. Именно по этой причине, мы полагаем, в [10] не было замечено влияние насыщенного водного раствора AgCl на прочность поликристаллов AgCl: если насыщенный водный раствор хлористого серебра при 25 °C имеет электропроводность  $3,14 \cdot 10^{-6} \text{ (Ом} \cdot \text{см)}^{-1}$ , а электропроводность чистой воды при этой же температуре равна  $1,6 \cdot 10^{-6} \text{ (Ом} \cdot \text{см)}^{-1}$  [11], то снижение прочности заметить значительно труднее, чем в присутствии насыщенного водного раствора соли NaCl, имеющего электропроводность  $2,513 \cdot 10^{-1} \text{ (Ом} \cdot \text{см)}^{-1}$ , т.е. значительно большую.

Подготовка образцов диэлектрика к определению параметров эмиссии электронов высокой энергии, к определению величины эффекта П.А. Ребиндера при разрушении образцов диэлектрика реализуется либо подсушиванием образцов в эксикаторе при размещении над поглотителями влаги CaCl<sub>2</sub>, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, либо высушивание образцов происходит в вакуумной камере при повышенной температуре. Такая тренировка образцов обеспечивает увеличение времени релаксации электрических зарядов диэлектрика  $T$ , т.е. обеспечивает замедление темпа снижения плотности электрических зарядов, появляющихся на свежей поверхности. Это приводит к увеличению интенсивности эмиссии электронов при сколе кристалла в вакууме, повышению чувствительности прочности диэлектрика к действию на него жидкости, в присутствии которой произойдет разрушение, способствует искусственному увеличению эффекта П.А. Ребиндера.

Малая величина  $T$  диэлектрика, хранившегося во влажном воздухе и не прошедшего процедуру обезвоживания перед проведением эксперимента, увеличивает релаксацию электрического заряда через диэлектрик, что приводит к снижению интенсивности эмиссии электронов высокой энергии вплоть до её исчезновения, снижает чувствительность диэлектрика к действию жидкости, т.е. уменьшает величину эффекта П.А. Ребиндера.

Обратим внимание на то, что именно с кристаллами NaCl, KCl, обладающими большой растворимостью в воде и гигроскопичностью, возникали сложности при обнаружении эмиссии электронов высокой энергии с их свежей поверхности: эмиссия электронов при сколе кристалла NaCl не была зафиксирована при первой попытке [12], когда образцы не подвергались обезвоживанию перед экспериментом. Вторая попытка [13] оказалась успешной потому, что перед проведением эксперимента образцы кристаллов NaCl, KCl подверглись обезвоживающей тренировке (выдержка над водопоглотителем P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, сушка при температуре 125 °C в течение трех часов), удалившей из кристалла значительную часть влаги и вызвавшей рост величины  $T$  диэлектрика. Аналогичный характер изменения параметров электронной эмиссии отмечен и при сколе кристаллического кварца: с более тщательным удалением влаги из образцов кварца отмечается возрастание потока электронов высокой энергии (до  $10^5$  эВ), эмитируемых со свежей

поверхности [14]. Эмиссия электронов высокой энергии со свежей поверхности аморфного неорганического стекла была зафиксирована нами [15] также только после термовакуумной тренировки образцов стекла.

Зависимость прочности неорганических диэлектриков от величины  $q_0$  [4] и результаты экспериментов [12, 13] свидетельствуют о том, что не только электризация свежих поверхностей, но и эффект П.А. Ребиндера при разрушении кристаллов NaCl, KCl будет менее выражен у тех образцов, которые не подвергались предварительной обезвоживающей тренировке, снижающей величину релаксационного тока  $j_2$ , текущего через диэлектрик.

Отсутствие контроля величины  $T$  разрушаемого диэлектрика, т.е. контроля тока релаксации  $j_2$  электрических зарядов, текущего через диэлектрик, приведет к неконтролируемому изменению плотности  $q$  электрических зарядов на свежей поверхности, определяющей чувствительность разрушаемого диэлектрика к действию жидкости, в присутствии которой происходит разрушение, к различным проявлениям эффекта П.А. Ребиндера при разрушении одного и того же диэлектрика: от отрицания эффекта у диэлектрика до фиксирования его максимальной величины для данного диэлектрика. Первое произойдет тогда, когда влага перед проведением эксперимента не удаляется из диэлектрика (в большей степени это будет свойственно гигроскопичным диэлектрикам, хорошо абсорбирующих воду и растворяющимся в воде), второе – когда влага максимально удалена из диэлектрика. Эффект П.А. Ребиндера будет постоянен только при контроле тока релаксации  $j_2$ , текущего через диэлектрик.

Подтверждением определяющего влияния возникающей при разрушении щелочногалоидных соединений электризации на изменение их прочности будет симбатность изменения прочности диэлектриков, измеренной в присутствии растворов, и изменение электрического сопротивления  $R$  этих растворов.

Для подтверждения или опровержения этого вывода мы обратились к работам [10, 16-18], в которых было исследовано влияние жидкостей различной полярности (смеси диоксан-вода, пропанол-гептан, вода) на прочность поликристаллов NaCl, KCl, KBr, KJ. Факт электризации свежих поверхностей при разрушении этих кристаллов известен [19, 20].

В [10, 18-20] для создания термодинамической равновесной границы раздела диэлектрик-жидкость последняя заранее насыщалась соответствующей солью марки ХЧ или Ч, т.е. разрушение образцов диэлектриков осуществлялось в присутствии насыщенных растворов. Мы воспроизвели используемые в [10, 16-18] растворы для измерения интересующих нас удельной электропроводности и относительной вязкости. Насыщение жидкостей солью производилось растворением ее в используемой жидкости при повышенной температуре с последующим охлаждением до комнатной.

Для измерения относительной вязкости использовался капиллярный вискозиметр ВПЖ-2 с диаметром капилляра  $7,3 \cdot 10^{-4}$  м.

Измерение электрического сопротивления  $R$  жидкостей от нескольких единиц Ом до  $10^6$  Ом производилось при помощи моста переменного тока Р-577 на частоте 1000 Гц. Сопротивление растворов выше  $10^6$  Ом измерялось тераомметром Е6-13. Electroды измерительной ячейки изготовлены из платиновой жести. Было обращено внимание на изоляцию и экранирование проводов. В приведенных ниже таблицах и рисунках указано значение постоянной измерительной ячейки  $K$ .

Проведенная в [10] подготовка образцов к исследованию влияния растворов на прочность поликристаллов NaCl, KCl, KBr, KJ включала высокотемпературный отжиг образцов. Это означает, что влияние тока  $j_2$  релаксации на изменение прочности поликристаллов было минимальным. В этом случае изменение прочности этих диэлектриков в присутствии насыщенных растворов будет определяться электропроводящими свойствами растворов.

Уместно заметить, что наблюдаемое в [10] снижение прочности поликристаллов сразу после нанесения насыщенного водного раствора электролитов на поверхность растягиваемого поликристалла, связаны с резким изменением условий релаксации электрических зарядов: при растяжении образца на его поверхности формируются трещины нормального отрыва, в полость которых сразу попадает электропроводящий раствор. Такого эффекта не будет, когда разрушается поликристалл, насыщенный водный раствор которого не обладает большой электропроводностью. Например, при разрушении поликристалла хлористого серебра, фтористого лития в насыщенных водных растворах соответствующих солей. И это было обнаружено в [10]: насыщенный водный раствор фтористого лития, как и насыщенный водный раствор соли AgCl на прочность поликристаллов хлористого серебра, не оказывает «заметного влияния на прочность LiF», но получило совсем другое «объяснение»: действие водных растворов на прочность поликристаллов NaCl, KCl, KBr было названо «специфическим, отсутствующим для ряда других солей».

Сопоставление измеренного нами электрического сопротивления  $R$  насыщенных водных растворов солей KCl, KBr, NaCl с изменением относительной прочности  $\sigma / \sigma_0$  цилиндрических образцов ионных поликристаллов KCl, KBr, NaCl при растяжении [10] показывает (табл. 1), что снижение электрического сопротивления растворов вызывает снижение относительной прочности поликристаллов. Здесь  $\sigma$  – прочность цилиндрических образцов поликристаллов на растяжение в присутствии насыщенных водных растворов,  $\sigma_0$  – прочность образцов на воздухе. Величина  $\sigma_0$  обеспечивается значением  $q_0$ ,  $T$  и величиной энергии связи диэлектриков.

**Таблица 1.** Сопоставление изменений относительной прочности поликристаллов щелочных галоидов [10] и электрического сопротивления насыщенных водных растворов.

Поликристалл	$\sigma / \sigma_0$	$R, \text{ Ом}, K = 156 \text{ м}^{-1}$
NaCl	0,22	7,30
KCl	0,18	4,92
KBr	0,15	4,37

Проведенное нами измерение электрического сопротивления  $R$  смеси диоксан-вода, насыщенной хлористым калием, показало, что с ростом полярной компоненты в смеси величина  $R$  изменяется в широком диапазоне (рис. 1). Резкое снижение сопротивления растворов происходит в начальной стадии роста концентрации воды в диоксане, затем темп снижения  $R$  замедляется. Столь же контрастным должно быть и изменение прочности поликристаллов

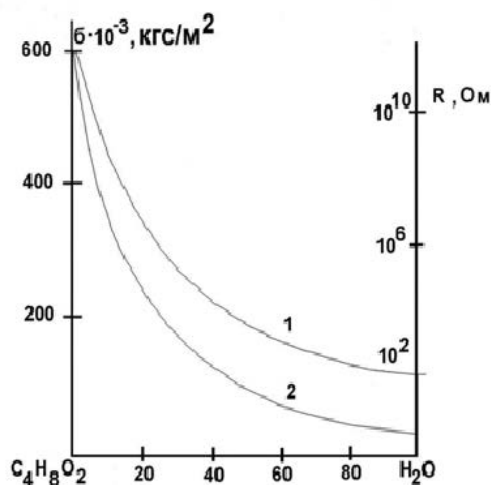


Рис. 1. Зависимость прочности при растяжении поликристаллических цилиндрических образцов хлорида калия от электрического сопротивления  $R$  насыщенных растворов:

1 – изменение прочности KCl в смесях диоксан-вода, вес.% [10];  
2 – изменение электрического сопротивления смесей диоксан-вода, объём.%.  $K = 120 \text{ м}^{-1}$ ,  $18 \text{ }^\circ\text{C}$ .

хлористого калия при разрушении их в этой смеси: резкое снижение прочности при появлении воды в диоксане и замедление снижения прочности при дальнейшем росте концентрации воды в диоксане.

Результаты проведенного в [10] измерения прочности поликристаллов KCl и наши измерения величины электрического сопротивления  $R$  насыщенных растворов диоксан-вода показали симбатность изменения прочности поликристаллов KCl и  $R$  растворов (рис. 1).

Нами не контролировалась чистота исходных жидкостей (наличие в них растворенной воды). По этой причине диапазон изменения  $R$  смесей, применяемых в [10], был еще более значителен.

Симбатность изменения прочности поликристаллов галогенидов калия (KCl, KBr, KJ) [16, 17] и  $R$  растворов наблюдается и при разрушении перечисленных диэлектриков в насыщенных соответствующими солями высокоомных растворах пропилового спирта в гептане (рис. 2).

Сравнение спада прочности поликристаллов KCl в присутствии насыщенной хлористым калием смеси диоксан-вода с уменьшением электрического сопротивления (см. рис. 1) и изменение измеренной нами относительной вязкости этой смеси  $h / h_w$  (рис. 3), где  $h$ ,  $h_w$  – коэффициент динамической вязкости жидкости и воды, соответственно, показывает, что влияние вязкости высокоомной смеси на изменение прочности поликристалла KCl не сказывается.

Иное воздействие на изменение относительной прочности поликристалла KJ оказала насыщенная йодистым калием смесь ацетон-вода, обладающая значительно меньшим электрическим сопротивлением по сравнению с величиной  $R$  смеси диоксан-вода, гептан-пропанол (рис. 4.A). В области малых концентраций воды в ацетоне изменение относительной прочности поликристалла KJ происходит в соответствии с изменением  $R$  смеси. Наблюдающееся в области средних концентраций воды в ацетоне нарушение симбатности изменения относительной прочности и величины электрического сопротивления  $R$  связано, по

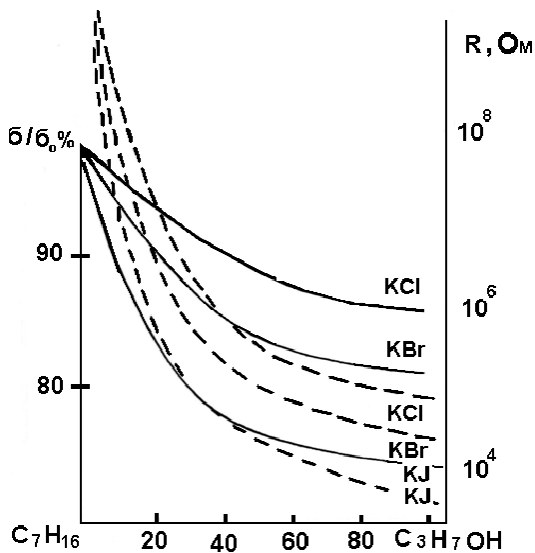


Рис. 2. Сопоставление изменения относительной прочности галогенидов калия в растворах пропилового спирта в гептане (вес.%),  $\sigma_0$  - прочность в чистом гептане [16, 17] и электрического сопротивления насыщенных растворов галогенидов калия в смесях пропилового спирта в гептане (объемн.%);  $K = 120 \text{ м}^{-1}$ .

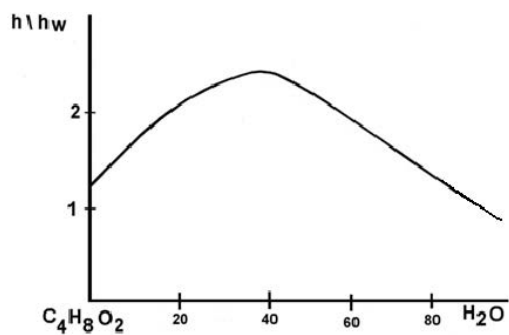


Рис. 3. Изменение относительной вязкости насыщенного раствора хлористого калия в смесях воды в диоксане.

нашему мнению, с увеличением механических потерь энергии электростатической природы в результате возрастания вязкости смеси (см. рис. 4.Б). При содержании воды в ацетоне, превышающем 55 вес.%, относительная прочность поликристалла КJ, как видно из рис. 4.А, вновь снижается. Это уменьшение относительной прочности легко понять, если принять во внимание, что в этой области концентраций воды в ацетоне происходит не только снижение  $R$  раствора, но и возрастание его текучести.

Меньшая прочность поликристалла КJ в метаноле и большая

растворимость его в этой жидкости по сравнению с величиной прочности поликристалла КJ в ацетоне и растворимостью его в нем [21] указывает на меньшее значение  $R$  насыщенного метанольного раствора КJ. Если учесть, что и вязкость насыщенных растворов смеси метанол-вода превышает вязкость смеси ацетон-вода (см. рис. 4Б), то не удивительно, что при разрушении поликристалла КJ в насыщенном водно-метанольном растворе наблюдается более сложное изменение относительной прочности поликристалла КJ при росте концентрации воды в метаноле (см. рис. 4А).

Снижение прочности поликристаллов, наблюдаемое при уменьшении электрического сопротивления насыщенных растворов, в присутствии которых осуществляется разрушение, представляет собой такой вариант временной зависимости прочности, когда разрушение диэлектрика происходит в присутствии жидких сред, обладающих различной величиной времени релаксации электрических зарядов, при постоянной скорости нагружения. Снижение прочности поликристаллов при уменьшении времени релаксации электрических зарядов происходит до равновесного значения  $\sigma_{II}$  - порога статической усталости.

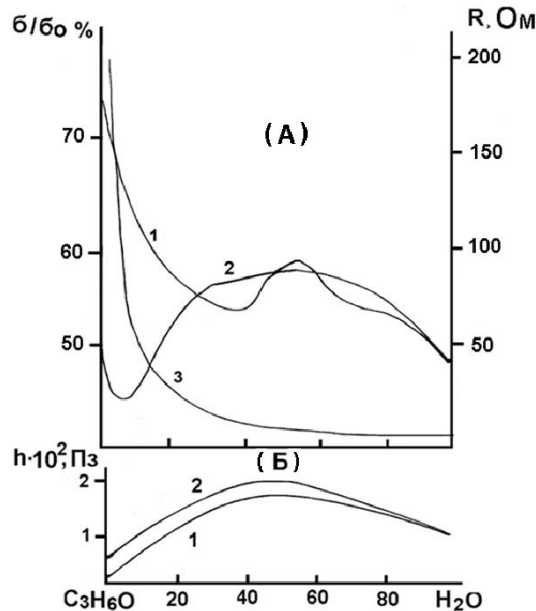


Рис. 4. А - изменение прочности поликристалла КJ в водно-ацетоновой (1), водно-метанольной (2) смеси (вес. %) [18] и изменение электрического сопротивления водно-ацетоновой смеси (3); Б - изменение вязкости водных растворов ацетона (1) и метанола (2), вес.% [18].

ЛИТЕРАТУРА

1. Ребиндер П.А., Шукин Е.Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформирования и разрушения // Успехи физических наук. - 1972. - Т. 108. - № 1. - с. 3-42.
2. Бартенев Г.М. Сверхпрочные и высокопрочные неорганические стекла. - М.: Стройиздат, 1974. - 240 с.
3. Дерягин Б.В., Кротова Н.А., Смилга В.П. Адгезия твердых тел. - М.: Наука, 1973. - 279 с.
4. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Физика. - 1985. - № 2. - с. 29-35.
5. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. М.: ОАО «НК «Роснефть», 2011. - № 11. - с. 36-38.
6. В.А. Кузнецов, Л.П.Янова, С.Н.Каллаев, С.Н.Толстая Зависимость параметров механоэмиссии щелочно-галоидных кристаллов от температуры отжига //Физика твердого тела. - 1975. - т. 16, вып.11. - с. 3507-3509.
7. Корнфельд М.И. Избыточные электрические заряды в щелочно-галоидных кристаллах // Физ. тв. тела. - 1968. - Т.10, в.8. - с. 2422-2430.



## ЛИТЕРАТУРА

8. Гороновский И.Т., Назаренко Ю.П., Некряч Е.Ф. Краткий справочник по химии. – Киев: Наукова думка, 1974. – 984 с.
9. Добош Д. Электрохимические константы. – М.: Мир, 1980. – 336 с.
10. Траскин В.Ю. Адсорбционное понижение прочности и пластичности ионных кристаллов: Автореф. дис. канд. хим. наук. М., 1970. – 20 с.
11. Киреев В.А. Курс физической химии. – М.: Химия, 1975. – 776 с.
12. Кротова Н.А., Карасев В.В. Исследование электронной эмиссии при раскалывании твердых тел в вакууме // Доклады АН СССР. – 1953. – Т.92, N3. – с. 607-610.
13. Хрусталева Ю.А. Исследование эмиссии электронов высоких энергий при нарушении адгезионного контакта и разрушении твердых тел: Дис. канд. хим. наук. – М., 1978. – 176 с.
14. Кротова Н.А., Линке Э., Хрусталева Ю.А. и др Эмиссия быстрых электронов при разрушении ионных кристаллов // Доклады АН СССР. – 1973. – Т. 208, № 1. – с. 138–141.
15. Евсеев В.Д., Кузнецов В.А. Особенности температурной зависимости прочности и интенсивности электронной эмиссии при разрушении неорганического стекла. – Томск, 1979. – 20 с. – Деп. в ВИНТИ 25.10.79, N 3361.
16. Скворцова З.Н., Траскин В.Ю. Разрушение щелочных галогенидов в присутствии спиртов предельного ряда // Физ. хим. механика материалов. – 1974. – т. 10, N 6. – с. 96-98.
17. Скворцова З.Н. Разрушение кристаллов щелочных галогенидов в водных растворах электролитов и полярных органических средах: Автореф. дис. канд. хим. наук. М.: 1974. – 20 с.
18. З.Н. Скворцова, В.Ю. Траскин, Н.В. Перцов, Е.Д. Шукин О роли связывания воды при разрушении щелочных галогенидов в водных растворах // Физ. хим. механика материалов. – 1974. – Т. 10, N 4. – С. 38-42.
19. Wollbrandt J., Linke E., Mayer K. Emission of high energy electrons during mechanical treatment of alkali halides // Phys. Status solidi (a). – 1975. – V. 27, № 2. – С. k53 - k55.
20. Беляев Л.М., Набатов В.В., Мартышев Ю.Н. О времени свечения в процессах трибо- и кристаллолюминесценции // Кристаллография. – 1962. – т. 7, вып.4. – с. 576-580.
21. Справочник по растворимости. Бинарные системы. – М.: Изд-во АН СССР, 1961. – т.1, кн.1. – 960 с.

УДК 622.692.4.07:620.179.16-033.3.

## Увеличение глубины прозвучивания ультразвуковых дефектоскопов

А.И. Попова – аспирант; Н.С. Вишневецкая – канд. техн. наук, доцент  
(Ухтинский государственный технический университет)

Рост требований к надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа вызывает необходимость подвергать тщательному входному контролю элементы будущего сооружения с целью обеспечения надежности его работы и безаварийной эксплуатации. При транспортировке больших объемов нефти и газа и высоких давлениях в магистральных трубопроводах важно еще на этапе входного контроля выявить низкое качество трубы и исключить её применение при монтаже опасного производственного объекта. В рамках совершенствования методики входного контроля обетонированных труб применяемых в строительстве магистральных трубопроводов проведены разносторонние экспериментальные исследования по выявлению и определению размеров единичных дефектов и дефектных зон в бетонном слое конструкции обетонированной трубы.

Основываясь на фундаментальных положениях лучевой акустики и результатах работ российских ученых Ю.М. Ра-

попорта, В.Е. Полякова, А.И. Потапова [1] отметим, что при использовании временного ультразвукового метода неразрушающего контроля бетона наличие дефекта характеризуется увеличением времени распространения ультразвуковых колебаний:  $\xi_t = t_D / t_0$ , где  $\xi_t$  - относительное изменение времени распространения колебаний, вызываемое дефектом;  $t_D$  - время распространения колебаний при наличии дефекта;  $t_0$  - время распространения колебаний в бездефектной зоне изделия.

Известно, что бетон может быть подвергнут дефектоскопии сквозным и поверхностным ультразвуковым прозвучиванием. Конструкция обетонированной трубы исключает сквозное прозвучивание бетона, поэтому для проведения экспериментального исследования использовался прибор "Пульсар" в модификации "Пульсар 1.2" с датчиками поверхностного прозвучивания с точечным акустическим контактом искателей к бетонной поверхности.

Устройство поверхностного прозвучивания в сборе представляет собой держатель с двумя ультразвуковыми преобразователями. Преобразователи оснащены конусными насадками, обеспечивающими сухой контакт без использования жидкостных смазок. Фиксированная база измерения при поверхностном прозвучивании составляет  $120 \pm 3$  мм. Глубина контролируемой зоны 4-5 см [2].

Схема установки датчиков поверхностного и сквозного прозвучивания представлена на рис. 1.

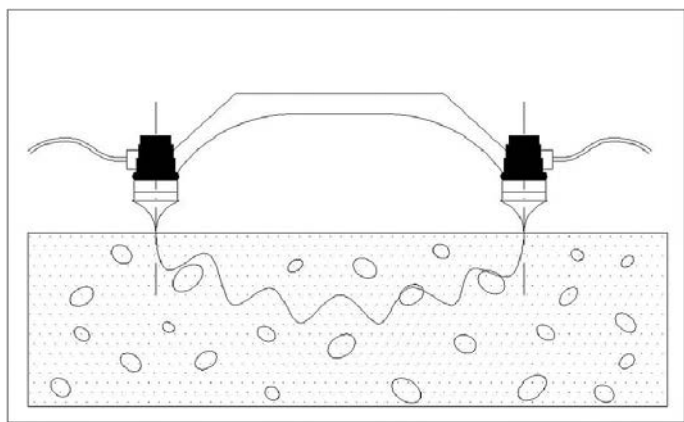


Рис. 1. Схема установки датчиков поверхностного прозвучивания.

Очевидно, что глубина прозвучивания стандартного переносного ультразвукового дефектоскопа "Пульсар 1.2", составляющая 4-5 см не достаточна для дефектоскопии бетонного слоя обетонированной трубы достигающего по толщине до 12-15 см [3, 4].

Для определения глубины  $H$  выявляемости пустотного включения при одностороннем ультразвуковом прозвучивании бетона создана опытная модель. В бетонном блоке были выбурены три отверстия диаметром 53 мм на различной глубине. Схема бетонного блока для проведения экспериментальных замеров представлена на рис. 2. Схема проведения замеров для определения чувствительности ультразвукового дефектоскопа при использовании временного метода и выявления места нахождения цилиндрических отверстий в бетоне представлена на рис. 3.

Ультразвуковые замеры времени прохождения производились с верхней стороны бетонной модели в бездефектной области и в области над выбуренными отверстиями. Обследование проводилось дефектоскопом "Пульсар 1.2" методом поверхностного прозвучивания с использованием датчиков с точечным акустическим контактом. Точки контроля, где величина  $\xi_t = t_D / t_0$  (относительное изменение времени распространения колебаний, вызываемое дефектом) составляло более чем 1,05, выявляли границы пустотного включения, определяя тем самым чувствительность прибора. Затем сопоставлялись глубина  $H$  обнаружения дефекта и база измерения (расстояние между точками акустического контакта датчиков) на поверхности бетонного слоя  $L$  при котором это изменение было зафиксировано.

Результаты определения границ пустотного включения при различной базе прозвучивания представлены в табл. 1. График чувствительности временного метода, полученный по результатам экспериментальных замеров ультразвуковым дефектоскопом "Пульсар 1.2", представлен на рис. 4.

По результатам замеров была установлена зависимость глубины  $H$  выявляемости дефекта от расстояния  $L$  между точками акустического контакта датчиков на поверхности бетонного слоя. Для опытного образца и рассматриваемых глубин расположения пустотного включения до 270 мм зависимость имеет линейный характер и описывается уравнением  $L = 102,89H - 9,6$ . При этом величина достоверности аппроксимации составляет  $R^2 = 0,9994$ .

Таким образом, для увеличения глубины прозвучивания используемого прибора до глубины 12-15 см необходимо увеличить расстояние между искателями до 200-250 мм. Изменение конструкции устройства, удерживающего конусные преобразователи, путем увеличения расстояния между искателями позволит увеличить глубину контролируемой зоны.

Для минимизации необследованных участков предлагается располагать участки контроля на поверхности бетона в шахматном порядке с шагом в  $4 \times 24$  см. При этом необходимо, чтобы ряды, образуемые перемещением прибора вдоль трубы, перекрывали друг друга с тем, чтобы не оставалось необследованных участков. Описанным способом следует предварительно разметить подлежащую контролю поверхность трубы. Расположение участков контроля на заданной площади бетонной поверхности датчиками поверхностного прозвучивания представлено на рис. 5.

К недостаткам предложенного способа отнесем его трудоемкость. Для сокращения времени проведения замеров

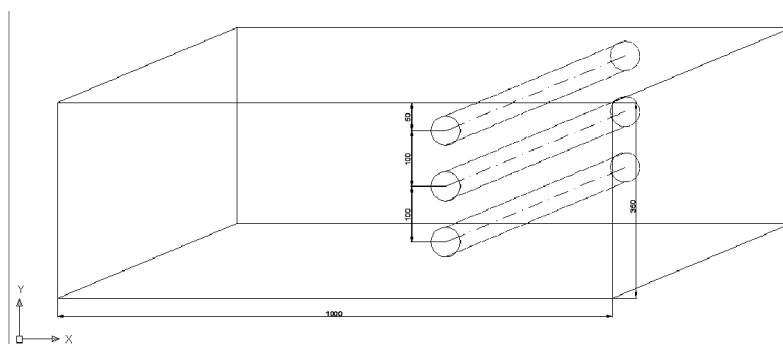


Рис. 2. Схема бетонного блока для проведения экспериментальных замеров.

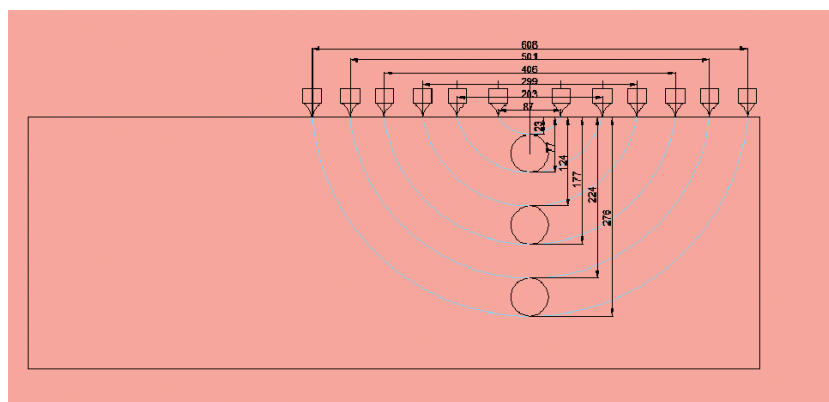


Рис. 3. Схема проведения замеров для определения чувствительности ультразвукового дефектоскопа.

**Таблица 1.** Результаты определения чувствительности прибора Пульсар.

Участок контроля	Отверстие 1		Отверстие 2		Отверстие 3	
	т. 1	т. 2	т. 3	т. 4	т. 5	т. 6
$L$ , мм	87	203	299	406	501	608
$H$ , мм	24	77	124	177	224	276

можно совместить несколько (3-5) преобразователей на одной рамной конструкции с фиксацией результатов отдельно по каждому контролируемому участку. Чтобы обеспечить максимальный акустический контакт необходимо, чтобы конусные искатели плотно прижимались к контролируемой поверхности, и кривизна рамы повторяла бы ее изгиб. При этом следует сохранять результаты в памяти прибора, что позволит автоматически выявить участки с максимальным отклонением времени прозвучивания от среднего значения. По величине изменения времени прозвучивания и по размеру области, где результаты замеров выявляют такие изменения, следует делать выводы о наличии и размерах включений в бетонном слое.

Схема установки устройства для поверхностного прозвучивания на бетонную поверхность трубы представлена на рис. 6.

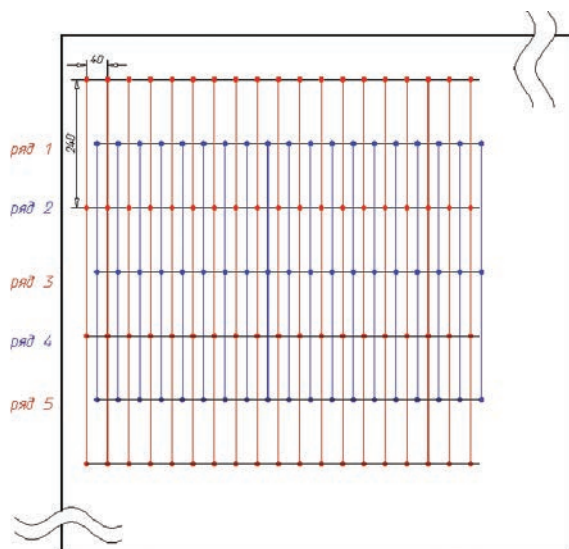


Рис. 5. Расположение участков контроля бетонной поверхности датчиками поверхностного прозвучивания.

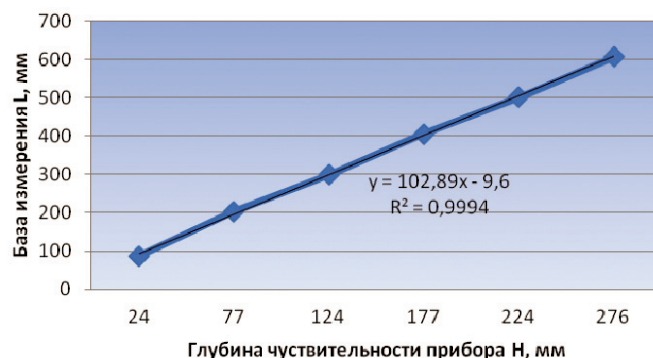


Рис. 4. График чувствительности временного метода.

Изменение конструкции устройства, удерживающего конусные преобразователи, и предлагаемая схема предварительной разметки бетонной поверхности позволяют минимизировать не обследованные участки бетона в контролируемой зоне.

Предложенный способ может быть использован для определения наличия и размера единичных включений и дефектных зон способом поверхностного прозвучивания при одностороннем доступе к объекту. Эти сведения необходимы для определения степени опасности обнаруженных дефектов и выработке рекомендаций по их устранению или переводе труб с незначительными дефектами для использования на береговых участках.

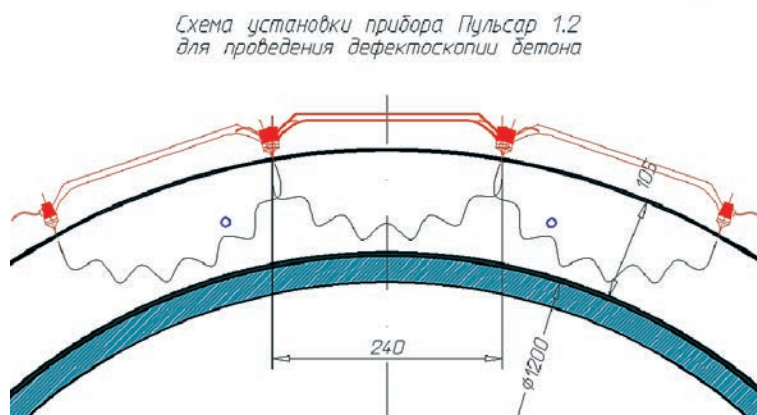


Рис. 6. Схема установки устройства для поверхностного прозвучивания на бетонную поверхность трубы.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Рапорт Ю.М. Ультразвуковая дефектоскопия строительных деталей и конструкций. – Л.: Стройиздат, Ленингр. отд., 1975. – 128 с.;
2. Измеритель времени распространения УЛЬТРАЗВУКА «ПУЛЬСАР-1» модификация «Пульсар – 1.2»: Руководство по эксплуатации, Паспорт. – М.: НПП «Интерприбор», 2001 – 41 с.;

3. Р Газпром 2-3.7-207-2008 Общие технические требования на трубы с балластным покрытием в металлополимерной защитной оболочке, в том числе с протекторами, для подводных трубопроводных систем. – разраб. ООО «ВНИИгаз»; утв. ОАО «Газпром» от 20.02.2008; введ. 2008-10-15. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 54 с.;
4. ГОСТ 17624-87 Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности. – взамен ГОСТ 17624-78 ГОСТ 24467-80; введен 1988-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 24 с.

# Информационная среда как основа образовательного и научно-инновационного сотрудничества в ТЭК

Г.В. Коршунов – проректор; Д.О. Юрьев – нач. отдела  
(Ухтинский государственный технический университет)

По инициативе Ухтинского государственного технического университета в рамках Национального научно-образовательного инновационно-технологического консорциума вузов минерально-сырьевого и топливно-энергетических комплексов был создан Международный информационный проект отраслевого медиа-сотрудничества вузов и компаний минерально-сырьевого и топливно-энергетического комплексов «UTime news – ВРЕМЯ УНИВЕРСИТЕТОВ». Проект запущен по адресу: [www.utimenews.org](http://www.utimenews.org).

Название проекта – «UTime news» дословно расшифровывается как «University time» или «Время университетов». Участниками проекта в настоящее время являются 18 вузов и 60 компаний минерально-сырьевого и топливно-энергетического комплексов из различных регионов России и СНГ: Альметьевск, Алматы, Архангельск, Баку, Владикавказ, Грозный, Гомель, Екатеринбург, Кемерово, Москва, Пермь, Самара, Санкт-Петербург, Тюмень, Уфа, Якутск и других городов.

Основными направлениями реализации проекта являются:

1. единый портал университетов и компаний на сайте проекта;
2. электронный журнал проекта «UTime news»;
3. совместная телевизионная информационно-образовательная программа университетов и компаний;
4. единая база данных научных и инновационных разработок вузов-партнеров проекта для предприятий отрасли;
5. интернет-радио проекта (в проработке);
6. информационная система «Кадровая политика предприятий ТЭК».

Единый портал университетов и компаний на сайте проекта [www.utimenews.org](http://www.utimenews.org).

В данном разделе представлены материалы от всех участников проекта по заранее определенным тематикам:

- образование и развитие, – обмен опытом в сфере образования, новые учебные программы, государственная и региональная образовательная политика, построение университетских комплексов, работа с абитуриентами;
- наука и инновации – научные исследования, инновации и создание новых решений и разработок для промышленности и общества;
- сотрудничество и проекты - ключевые проекты компаний в различных регионах мира, энергетическая безопасность, новые технологии, сотрудничество вузов

с предприятиями, бизнесом и зарубежными партнерами, инициативы для глобального развития;

- молодые профессионалы – истории лучших студентов, выпускников и молодых руководителей производства и бизнеса;
- информационные технологии – ИКТ в промышленности и обществе, новые разработки, технологии и продукты;
- социальная сфера - культура, спорт, социальная сфера, студенческая жизнь;
- специальный репортаж / интервью.

Раздел позволяет рассказать о деятельности всех участников, научно-инновационных проектах, мероприятиях и культурно-спортивных событиях в университетах и компаниях из разных уголков России и СНГ (участников проекта).

Портал ежедневно пополняется актуальными новостями от вузов и компаний. Поэтому с момента запуска проекта в новостной ленте присутствует более 9000 различных информационно-новостных материалов.

Первый выпуск электронного журнала проекта «UTime news» запланирован на сентябрь 2013 года с периодичностью примерно раз в квартал. Плановый объем – 80 страниц. В этот выпуск войдут лучшие новости с университетов и компаний (участников проекта) за январь-август 2012 года. Готовый выпуск журнала будет доступен для аудитории на сайте проекта «UTime news».

Одним из ключевых элементов проекта является совместная телевизионная информационно-образовательная программа университетов и компаний ТЭК на русском и английском языке, которая позволит наглядно показать молодежи перспективы отрасли и будущей профессии и рассказать о реализации важных и интересных научно-инновационных проектов и мероприятий. Основными целями телепередачи являются: продвижение образовательного, научно-инновационного сотрудничества, обмен опытом реализации проектов ТЭК в разных странах.

Первый выпуск телепередачи вышел в декабре 2011 года и получил позитивную оценку и популярность среди целевой аудитории. Все последующие выпуски выходили с периодичностью в один месяц. В настоящее время выпуски выходят 1 раз в неделю. Все выпуски телепередачи транслируются внутри университетов – участниках проекта. Планируется трансляция телепередачи по кабельному телевидению в городах присутствия участников проекта,

телепередача также доступна на сайте проекта и на канале Youtube.

Единая база данных научных и инновационных разработок вузов-партнеров проекта для предприятий топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплекса - данный раздел проекта призван информировать возможных партнеров из России и зарубежных стран лишь в том объеме необходимой информации (не раскрывая коммерческой тайны проекта), чтобы партнер нашел конкретную разработку, ознакомился с её описанием, конкурентными преимуществами и принял решение о контакте с обозначенным в заявке руководителем проекта. Эта база данных станет хорошим инструментом внедрения научно-инновационных разработок в производство и поможет выстроить хорошо организованную систему работы с потенциальными заказчиками инноваций – предприятиями ТЭК и другими внешними партнерами.

Данная база разработок это более двухсот научно-инновационных разработок по следующим направлениям:

- разработка и эксплуатация месторождений;
- лесные, деревообрабатывающие машины и материалообедение;
- транспорт и хранение углеводородов;
- геология, геофизика и геоинформатика;
- бурение скважин;
- машины и оборудование нефтегазового и горного дела;
- переработка углеводородов;
- химия, нефтехимия и химические технологии;
- безопасность технологических процессов; маркшейдерское дело;
- обогащение и переработка минерального сырья;
- информационные технологии;
- архитектура и строительство;
- природоустройство;
- тепло-газоснабжение и вентиляция;
- электрификация и автоматизация технологическим процессов;

- энергетика;
- водоснабжение, канализация и системы охраны водных ресурсов;
- социально-гуманитарная сфера;
- экономика;
- медицина;
- машиностроение и транспорт;
- металлообработка.

База данных научно-инновационных разработок, необходимость которой не раз была отмечена многими нефтегазовыми и минерально-сырьевыми компаниями России, будет развиваться до комплексной системы, позволяющей осуществить связь между подразделениями компаний, курирующих инновации и разработки с университетами – непосредственными поставщиками инновационной продукции. Необходимые шаги в этом направлении уже сделаны, есть первые результаты внедрения разработок на производство с помощью данной системы.

В рамках проекта планируется создание интернет-радио. Основная идея интернет-радио заключается в обсуждении основных проблем и перспектив развития науки и образования, нефтегазовых и минерально-сырьевых проектов в режиме реального времени. Целевая аудитория: студенты, аспиранты, молодые ученые, молодые специалисты, руководящий состав вузов и предприятий, выпускники средних, средне специальных и высших учебных заведений.

Одним из перспективных разделов данного проекта является создание единой информационной системы «Кадровая политика предприятий ТЭК страны и мира» (в настоящее время в проработке).

Интеграция информационной среды вокруг профильных вузов и компаний нефтегазовой отрасли позволит сформировать новую основную среду для качественного развития профильного образования в ТЭК и развития университетских комплексов страны.

## Аннотации статей

УДК 622.243.27

### АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ 5Г-3 НА СТАНЦИИ ВОСТОК В АНТАРКТИДЕ (С. 5)

Васильев Николай Иванович  
Подольяк Алексей Витальевич

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»  
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2  
E-mail: podolyak.aleksey@gmail.com

Приводятся сведения об особенностях бурения скважины 5Г, пробурен-

ной в ледовом массиве, на российской антарктической станции Восток. Описана конструкция скважины и представлены данные по результатам вскрытия озера Восток, а также результаты работ гляцио-бурового отряда на станции Восток в сезоне 58-й Российской Антарктической Экспедиции. Проведен расчет пространственного положения ствола 5Г-3 и анализ полученных данных. Обсуждается возможность попадания в ствол скважины 5Г-2 для дополнительного отбора проб замерзшей в стволе воды озера, необходимых для наиболее полного изучения газового состава озера, содержания в нем призмей и микроорганизмов.

**Ключевые слова:** вскрытие; глубокое бурение; дополнительный ствол; ледниковый покров; ледяной керн; подледниковое озеро Восток; скважина.

УДК 622.24.05.32

### О ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ КОНСТРУКЦИИ ДОЛОТ И ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (С. 9)

Юрий Григорьевич Буримов  
Павел Александрович Плетнев

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

127422, Москва, Дмитровский проезд,  
10  
Тел. (495) 543-91-16

В статье рассмотрены основные технологические требования в части обеспечения качественного ствола скважины к конструкции долот и устройств для оснащения КНБК. Приведены рекомендации по совершенствованию действующих стандартов на долота и устройства, включаемые в состав КНБК для бурения скважин большого диаметра.

**Ключевые слова:** долото; долото PDC; переводник; опорно-центрирующие элементы; калибратор; центратор.

УДК 621.921.34-2.622.24.05

#### АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ АЛ- МАЗНЫХ КОРОНОК, ПОДВЕРГНУТЫХ КРИОГЕННОЙ ОБРАБОТКЕ (с. 16)

<sup>1</sup>Василий Иванович Спирин  
<sup>1</sup>Юрий Евдокимович Будюков  
<sup>2</sup>Владимир Валерьевич Кубасов

<sup>1</sup>ОАО «Тульское НИГП»  
300026, г. Тула, ул. Скуратовская, 98  
Тел.: (4872) 50-25-24

E-mail: nigp-tula@mail.ru

<sup>2</sup>ФГБОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» МГРИ-РГГРУ  
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, МГРИ-РГГРУ

В результате лабораторных исследований и производственных испытаний алмазных коронок, подвергнутых криогенной обработке получены положительные результаты по повышению эксплуатационных показателей работы породоразрушающего инструмента.

**Ключевые слова:** алмазная коронка; бурение; алмазный породоразрушающий инструмент; криогенная обработка; термоудар.

УДК 622.243.24

#### ГИДРОТРАНСПОРТИРОВАНИЕ КЕР- НА ПО ЦЕНТРАЛЬНОМУ КАНАЛУ ДВОЙНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (с. 21)

Лев Капитонович Горшков

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»  
199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2  
E-mail: maneb@mail.ru

В статье решена задача выноса керна с забоя скважины по центральному каналу двойной колонны бурильных труб. Полученные математические зависимости позволяют рассчитать скорость движения керна по трубе в зависимости от расхода и плотности промывочной жидкости.

**Ключевые слова:** кернаприёмник; гидротранспортирование; бурение; колонка; керна; скважина.

УДК 622.242.6

#### ФОРМЫ ВРАЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С КОЛОН- НОЙ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ И СТЕНКАМИ СКВАЖИНЫ (с. 26)

Игорь Павлович Ганин  
Владимир Владиславович Куликов

ФГБОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ-РГГРУ)

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

E-mail: mechanica@msgpa.ru

Рассмотрены формы вращательного движения жидкости, возникающие в результате ее взаимодействия с бурильной колонной. На основе предложенных моделей выполнен анализ принципиальных различий в закономерностях вращательных движений промывочной жидкости внутри и снаружи бурильной колонны, при этом учитывалось влияние зазоров в скважинах больших и малых диаметров. Характер распределения скоростей вращательного движения промывочной жидкости, в зависимости от направления промывки, существенным образом определяет эффективность гидротранспортирования частиц шлама диспергированных в потоке.

**Ключевые слова:** почистка забоя скважины в процессе бурения; гидродинамика идеальных жидкостей; потенциальные течения; вращение промывочной жидкости между колонной бурильных труб и скважиной.

УДК 622.276.7

#### УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ОБРЫВА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (с. 31)

Леонид Артёмович Лачинян

ОАО «Завод бурового оборудования»  
460026 Россия, г. Оренбург, пр. Победы, 118.

E-mail: Lachinjan56@gmail.com

Описано устройство, которое позволяет снизить риски при ликвидации обрыва бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб и повысить надёжность аварийных работ при помощи метчика.

**Ключевые слова:** метчик; труба; бурильная колонна.

УДК 622.143

#### ПРИЧИНЫ ОТКАЗОВ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ (с. 32)

С.К. Кахаров  
Рубен Александрович Ганджумян

ФГБОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ-РГГРУ)

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Большинство видов наземного оборудования эксплуатируется на открытом воздухе, поэтому они подвергаются внешним климатическим воздействиям, влияющим на тепловой режим работы оборудования, коррозионную активность окружающей среды, трудоемкость и качество технического обслуживания и ремонта. В условиях эксплуатации буровой установки одновременно протекают процессы различной скорости, приводящие к обратимым и необратимым изменениям. Причины отказов бурового оборудования подразделяются на три категории взаимозависимых факторов: частично зависящие от обслуживающего персонала (режим бурения, качество промывочной жидкости, смазок и других материалов); не зависящие от него (глубина бурения, свойства проходимых пород, климатические условия) и полностью зависящие от обслуживающего персонала (качество обслуживания и ремонта, навыки буровой бригады).

**Ключевые слова:** условия эксплуатации; климатические воздействия; техническое обслуживание; ремонт; режим бурения; свойства пород; качество ремонта; статистические данные; оценка надежности.

УДК 622.276.8

#### УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ПРО- МЫСЛОВОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ НА ОС- НОВЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИ- ЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ (с. 34)

**<sup>1</sup>Игорь Юрьевич Быков****<sup>2</sup>Евгений Валериевич Казарцев**<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет

169300 Ухта, ул. Первомайская, 13

E-mail: iblykov@ugtu.net

<sup>2</sup>«ПечорНИПИнефть» филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в городе Ухта

169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 11

тел.: (8216) 79-29-01, 79-29-50,

факс: (8216) 79-29-86

E-mail: nipi@lk.lukoil.com

В статье показана актуальность и перспективность повышения эффективности подготовки нефти за счёт снижения производственных затрат. Определены основные причины осложнений и несовершенств технологического процесса. Представлены структурный план исследований и программа совершенствования деэмульсации за счёт оптимизации термогидродинамического режима работы технологического оборудования. Обращено внимание на необходимость объективной оценки текущего состояния деэмульсации на объектах подготовки. Выявлен ключевой фактор, влияющий на эффективность процесса деэмульсации – гидродинамический режим. Определены направления совершенствования и разработана принципиальная схема усовершенствованной ступени деэмульсации на основе модернизации оборудования. Принципы исследований, изложенные в статье, являются основой для дальнейшей разработки методов и технических устройств диагностирования негативно влияющих факторов и модернизации технологического оборудования

**Ключевые слова:** нефтяные эмульсии; деэмульсация; деэмульгатор; температурный режим; гидродинамический режим.

УДК 622.276.8: 621.3.082.78

**РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КОМБИНИРОВАННОГО МЕХАНО-МАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ СЛОЁВ (с. 41)**

**Игорь Юрьевич Быков****Илья Александрович Оскорбин**

Ухтинский государственный технический университет

169300 Ухта, ул. Первомайская, 13

E-mail: iblykov@ugtu.net

Рассматривается вопрос о комбинированном применении аппаратов по магнитному и механическому воздействию для подготовки нефтяных эмульсий промежуточных слоёв. Образующиеся в нефтепромысловом оборудовании высокостойкие водонефтяные эмульсии, так называемые промежуточные слои (промслои), способны, при их накоплении, свести любой массообмен к нулю и полностью нарушить любой технологический процесс, но в свою очередь данные промслои являются ценным нефтяным сырьём. Поэтому актуальным является подготовка указанных эмульсий при помощи оборудования, оказывающего на водонефтяную систему магнитное и механическое воздействие.

**Ключевые слова:** аппараты магнитной обработки; промслои; магнитное поле; постоянный магнит; сульфид железа; нефтяные дисперсные системы; механоактивация; дезинтегратор.

УДК 664.03: 664.08

**АВТОМАТИЗАЦИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЕРЕМЕШИВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ДРУГИХ ЖИДКОСТЕЙ (с. 45)**

**Юлия Викторовна Данилова****Константин Эдуардович Писаренко****Роберт Гарафиевич Шарафиев**

Уфимский государственный нефтяной технический университет

450062, Россия, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1.

E-mail: julia\_danilov@mail.ru

В настоящее время для проектирования перемешивающих устройств жидкостей, в том числе нефтепродуктов существует множество различных методов. Для выбора наилучшего из них – позволяющего достичь оптимального режима работы перемешивающего устройства определенных жидкостей, необходимо проводить трудоемкие ручные расчеты с помощью каждого метода: провести расчеты с помощью каждого метода, сравнить полученные результаты и затем выбрать наилучший метод. В настоящей публикации представлены результаты системного анализа данной проблемы в виде модели процесса проектирования перемешивающих устройств "Как есть" и модели "Как должно быть" позволяющей снизить трудоемкость выбора методов проектирования наиболее подходящих для

каждого конкретного типа жидкостей с учетом прочих условий и требуемых характеристик.

**Ключевые слова:** перемешивающие устройства; мешалки; жидкости; суспензия; лопасть; угол наклона.

УДК 622.24.063.2

**ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТЬ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ДИЭЛЕКТРИКА И ЖИДКОСТИ – ОСНОВА ЭФФЕКТА П.А. РЕБИНДЕРА (с. 52)**

**Виктор Дмитриевич Евсеев**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет - ИПР

634050, г. Томск, пр. Ленина, 30

E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Выясняется природа особенностей эффекта П.А. Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков. Учитывается факт электрического заряжения диэлектрических поверхностей растущих трещин нормального отрыва, возникающих при разрушении. Показана зависимость прочности диэлектриков от электрического сопротивления жидкостей.

**Ключевые слова:** неорганические диэлектрики; полярные и неполярные жидкости; разрушение; прочность; электрический заряд; время релаксации электрических зарядов; электрическое сопротивление; эмиссия электронов высоких энергий.

УДК 622.692.4.07:620.179.16-033.3.

**УВЕЛИЧЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПРОЗВУЧИВАНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ДЕФЕКТОСКОПОВ (с. 57)**

**<sup>1</sup>Алена Ивановна Попова****<sup>2</sup>Надежда Семеновна Вишневская**<sup>1</sup>Проектный институт нефти и газа УГТУ

169300 Республика Коми г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 14

E-mail: alen.popova2011@yandex.ru

<sup>2</sup>Ухтинский государственный технический университет

169300 Ухта, ул. Первомайская, 13

E-mail: navishnevskaya@ugtu.net

В статье предложен способ увеличения глубины прозвучивания при контроле бетона путем изменения расстояния между точками акустического контакта. На основе экспериментальных данных выведена зависимость

чувствительности прибора от базы прозвучивания. Изменение конструкции устройства, удерживающего конусные преобразователи, и предлагаемая схема предварительной разметки бетонной поверхности позволяют минимизировать необследованные участки бетона в контролируемой зоне и увеличить качество контрольной операции и тем самым и повысить надежность строящейся конструкции.

**Ключевые слова:** труба; бетон; дефект; ультразвук; контроль; диагностика.

УДК 378.4:654.198

**ИНФОРМАЦИОННАЯ СРЕДА КАК**

**ОСНОВА ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО И НАУЧНО-ИННОВАЦИОННОГО СОТРУДНИЧЕСТВА В ТЭК (с. 60)**

**Георгий Владимирович Коршунов  
Даниил Олегович Юрьев**

ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»  
169300, Россия, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская д. 13  
Тел. (8216) 738-632  
e-mail: dyuriev@ugtu.net

В статье рассматривается один из эффективных инструментов интеграции науки, образования и бизнеса, вузов и компаний в топливно-энергетическом комплексе - проект «UTime news», который позволяет объединить усилия науки, образования и бизнеса с целью повышения эффективности совместного развития инновационной деятельности, образовательного процесса и наукоемкого производства, подготовки высококвалифицированных кадров. Кратко изложены основные результаты деятельности и планы дальнейшего развития проекта.

«UTime news», который позволяет объединить усилия науки, образования и бизнеса с целью повышения эффективности совместного развития инновационной деятельности, образовательного процесса и наукоемкого производства, подготовки высококвалифицированных кадров. Кратко изложены основные результаты деятельности и планы дальнейшего развития проекта.

**Ключевые слова:** интеграция; наука; образование; бизнес; международное сотрудничество; партнерство; utime news; время университетов; ТЭК; топливно-энергетический комплекс; подготовка специалистов.



**ANALYSIS OF THE SPATIAL POSITION OF AN ADDITIONAL BOREHOLE 5G-3 AT VOSTOK STATION (ANTARCTICA) (p. 5)**

**Vasil'ev Nikolajj Ivanovich  
Podoljak Aleksejj Vital'evich**

Saint-Petersburg State Mining Institute Vasilievsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199026, Russia  
E-mail: podolyak.aleksey@gmail.com

The article provides information about the features of drilling borehole 5G, drilled in ice layer, at the Russian Antarctic station Vostok. Borehole construction and the data by the penetration of Lake Vostok provided, and the results of glaciological-drilling group at the Vostok station in the 58th season of the Russian Antarctic Expedition. The calculation of the hole 5G-3the spatial position , and data analysis are given. We also discuss the possibility of entering into the borehole 5G-2 for additional sampling frozen lake water necessary for the most complete study of the lake, its content of impurities and microorganisms

**Key words:** unsealing; deep drilling; additional hole; ice layer; ice core; subglacial lake Vostok; borehole.

**BIT AND TECHNICAL DEVICE PRODUCTION REQUIREMENTS TO DRILL WELLS (p. 9)**

**Jurijj Grigor'evich Burimov  
Pavel Aleksandrovich Pletnev**

«IDS Drilling» LLC  
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia  
Phone: +7-495-543-91-16

The article discusses the main production requirements for bits and BHA technical devices to provide qualitative borehole. The recommendations are given to improve operating standards for bits and BHA accessories to drill large diameter wells.

**Key words:** bit; PDC bit; sub; centering and thrust elements; reamer; centralizer.

**DIAMOND BIT PERFORMANCE ANALYSIS AFTER THEIR CRYOGENIC TREATMENT (p. 16)**

<sup>1</sup>Vasilijj Ivanovich Spirin  
<sup>1</sup>Jurijj Evdokimovich Budjukov  
<sup>2</sup>Vladimir Valer'evich Kubasov

<sup>1</sup>JSC «Tula Scientific-Research Geological Institute»  
98, Skuratovskaja str., Tula, 300026, Russia  
Phone: (4872) 50-25-24  
E-mail: nigp-tula@mail.ru

<sup>2</sup>Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)  
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

As a result of laboratory research and shop tests of diamond bit after their cryogenic treatment positive results were obtained. So the bit performance improves.

**Key words:** diamond bit; drilling;

diamond rock-destruction tool; cryogenic treatment; thermal shock.

**CORE HYDROTRANSPORT THROUGH CENTER PASSAGE OF DUAL-TUBE DRILL STRING (p. 21)**

**Lev Kapitonovich Gorshkov**

Saint-Petersburg State Mining Institute Vasilievsky ostrov, 21 st line, h.2, St. Petersburg, 199026, Russia  
E-mail: maneb@mail.ru

The article discusses core recovery through center passage of dual-tube drill string. Mathematical relations to calculate core travel speed in the string as a function of fluid velocity.

**Key words:** core barrel; hydro-transport; drilling; drill bit; core; borehole.

**FORMS OF LIQUID ROTATION WHILE INTERACTING DRILL STRING (p. 26)**

**Igor Pavlovich Ganin  
Vladimir Vladislavovich Kulikov**

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)  
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia  
E-mail: mechanica@msgpa.ru

Forms of a rotary motion of liquids resulting it interaction with drilling string are considered. On the basis of the offered models the analysis of basic distinctions in regularities of



rotary motions of drilling liquid inside and outside of a drilling string is made, influence of annuluses in wells of big and small diameters was thus considered. Nature of liquid rotation velocities distribution, depending on the washing direction, essentially defines efficiency of hydrotransport of solids dispersed in a stream.

**Key words:** bottomhole cleaning while drilling; hydrodynamics of true liquids; potential currents; rotation of liquids between a drill pipes and a well.

#### **WRINGER NECK: SPECIAL DEVICE TO HELP (p. 31)**

**Leonid Artjomovich Lachinjan**

ZBO Drill Industries, Inc.,  
118, Lenina prospect, Orenburg, 460026,  
Russia  
e-mail: Lachinjan56@gmail.com

The device described is to help reduce risks if wringer neck happens for drill pipes, casing and tubings. It is also good to enhance reliability for tapered tap works.

**Key words:** tapered tap; pipe; drill string.

#### **THE REASONS FOR DRILLING EQUIPMENT FAILURE IN OPERATION (p. 32)**

**S.K. Kakharov**  
**R.A. Gandzhumyan**

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)  
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow,  
117997, Russia

Most types of ground equipment is operated in the open air, so they are exposed to external climatic influences, affecting the thermal conditions of the equipment, corrosion aggressiveness of the environment, the complexity and the quality of maintenance and repair. In normal rig operation processes occur simultaneously at different rates, leading to reversible and irreversible changes. The reasons for drilling equipment failure are divided into three categories of interdependent factors: partly dependent on the staff (drilling practices, the quality of drilling fluid, lubricants and other materials), independent on it (drilling depth, rock properties, climatic conditions) and completely dependent on the service

staff (quality of service and repair skills of the drill crew).

**Key words:** operating conditions; climate; maintenance; repair; drilling practices; the rocks properties; the quality of repair; statistics; reliability assessment.

#### **MANAGEMENT OF THE PROCESS OF OILFIELD DEMULSIFICATION THROUGH MODERNIZATION OF TECHNOLOGICAL EQUIPMENT (p. 34)**

**<sup>1</sup>Igor' Jur'evich Bykov**  
**<sup>2</sup>Evgenijj Valerievich Kazarcev**

<sup>1</sup>Ukhta State Technical University  
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,  
Republic of Komi, 169300, Russia  
E-mail: ibykov@ugtu.net  
<sup>2</sup>Branch of LLC "LUKOIL-Engineering"  
"PechorNIPIneft" in Ukhta city  
11, Oktjabr'skaja str., Ukhta, Republic of  
Komi, 169300, Russia  
Phone: (8216) 79-29-01, 79-29-50,  
Fax: (8216) 79-29-86  
E-mail: nipi@lk.lukoil.com

The article describes the current and future efficiency of oil by reducing production costs. The main causes of drilling problems and process imperfections. The structured approach for research and demulsification program improvement of thermohydrodynamics by optimizing the operational conditions is given. Attention is drawn to the need for an objective assessment of the current state of treatment facilities for demulsification. Key factor that affects the efficiency of demulsification - hydrodynamic regime is identified. The ways of modernization are determined and modernized conceptual sketch for demulsification by upgrading equipment is developed. The principles of research set out in the article, are the basis for further development of methods and devices diagnostics of negatively influencing factors and modernization of technological equipment.

**Key words:** oil emulsions; demulsification; demulsifier; temperature and hydro dynamics.

#### **DEVELOPMENT OF AN EXPERIMENTAL STAND FOR STUDYING THE COMBINED MECHANICAL-MAGNETIC INFLUENCE ON OIL EMULSION INTERMEDIATE LAYERS (p. 41)**

**Igor' Jur'evich Bykov**

**Ilya Aleksandrovich Oskorbin**

Ukhta State Technical University  
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,  
Republic of Komi, 169300, Russia  
E-mail: ibykov@ugtu.net

The question of the combined use of magnetic and mechanical devices to prepare oil emulsions of intermediate layers is considered. The high-resistant water oil emulsions which were formed in the oil-field equipment, so-called intermediate layers, are capable, at their accumulation, to bring any mass exchange to naught and completely to break any technological process. But on the other hand these layers are valuable oil raw materials. Therefore preparation of the specified emulsions by means of the equipment magnetically and mechanically affecting water oil system is actual.

**Key words:** devices of magnetic processing; intermediate layer; a magnetic field; a constant magnet; iron sulfide; oil disperse systems; mechanical activation; disintegrator.

#### **AMODELING OF MIXING DEVICES DESIGN FOR OIL AND OTHER LIQUIDS (p. 45)**

**Julija Viktorovna Danilova**  
**Konstantin Ehdvardovich Pisarenko**  
**Robert Garafievich Sharafiev**

Ufa State Petroleum Technical University, c.Ufa  
450062, Россия, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1.  
E-mail: julia\_danilov@mail.ru

Today there are many various methods to design mixing devices liquids, including those for mineral oil. To select the best of them to ensure optimum operation of certain liquid mixing device it is necessary to conduct time-consuming manual calculations using each method: perform calculations using each method, to compare the results obtained and then choose the best method. This publication presents the results of the problem system analysis in the form of a model to design process agitators "as is" and the model of "How to be" which can reduce the complexity of the choice of methods of designing the most appropriate one for each particular type of fluids, taking into account the other conditions and the desired characteristics.

**Key words:** stirrers; mixers; liquid; suspension; blade; angle characteristics.

**ELECTRIC CONDUCTIVITY OF NONORGANIC DIELECTRIC AND LIQUID IS THE BASIS OF REHBINDER EFFECT (p. 52)**

**Viktor Dmitrievich Evseev**

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU  
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia  
Phone: (3822) 56-34-70  
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Natural aspects of Rehbinder effect when nonorganic dielectric destruction happens is brought to light. The effect of dielectric surface charge of growing normal fractures while destruction is taken in the consideration. Dielectric strength and liquid resistance relation is shown.

**Key words:** nonorganic dielectrics; polar and nonpolar liquids; fracturing; strength; electrical charge; relaxation time of electrical charge; electron emission high energy.

**ULTRASONIC FLAW DETECTORS: SOUNDING DEPTH INCREASE (p. 57)**

<sup>1</sup>Alena Ivanovna Popova  
<sup>2</sup>Nadezhda Semionovna Vishnevskaya

<sup>1</sup>Project Institute of Oil and Gas Ukhta State Technical University  
Dld. 14, Oktjabr'skaja str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia  
E-mail: alen.popowa2011@yandex.ru  
<sup>2</sup>Ukhta State Technical University  
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia  
E-mail: navishnevskaya@ugtu.net

This paper proposes a method to increase the sounding for concrete control by increasing the distance between the acoustic contact locations. On the basis of experimental findings instrument sensitivity versus sounding base relation was revealed. Changing device design that holds the cone transducers and the proposed scheme pre-marking the concrete surface to minimize unexplored zones of concrete in a controlled area and increase the quality control operations. So we can improve the reliability of pipeline under construction.

**Key words:** horisontal offshoots; multihole drilling; cost-effectiveness evaluation.

**INFORMATION ENVIRONMENT AS A BASIS FOR EDUCATIONAL AND SCIENTIFIC INFORMATION COOPERATION AT FUEL-AND-POWER SECTOR (p. 60)**

**Georgijj Vladimirovich Korshunov  
Daniil Olegovich Jur'ev**

Ukhta State Technical University  
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia  
Phone: (8216) 738-632  
E-mail: dyuriev@ugtu.net

The article covers an effective integration tool of science, education, business, higher education institutions, and companies of the fuel and energy complex – UTime news project. That allows to combine scientific, educational, and business efforts in order to increase the effect for unified development of innovation activities, educational processes, high-tech productions, and preparation of highly trained professionals. Main achievements and future growth perspectives are briefly outlined here as well.

**Key words:** : integration; science; education; business; developments; international cooperation; partnership; project; Utime news; university time; energy industry; information technology (IT); fuel-and-power sector; professional training.



**ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» - инженерный сервис при отборе керна**

Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, выполнение которой должно быть поручено профессионалам.

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 500 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 6300 м с выносом керна свыше 90%, что является свидетельством высокого уровня применяемой технологии и профессионализма исполнителей. Нашими инженерами были проведены уникальные работы по сплошному отбору

керна в донных отложениях озера Байкал, а также при бурении специальной скважины в Финляндии в кристаллическом фундаменте.

Заказчиками ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» являются:

- ООО «ОБК»,
  - ОАО «Северная нефть»,
  - ОАО «Усинскгеонефть»,
  - ЗАО «Интанефть»,
  - ОАО «Оренбурггеология»,
  - ОАО «РН-Краснодарнефтегаз»,
  - «ТНК-ВР»,
  - ОАО «Оренбургнефть»,
  - «Urals Energy»,
  - «Шлюмберже»
- и другие.

**1 сентября 2013 года исполняется 65 лет  
Дмитрию Георгиевичу Антониади  
доктору технических наук, профессору,  
академику РАН,  
заведующему кафедрой Нефтегазового дела,  
директору Института нефти, газа и энергетики  
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный  
технологический университет».**



**Уважаемый Дмитрий Георгиевич!**

Примите искренние и сердечные поздравления по случаю 65-летия со дня рождения!

Посвятив свою жизнь служению Отечеству, Вы честно выполняете свой гражданский и профессиональный долг, отдавая все силы трудному, благородному и важному для страны делу.

Вся Ваша трудовая деятельность неразрывно связана с развитием нефтяной промышленности Краснодарского края, где Вы прошли путь от лаборанта Краснодарского филиала ВНИИнефть до вице-президента нефтяной компании «Роснефть» - генерального директора ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Сегодня Вы возглавляете кафедру Нефтегазового дела и Институт нефти, газа и энергетики Кубанского государственного технологического университета.

При Вашем непосредственном участии разработаны и внедрены новые технологии термических методов добычи нефти, значительно повышающие коэффициент нефтеотдачи пластов. Особенно высокие результаты от их применения достигнуты на месторождениях Анастасиевско-Троицком, Усинском, Русском, Гремехинском, Каражанбас, Кенкияк и других.

Вами проделана большая работа по созданию и выпуску комплекса отечественного оборудования и приборов для выработки и нагнетания теплоносителей в пласт.

Своим многолетним плодотворным трудом Вы внесли весомый вклад в развитие нефтяной промышленности Краснодарского края и других регионов России, стран СНГ, а также Индии, где Вы трудились около трёх лет.

Мы знаем и ценим Вас не только как высококвалифицированного специалиста, учёного, крупного организатора нефтяного производства, но и как прекрасного, чуткого человека, уделяющего постоянное внимание решению многих социальных проблем Вашего коллектива.

Ваш плодотворный труд, высокий профессионализм, прекрасные деловые и человеческие качества снискали Вам авторитет и уважение всех, кто работал и работает вместе с Вами.

**Вне всяких сомнений, свой юбилей Вы встречаете в самом расцвете духовных и творческих сил, в окружении друзей и единомышленников. Присущие Вам оптимизм и жизнерадостность, разносторонние способности и богатый жизненный опыт являются прочным фундаментом для дальнейшего успешного труда на благо нашей Родины.**

**Дорогой Дмитрий Георгиевич!  
От всей души поздравляем Вас с Юбилеем!  
Желаем доброго здоровья, благополучия,  
мудрости, счастья, творческих и  
личных побед.**

**Долгих Вам лет жизни!**

**Коллеги,  
друзья,  
единомышленники**

# Наиболее полная картина отраслевых технологий



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

**Индексы журнала:**

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";**
- 91841 - 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**