

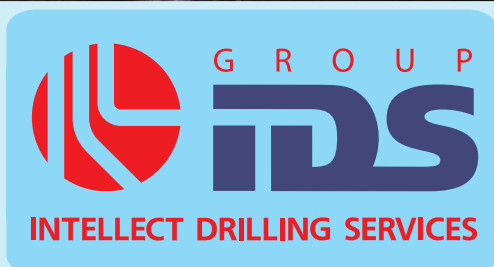
Инженер-нефтяник

№ 2'2011

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Бинарные технологии при поиске морских залежей нефти и газа
Вопросы локально разрастающейся деформации в горной породе
Обзор статических смесителей в нефтяной промышленности
Байкальский буровой проект – основные результаты
Вакуумные процессы при работе автоцистерн
Фрактальность нефтегазовых пластов



Интегрированный
буровой сервис



Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: info@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
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 (Губит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программы углубления скважины при бурении роторным способом и при использовании забойных двигателей;
- инженерное сопровождение программы углубления скважины с поставкой комплекта долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежного производства;
- отбор керна при роторном способе бурения и при использовании забойных двигателей усовершенствованными керноотборными снарядами;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ и проектов 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



Поиск и разработка необходимых для инновационного развития нефтегазовой отрасли России новых идей осуществляется на стыке технических дисциплин при участии специалистов широкого профиля. Такие идеи являются точками «кристаллизации» наукоёмких технологий

разработки месторождений углеводородов, которые могут быть положены в основу инновационных проектов. При этом эффективный выбор приоритетных задач может быть осуществлён в ходе дискуссии учёных и инженеров на страницах отраслевых научно-технических изданий.

Журнал «Инженер-нефтяник» осуществляет информационную поддержку пионерных идей, которые могут стать основой для создания принципиально новых технологий поиска, освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений. На страницах журнала регулярно публикуются статьи, в которых предлагаются для обсуждения нетрадиционные для нефтегазовой отрасли технико-технологические решения.

Редакционный и экспертный советы научно-технического журнала «Инженер-нефтяник» включают ведущих специалистов нефтегазовой отрасли, учёных отраслевых институтов и ВУЗов, которые не только выделяют и оценивают перспективные идеи, но и оказывают существенную помощь авторам в развитии плодотворных решений.

Учитывая, что формирование приоритетов инновационного характера возможно только на основе анализа тенденций развития нефтегазовой отрасли на страницах журнала «Инженер-нефтяник» созданы рубрики: история инженерных решений, забытые идеи, перспективные технологии.

Главную цель журнала редакция видит в побуждении инженеров к творческой деятельности, к поиску новых технических решений, что будет способствовать появлению идей, имеющих решающее значение для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли России.

Редакция приглашает учёных и специалистов нефтегазовой и смежных отраслей к активному и творческому обмену научно-технической информацией на страницах нашего журнала, что позволит своевременно учитывать в процессе создания новых технических решений и материалов, а также при проектировании промышленных объектов современные тенденции в развитии технологии добычи нефти и газа.

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№2 2011г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

- 6** **Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (часть 2)** Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховещкий О.С., Бобровников Л.Э.
- 11** **Фрактальность нефтегазовых пластов и добыча углеводородов**
Иванников В.И.
- 14** **Технология бурения с отбором керна в донных отложениях озера Байкал - основные результаты** Кочуков В.В., Хахаев Б.Н.
- 18** **Влияние всестороннего давления, температуры и реологических свойств горной породы на точность базовых моделей буримости** Калинин А.Г., Овчинников В.П., Сазонов А.А.
- 21** **Многолетнее наблюдение механизма образования конической трещины в горных породах**
Синев С.В.
- 27** **Способ расчёта S-образного профиля наклонно направленной скважины**
Охотников А.Б., Охотников А.А.
- 29** **Новая насосная штанга и эффективность её применения**
Лачинян Л.А.
- 33** **Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу электродвигателя буровых установок** Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А.
- 36** **Перекачивание жидкостей по трубопроводу с воздушной подушкой**
Фетисова Е.Г., Голованчиков А. Б., Балокин И. С.
- 40** **Применение аппарата молекулярной физики для анализа вакуумных процессов при работе автоцистерн на нефтепромыслах** Куликов В.В.
- 43** **Об одном подходе к построению автоматизированной навигационной системы мониторинга, диспетчерского контроля и учёта работы транспорта нефтедобывающих предприятий**
Остроух А.В., Ефименко Д.Б., Жучков В.Н.
- 47** **Обзор статических смесителей в нефтяной промышленности**
Николаев Е.А., Афанасенко В.Г., Боев Е.В.
- 50** **12-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».**
- 53** **Аннотации статей**

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 кафедры современных технологий бурения скважин 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.

Кочуков Вячеслав Васильевич – к.т.н., генеральный 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, зав. кафедрой 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»

Фортунова 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

Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

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 553.98 (47+57)

Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых (часть 2)

В.П. Мельников – доктор техн. наук, профессор, директор
(Институт криосферы Земли СО РАН)
В.И. Лисов – доктор экон. наук, профессор, ректор;
О.С. Брюховещкий – доктор техн. наук, профессор, проректор;
Л.З. Бобровников – доктор техн. наук, профессор, декан
(РГГРУ)

Некоторые результаты опытно-методических и опытно-производственных работ по методу СЭМ Баренцево и Печорское моря

Поисковые работы в Баренцевом море были выполнены в объеме около 500 погонных километров. Основные результаты работ сводятся к следующему.

1. Характерные зоны аномальной интенсивности сейсмоэлектромагнитных сигналов зарегистрированы в прибортовых частях соляного купола, выявленного по данным сейсморазведки. Бурение на данной акватории не проводилось, а все поисковые работы прекращены, т.к. акватория является спорной территорией.

2. На известной структуре было обнаружено смещение залежи от свода на северо-восток. Бурение подтвердило наличие газовой залежи в юрских отложениях на глубине 3200 м в песчаном коллекторе с суммарной мощностью 43 м. Пористость коллектора - 15%, проницаемость - 80 мД. Залежь находится в стадии доразведки.

3. Известная нефтяная залежь на побережье Печорского моря была прослежена на акватории. Данные подтвердились бурением. Глубина залежи - 1800 м, мощность - 8 м. Пористость коллектора - 18%, проницаемость - 75% мД.

Северное море (норвежский сектор)

Выполнены профильные опытные работы на известных залежах. При пересечении контуров залежей наблюдались характерные для наличия углеводородов сейсмоэлектромагнитные сигналы. Залежи были представлены в основном легкой нефтью с глубиной залегания 1200-3500 м. Пористость коллекторов - 15-25%, проницаемость - 50-800 мД.

Черное море

На Черном море было отработано около 2000 погонных километров профилей на нескольких месторождениях (рис. 1, 2). Основные результаты работ сводятся к следующему.

1. Месторождение Голицына (рис. 3, 4, 5, 6)

По данным аномальной интенсивности сейсмоэлектромагнитных сигналов уточнен контур залежи. Показано, что залежь состоит из западной и восточной частей, в отличие от ранее предполагавшейся единой залежи. Бурение подтвердило наши данные. Газоконденсатные залежи выявлены на глубинах 550 и 2200 м в майкопских и датских отложениях соответственно. Верхняя залежь находится в песчаном коллекторе с суммарной мощностью около 12 метров, с пористостью 15-20% и проницаемостью до 250 мД. Нижняя



Рис. 1 Работы по методу СЭМ на Черном море

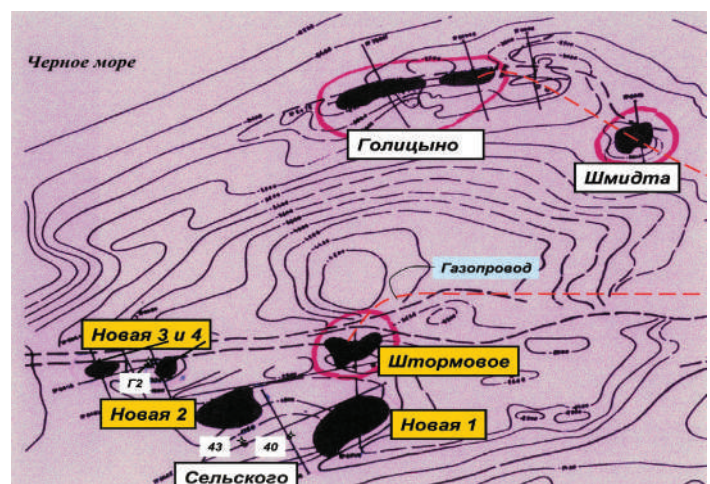
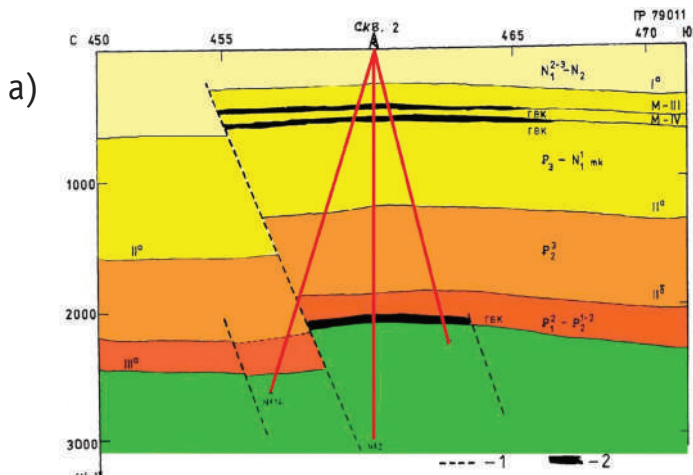
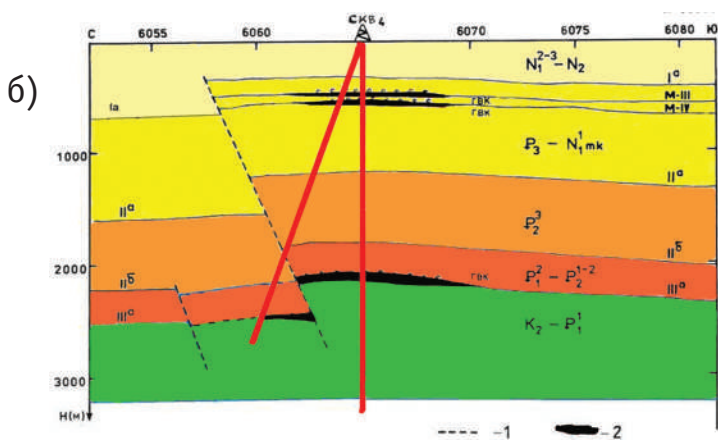


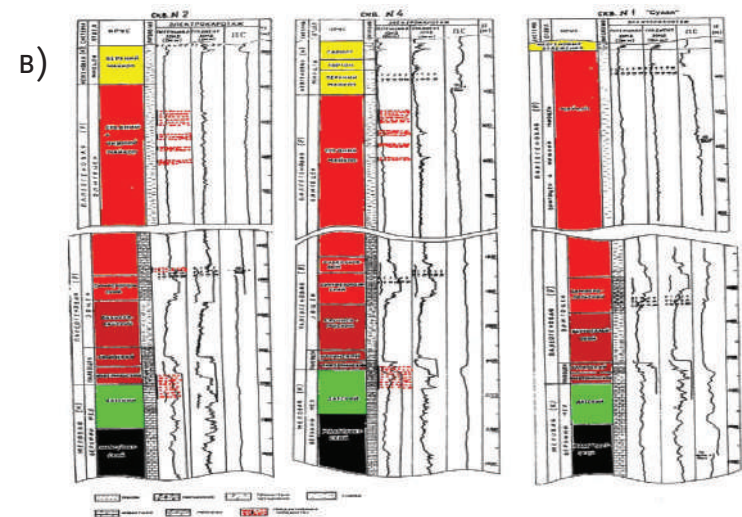
Рис. 2 Контурные продуктивных зон на месторождениях в Черном море



а) Сейсмогеологический разрез через западный свод месторождения Голицына
1 - северо-голицынский разлом, 2 - продуктивные пласты



б) Геологический разрез через западный свод месторождения Голицына



в) Геологический разрез по данным каротажа месторождения Голицына на скважинах №№ 1, 2 и 4

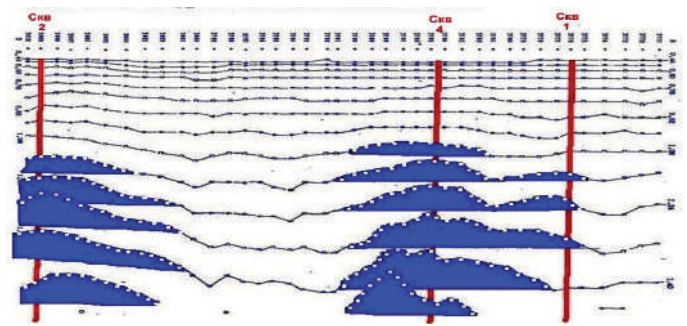


Рис.4 Измеренные сейсмoeлектромагнитные сигналы по профилям над скважинами №№ 1, 2, 4. Месторождение Голицына

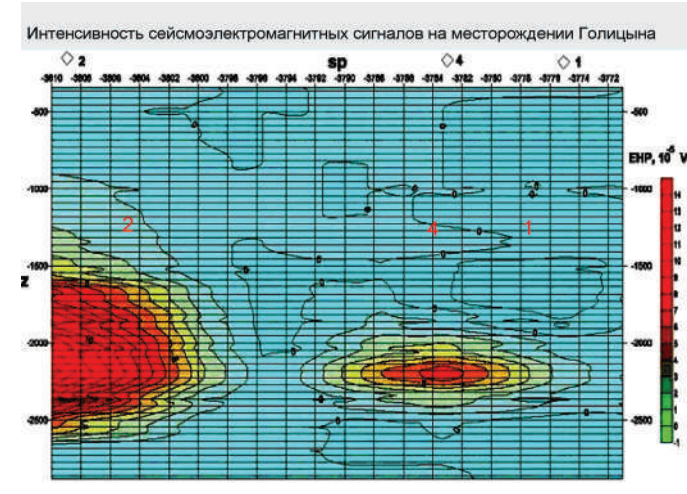


Рис 5 Карта интенсивности сейсмoeлектромагнитных сигналов на месторождении Голицына

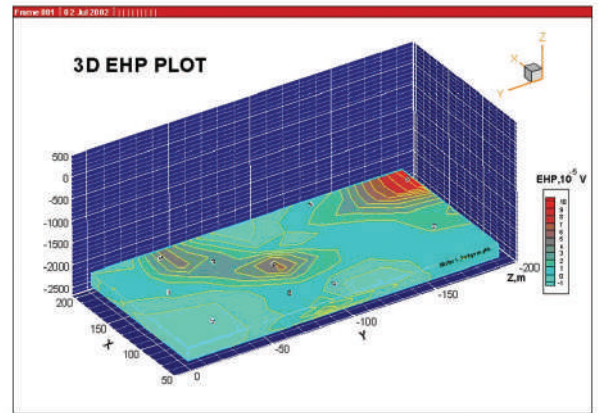


Рис 6. 3-D нтерпретация результатов измерений результатов измерений на месторождении Голицына.

- в известняках с пористостью 12-18% и проницаемостью до 200 мД. Мощность нижней залежи - около 60 м. Извлекаемые запасы месторождения - более 10 млрд. куб. м газа и 0,33 млн. т конденсата. Месторождение находится в эксплуатации.

2. Месторождение Шмидта
Зарегистрированные сейсмoeлектромагнитные сигналы

позволили сделать вывод, что кроме известной майкопской залежи на глубине 650 м, имеется меловая залежь на глубине около 2800 м. Бурение подтвердило наличие этой залежи, что увеличило запасы месторождения в два раза.

3. Месторождение Штормовое
Было оконтурено по интенсивности сейсмoeлектромагнитных сигналов до начала бурения. Контур выявленной

залежи был смещен от свода сейсмической структуры на северо-запад, примерно на 2 км. Бурение подтвердило наличие промышленной залежи в карбонатах палеоцена на глубине 1800 м. Пористость коллектора - 15-18%, проницаемость - около 170 мД. Запасы месторождения: 16,57 млрд. куб. м газа и 1,272 млн. т конденсата. В настоящее время это самое большое месторождение на украинском шельфе Черного моря.

4. Структура Сельского.

Зарегистрированные сейсмoeлектромагнитные сигналы показали отсутствие признаков углеводородов в сводовой части структуры. Бурение двух пустых скважин подтвердило наш прогноз. Выявленные два контура на бортах структуры по нашим оценкам залежи должны иметь запасы около 20 млрд. куб. м газа при глубине залегания около 2000 м.

5. Структура Гамбургцева.

Оконтурены две залежи на западном и восточном сводах структуры. Предполагаемая глубина залежей - около 1700 м, общие запасы - около 10 млрд. куб. м газа. Структура не разбурена.

Опытно-методические работы на Каспийском море

В конце июля 1991 метод СЭМ испытывался на Каспийском море в Северной его части, по Договору с Азербайджанским филиалом ВНИИГеофизика. В виду малых глубин моря в этой части Каспия измерений проводились с использованием катеров с малой осадкой и кораблей на воздушной подушке. Измерения были выполнены на 166 точках в режимах «Стоп» или на скоростях движения судов до 2-3 км в час, по трем региональным профилям (рис. 7), общая длина которых превышала 500 км.

Примеры записи интенсивности сейсмoeлектромагнитных сигналов (предположительно) над структурой Курмангазы приведены на рис. 8. Из этих рисунков видно, что в структуре Курмангазы располагается несколько не очень крупных, многопластовых нефтегазовых месторождений, с пластами, расположенными на глубинах от 300-400 до 900-1200 метров.

К сожалению, обработка результатов навигационной привязки профилей и точек измерений азербайджанскими специалистами задержалась до декабря 1991 г. И после распада СССР все данные навигационной привязки были утрачены

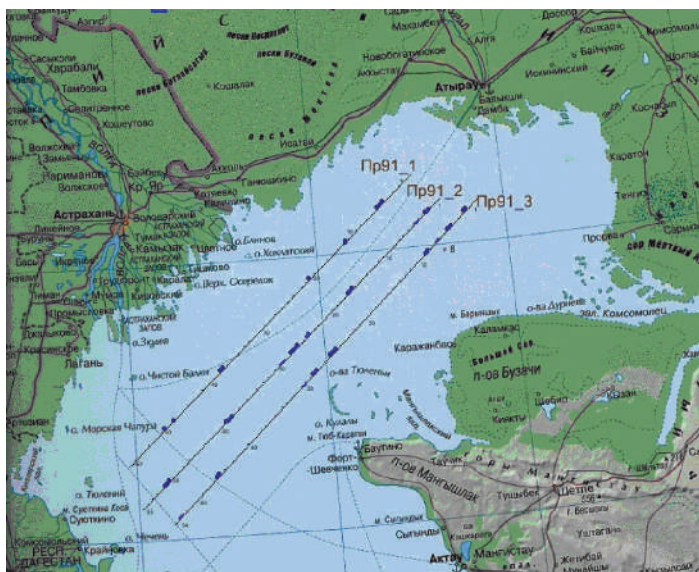


Рис.7. Профили работ по методу СЭМ на Каспии в 1991 году

и результаты работ по методу СЭМ на Каспии, выполненные в 1991 году, не могут быть полностью обработаны.

Работы в Мексиканском заливе.

В первых числах августа 2005 г. нами были проведены детальные разведочные работы над глубокой (5 км), предположительно - продуктивной структурой - в рифогенных карбонатах (рис. 9 а, б), Структура в это время готовилась к разведочному бурению. Буровая платформа над ней была уже установлена и пробурено 3468 метров без положительных результатов.

Сейсмoeлектромагнитные сигналы, полученные с помощью нашей аппаратуры, вблизи буровой платформы, практически - над центром структуры (определенной стандартной сейсмикой), структуры показали, что эта структура - продуктивная и содержит нефтегазовый пласт мощностью порядка 10 метров. Выполненное практически сразу разведочное бурение показало, что в структуре имеется газоконденсатная залежь мощностью пласта около 7 м. Пористость коллектора - около 20%, проницаемость - 90-130 мД.

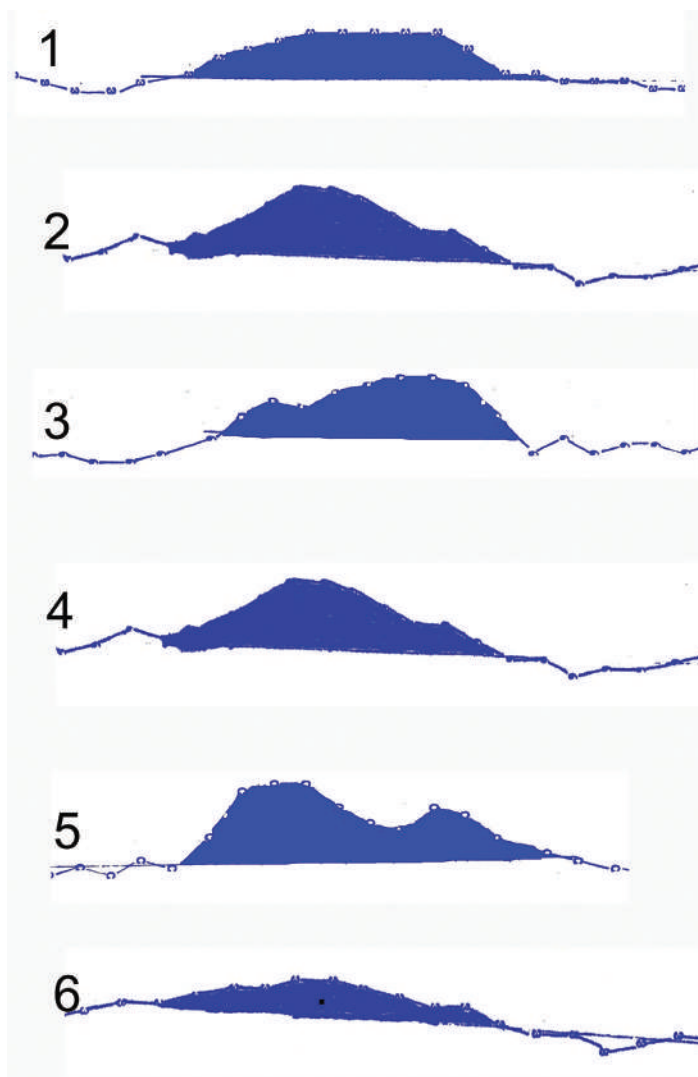


Рис. 8. Примеры записи интенсивности сейсмoeлектромагнитных сигналов по профилям 91-2 и 91-3 (предположительно - в районе структуры Курмангазы).

Профиль 91-2. Запись около точек: 1 - точка 25; 2 - точка 28; 3 - точка 30.

Профиль 91-3. Запись около точек: 4 - точка 26; 5 - точка 29; 6 - точка 30.

Затем в процессе дальнейшего проведения поисково-разведочных работ были получены контуры нескольких ранее неизвестных залежей, самая крупная из которых расположена на глубине около 1800 м и имеет мощность продуктивного пласта около 20 метров. Эта залежь к настоящему времени разбурена и находится в эксплуатации.

Заключение

На основе разработанной технологии метода СЭМ могут быть дополнительно реализованы следующие специализированные модификации аппаратуры, которые могут решать практически все современные поисковые задачи во всех нефтегазовых провинциях Мира: морская для работ на шельфе при глубине моря 15-300 м; морская глубоководная (300-5000 м); мелководная (глубины 5-15 м); ледокольная для проведения работ под поверхностью льда с борта движущегося ледокола; мерзлотная (для работы в условиях вечной мерзлоты); пустынная (для работ в пустынях и областях с плотными сухими породами верхнего слоя); скважинная (для геофизических исследований в поисковых и разведочных скважинах) [1-23].

Наибольший практический интерес в настоящее время представляет ледокольный вариант метода СЭМ, (рис. 10), который позволит проводить поиски нефтегазовых месторождений в акватории Северного ледовитого океана с борта безостановочно движущегося во льдах ледокола со скоростью 2-3 узла (4-5 км в час), поскольку зоны возможного залегания нефтегазовых залежей находятся не только на

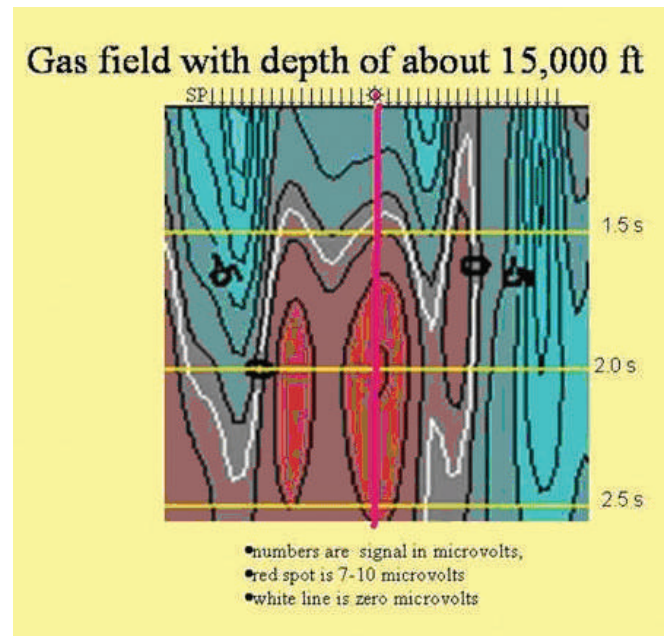
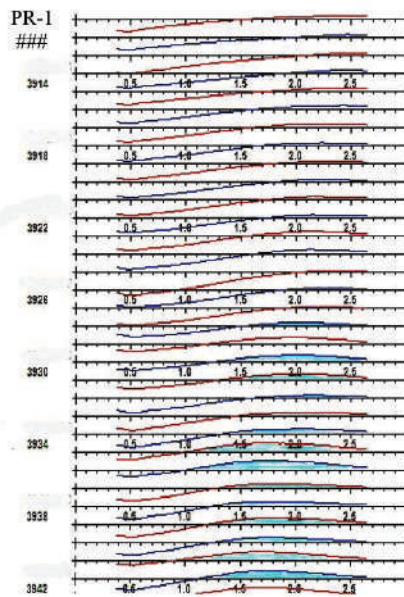


Рис. 9 а, б. Профили и результаты работ по методу СЭМ в Мексиканском заливе.

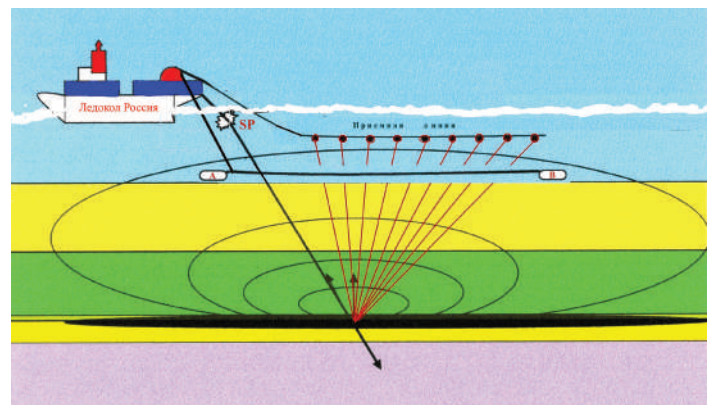


Рис. 10. Ледокольный вариант комплекса СЭМ

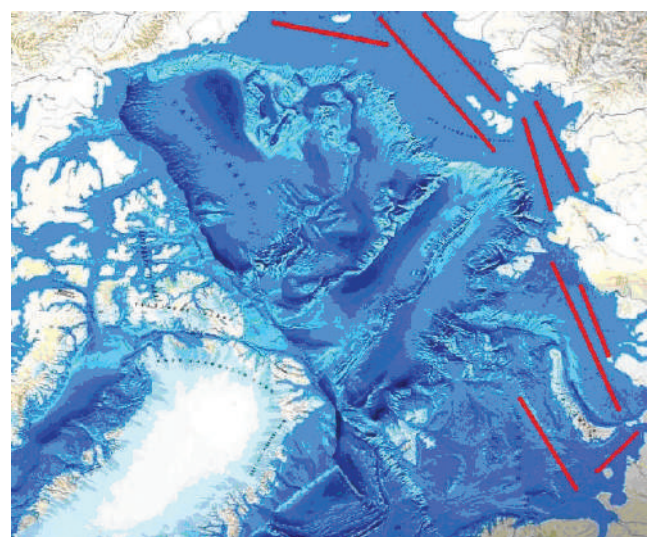
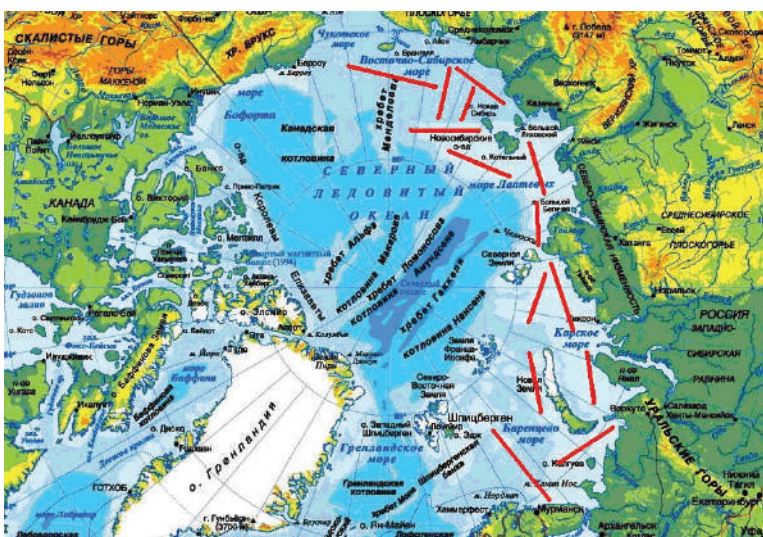
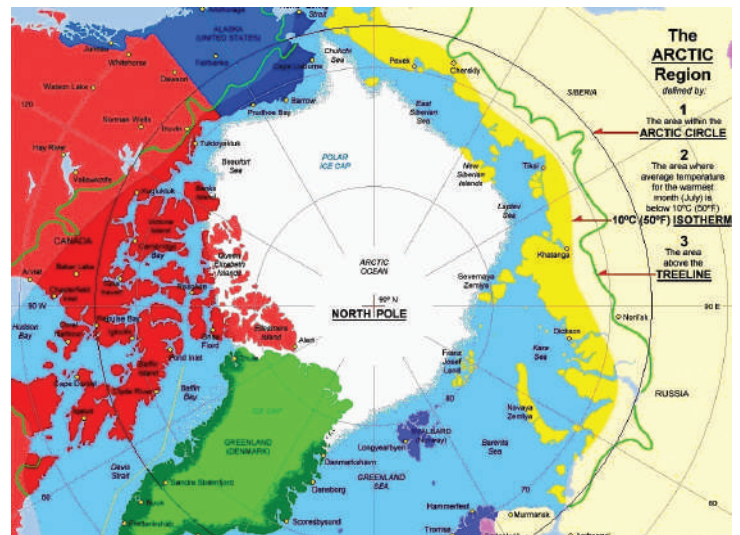


Рис.11 а, б. Схема возможных профилей работ по методу СЭМ в Северном Ледовитом Океане.

акваториях сравнительно мелководного шельфа (рис. 11 а, б), свободного от льдов в летнее время, но и заходят достаточно далеко в зону вечных льдов (рис. 12), что делает практически невозможным проведение работ по методу СЭМ на обычных судах.

Рис. 12. Зона вечных льдов в Северном Ледовитом океане



ЛИТЕРАТУРА

1. Бобровников Л.З., Геннадик Б.И., Мельников В.П. К принципам моделирования сейсмoeлектрического эффекта второго рода. Доклады АН СССР. – М.: Наука, - 1989. - том 309. - № 4.
2. Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. Исследование возможностей поисков ТПИ на глубоководных акваториях по методу ВП и создания действующего макета аппаратуры МГРИ-РГГРУ. – М.: фонды МГРИ-РГГРУ, 1988. – с. 179.
3. Бобровников Б.Л., Бобровников Л.З., Попов В.А. и др. Исследование процессов, протекающих в горных породах и рудах при одновременном воздействии упругих и электромагнитных колебаний. – М.: Фонды МГРИ-РГГРУ, 1990. - с. 268.
4. Бобровников Л.З., Попов В.А., Сушкевич Н.В. Способ морской геоэлектроразведки // Авторское свидетельство № 1428029. Приоритет 2.12.1987. Регистрация 1.06.1988
5. Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. Способ измерения вызванной поляризации в движении при геологоразведке // Авторское свидетельство № 1429783. Приоритет 2.12.1986. Регистрация 8.06.1988
6. Бобровников Л.З., Попов В.А., Сушкевич Н.В. Способ морской геоэлектроразведки в движении // Авторское свидетельство. № 1434999 Приоритет 4.12.1986. Регистрация 22.08.1988
7. Бобровников Л.З., Попов В.А., Сушкевич Н.В. Способ вертикальных электрических зондирований при морской геоэлектроразведке. // Авторское свидетельство № 1447106. Приоритет 4.12.1986. Регистрация 22.08.1088
8. Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. Способ морской геоэлектроразведки // Авторское свидетельство № 1463004. Приоритет 2.12.1986. Регистрация 1.11.1988
9. Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. Способ морской геоэлектроразведки // Авторское свидетельство № 1491194 Приоритет 2.12.1986. Регистрация 01.03.1989
10. Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. Способ морской геоэлектроразведки // Авторское свидетельство. № 1498250 Приоритет 13.01.1987. Регистрация 1.04.1989
11. Бобровников Л.З., Вишняков-Берг А.Э., Попов В.А. и др. Способ морской геоэлектроразведки // Авторское свидетельство. № 1542269 Приоритет 13.01.1987. Регистрация 08.10.1989
12. Брюховецкий О.С. Гидрофизический механизм формирования нефтегазовых месторождений // VII международная конференция "Новые идеи в науках о Земле", Сборник избранных докладов. - М.: МГГРУ, 2006
13. Брюховецкий О.С., Лурье М.В., Лопатин В.В. Гидрофизический механизм миграции газа. // VII международная конференция "Новые идеи в науках о Земле", - М.: МГГРУ, 2005
14. Брюховецкий О.С. Структурная модель пласта // V Международная научно-практическая конференция "Наука и новейшие технологии при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых". - М. РГГРУ, 2006.
15. Вишняков-Берг А.Э., Паняев В.П., Яневич М.Ю. и др. Разработка теории и методики прямых поисков залежей нефти и газа. – Л.: Фонды ПГО «Севморгео», НИИГеологии Арктики, 1981. 176 с.
16. Брюховецкий О.С., Лурье М.В. Гидротермальная циркуляция как основной механизм формирования месторождений полезных ископаемых (учебное пособие). – М.: 2008.
17. Брюховецкий О.С., Лурье М.В. Исследование гидрофизических механизмов миграции газа и образования газовых залежей // Геология и разведка. – М.: Российский государственный геологоразведочный университет, 2006. - № 4.
18. Бобровников Л.З., Брюховецкий О.С., Михайлов В.А. Новый метод прямых поисков и разведки нефтегазовых месторождений // Геология и разведка. – М.: Российский государственный геологоразведочный университет, 2009 - № 6.
22. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Бинарные технологии прямых поисков МПИ // Недропользование XXI век. - М.: Некоммерческое партнерство "Саморегулируемая организация "Национальная ассоциация по экспертизе недр" (НП НАЭН), 2010. - № 4.
23. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Бинарная технология прямых поисков нефтегазовых месторождений // Недропользование XXI век. - М.: Некоммерческое партнерство "Саморегулируемая организация "Национальная ассоциация по экспертизе недр" (НП НАЭН), 2010. - № 5.

УДК 553.98

Фрактальность нефтегазовых пластов и добыча углеводородов

В.И. Иванников – доктор техн. наук
(ЗАО «Радикал 21»)

Ранее [1, 2, и др.] мы обращались к рассмотрению деструктивного состояния горных пород, содержащих нефтегазовые флюиды. Теперь следует более подробно охарактеризовать эти представления для выработки рекомендаций производственникам, осуществляющим скважинные операции по гидроразрыву и иным способам воздействия на продуктивные объекты с целью интенсификации добычи нефти и газа, а также повышения коэффициента нефтеизвлечения.

Пористые и проницаемые пласты – коллекторы воды, нефти и газа могут находиться в различном деструктивном состоянии, которое характеризуется количеством трещин в определенном объеме породы (фрактала). Этот объем может составлять 1 м³ или 1 см³, содержать или не содержать одну трещину или бесчисленное количество трещин.

Фрактальность означает дробность породы-коллектора, разбитой сетью трещин (рис. 1) Крайние примеры: пористый фрактал (фрагмент) без трещин и горная порода, полно-

стью разрушенная до состояния сыпучего песка. Понятие фрактальности заимствовано из работ Бенуа Мандельброта («Фрактальная геометрия природы»). Он говорил: «Новая геометрия способна описать многие из неправильных и фрагментированных форм в окружающем нас мире и породить вполне законченные теории, определив семейство фигур, которые я называю фракталами». Более строгое определение фрактала связано с очень важным понятием: его дробной размерностью. Фракталы условно делятся на регулярные и нерегулярные. Последние намного чаще встречаются в природных объектах.

Фрактальные характеристики процесса разрушения горных пород

Изучив процессы разрушения горных пород, исследователи пришли к выводу, что данный процесс – нелинейный. Закон Гука $F = -k \cdot X$ действовал только на начальном этапе деформации. При достижении некоторого порогового значения линейный

закон переставал работать, и происходило перераспределение напряжений (разрыв связей), результатом которого становилась разветвленная система трещин. Эксперименты проводились с двумя видами деформаций – растяжение и сдвиг, распространенных в природе (рис. 2). Характерные конфигурации трещин в обоих случаях имели фрактальную структуру с размерностью 1,62–1,64.

«Фрактальная природа трещин свидетельствует о непредсказуемости направления развития трещин, а равенство фрактальных размерностей систем трещин при растяжении и сдвиге говорит о том, что, изучая направление трещин, нельзя определить, каким типом внешнего воздействия это вызвано» (Вадковский В.Н., Захаров В.С., 2001).

При закачке воды в нефтегазовую залежь для вытеснения нефти или при гравитационном режиме эксплуатации за счет давления краевых или подошвенных вод, вода идет по системе трещин, обходя фракталы целой (сцементированной) породы.

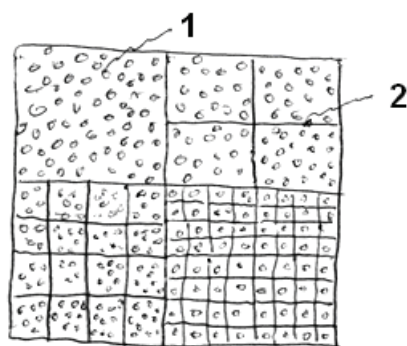


Рис. 1. Фрактальность коллектора
1 - пористая матрица;
2 - трещины тектонического заложения или искусственно созданные

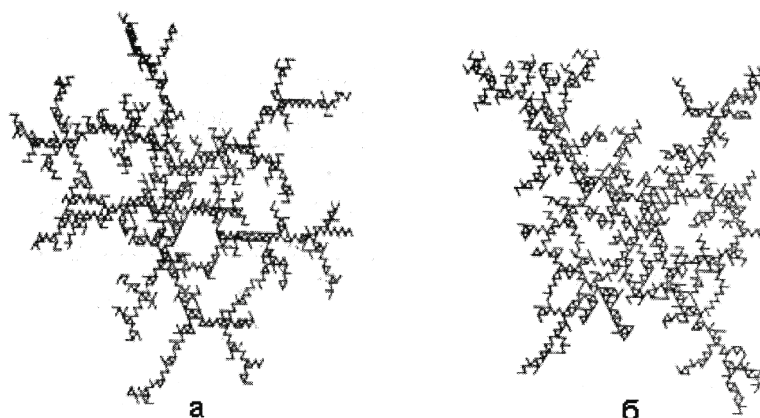


Рис.2. Фрактальность трещин при: а) – растяжении; б) – сдвиге
(по данным Вадковского В.Н., Захарова В.С.)

Поскольку и матричная и трещинная емкость продуктивного пласта является нефтенасыщенной, то в первую мы добываем нефть из трещинной емкости, замещая её водой. Вода, продвигаясь по трещинам, окружает куски породы с матричной ёмкостью и блокирует выход нефти из них в проточную часть коллектора. Обычно это происходит на поздних этапах разработки и эксплуатации залежи, когда мы уже стравили через скважины значительную часть попутного газа, т.е. потеряли запас упругой энергии.

Блокированный водой фрактал коллектора уже не может отдать свою нефть хотя бы в силу капиллярных сопротивлений. Где же выход из создавшегося положения? Он есть. И единственно возможный – это воздействие на мертвую нефть, оставшуюся в фракталах матрицы коллектора, с помощью волновых полей, которые заставят нефть с остатками газовой фазы выходить в проточную трещинную сеть. Гидроразрыв пласта только усугубляет общую картину, создавая каналы (соединяя в целое цепочку трещин) потокам воды, закачиваемой в пласт через нагнетательные скважины.

Чтобы не оставлять в недрах 60-70% нефти заключенной в матричной емкости коллектора, целесообразно искусственно создавать дренаж пласта, порождая в нем обширную сеть микротрещин путем сейсмического воздействия, (в идеальном случае разрушая матрицу до состояния дезинтегрированного песка). Другой вопрос – как это сделать? Решения на этот счет есть и их реализация вполне возможна.

Позволю себе некоторые отступления. В современной практике уже на стадии разработки проекта эксплуатации месторождения закладываются по меньшей мере две проблемы недополучения нефти. Причем речь идет о 60-70% её запасов. В чем состоят эти две проблемы? Первая заключается в том, что на этапе фонтанного периода нерационально используется попутная газовая фаза, т.е. месторождение де-

газируется без инструмента управления газожидкостным потоком в добывающих скважинах, а стало быть, быстро теряет пластовое давление. Ситуация состоит в том, что вынос попутного газа многократно опережает вынос нефти при фонтанировании скважин, а дегазация нефти начинается уже внутри пласта, вследствие чего имеет место двух или трехфазное течение газожидкостного потока в пределах воронки депрессии. В лифтовой колонне расслоение ещё больше увеличивается. Установка забойных или устьевых штуцеров ситуацию не меняет или меняет незначительно. Технические решения для сдерживания газа в пласте и изменения структуры газожидкостной смеси в скважине имеются [3], но не внедряются в практику.

Вторая проблема – это гидродинамика пласта при заводнении, напрямую связанная с его фрактальностью (степенью трещиноватости). При наличии тектонически заложенных трещин и естественной неоднородности продуктивных пластов нагнетаемая вода обходит плотные фракталы коллектора и разрезает залежь, создавая ручьевую систему потоков от нагнетательных в добывающие скважины. Оставшиеся целики матричной породы замыкаются водой, и нефть из них не вытесняется.

Из понятия фрактальности следует, что идеальный нефтяной пласт должен быть представлен чистым несцементированным песком. Он не может содержать трещин, не может подвергаться гидроразрывам. В нем происходит полное замещение флюидного состава и действует линейный закон фильтрации (рис. 3в).

Однако, такие пласты хотя и встречаются, но являются исключением из правила. Их эксплуатация осложняется интенсивным выносом песка в добывающие скважины и неустойчивостью призабойной зоны продуктивного пласта.

На практике нефтяной пласт обычно расчленяется нагнетаемой водой, либо по системе существующих в нем

трещин, либо по системе искусственно созданных в нем трещин при проведении гидроразрывов. Причем после гидроразрывов потоки воды канализируются от нагнетательных в добывающие скважины. Глубоко-проникающие гидроразрывы в пласте нефтяной залежи создают подземные протоки для воды, что выключает подпитку их нефтью из разветвленной сети трещин. Повторное проведение гидроразрыва пласта в том же месте бессмысленно и даже вредно.

Выбрав легко-добываемую нефть из трещинной ёмкости, мы консервируем запасы нефти в матричной части коллектора, которые взять будет весьма проблематично. Поэтому, осуществляя огромный водооборот через недра и неся большие нерентабельные затраты, мы получаем лишь малую толику нефти.

Кроме терригенных коллекторов нефти и газа существуют (~30% от общего объема) карбонатные породы-коллекторы, флюидная ёмкость которых представлена кавернозно-трещинной пустотностью. Именно поэтому себестоимость добычи 1 тонны нефти на ближнем востоке (Кувейт, ОАЭ, Ирак) примерно в пять раз ниже, чем из песчанно-глинистых пород терригенного комплекса. Тем не менее, фрактальность коллектора и в карбонатах играет ту же вышеуказанную роль.

Результаты быстрого прорыва вод из нагнетательных скважин в добывающие в трещиноватых известняках приведен в работе [4] на примере из истории разработки нефтяной залежи «Д» в пластах паннона (Югославия) – рис. 4, здесь, при отборе из залежи 391,4 тыс. т. нефти (около 70% от неизвлекаемых запасов), 535,2 тыс. т. жидкости и 50 млн. м³ газа, в течение 7 лет пластовое давление снизилось всего на 0,376 МПа. Судя по карте изобар, текущее давление в пласте распределялось относительно равномерно. В 1984 г. средний дебит нефти по добывающим скважинам сохранялся на уровне около 15 т/сут. При отборе из залежи 85 тыс. т. жидкости в год обводненность добываемой продукции на конец 1984 г. составила 65%. Текущий коэффициент нефтеотдачи в целом по залежи достиг 0,37, при проектном значении - 0,52.

Другой пример, приведенный в работе [4] и представленный на рис. 5, показывает результат работы одной из добывающих скважин на Кулешовском нефтяном месторождении (ПО Коми-нефть») при очаговом заводнении пласта на поздней стадии разработки залежи.

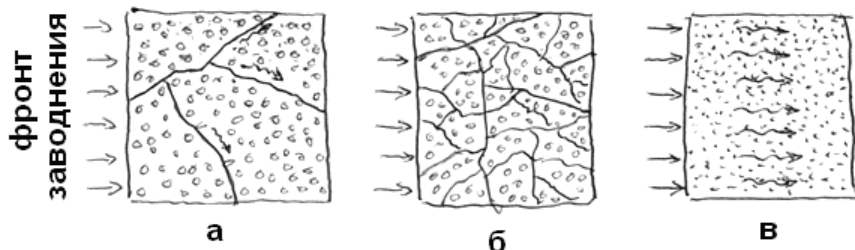


Рис. 3 Фрактальность удельного объема породы коллектора.

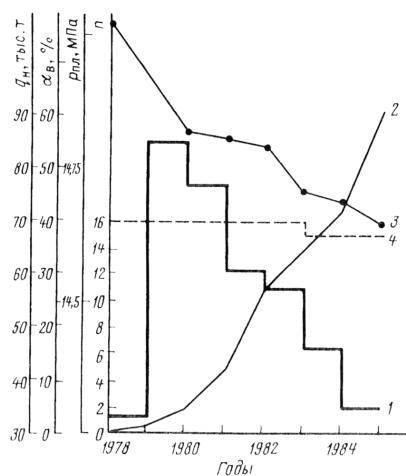


Рис. 4 История разработки залежи месторождения «Δ»

- 1 - годовая добыча нефти;
- 2 - обводненность;
- 3 - пластовое давление;
- 4 - число действующих скважин

Волновое воздействие на факталы пористо-проницаемой породы, блокированной водой, основывается на создании волнового поля от внутрискважинных источников, расположенных в зоне вскрытия продуктивного пласта за контуром фронта заводнения. При этом эффект вытеснения нефти из целиков заключается не в наложении волнового поля как такового, а в пульсациях остаточной газовой фазы при прохождении волн. Усиление этих волн может быть достигнуто путем интерференции волновых полей, а выделение нефти в проточную систему трещин организуется путем системного расположения источников колебаний в существующей сетке скважин. Амплитудно-частотный режим волнового воздействия опре-

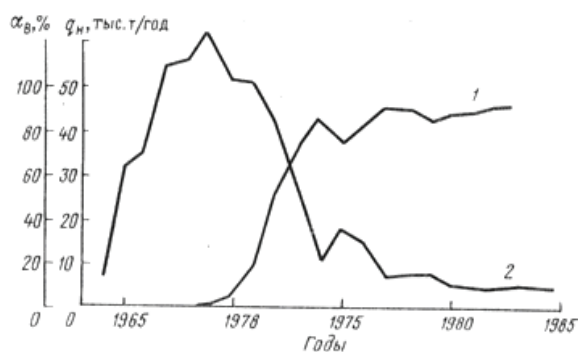


Рис. 5 Показатели работы скважины № 452 пласта А4 Кулешовского месторождения.

- 1 - обводненность добываемой жидкости;
- 2 - годовая добыча нефти

деляется в соответствии с характеристикой капиллярно – поровой структуры коллектора. Такая методология поддается расчетам с известными допущениями и может быть реализована на практике.

Другая часть задачи состоит в том, чтобы подобрать нужные источники генерации волн. Из них наиболее подходящими являются акустические излучатели и гидродинамические кавитаторы, создающие оптимальный спектр высокочастотных ударных волн. Какой бы невероятной, на первый взгляд не показалась мысль об искусственной деструкции матричной части коллектора для извлечения из нее нефти, тем не менее, она вполне очевидна, и заслуживает внимания.

Так как фрактальность нефтесодержащей породы определяет гидродинамику разветвленного (ручьевого) потока жидкости, поступающей в пласт через нагнетательные скважины, то дробление матрицы в любом случае приводит к увеличению нефтеотдачи пласта. На современном техническом уровне такая задача решается сейсмическим воздействием на пласт, например при помощи маломощных взрывов с поверхности. Для этого на дневной поверхности оконтуренной площади нефтяного месторождения создаётся сетка мелких скважин (глубиной до 10 м), в которых можно осуществлять взрывы на выброс.

Эффект от взрывов будет в основном заключаться в доведении сейсмических колебаний до продуктивного пласта в расчете на его предварительно напряженное состояние. При релаксации этих напряжений под действием сейсмических колебаний в консолидированной части пласта-коллектора будет развиваться новая сеть микротрещин, т.е. изменение фрактальности породы. Такое воздействие необходимо согласовать с общей диспозицией движения фронтов заводнения залежи. В этом состоит суть другого метода волнового воздействия на нефтесодержащий объект добычи УВ.

Комплексное применение вышеуказанных волновых технологий позволит, в конечном счёте, обеспечить более полное извлечение остаточной нефти и поднять КИН до уровня 0,6.

Выводы

1. Необходимо удерживать попутный газ в нефтяных пластах как можно дольше, что бы поддерживать пластовую энергию.

2. Применять методы волнового воздействия на нефтяные пласты для того, чтобы деструктурировать матричную (плотную) часть коллектора, что бы обеспечить полную вытеснения нефти.

3. Исключить из применения глубокопроникающие гидроразрывы нефтяных пластов, изменяющие структуру потоков пластового флюида и приводящие к ускоренному обводнению добываемой продукции.

4. Соблюдать балансовые отношения отбора нефти и закачки воды в нефтегазовые пласты.

Все эти мероприятия, в конечном счёте, дадут возможность существенно увеличить нефтеотдачу месторождений на завершающих стадиях эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванников В.И. К вопросу миграции нефти в природных резервуарах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. - № 3.
2. Иванников В.И. Напряженно – деформированное состояние и флюидомассоперенос в нефтегазовых формациях. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. - № 6.
3. Иванников В.И. Пластовая энергия нефтегазовых залежей и ее рациональное использование. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг». – 2010. - № 1. – с. 23-25.
4. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, - 1994. - 308 с.

Технология бурения с отбором керна в донных отложениях озера Байкал – основные результаты проекта

В.В. Кочуков – канд. техн. наук, генеральный директор
(ООО «Ай Ди Эс Дриминг»)

Б.Н. Хахаев - канд. техн. наук, советник генерального директора
(ОАО НПЦ «Недра»)

Технология бурения глубоководных скважин была разработана сектором "Глубоководное бурение" (зав. сектором В.В. Кочуков) НИО СГБ "Недра" под руководством генерального директора Б.Н. Хахаева.

Первая научная глубоководная скважина BDP-93 на озере Байкал была пробурена в акватории Бугульдейской перемычки при глубине воды 354 м. Вывод ПБК на точку бурения осуществлялся двумя буксировщиками, суднами "Байкал" и "Зайсан" по тонкому льду. После завершения этапа вмораживания буровой баржи в лед всего было пробурено три ствола глубиной 102, 96 и 99 м. Результаты проводки скважины и отбора керна приведены в табл. 1 и 2.

В процессе проводки скважины со сплошным отбором керна использовался вариант однорейсовой скважины, т.е. бурение до проектной глубины производили без подъема буровой колонны и без спуска райзера. Вращение буровой колонны осуществлялось от верхнего вращателя, разработанного НИО СГБ "Недра". В качестве промывочной жидкости использовалась озерная вода. По окончании бурения без отбора керна 3-го ствола скважины выполнен комплекс ГИС.

В процессе проводки всех трёх стволов осложнения не наблюдались. Стволы скважин были устойчивы, вертикальны и имели номинальный диаметр.

Зимой 1996 г. ПБК "Недра-Байкал-600" был заморожен в акватории Академического хребта и пробурены два ствола скважины BDP-96: первый на глубину 302 м, в том числе 197 м с непрерывным отбором керна, и второй – на 100 м с непрерывным отбором керна. При проводке скважины BDP-96 использовалась та же технология, что и при проводке скважины BDP-93. В процессе бурения первого ствола с непрерывным отбором керна наблюдалось поглощение промывочной жидкости и осыпание стенок, что сделало невозможным отбор керна с глубины 197 м. Дальнейшее бурение скважины осуществлялось сплошным забоем до глубины 300 м. После окончания бурения, инструмент был приподнят до глубины 20 м и через него были проведены геофизические работы.

В период 1996-1997 г.г. был разработан и построен новый, более мощный ПБК - "Недра-Байкал"-2000", который должен быть решены задачи, поставленные координационным комитетом "Байкал-бурение" на ближайшее будущее.

По расчетам разработчиков (ФГУП НПЦ "Недра") грузоподъемность, энергонасыщенность и автономность данного комплекса должны были обеспечить успешное бурение глубоководных скважин с длиной буровой колонны до 2000 м.

Расчеты ожидаемой скорости бурения с непрерывным отбором керна показали, что за период стабильного ледостава на озере, составляющего около 100-110 дней, пробурить одну скважину со сплошным отбором керна в интервале 0...1000 м весьма затруднительно. Вариант продолжения бурения в следующем зимнем сезоне полностью исключен в связи с тем, что не решена техническая задача сохранения старого ствола, обнаружения и возвращения в него после летнего перерыва в бурении.

Анализ геологического материала показал, что для некоторых районов Байкала, например, Академического хребта, вполне допустим вариант, когда первая скважина бурится на максимально возможную глубину со сплошным отбором керна, обусловленной продолжительностью зимней экспедиции, а вторая бурится в следующем сезоне рядом, на расстоянии до 2 км от первой для обеспечения идентичности геологических условий. При этом отбор керна во второй скважине начинается только тогда, когда во второй будет достигнута глубина первой скважины. Поскольку скорость бурения сплошным забоем существенно выше, чем при бурении с отбором керна, то глубина второго ствола может быть значительно больше глубины первой и достигнута 1100...1200 м за короткий промежуток времени.

К сожалению, реализовать эту идею не удалось из-за непредвиденного осложнения ледовой обстановки на озере в период образования ледового покрытия. ПБК во время буксировки его на север был заморожен в ледовое поле в прибрежной части акватории мыса Красный Яр (западное побережье), но в результате дрейфа поля ПБК оказалось в Южной котловине озера. Глубина воды в конечной точке дрейфа составляла 1436 м. Было принято решение провести опытные испытания ПБК, пробурив без спуска райзера ряд неглубоких скважин. В одном из стволов скважины, при экспериментальном отборе керна с глубины 161 м, были обнаружены газогидраты. Результаты экспериментального бурения подтвердили высокую работоспособность и автономность бурового комплекса. В процессе испытаний использовалась та же технология бурения с непрерывным

Таблица 1. Общие сведения по скважинам, пробуренным в рамках проекта "Байкал-бурение"

Скважина Район бурения	Тип ПБК	Глубина воды, м	Глубина скважины (от дна озера), м	Характеристика конструкции скважины	Даты начала и окончания бурения
BDP-93 Бугульдейская перемычка	"Недра-Байкал-600"	354	I ствол – 102 м II ствол – 96 м III ствол – 99 м	Открытый Открытый Открытый	04.03.-15.03.93 20.03.-28.03.93 31.03.-03.04.93
BDP-96 Академический хребет	"Недра-Байкал-600"	321	I ствол – 302 м II ствол – 100 м	Открытый Открытый	03.02.-14.03.96 19.03.-23.03.96
BDP-97 Южная котловина	"Недра-Байкал-2000"	1436	I ствол – 161 м II ствол – 225 м	Открытый Открытый	03.02.-19.03.97 24.03.-26.03.97
BDP-98 Академический хребет	"Недра-Байкал-2000"	337	I ствол – 201 м II ствол – 674 м III ствол – 53 м	Открытый (240*245мм) 517м Открытый	20.01.-29.01.98 03.02.-23.03.98 28.03.-29.03.98
BDP-99 Посольская банка	"Недра-Байкал-2000"	201	I ствол – 113 м II ствол – 350 м	Открытый 245мм*218м	29.01.-08.02.99 10.02.-07.03.99

отбором керна, что и при бурении скважин BDP-93 и BDP-96 (без спуска райзера и с использованием в качестве промывочной жидкости озерной воды).

В июле 1997 г. было принято решение о бурении в зимний период 1997-1998 г.г. скважины глубиной 600 м в акватории Академического хребта.

В конце декабря 1997 г. экспедиция вышла в район бурения на судне "Байкал", которое буксировало ПБК. После удачного вмораживания комплекса было начато бурение. Глубина воды равнялась 333 м. Первый пилот-ствол был пробурен до глубины 201 м с непрерывным отбором керна для уточнения глубины дна и глубины спуска райзера-кондуктора. Это было продиктовано необходимостью перекрытия верхнего интервала скважины, с целью вскрытия нижележащих отложений с использованием в качестве промывочной жидкости малоглинистого раствора для обеспечения устойчивости песчаных пропластков.

При бурении первого ствола скважины использовалась технология однорейсовой скважины с применением в качестве промывочной жидкости озерной воды. Отбор керна осуществлялся керноотборным устройством УКСБ 178/56-79. Результаты бурения первого ствола приведены в табл. 2.

Второй, основной, ствол скважины был пробурен на глубину 674,5 м, в том числе с непрерывным отбором керна с глубины 190,8 м до 601 м. Согласно проекту конструкция скважины (второго ствола) была выбрана одноколонной. Вначале был спущен райзер-кондуктор на глубину 18 м (погружен в донные отложения под действием части собственного веса труб). Затем через него был спущен бурильный инструмент и пробурена скважина сплошным забоем глубиной 201 м диаметром 212,7 мм с промывкой озерной водой. После этого в скважину был спущен раздвижной двулопастной расширитель РГЛ 212/300. Ствол скважины ниже башмака колонны был расширен до 300 мм, а затем водоотделяющая колонна была спущена до отметки 190 м и зацементирована. После ОЗЦ началось бурение с непрерывным отбором керна с глубины 190 м (для перекрытия 1 и 2-го стволов) до проектной глубины 601 м. Этот интервал вскрывался с использованием

керноотборного устройства УКСБ 178/56-79. С глубины 210 м бурение осуществлялось с использованием малоглинистого раствора с параметрами: плотность – 1,05 г/см³; условная вязкость - 30-40 с; водоотдача - 5...8 см³. В процессе проводки скважины осложнения в скважине не наблюдались. В конечной стадии проводки первого ствола скважины одной из причин прекращения бурения стало смещение (дрейф) ПБК вместе с ледовым полем на 17 м, следствием которого стали постоянное прижатие бурильной колонны к шахте баржи и невозможность проведения спуско-подъемных операций. Дальнейшее смещение могло привести к аварии. По данным кавернометрии и инклинометрии, проведенных по окончании бурения, стволы скважины были вертикальны и имели номинальный диаметр. После бурения первого и второго стволов, был проведен комплекс ГИС в открытом стволе.

Зимой 1998-1999 г.г. буровой комплекс "Недра-Байкал-2000" был вморожен в акватории Посольской банки и пробурена скважина BDP-99 (два ствола) глубиной 350,5 м. Первый ствол пробурен без спуска водоотделяющей колонны и с непрерывным отбором керна до глубины 113,3 м, а второй ствол - до глубины 350,5 м, в том числе с отбором керна в интервале 109-251,9 м.

При проводке скважины применялись два вида промывочной жидкости – озерная вода и малоглинистый раствор. Первый ствол пробурен с промывкой водой, а второй - пробурен до глубины 171 м с промывкой глинистым раствором. Плотность раствора удерживалась в пределах 1,03-1,04 г/см³ с условной вязкостью до 30 с. В интервале 171...350,5 м, в связи с потерей циркуляции, использовалась озерная вода.

Конструкция скважины была одноколонной. Райзер-кондуктор спускался в два этапа: в первый раз - на глубину 13,2 м, а затем - на 59,31 м. Кондуктор не цементировался. Первым стволом скважина бурилась как однорейсовая с непрерывным отбором керна. Второй ствол (после спуска райзера-кондуктора и последующего его погружения в донные осадки) до глубины 109,7 м пробурен с поинтервальным отбором керна, а в дальнейшем - с непрерывным отбором керна до проектной глубины (251,9 м). В интервале

251,9...350,5 м было проведено испытание нового керноотборного устройства КУСК 185/56-79. В процессе проводки скважины до проектной глубины осложнения не наблюдались. Начались они в виде осыпания стенок только после окончания бурения в процессе испытаний (после 30 суток работы в стволе). Причиной прекращения бурения первого ствола скважины на глубине 113,3 м, явилось смещение бурового комплекса с ледовым полем по отношению к устью скважины на 14 м. По окончании бурения скважины был проведен комплекс ГИС. В связи с осложненным состоянием ствола скважины, в основном все записи ГИС были проведены до глубины 180 м, а ГК – через бурильную колонну до глубины 271 м.

В процессе бурения всех скважин на озере Байкал особое внимание было уделено решению вопросов экологической безопасности ведения буровых работ.

В целях сведения к минимуму воздействия на окружающую среду при производстве работ были предусмотрены специальные комплексы мероприятий разработанные НИО СГБ

"Недра" (сектор глубоководное бурение - зав. В.В. Кочуков) совместно с учеными и специалистами институтов СО РАН под руководством зам. генерального директора ФГУП НПЦ "Недра" – Л.А. Певзнера. Они учитывали требования ООС, "Закона о Байкале" и "Временных требований по охране окружающей природной среды при строительстве скважин на акваториях оз. Байкал". Последние были разработаны группой ученых СО РАН, Иркутского Госуниверситета, Госкомприроды Иркутской области и других заинтересованных сторон, по инициативе и с участием ФГУП НПЦ "Недра".

При проведении буровых работ возможными потенциальными источниками загрязнения могли быть: буровая установка, промывочная жидкость, выбуренный шлам, продукты ГСМ, бытовые отходы. В мероприятиях по охране вод и биологического разнообразия были реализованы:

- установка водоотделяющей колонны (райзера) с ее цементированием, что позволило создать герметичную систему для циркуляции бурового раствора в скважине и исключить контакт промывочной жидкости с водой озера;

Таблица 2. Основные результаты бурения глубоководных научных скважин на озере Байкал в 1993-1999 годах

Показатели	BDP-93 Бугульдейская перемычка	BDP-96 Академический хребет	BDP-98 Академический хребет	BDP-99 Посольская банка	Итого по всем скважинам
Тип плавучего бурового комплекса	"Недра-Байкал-600"	"Недра-Байкал-600"	"Недра-Байкал-2000"	"Недра-Байкал-2000"	
Буровая установка	УРБ-3М	УРБ-3М	СКБ-8	СКБ-8	
Водоизмещение баржи, тонн	400	400	1300	1300	
Глубина воды, м	354	321	337	202	
Длина (глубина) скважины от дна, м	I ствол - 102 II ствол - 96 III ствол - 99	I ствол - 302 II ствол - 100	I ствол - 201 II ствол - 674 III ствол - 53	I ствол - 113 II ствол - 350	
Проходка суммарная, м	297	402	928	463	2090
Проходка с отбором керна, м	176	285	611	255	1327
в том числе:					
ГПК	150	134	270	143	697
ВК	12	77	11	-	100
РК	14	74	330	113	531
Процент выноса керна:					
ГПК	99	99	99	98	
ВК	99	99	98	-	
РК	80	61	91	92	
Средний вынос керна, %	97	89	95	96	
Конструкция скважины	Без водоотделяющей колонны (райзера)	Без водоотделяющей колонны (райзера)	II ствол пробурен с водоотделяющей колонной	II ствол пробурен с водоотделяющей колонной	
Глубина спуска райзера (от дна), м	-	-	180	13-59	

- использование в качестве промывочной жидкости воды из озера, без добавок, для бурения скважин глубиной до 300 м в период, предшествующий установке водоотделяющей колонны;

- установка цементных мостов на забое и устье скважины при ее ликвидации;

- оборудование желобов и очистительной системы сплошной обшивкой и обвязкой для исключения перелива промывочной жидкости;

- установка мелкоячеистой сетки на всасывающем трубопроводе водозаборной системы;

- оборудование грузовой палубы баржи сплошными металлическими бортами высотой 1,5 м для исключения попадания нефтепродуктов и бурового раствора на поверхность льда и в воду.

Согласно мероприятиям по охране атмосферного воздуха:

- установкой активного нейтрализатора выхлопных газов, обеспечивающего 70-90% очистку газов;

- установкой поддонов под дизель-генераторные установки;

- установкой расходной емкости, небольшого объема, и подачи топлива в дизеля по герметичным трубопроводам.

В мероприятиях по предотвращению загрязнения производственными и бытовыми отходами предусматривалось:

- складирование производственных отходов (бурового шлама, масел и др.) в специальных емкостях, расположенных в трюме баржи; по окончании буровых работ отходы подвергались захоронению на суше в установленном порядке;

- оборудование баржи биотуалетами;

- складирование бытовых отходов на барже и судне сопровождения и их последующее захоронение на суше в установленном порядке по окончании экспедиции;

- очистка хозяйственных и нефтесодержащих вод биостанцией, установленной на судне сопровождения.

Постоянный экологический мониторинг, осуществляемый учеными СО РАН, позволял оперативно корректировать, дополнять и реализовывать мероприятия по охране окружающей среды.

Основные результаты бурения скважин.

В процессе проводки скважин со сплошным отбором керна были вскрыты следующие отложения: в 1993 г. - верхний плейстоцен (~666 тыс. лет), в 1996 г. - нижний плиоцен (~5 млн. лет), в 1998 г. - верхний миоцен (~10-11 млн. лет), в 1999 г. - эоплейстоцен (1-1,2 млн. лет).

Литологический разрез всех пробуренных скважин в основном представлен переслаивающимися глинами, диатомитами и алевроито-глинистыми разностями преимущественно серого, зеленовато-серого цвета с редкими прослоями песков (кроме BDP-96; 97). Глины периодически обогащены створками диатомовых водорослей. Содержание крупнообломочной примеси, весьма низкое вверху, постепенно увеличивается с глубиной. По всему разрезу встречаются редкие единичные включения грубообломочного материала. Текстура пород массивная, слоистая, тонкослоистая и линзовидная. Плотность пород варьирует в пределах 1500-2000 кг/м³. Из керна выделяется биогенный метан. Осадки, вскрытые в Южной котловине (скважина BDP-97), представлены, в основном, крупнозернистым рыхлым слабосцементированным материалом. В интервалах 191-121 м и 160-161 м были обнаружены 10-15-сантиметровые пропластки песка, сцементированного газогидратными (метановыми) образованиями.

Проектирование конструкции скважин (морских, озерных) особенно в отношении выбора глубины спуска обсадных колонн, основано на использовании информации о величинах давлений гидроразрыва пород, вскрываемых скважиной. Сказанное справедливо и для глубоководных

скважин. Между тем нет общепринятой методики расчета горного давления и давлений гидроразрыва пород, залегающих на дне водоемов, в том числе континентальных озер, без которой невозможно обосновать глубину спуска водоотделяющих колонн и тем более тех, которые выполняют одновременно роль обсадной колонны - кондуктора.

Опыт проектирования и бурения глубоководных скважин ФГУП НПЦ "Недра" на озере Байкал показывает, что использование известных методик расчета давлений гидроразрыва, традиционно применяемых для скважин на суше, дают недопустимое завышение величин горного давления и, как следствие, занижение глубин спуска колонн в глубоководные скважины.

Исследованиями, проведенными в ФГУП НПЦ "Недра", установлено, что гидростатическое давление воды в водоеме передается донным отложениям не сразу, а постепенно, в зависимости от эффективной пористости пород. Разработана и применена для проектирования глубин спуска водоотделяющих колонн новая методика расчета давлений гидроразрыва пород [2], обеспечивающая существенное повышение надежности конструкций глубоководных скважин.

Выводы

1. Специалистами ФГУП НПЦ "Недра" разработаны и успешно применены для решения задач глубоководного бурения в акватории озера Байкал, поставленных международным комитетом "Байкал-бурение", плавающие буровые комплексы "Недра-Байкал-600" и "Недра-Байкал-2000", обеспечивающие бурение на глубины соответственно 800 и 2000 м (по длине бурильной колонны).

2. В процессе реализации проекта "Байкал-бурение" с участием ФГУП НПЦ "Недра" пробурено в акватории озера Байкал 5 научных глубоководных скважин (10 стволов) с общей проходкой 2476 м при глубине воды от 200 до 1436 м. Минимальная глубина скважин 100 м, максимальная 674,5 м.

3. Доказана высокая эффективность керноотборного устройства УКСБ 178/56-79 "Байкал-2", разработанного НИО СБГ "Недра" совместно с НПО "Буровая техника"-ВНИИБТ (г. Москва), позволившее пробурить с непрерывным отбором керна 1327 м в донных отложениях неоген-антропогенного возраста с выносом более 94%. Качество кернового материала высоко оценено научными организациями Российской Академии наук, США, Японии, Германии и Франции.

4. Разработанные варианты технологии бурения скважин с плавающих буровых комплексов, вмороженных в лед, явились наиболее эффективными и экономически целесообразными при бурении в акватории озера Байкал.

5. Использование в качестве бурового райзера облегченной колонны, изготовленной из легкосплавных труб ЛОТ 240x10, позволило решить задачи бурения скважин глубиной до 2000 м с учетом водной толщи и решением вопросов экологической защиты водной среды.

6. Впервые в мире в пресноводном водоеме в южной впадине озера Байкал с глубины 161 м были подняты газогидраты.

7. Экологические мероприятия, разработанные совместно с институтами СО РАН, научно-исследовательским институтом Биологии при Государственном Университете г. Иркутск и Госкомприроды Иркутской области, позволили решить все задачи безопасного ведения буровых работ в условиях бассейна озера Байкал. Постоянный мониторинг, в процессе бурения, организованный институтами Геохимии и Лимнологии СО РАН, успешно их корректировал.

8. Разработана методика прогнозирования давлений гидроразрыва пород при бурении глубоководных скважин, обеспечивающая обоснованный выбор глубин спуска водоотделяющей колонны-кондуктора.

Влияние всестороннего давления, температуры и реологических свойств горной породы на точность базовых моделей буримости

А.Г. Калинин – доктор техн. наук, профессор
(кафедра современных технологий бурения скважин РГГРУ)
В.П. Овчинников – доктор техн. наук, профессор
(заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин ТюмГНГУ)
А.А. Сазонов – канд. экон. наук, доцент
(РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина)

Для создания более достоверных моделей буримости горных пород кроме известных физико-механических показателей разрушения (твердость, буримость, абразивность и др.) необходимо исследовать влияние всестороннего давления, температуры и реологических свойств пород на буримость.

Напряжённое состояние горных пород создается гравитационными силами, тектоническими напряжениями, давлением флюидов, которые насыщают эту породу и формируют так называемое горное (геостатическое) давление [1]. При всем многообразии способов приложения сил к телу (в нашем случае породе) напряжение [2] – это:

1. нормальные сжимающие напряжения, заключающиеся в равномерном всестороннем сжатии, что соответствует гидростатическому или литостатическому давлению и

2. если хотя бы в одном сечении тела (породы) обнаружено касательное напряжение, то в других сечениях также обнаруживаются касательные напряжения

3. но если найдутся 3 и только 3 взаимно-перпендикулярных сечения, в которых отсутствуют касательные напряжения, то в этом случае действуют только нормальные напряжения, которые получили название главных осей напряжений, а сами напряжения, по этим осям – главными нормальными напряжениями - $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$, связанных между собой неравенством

$$\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$$

при этом - σ_1 – главное растягивающее напряжение;

- σ_2 – главное промежуточное напряжение, которое может быть как положительным (растягивающим) так и отрицательным (сжимающим) напряжением;

- σ_3 – главное сжимающее напряжение.

Общее напряжение σ_m есть среднее арифметическое суммы:

$$(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \quad (1)$$

Но если из главного растягивающего напряжения вычесть напряжение равномерного всестороннего сжатия (σ_m), то получим остаток, который называется девиаторным напряжением.

$$\sigma_1^1 = \sigma_1 - \sigma_m \quad (2)$$

В этом случае σ_1^1 имеет положительный знак и относится к растягивающим напряжениям, что ведет к удлинению тела, а

$$\sigma_2^1 = \sigma_2 - \sigma_m \quad (3)$$

где σ_2^1 – равно 0, так как во всех направлениях никаких деформаций не происходит;

$$\sigma_3^1 = \sigma_3 - \sigma_m \quad (4)$$

где σ_3^1 – имеет отрицательный знак и относится к напряжениям сжатия, что приводит к укорачиванию тела.

σ_2^1 и σ_3^1 – также являются девиаторными напряжениями.

Все это приводит к различного рода деформациям тела (горной породы) при бурении.

На свойства горных пород оказывают также весьма существенное влияние флюиды, особенно вода, которая содержится в пласте под определенным давлением (пластовым или поровым) для самых разнообразных условий [1].

Большой вклад в изучение всестороннего давления (сжатия) внес В.В. Булатов, который показал, что с повышением всестороннего давления предел текучести и коэффициент пластичности горной породы (ГП) увеличивается, а также растет темп «упрочнения». При этом установлено, что чем меньше пластичность горной породы, тем заметнее влияние на него величины давления. С увеличением давления темп роста коэффициента пластичности ГП снижается.

В.В. Булатовым установлен целый ряд зависимостей и закономерностей. Так на примере месторождений Чечни и Ингушетии, он показал, что известняки верхнего мела, которые находятся в условиях высоких температур, с ростом давления не дают хрупкого разрушения. Он четко констатирует, что с увеличением давления при температуре ГП, равной 150 °С, текучесть возрастает. Предел текучести и твердость ГП при давлении равном 30,0 МПа уменьшается с ростом температуры, при постоянной температуре величина коэффициента пластичности увеличивается при повышении давления. При постоянном давлении коэффициент пластичности ГП снижается с ростом температуры, особенно интенсивно при температуре равной 100 °С.

Современное развитие техники и технологии позволяет вести бурение на больших глубинах, например сверхглубокая Кольская скважина СГ-3, достигая глубины 12262 м. Температура ГП на таких глубинах превышает 250 °С, что становится причиной ухудшения работы породоразрушающего инструмента и даже причиной различного рода осложнений и аварий. В связи с этим буровикам-технологам необходимо знать тепловую обстановку, возникающую в стволе скважины, а также контролировать и регулировать эти тепловые процессы. В первую очередь необходимо знать изменение температуры в зависимости от глубины скважины и уметь определять величину геотермического градиента «Г» или геотермической ступени «С». На каждые 100 м геотермический градиент характеризует изменение температуры следующим образом:

$$Г = \frac{(T-t) \cdot 100}{H-h} \quad (5)$$

где T – температура по глубине скважины, °К,
($T = t + 273,15$, где T – температура в °К, а t – температура в °С);

t – средняя годовая температура воздуха в месте замера, °С;

H – глубина скважины, м;

h – глубина нейтрального слоя (это слой постоянной годовой температуры), м.

Геотермическая ступень C – это глубина, на которую нужно углубиться от нейтрального слоя, чтобы температура поднялась на 1 градус Кельвина

$$C = \frac{H-h}{T-t} \quad (6)$$

Из (5) и (6) следует, что

$$Г = 100/°C \quad (7)$$

Исследования [3, 4] показали, что температура в сверхглубоких скважинах, пройденных в осадочных породах, значительно больше, чем в скважинах, пройденных в кристаллических породах (на примере СГ-3). При этом установлено, что теплопроводность ГП характеризует их теплоизоляционные свойства, при повышении влажности теплопроводность горных пород возрастает, а повышение температуры уменьшает теплопроводность большинства ГП за исключением глин, сланцев, углей – для них она увеличивается.

Установлено также, что теплоёмкость ГП изменяется незначительно от 0,01 до 0,05 ккал/кг·°С и зависит от минерального состава глин, углей и сланцев, а также от их зернистости и слоистости. С повышением температуры теплоёмкость увеличивается, в то время как увеличение пористости ведет к её уменьшению, но так как тепло-

ёмкость воды равна 1 кал/г·°С во много раз превышает теплоёмкость любого минерала, пористые увлажненные породы имеют небольшую теплоёмкость. Замерзание влажной ГП приводит к общему снижению ее теплоёмкости, однако теплоёмкость многолетнемёрзлых горных пород (ММП) выше теплоёмкости любой плотной породы.

Горные породы являются плохим проводником тепла, поэтому их тепловые свойства характеризуются не только теплоёмкостью и теплопроводностью, но и теплопроводностью и при этом данные параметры ГП тесно взаимосвязаны:

$$\lambda = a \cdot c \cdot \rho \quad (8)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, Вт/м²·°С;

a – коэффициент температуропроводности, м²/ч;

c – удельная теплоёмкость, кДж/кг·°С;

ρ – плотность воды кг/м³.

Теплопроводность характеризуется способностью ГП проводить тепло, а удельная теплоёмкость – это количество тепла, необходимое для нагрева 1 кг породы на 1 °К.

Коэффициент теплопроводности служит для определения скорости изменения температуры за единицу времени. В слоистых ГП отмечена анизотропность теплопроводности, которая вдоль слоя породы больше чем в поперечном направлении. Теплопроводность ГП зависит от влажности, с ростом влажности увеличивается в 6-8 раз. Теплопроводность также зависит от размеров зерен и с их уменьшением теплопроводность падает. Теплопроводность также зависит от плотности ГП, менее связанная порода имеет меньшую теплопроводность, она зависит от типа пластовых флюидов и их состояния в пласте. Например, коэффициент теплопроводности воды 0,5 ккал/м·ч·°С в 4 раза больше нефти, в 14 раз больше – газа и в 25 раз больше воздуха [5].

При увеличении температуры на 10 °С коэффициент теплопроводности уменьшается на 1-2%, а с увеличением давления он практически не изменяется, и другие тепловые свойства ГП также остаются неизменными.

Отметим, что с увеличением глубины скважины возрастает забойная температура и давление. Их совместное действие существенно изменяет физико-механические свойства ГП, а, следовательно, и их буримость.

Изучение реологических свойств ГП очень важный вопрос, касающийся разработки базовых моделей буримости. Эти свойства проявляются в виде ползучести и релаксации. Релаксация – это самопроизвольное затухание или падение напряжения при заданной постоянной деформации тела, напряжений и снижения прочности при длительном нагружении. Показатель ползучести является одним из реологических параметров и выражается постепенным ростом деформации во времени при постоянном напряжении – это одно из основных реологических свойств породы. При этом следует помнить, что реология изучает текучесть твердых и газообразных тел, а ползучесть – явление постепенного роста деформаций во времени при постоянном напряжении.

По внешним признакам ползучесть похожа на пластическое течение ГП, но ползучесть наступает при нагрузках меньших предела упругости (текучести) пород. В целом все твердые тела даже монолиты склонны к ползучести. Ползучесть оказывает влияние на уровень разрушающей нагрузки в случае длительного воздействия на ГП. При этом длительное воздействие на ГП связано с её деформацией, которое возникает в процессе бурения [2].

Различают три вида деформации упругая, пластическая и разрывная.

По закону Гука:

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (9)$$

где σ – нормальное напряжение, н/см²;

ε – относительная продольная деформация ($\varepsilon = \frac{\Delta l}{l}$);

l – первоначальная длина твердого тела, см;

Δl – абсолютное удлинение при растяжении, или абсолютное укорачивание при сжатии, см;

E – модуль упругости или модуль Юнга, н/см² (см. рис. 1а).

Линейная зависимость между напряжением сдвига (τ) и величиной меры скашивания угла прямоугольника приведена на рис. 1б.

$$\tau = G \cdot \gamma \quad (10)$$

где τ – напряжение сдвига, н/см²;

γ – процентная мера скашивания угла прямоугольника;

G – модуль сдвига, н/см²;

$(\frac{\tau}{\sigma})$ – коэффициент пропорциональности между касательным напряжением (τ) и относительной упругой деформацией (σ), при этом $\sigma = \frac{\pi/2 - \lambda}{\pi/2}$, где λ – угол наклона каж-

дого прямоугольного элемента породы после деформации.

Модуль сдвига (G) – это максимальное касательное напряжение, которое нужно приложить к ГП, чтобы деформация γ в процентном выражении оказалась равной 1. При этом угол скашивания прямоугольника должен быть равен 45° (рис. 1б).

Явление нарастания деформации без приложения напряжения называется пластичностью, а деформация при постоянном напряжении считается пластической. Существует несколько механизмов реализации пластических деформаций твердых тел:

- перекристаллизация, когда перемещение отдельных ионов происходит под действием сжимающих напряжений, что ведет к укорачиванию кристаллов, составляющих твердое тело, или удлинению в перпендикулярном направлении;

- внутризерновая деформация, которая представляет собой процесс перемещения в определенном направлении цепочек ионов;

- мезазерновая деформация, которая происходит за счет перемещения относительно друг друга отдельных минеральных зерен в породе;

- блоковая деформация, когда сдвиги отдельных блоков ГП происходят по трещинам – отдельным разрывным нарушениям.

При этом надо помнить, что когда упругая деформация переходит в пластическую, это явление принято называть релаксацией ГП, или ослаблением, т.е. в породе происходит ослабление напряжений, которое может быть описано следующим выражением:

$$\sigma = \sigma_0 / e^{\frac{t}{\nu}} \quad (11)$$

где σ – напряжение, которое сохраняется в теле при фиксированных деформациях, через определенный промежуток времени – t ;

σ_0 – максимальное начальное напряжение при $t = 0$;

ν – время вязко-упругой релаксации, когда время ее поддержания уменьшается пропорционально основанию натурального логарифма $e = 2,7$ раз;

t – время напряженного состояния тела.

Кроме предела упругости существует предел прочности, при достижении которого в теле происходит разрывные деформации, выраженные трещинами и разрывами в ГП. В этом случае на деформации такого рода влияют внутренние особенности ГП, такие как состав минералов, структура, текстура и т.п., а также внешние возмущения, длительность процесса деформации, равномерность всестороннего давления, давления флюидов, содержащихся в порах породы и их трещинах, температурный режим последней и т.д.

Установлено, что чем больше время приложения нагрузки (время приложения деформации к породе), тем меньше проявляются у ГП упругие свойства и пластичность. При бурении скважин это явление приобретает особенно важное значение, поскольку время оставления открытым ствола скважины на продолжительное время встречается довольно часто.

При этом, при воздействии знакопеременных нагрузок во время производства спуско-подъемных операций (СПО), при колебаниях давлений технологической промысловой жидкости, при нарушении температурного режима пород на стенках скважины, а также физико-химическое воздействие буровых растворов в течение длительного времени приводит к снижению прочности ГП, что, в свою очередь, приводит к значительным деформациям пород, слагающих стенки скважины, к осыпям и обвалам.

Для большинства осадочных ГП предел прочности при приложении нагрузки в течение длительного времени равен:

$$\sigma_{дл} = (0,7 - 0,8) \cdot \sigma_{оп} \quad (12)$$

где $\sigma_{оп}$ – относительная мгновенная прочность.

При длительном воздействии нагрузок на ГП снижается величина модуля упругости (модуля Юнга), при этом отношение модуля упругости при мгновенной нагрузке (E) к модулю упругости при длительном воздействии ($E_{уд}$) нагрузки может быть выражена в следующем виде:

$$\frac{E}{E_{уд}} = 1,05 - 1,5 \quad (13)$$

По мнению Ржевского В.В. и Новика Г.Я. с ростом напряжений и температуры существенно снижается время, в течение которого порода разрушается [6].

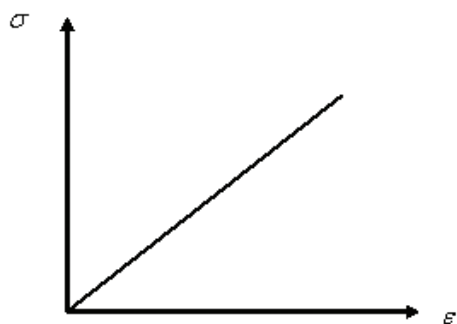


Рис. 1а Линейная зависимость между величиной упругой деформации (σ) и напряжением (ε) деформации удлинения/укорачивания

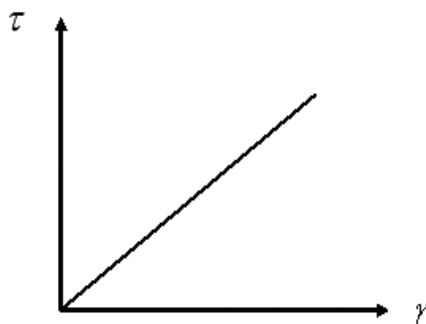


Рис. 1б Линейная зависимость между напряжением сдвига (τ) и величиной меры скашивания угла (γ) прямоугольника в %

Явления ползучести и релаксации напряжений являются причиной оползней селевых потоков, таяния ледников, а также разрушение поселков и городов, построенных на горных массивах. Известны многочисленные случаи проявления ползучести горных ГП в бурящихся скважинах. Это, прежде всего, потеря устойчивости породы в открытом стволе скважины, смятие обсадных труб, потери стволов скважин при направленном бурении.

К ползучести склонны, прежде всего, соленосные толщи, многолетнемерзлые породы, глинистые породы, а также аргиллиты, глинистые сланцы, песчаники, содержащие глинистые пропластки.

В общем виде зависимость деформации ГП во времени при ползучести может быть представлена в следующем виде [7].

На рис. 2 представлены три участка кривой:

ab – мгновенная деформация в момент нагружения ГП;

bc – установившееся состояние пластического течения (ползучести) ГП;

cd – возрастание скорости деформации до момента разрушения ГП.

Наличие пленок воды на чешуйках глины (адсорбция воды на глинистых частицах) обеспечивает сдвиг пород, поскольку в этом случае вода выступает в качестве смазки, ползучесть песчаников и других осадочных горных пород, имеющих в своем составе глинистый цемент, объясняется вязкими свойствами самого цемента, обеспечивающего текучесть данных ГП.

В многолетнемерзлых породах в качестве цементирующего вещества может выступать лед, который вызывает ползучесть скелета мерзлых пород, а ползучесть пород соленосных отложений определяется наличием в них солей, которые заставляют соленосные породы течь при приложении незначительных нагрузок.

Все сказанное выше позволяет сделать вывод, что при разработке базовых моделей буримости горных пород необходимо учитывать всестороннее давление, изменение температуры с глубиной, ползучесть пород и их релаксацию, то есть необходимо учитывать реологические свойства горных пород.

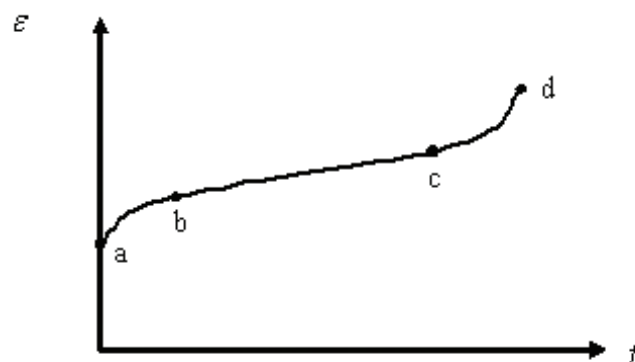


Рис. 2 График зависимости изменения деформации (ε) от времени (t) при ползучести.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абатуров В.Г., Овчинников В.П. Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий инструмент (учебное пособие). - Тюмень, 2008. - 239 с.
2. Корсаков А.К. Структурная геология (учебник). - М.: Университет - Книжный дом, 2009. - 328 с.
3. Кулиев С.М., Есьман Б.И., Гарбузов Г.Г. Температурный режим бурящихся скважин - М.: Недра, 1968. -186 с.
4. Сборник докладов Тюменская сверхглубокая скважина (интервал 0-7502 м) Результаты бурения и исследования. - Пермь: КаНИИК и ГС, 1996. - 376 с.
5. Ильницкая Е.И. Свойства горных пород и методы их определения. - М.: Недра, 1973
6. Ржевский В.В., Новик Г.Л. Основы физики горных пород - М.: Недра, 1978. - 390 с.
7. Бакланов И.В., Картозия Б.А. Механика горных пород» - М.: Недра, 1975. - 271 с.

УДК 622.24.051.53:539.3.001.5

Многолетнее наблюдение механизма образования конической трещины в горных породах

С.В. Синева – канд. техн. наук

В строительстве скважин на нефть и газ немаловажную роль играет своевременность их крепления обсадной колонной. Незначительная задержка этого мероприятия сопровож-

дается обвалами стенок скважины, а впоследствии нередко и авариями. Иностранные компании в бурении скважин, долгое время придерживавшиеся стоимостной политики, сменили

тактику, поскольку дополнительная проработка ствола и, что хуже, выход из аварии более дорогостоящие операции, чем затраты на бурение со своевременным креплением ствола.

Причиной обвалов и прочих неприятностей, таких как деформирование обсадной колонны, отмечаемых при обсадке скважин в соляных комплексах, принято считать горное давление и, в частности, его составляющую — горизонтальное напряжение. Это относится и к характеру деформаций сводов и стенок горизонтальных выработок, и к проявлению горных ударов и выбросов в горном деле.

В XIX и начале XX веков в инженерной геологии, геомеханике и горном деле доминировало суждение А. Гейма [1], что напряжения в массиве горных пород соответствуют изотропному напряженному состоянию, т.е. горное давление (нормальное напряжение) равномерно действует во всех направлениях и определяется весом вышележащего столба горных пород.

В начале XX века А.Н. Динником [2] выдвинута гипотеза об идеально упругом деформировании пород верхних подразделений геологического разреза. Оценка распределения напряжений по глубине показала существование значимой девиаторной компоненты, вызванной в 2-3 раза меньшим уровнем напряжений горизонтального сжатия в сравнении с вертикальными напряжениями. В горной геологии данные о напряжениях, в соответствии с теорией А. Гейма или теорией А.Н. Динника, использовались в качестве начального состояния при расчетах возмущенного напряженного состояния горного массива, вызванного проходкой подземной выработки [3]. Чтобы уравновесить увеличение напряжения горизонтального сжатия, в расчетные формулы А.Н. Динника начали вводить коэффициенты (бокового отпора) и т.д. Все концепции формирования современного напряженного состояния массива горных пород базировались на действии массовых сил при упругой, упругопластической или упруговязкой реакции среды, т.е. на гравитационном напряженном состоянии.

Практика горных работ обнаружила несостоятельность рассмотренных теорий формирования напряженного состояния в горных породах [4], поскольку аномальное поведение массива горной породы косвенно демонстрирует отклонение естественного напряженного состояния от теоретически предсказываемого. Отклонения выражены в характере деформаций сводов и стенок горизонтальных выработок, в неожиданном проявлении горных ударов на самых разных глубинах от десятков до тысяч метров. Естественное напряженное состояние во многих эпизодах не соответствовало гравитационному. Отклонения пытались объяснить воздействием тектонических напряжений [5]. Кардинально пересмотреть теоретические представления изучаемых процессов удалось благодаря разработке методов разгрузки кернов [6], которые позволили получать данные о природных напряжениях горных пород. Опыты Н. Хаста в Африке, Европе и Америке показали, что породы на малой глубине находятся в состоянии превосходства горизонтальных сжимающих напряжений над вертикальными напряжениями, обусловленными весом столба горных пород.

С 70-х годов прошлого века широкое распространение в горном деле получили методы оценки природных напряжений (методы разгрузки и гидравлического разрыва пластов в скважинах) [7]. Работами Г.А. Маркова [8] и И.Т. Айтматова [9, 10], установлено присутствие вертикальных напряжений, как в скальных породах, так и в осадочном комплексе, а также наложение тектонических напряжений на гравитационное напряженное состояние, что создаёт в условиях неоднородности механических свойств

пород, наблюдаемые вариации современных напряжений. За формирование дополнительных сжимающих горизонтальных напряжений ответственны, в том числе, остаточные напряжения, возникающие в горных породах в результате различных физико-механических процессов. Этой гипотезы придерживается ряд исследователей: В.С. Пономарев [11], Н.П. Волох [12], Г.А. Марков [13], И.Т. Айтматов [10]

В соответствии с классификацией Н.Н. Давиденкова [14] в горных породах выделяются остаточные напряжения: 1-го рода, которые уравниваются в пределах образца или структурного блока (мегаскопический масштаб осреднения); 2-го рода, которые уравниваются в объемах одного порядка с размерами зерен минералов (макроскопический масштаб осреднения). Напряжения 1-го рода, соответствующая определению тектонических напряжений, отвечают за формирование наблюдаемых геологических структур через само механическое воздействие. Остаточные напряжения мегаскопического масштаба осреднения наблюдаемы через тектонику, для чего в тектонофизике и горном деле разработан комплекс методов [15, 16]. Напряжения 2-го рода проявляются на микроуровне, причем области их вариации сопоставимы с размерами зерен, вследствие чего они влияют на структуру геосреды через механохимические процессы, преобразующие само вещество.

Кроме того, на исследуемые параметры горных пород оказывают влияние размеры образцов, так же как и при определении прочности. При малых размерах образцов (десятки миллиметров) фактически исследуется ползучесть отдельных зерен вещества. При больших размерах на ползучесть влияет не только сочетание свойств матрицы и зерен в ней, но и самой структуры вещества (расстояние между зёрнами, ориентация зерен и др.). При значительных деформациях структура вещества изменяется, зерна входят в контакт, предопределяя изменение (увеличение) вязкости и упругих модулей [17]. В реально неоднородных условиях деформирования горных пород после разгрузки кроме неупругих остаточных деформаций наблюдаются и остаточные упругие деформации, а также отвечающие им остаточные напряжения.

Исходя из того, что реальные горные породы представляют собой трещиноватую среду, пластическое состояние её предваряется катакластическим – трещинным течением, адекватным пластическому течению. Катакластическое деформирование с образованием неупругих разрывных деформаций (в экспериментах на образцах) завершает стадию упругого поведения горных пород. И только когда всестороннее сжатие (его уровень) сформирует силы трения выше определенного уровня на существующих и зарождающихся микротрещинах катакластическое течение становится невозможным и в образце будет достигнут истинный предел упругости (пластичности).

Время релаксации осадочных пород (уплотненные глины, пески, сулинки, гипсы и др.) существенно меньше, чем у метаморфизированных или скальных и составляют месяцы или даже дни. Интенсивность вязкой релаксации напряжений и ползучести горных пород определяется уровнем девиаторных напряжений, скоростью деформирования, температурой, всесторонним давлением и их структурой.

Сложное сочетание механизмов формирования неупругих деформаций усугубляется существованием упругого последствия. После мгновенного упругого деформирования с нагрузкой ниже предела упругости в достаточно короткий срок начинает нарастать (постепенно) дополнительная упругая деформация. При снятии нагрузки дополнительная упругая деформация снимается также не сразу, как и нарастала [17].

Существование упругого последействия в нагружении и разгрузке значительно осложняет исследование поведения горных пород. В опытах с постоянной скоростью нагружения невозможно установить удельный вес того или иного механизма в компоненте скорости деформаций. Время проявления упругого последействия длится до десятков суток. В экспериментах с постоянными напряжениями целесообразно вычленив влияние каждого из факторов (упругость, упругое последействие, ползучесть) для последовательного изучения параметров различных механизмов.

Последние годы в зарубежной литературе, посвященной изучению реологии горных пород (деформированию во времени), представлены результаты исследований на образцах, в которых задавались постоянными скорости деформирования, причем значения этих деформаций отвечало диапазону 10^{-4} - 10^{-7} 1/сек. Результаты этих экспериментов указывают на то, что существуют три типа соотношения между скоростью деформирования и уровнем девиаторных напряжений, которые отображают разные механизмы релаксации напряжений и ползучести горных пород [18]: диффузионный крип; дислокационный крип с экспоненциальным законом; дислокационный крип со степенным законом.

Горные породы обладают способностью накапливать необратимые деформации на микротрещинах, когда кулоновые напряжения приближаются к пределу внутренней прочности горных пород. Поэтому результаты экспериментов по ползучести для них необходимо анализировать с этих позиций. Вероятно, предел текучести в том виде, как он представлен в работах [17, 19], следует интерпретировать как предельные значения кулоновых напряжений, после достижения которых в горных породах происходит резкое уменьшение вязкости. Соответственно, когда значение кулоновых напряжений много ниже этого предельного по текучести значения, вязкость пород резко возрастает.

Рассмотренные суждения и гипотезы не проливают свет на ведение исследований с образцами: если в выработках и массивах горных пород сохраняется напряженное состояние, накопившееся за тысячелетия, то сохраняется ли оно в отдельном образце размером «сантимент» в десятках сантиметров. С одной стороны выравнивание напряженного состояния происходит за секунды и доли секунд после снятия нагрузки, с другой автор [3] считает наиболее полным экспериментальным исследованием [19], когда образцы подвергались длительному нагружению - от недели до года. Как учитываются напряжения, накопленные за историю, в образцах начиная с опытов Н. Хаста [6]?

В свете описанных наблюдений и гипотез с 1974 года автором ведется долгосрочное незапланированное исследование образования в образце горной породы трещин после кратковременного нагружения индентора до локального ее разрушения. Исследования проводятся на породе с ярко выраженными упруго-хрупкими свойствами после того, как была выяснена возможность образования приповерхностной плоской трещины параллельной полупространству. (Эксперимент удался, трещина сформирована, результаты опубликованы в [20]).

На рис. 1 воспроизведена фотография образца (1974 г.), на котором проводился эксперимент по разрушению горной

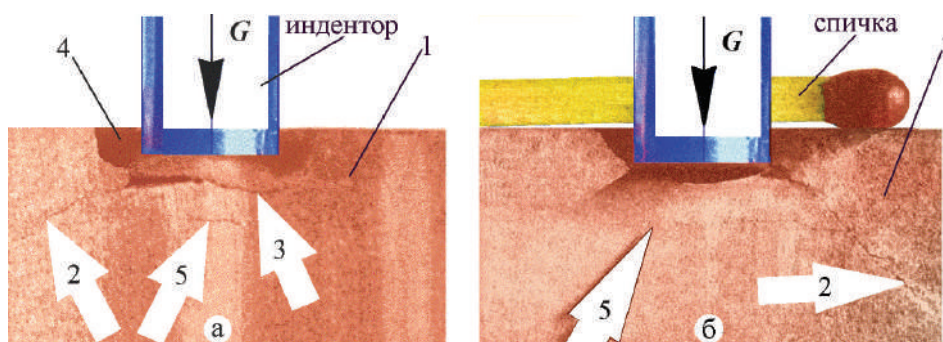


Рис. 1 Формирование плоской трещины под индентором в полупространстве а, б: 1 – массив породы; 2 – коническая трещина; 3 – первая плоская трещина; 4 – кратер; 5 – вторая плоская трещина.

породы с образованием плоской приповерхностной трещины. Из рис. 1 видно, что плоская трещина 3 образовалась в результате первого скачка разрушения при нагружении индентора с поверхности образца. Второй скачок разрушения сопряжен с выломом незначительной консоли из кратера 4 и разгрузкой сформировавшегося на поверхности первой плоской трещины 3 конуса Г. Герца 2, благодаря которой появилась вторая приповерхностная трещина 5.

В ходе многолетнего наблюдения (в течение 20 лет хранения образца) никаких видимых изменений не отмечено.

Спустя 25 лет было обнаружено отделение сегмента консоли по краю образца, ближе к которому проводился эксперимент по установлению возможности образования приповерхностной трещины. Сегмент консоли выделился плоскостью распила образца и радиальной трещиной на его поверхности, простирающейся от центра кратера 4 под углом 50° отношении распила.

Обычно отделение консоли происходит после нагружения индентора до образования конической трещины в исследуемом материале с последующей разгрузкой, описанное еще Г. Герцем применительно к стеклу и [21] для разных материалов, а также при внедрении индентора в горную породу до первого скачка разрушения по 1-3 механизму [22]. Во всех случаях консоль дробится радиальными трещинами на сегменты довольно правильной формы (рис. 2).

Отделение консоли с ровными контурами по окружности без дробления на сегменты (I-ый квадрант на рис. 2б), наблюдалось при исследовании разрушения горных пород индентором со сферически вогнутой поверхностью *in situ* [20], обратной сферически выпуклой «площадке» Г. Герца. Исследования проводились (1984 г.) на бетоне с твердостью $p_{ш} = 1000$ МПа. Сферически вогнутая поверхность индентора предварительно заполнялась жидкостью (моделью бурового раствора) или тонкозернистым песком. Размер выламываемой консоли был на порядок большим, чем

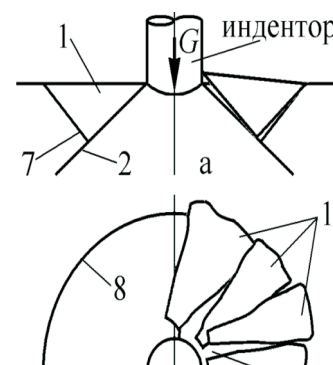


Рис. 2 Отделение консоли от массива горной породы: 1 - консоль; 2 - коническая трещина (конус Герца); 7 - трещина отлома консоли; 8 - контур консоли.



Рис. 3 Поверхность образца:
1 - консоль;
2, 6 - поверхности конических трещин;
4 - кратер;
8 - контур окружности выходящий на консольную трещину

при разрушении плоским или сферически выпуклым индентором. Такой же эффект получен Винярским Р.В. в лаборатории Байдюка Б.В. (ВНИИБТ) при разрушении горных пород тонкой ($\varnothing 2$ мм) высоконапорной струей промывочной жидкости под давлением 30 МПа [23].

Компьютерными манипуляциями с цветовым спектром фотографии, сделанной при повторной съемке образца цифровой камерой через 30 лет, на его поверхности обнаружен контур ровной относительно оси индентора окружности 8 (рис. 3). На рис. 3 коническая поверхность, образованная трещинами 2, 6 - следы утраты сегмента консоли 1.

Последний осмотр образца произведен спустя 36 лет после начала наблюдений. За 6 лет на двух половинках распиленного изначально образца сформировалось большое количество различных по характеру трещин. Первыми обнаружены две радиальные трещины на поверхности образца по одной на каждой половине: под углом 110° на рис. 4а, и 80° на рис. 4б. Трещины сформированы в результате вторичного напряженного состояния от действия остаточных дилатационных деформаций образованного конуса. Появление трещин под разными углами сопряжено со временем и условиями их возникновения. На образование первой повлиял вылом сектора консоли, второй — близость к краю образца. После вылома сектора консоли образовалась консольная трещина 7 (рис. 4б), которая соединилась с контуром обнаруженной ранее окружности 8 на рис. 3. Обнажились конические трещи-

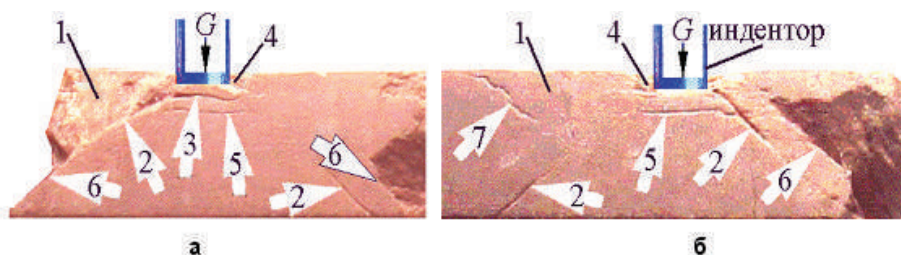


Рис. 4 Формирование трещин в полупространстве а, б:
1 - массив породы; 2 - коническая трещина; 3 - первая плоская трещина; 4 - кратер;
5 - вторая плоская трещина; 6 - вторая коническая трещина; 7 - консольная трещина

ны 6 (рис. 4). Оказалось, что ничего общего с коническими трещинами 2 на рис. 1 и рис. 4 они не имеют. Образующая конуса 6 выходит на поверхность образца, на границу первоначального контакта индентора с породой. В ходе эксперимента, отмеченного на рис. 1, в породе сохранялось остаточное напряжение от первого воздействия индентора без признаков трещинообразования. Трещины 6 появились через 35 лет. На рис. 4б трещина 6 проявила себя сколом породы, траектория которого выходит на границу первоначального контакта индентора с породой. Берега трещины 2 раздвинулись по сравнению с экспериментом 1974 года (см. 2 на рис. 1). Трещина 2 перетекает в трещину 6 с явно выраженной границей перехода (рис. 4а). Коническая трещина 2, едва заметная на рис. 1, на сегодня достигла основания образца, приведенного на рис. 5. В сочетании с трещиной 6, которая также дошла до основания образца, они представляют ломаную кривую округлой формы, отмеченную стрелками на этой поверхности (рис. 5). Интересно соотношение трещины 2 и 6, проявившееся разностью положения стрелок в нижней части пропилы основания образца.

На рис. 6 ярко выраженная коническая трещина 6, сращенная с кони-

ческой трещиной 2, уходит вглубь массива породы образца под консоль 1, профиль которой образовался при отделении сектора консоли 10 лет назад (рис. 3). В связи с выходом трещин 2 и 6 на основание образца (рис. 5) в скором времени следует ожидать отделения конуса от массива породы. Подобный феномен наблюдался иногда в исследованиях по разрушению горных пород. При изучении механизмов разрушения горной породы индентором, в лаборатории Эйгелеса Р.М. (ВНИИБТ) цилиндрические образцы породы заливались сплавом Вуда в стальную гильзу во избежание растрескивания образца во время опытов. Сплав Вуда не дает усадки, не создает дополнительных напряжений, температура плавления - 60°C . Опыты проводились как в атмосферных условиях, так и при высоком гидростатическом давлении. Отработанные образцы выплавлялись по мере надобности в сплаве Вуда. Как отработанный материал, образцы произвольно нагревались до высокой температуры (что было непозволительно при подготовке образца к эксперименту). Некоторые образцы при выплавлении растрескивались, редкие (1-2%) - «расчленились» на массив с консолью и герцевский конус. Исходя из описанных наблюдений, скорость распространения трещин в горной породе зависит от температурного фактора. Увеличение температуры на $150-200^\circ\text{C}$ способно понизить значение предела упругости в 2-3 раза [24].



Рис. 5 Поверхность основания образца. Стрелками отмечены выходы конической трещины

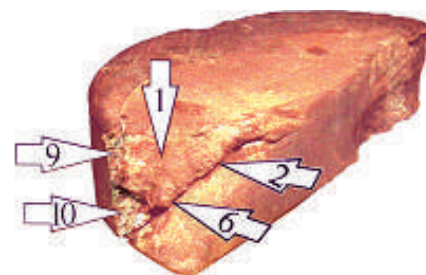


Рис. 6 Скол по конусам 2, 6 и различие в структуре породы между 1 и 9, 10.

Наиважнейшим обстоятельством в объяснении результатов долгосрочного исследования является визуально наблюдаемое изменение структуры горной породы. От кратковременной локальной деформации, созданной при нагружении индентора за пределами упругих напряжений, не смотря на то, что нагрузка была снята, начался вал структурных изменений. На сколе сектора консоли (рис. 6) край образца 9 и 10 у цилиндрической поверхности резко отличается по структуре от профиля консоли 1. Можно предположить, что структура некоторого слоя 9 и 10 цилиндрической поверхности образца сформирована при отборе керна, но ее выход до конуса 6 в нижней части 10, свидетельствует о консольном ее размежевании. Налицо явное разграничение частей образца по структурному признаку горной породы. Образец, получивший импульс деформирования от индентора, начал изменять структуру породы в объеме конуса Г. Герца, благодаря чему конус стал отделяться от массива. В какой-то промежуточный период, по классическому сценарию (см. рис. 2), дилатансирующий конус 2 выдавливает консоль 1, также изменяя структуру породы в ней. Совмещение второй консольной трещины 7 с окружностью на поверхности образца 8 (рис. 3) - результат изменения структуры или результат концентрации напряжений, если предположить, что окружность создана искусственно.

Принято считать, что остаточные напряжения, обусловленные упругими деформациями, появляющиеся в ответ на приложенную нагрузку, не формируются, если после снятия внешней нагрузки упругие деформации снимаются полностью. Если же в процессе нагружения предел упругости преодолен и в горной породе возникают пластические или катакластические - трещинные деформации, то возможность появления остаточных напряжений зависит от характера распределения неупругих - остаточных деформаций или условий на границах области деформирования. Одним из факторов появления остаточных напряжений, является неоднородность распределения остаточных деформаций. Деформирование на запредельной стадии (при напряжениях выше предела упругости) в процессе прогрессивного нагружения (нарастающего во времени) сопровождается упругими и неупругими остаточными деформациями.

В условиях постоянства напряжений [25, 26, 27] при низком уровне девиаторных напряжений, много меньших напряжений предела упругости (стандартные значения при температурах ниже 100 °С и давлениях больших 1 Кбар: мрамор - 3,5 Кбар; известняк - 2 Кбар [28]), в породах формируются неупругие деформации. Интенсивность скорости этих деформаций достаточно низкая. При этом уровне напряжений реализуется основной механизм ползучести - перенос (диффузия) вакансий, атомов кристаллической решетки, отдельных молекул, именуемый диффузионным крипом, скорость которого зависит от размеров зерен [29].

Дислокации зерен не влияют на механизм ползучести, если уровень девиаторных напряжений низок. При повышении девиаторных напряжений дислокации в зернах и кристаллах активизируются, благодаря их движению и возникновению новых дислокаций ползучесть ускоряется. В дополнение к механизму диффузионной ползучести начинает действовать механизм дислокационной ползучести, который чувствителен к уровню напряжений и практически не зависит от размеров зерен. Накопление во времени неупругих деформаций еще более ускоряется, если нагрузки, определяющие формирование напряжений, близки к пределу упругости. Создание в образце напряжений, незначительно превышающих предел упругости, способствует возникновению в нем мгновенных неупругих деформаций, которые в механике называют пластическими [30].

Исходя из результатов эксперимента по разрушению горной породы с образованием плоской приповерхностной трещины (1974 г., рис. 1), кратковременное точечное нагружение до напряжений выше предела упругости с последующим снятием нагрузки способствовало появлению упругих и неупругих остаточных деформаций. Точечность приложения нагрузки определила неоднородность распределения остаточных деформаций локальностью границ в объеме конуса Г. Герца, которые способствовали появлению и остаточных напряжений. Остаточные деформации, ограниченные конусом, в дальнейшем, в процессе реструктуризации породы, сформировали коническую трещину 6. Повторное нагружение (второй скачок разрушения) определило наличие вторичного конуса Г. Герца, начавшего формироваться в коническую трещину 2, раньше чем в трещину 6, еще в ходе эксперимента 1974 г. (рис. 1). Таким образом, неоднородность распределения остаточных деформаций обусловлена конусом Г. Герца, которым ограничено и действие остаточных напряжений. После снятия напряжений процесс формирования упругих и неупругих остаточных деформаций должен прекратиться. Он не прекратился и продолжал развиваться в объеме заданного конусом в направлении от его вершины.

Если в металлах, имеющих примерно тот же генезис неупругой деформации, как пластической деформации кристаллов, происходящей за счет движения дефектов кристаллической решетки, т.е. за счет движения точечных дефектов и (или) дислокаций, её считали необратимой (механическое последствие, связанное с обратным перемещением дефектов после разгрузки, не превышает 10^{-4} — 10^{-3} относительной деформации), а у некоторых сплавов пластическая деформация вызывается механическим двойникованием кристалла и рядом других процессов, вследствие чего у них может наблюдаться полная или частичная обратимость неупругой деформации, называемая эффектом памяти формы (ЭПФ), то у горных пород процесс формирования упругих и неупругих остаточных деформаций продолжается и после снятия напряжений. Процесс в нормальных условиях чрезвычайно медленный (35 лет), особенно на начальном этапе, с форсированием впоследствии. Он может быть значительно активизирован температурой [24], например, до нескольких суток (при выплавлении с перегревом образца из гильзы, в которой он фиксирован сплавом Вуда).

Полученные результаты несколько расширили многие приведенные гипотезы. Результаты исследования можно охарактеризовать как открытие неизвестного в инженерной геологии, геомеханике и горном деле эффекта наследования локальной разрастающейся деформации (ЭНЛРД) в горных породах или проще эффекта наследования деформации (ЭНД) (название может уточняться с учетом всевозможных обстоятельств). Эффект не поддается описанию ни законами геомеханики, ни механики твердых тел и стоит особняком в гипотезах о формировании трещин.

ЭНД уникальное явление, распространяющееся на остаточные напряжения 2-го рода классификации Н.Н. Давиденкова [14], которые уравниваются в объемах одного порядка с размерами зерен минералов (макроскопический масштаб осреднения) и проявляются на микроуровне с влиянием на структуру геосреды.

ЭНД участвует наряду с боковым давлением в обвалах стенок скважины после действия на породу долота, которое в процессе работы формирует начальные трещины. Под действием ЭНД естественные трещины активизируются, создавая предпосылки ударам горного давления. Долгосрочное действие ЭНД указывает на то, что и через 35 лет эксплуатации

скважины на нефть и газ ей может потребоваться ремонт не связанный с коррозией металла и цементного камня.

ЭНД в горных породах, открытие которого может рассматриваться как одно из самых значительных феноменов в инженерной геологии, геомеханике, горном деле и материаловедении. Научный интерес к этому явлению определяется стремлением познать физическую природу и механизм ЭНД, что расширяет фундаментальные представления об упругом поведении твердых тел. С практической точки зрения эти исследования стимулируются тем, что ЭНД в горных породах уже сегодня раскрывает широкие возможности применения в инженерной геологии, геомеханике, горном деле и строительстве скважин на нефть и газ.

ЭНД предупреждает горные удары, переводя их за счет провокации в выбросы. Искусственное снижение скорости проходки как горной выработки, так скважины, способствует увеличению количества поражений поверхности стенок — источников остаточной деформации. После спровоцированного таким образом выброса (например, соли) можно приступать к креплению выработки (скважины).

В опытах по исследованию деформаций напряженное состояние задается во всем объеме образца. Возможно, ЭНД станет методом исследования, в котором остаточные естественные деформации, накопленные за историю, будут сохраняться.

ЛИТЕРАТУРА

1. Heim A. Mechanismus der Gebirgsbildung. Bale. 1978.
2. Динник А.Н. О давлении горных пород и расчете крепи круглой шахты // Инженерный работник. – М.: 1926. – № 3. – с. 1-12.
3. Ребецкий Ю.Л. Механизм генерации остаточных напряжений и больших горизонтальных сжимающих напряжений в земной коре внутриплитовых орогенов // Проблемы тектонофизики. К 40-летию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН. – М.: Изд. ИФЗ РАН, 2008. – с.431-466.
4. Протодьяконов М.М. Давление горных пород и рудничное крепление. – М.: ГНТИ, 1963. – ч. 1. – 104 с.
5. Гзовский М.В. Тектонические поля напряжений // Известия АН СССР, сер. Геофиз. – М.: 1954. – № 5. – с. 390-410.
6. Hast N. The state of stresses in upper part of Erath' crust // Tectonophysics. 1969. V. 8, No 3. P. 169-211.
7. Пейве А.В., Кропоткин П.Н. Новый подход к изучению напряжений в земной коре // Напряженное состояние земной коры. – М.: Наука, 1973. – с. 5-11.
8. Марков Г.А. Тектонические напряжения и горное давление в рудниках Хибинского массива. – Л.: Наука, 1977. – с. 211.
9. Айтматов И.Т. Концепция о естественно напряженно-деформированном состоянии породных массивов в мобильных горно-складчатых областях // Напряженное состояние и удароопасность массивов горных пород на рудных месторождениях Средней Азии. – Фрунзе: Илим, 1983. – с. 3-31.
10. Айтматов И.Т., Тажибаев К.Т. Проявление остаточных напряжений в деформациях горных пород при их нагружении // Физика и механика разрушения горных пород. – Фрунзе: Илим, 1987. – с. 134-164.
11. Пономарев В.С. Потенциальная энергия гидростатического сжатия горных пород и сейсмичность // Труды Третьего Всесоюзного симпозиума по сейсмическому режиму. – Новосибирск: Наука, – 1969. – част 1. – с. 30-55.
12. Волох Н.П., Сашурин А.Д., Липин Я.И. Исследования остаточных напряжений в крепких горных породах // Современные проблемы механики горных пород. – Л.: Наука, 1972.
13. Марков Г.А. О распространении горизонтальных тектонических напряжений в зонах поднятий земной коры // Инженерная геология. – М.: 1980. – № 1. – с. 20-30.
14. Давиденков Н.Н. Об остаточных напряжениях // Рентография в применении к исследованиям материалов. М.-Л.: ОНТИ, 1936.
15. Лукьянов А.В. Пластические деформации и тектоническое течение в литосфере. – М.: Наука, 1991. – 143 с.
16. Ребецкий Ю.Л. Тектонические напряжения и прочность горных массивов. – М.: Академкнига, 2007. – 406 с.
17. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука, – 1975. – 533 с.
18. Pluijm Ben A. Marble mylonites in the Bancroft shear zone, Ontario, Canada: microstructures and deformation mechanisms // J. Struc. Geol. 1999.V. 13, No 10. P 1125-1135.
19. Шкурина К.П., Фалалеев Г.Н., Вазетдинова Ф.З. Реологические свойства горных пород и прогнозирование устойчивости подготовительных выработок. – Фрунзе: Илим, 1984. – 77 с.
20. Синева С.В. Неизученные механизмы разрушения горных пород в глубоком бурении (часть II) // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2010. – № 2. – с.18-43.
21. Evans A. G., Wilshaw T. R. Quasi-static solid particle damage in brittle solids // Acta Met. – 1976.- V. 24, N 10. – P. 939-956.
22. Эйгелес Р.М., Стрекалова Р.В. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин. М.: Недра, 1977. – 200 с.
23. Байдюк Б.В., Виняровский Р.В. Изучение перепада давления в граничной зоне контакта горной породы с промывочной жидкостью // Труды ВНИИБТ. Исследования физико-механических свойств горных пород и использование их результатов при бурении скважин.- М.: ВНИИБТ, 1976. – Выпуск 39. – с. 60-68.
24. Булатов В.В. Механика разрушения горных пород при сверхглубоком бурении. – Новосибирск: Наука СО, 1966. – 224 с.
25. Griggs D.T. Creep of rocks. J.Geol. V. 47, N 3. 1939.
26. Phillips D.W. Ntktonics of mining // Colliery Engr. June- Oct. 1948.
27. Ержанов Ж.С. К исследованию ползучести горных пород // Вестник АН КазССР. – Алма-Ата: 1962. – № 1.
28. Берч Фр., Шерер Дж., Спайсер Г. Справочник для геологов по физическим константам. М.: Иностранная литература, 1949. – 303 с.
29. Жарков В.Н. Вязкость недр Земли // Труды ИФЗ АН СССР. – М.: 1960. – № 11 (178).
30. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. – М.: Наука, 1979. – 744 с.

УДК 622.243.23

Способ расчёта S-образного профиля наклонно направленной скважины

А.Б. Охотников
(ГК «Интегра», ООО «Смит Продакшн Технолоджи»)
А.А. Охотников
(Сургутский Государственный Университет)

Способы проектирования S-образного с тангенциальным участком профиля наклонно-направленной скважин представлены в [1-8].

Исходные данные для расчёта элементов S-образного с тангенциальным участком профиля наклонно направленной скважины следующие:

1. глубина начала набора угла по вертикали, м;
2. глубина кровли целевого объекта по вертикали, м;
3. глубина скважины по вертикали, м;
4. смещение по горизонтали до точки входа в целевой объект, м;
5. интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град / 10 м;
6. интенсивность искривления на участке снижения зенитного угла, град / 10 м;
7. угол наклона тангенциального участка, для случая, когда угол входа в пласт не равен нулю.

Таким образом, в способах расчёта профиля, изложенных в [1-8] берётся заранее заданный угол наклона тангенциального участка (зенитный угол) или заранее заданная длина тангенциальной секции.

В последнее время возникли новые требования к проектированию S-образного с тангенциальным участком профиля наклонно направленной скважины, в соответствии с которыми жёстко регламентирован угол входа в целевой объект, как правило, не более 5-7 град. Данное требование обусловлено тем, что при производстве работ по гидроразрыву пласта (ГРП) при углах наклона ствола скважины более 7-10 град. возникают проблемы с правильным распространением трещин ГРП. При этом, после участка снижения зенитного угла и до кровли объекта должен быть участок для установки насосного оборудования, для которого строго ограничена интенсивность изменения зенитного угла, как правило, не более 0,05 град / 10 м. При таких условиях исходные данные для расчёта элементов S-образного профиля наклонно-направленной скважины должны быть следующими:

1. глубина начала набора угла по вертикали - H_B , м;
2. глубина кровли целевого объекта по вертикали - $H_{Ц}$, м;
3. глубина скважины по вертикали - H_C , м;
4. смещение по горизонтали до точки входа в целевой объект, $A_{Ц}$ м;
5. интенсивность искривления на участке набора зенитного - i_1 , град / 10 м;
6. интенсивность искривления на участке снижения

зенитного угла - i_2 , град / 10 м;

7. угол входа в целевой объект - $\alpha_{Ц}$, град.;

8. интервал (по вертикали) установки насосного оборудования - H_H , м;

9. интенсивность искривления на участке установки насосного оборудования - i_3 , град / 10 м;

10. интенсивность искривления на участке кровля целевого объекта - забой - i_4 , град / 10 м.

Схема S-образного с тангенциальным участком профиля наклонно направленной скважины с указанными исходными данными приведена на рис. 1.

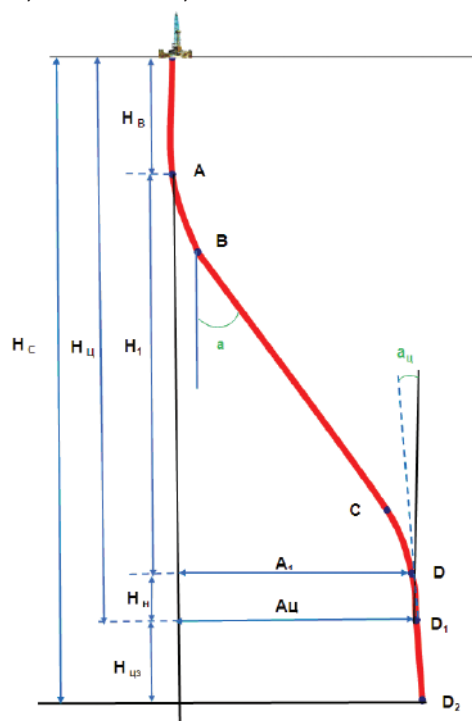


Рис. 1 Схема S-образного профиля наклонно-направленной скважины

A_1 – смещение по горизонтали до точки начала участка установки насосного оборудования,

H_1 – глубина по вертикали до начала участка установки насосного оборудования,

$H_{ЦЗ}$ – интервал по вертикали кровля объекта - забой,

α – угол наклона тангенциальной секции.

Для указанных исходных данных разработан нижеприведенный способ расчёта профиля.

Определяется зенитный угол (см. рис. 2) в конце участка снижения угла (в начале участка установки насосного оборудования) - дуга **CD**:

$$\angle \beta = \arcsin (R_3 \sin \alpha_{ц} + H_{н}) / R_3.$$

Определяется длина участка установки насосного оборудования - длина дуги **DD₁**:

$$DD_1 = R_3 (\beta - \alpha_{ц}), \text{ (величины углов в радианах).}$$

Определяется величина горизонтальной проекции участка установки насосного оборудования:

$$X_{DD_1} = R_3 (\cos \alpha_{ц} - \cos \beta).$$

Определяется величина **A₁** - смещение по горизонтали до точки начала участка установки насосного оборудования:

$$A_1 = (A_{ц} - X_{DD_1}).$$

На рис. 2 неизвестные величины:

1. угол наклона тангенциальной секции α , град.;

2. длина участка набора угла - линия **AB**, м;

3. длина наклонного (тангенциального) участка - линия **BC** = L , м;

4. длина участка снижения угла - линия **CD**, м.

При расчёте профиля скважины используется радиус кривизны R ($R = 573 / i$, град / 10м).

Из схемы на рис. 2 видно:

$$\angle AFB = \alpha; \angle CEG = \alpha; \angle DEG = \beta.$$

Проекция на вертикаль равны:

$$Y_1 = R_1 \sin \alpha; Y_3 = R_2 \sin \alpha - R_2 \sin \beta;$$

$$Y_2 = H_1 - Y_1 - Y_2 = H_1 - R_1 \sin \alpha - (R_2 \sin \alpha - R_2 \sin \beta) = H_1 - R_1 \sin \alpha - R_2 \sin \alpha + R_2 \sin \beta.$$

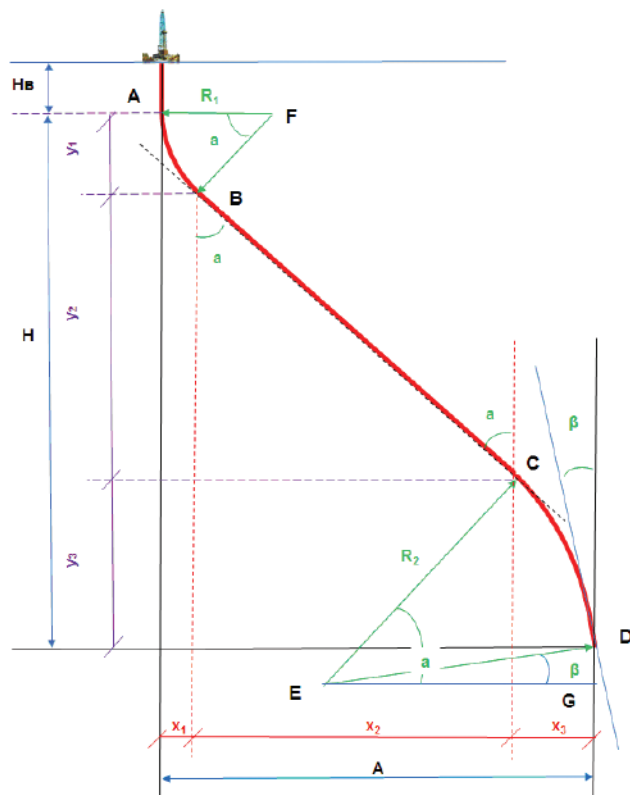


Рис. 2 Схема для расчёта (на схеме не указана часть профиля ниже точки окончания участка снижения угла)

Проекция на горизонталь равны:

$$X_1 = R_1 - R_1 \cos \alpha; X_3 = R_2 \cos \beta - R_2 \cos \alpha;$$

$$X_2 = A_1 - X_1 - X_3 = A_1 - (R_1 - R_1 \cos \alpha) - (R_2 \cos \beta - R_2 \cos \alpha) = A_1 - R_1 + R_1 \cos \alpha - R_2 \cos \beta + R_2 \cos \alpha.$$

Длина наклонного участка равна:

$$L = X_2 / \sin \alpha; L = Y_2 / \cos \alpha; \text{ или } X_2 \cos \alpha = Y_2 \sin \alpha.$$

Подставив вместо X_2 и Y_2 полученные выше выражения получаем:

$$(A_1 - R_1 + R_1 \cos \alpha - R_2 \cos \beta + R_2 \cos \alpha) \cos \alpha = (H_1 - R_1 \sin \alpha - R_2 \sin \alpha + R_2 \sin \beta) \sin \alpha.$$

После преобразований получаем:

$$(H_1 + R_2 \sin \beta) \sin \alpha + (R_1 + R_2 \cos \beta - A_1) \cos \alpha = (R_1 + R_2)$$

Обозначив:

$$(H_1 + R_2 \sin \beta) = a; (R_1 + R_2 \cos \beta - A_1) = b; (R_1 + R_2) = c$$

Получим уравнение вида: $a \sin \alpha + b \cos \alpha = c$.

Решая полученное уравнение использованием вспомогательного угла, получаем значение угла наклона тангенциальной секции (зенитного угла) α . По полученному значению зенитного угла рассчитываются остальные параметры профиля S-образной наклонно-направленной скважины.

Длина участка набора угла: $L_{AB} = R_1 \alpha$, длина участка снижения угла: $L_{CD} = R_2 \alpha$ (α - значение угла в радианах). Формулы для расчёта остальных параметров профиля приведены выше.

Определяется зенитный угол на забое α_3 :

$$\angle \alpha_3 = \arcsin (R_4 \sin \alpha_{ц} - H_{ц3}) / R_3, (H_{ц3} = H_c - H_{ц}; \text{ и } R_3 = 573 / i_4).$$

Определяется длина участка кровля объекта-забой (дуга **D₁D₂**):

$$D_1D_2 = R_4 (\alpha_{ц} - \alpha_3), \text{ (величины углов в радианах).}$$

Определяется величина горизонтальной проекции участка кровля объекта-забой:

$$X_{D_1D_2} = R_4 (\cos \alpha_3 - \cos \alpha_{ц}).$$

Данный способ расчёта применим и при угле входа в пласт равном нулю.

Разработанный способ расчёта прошёл апробацию:

- с помощью лицензионного компилятора разработано программное средство для проектирования S-образного профиля наклонно направленной скважины с тангенциальным участком, в основе которого заложен математический алгоритм данного способа;

- данный способ проектирования S-образного профиля наклонно направленной скважины с тангенциальным участком использован при разработке групповых рабочих проектов, а также в процессе бурения скважин на месторождениях Западной Сибири;

- на основе данного способа разработана методика проектирования S-образного профиля с тангенциальным участком с минимальной стоимостью скважины (журнал «Бурение и нефть» №6/2010 г.).

Следует отметить, что данный способ расчёта отличается от способов, используемых в программных средствах «Бурсофпроект» и «Landmark», в которых заданными величинами являются угол наклона тангенциальной секции или длина тангенциальной секции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция бурению наклонно направленных скважин. РД 39-2-810-83.-М.: ВНИИБТ,1983. – 152 с.
2. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-0148070-6.027-86 - Тюмень: СибНИИИП, 1986. – 138 с.
3. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Поваляхин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн. - М.: Недра, 1995. 303 с.
4. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин (справочник). - М.: Недра, 1997. – 648 с.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. Справочник. М.: Недра, 1990.
6. Калинин А.Г., Гаджумян Р.А., Мессер А.Г. Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин. М.: Недра, 2005. – 804 с.
7. G. Gabolde and J.P. Nguyen. Drilling data handbook. Editions Technip Paris, 1990.
8. Husain Rabia. Well Engineering & Construction. E-Book. 2005.

УДК 681.3.08

Новая насосная штанга и эффективность её применения

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

Предлагается новая конструкция насосных штанг, применяемых в составе скважинных штанговых насосных установок (СШНУ). Стандартная штанга насосная (ГОСТ 13877 и соответственно API Spec 11B) представляет собой сплошной стержень с высаженными наружу концами, на которых нарезана наружная резьба. Штанги соединяются между собой с помощью муфты. Аналогичные штанги, но с приваренными резьбовыми концами, предусмотрены по ТУ 14-1-5408-2000. Основной причиной отказов СШНУ является обрыв штанговой колонны, которая по различным источникам составляет от 30 до 60% от всех причин.

Исследования [1] ученых РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина показали, что большая часть обрывов обусловлена нарушением установленных требований по геометрическим параметрам насосных штанг и по прочностным свойствам их материала, с чем нельзя не согласиться. Аналогичная картина, в последние 10-15 лет, имеет место и в области производства и эксплуатации бурового инструмента.

Однако эти обрывы обусловлены не только низким качеством изготовления, но и несовершенством самой конструкции насосной штанги. Существенный недостаток её заключается в том, что наружный диаметр соединительных муфт практически вдвое больше диаметра основного тела, что обуславливает неравнопрочность конструкции и создает неблагоприятные условия эксплуатации, как штанг, так и НКТ. Во-первых, из-за высоких контактных нагрузок, муфты быстро изнашиваются, а также интенсивно разрушают внутреннюю поверхность НКТ, в особенности на участках

резьбовых соединений [2, 3]. Во-вторых, как показали исследования А.Е. Сарояна и М.А. Субботина, существенная разница диаметров плунжера насоса и основного тела штанги приводит к значительным переменным и знакопеременным изгибающим нагрузкам в штангах и, как следствие, к их преждевременному отказу из-за поломок усталостного характера. Воздействуя на колонну НКТ, эти нагрузки вызывают в ней поперечные колебания и соответствующие знакопеременные изгибающие нагрузки. В сочетании с изнашиванием НКТ знакопеременные нагрузки приводят к ускоренному разрушению их резьбовых соединений [4]. В-третьих, как будет показано ниже, из-за значительно меньшего диаметра тела штанги по отношению к диаметру резьбового соединения (муфты) оно уступает соединению по статической прочности на растяжение в 1,5 раза, а по сопротивлению усталости на изгиб в 1,9 раза. Фактически, т.е. в реальных условиях эксплуатации, эта разница, особенно по сопротивлению усталости, оказывается еще больше из-за коррозионного разрушения материала тела штанги, в то время как резьба укрыта от влияния коррозии плотным стыком соединения.

Предлагаемая насосная штанга лишена этого недостатка. Она содержит полое тело с приваренными резьбовыми концами сплошного сечения – головку-ниппель и муфту. При этом наружный диаметр тела равен наружному диаметру муфты, а внутренний диаметр d тела определяется из условия равенства масс, погруженных в рабочую жидкость предлагаемой штанги и сплошной штанги со стандартными параметрами согласно зависимости:

$$d = \sqrt{\frac{D^2 \cdot (\gamma_{ш} - \gamma_{ж}) - d_{ш}^2 \cdot (\gamma_{ш} - \gamma_{ж})}{\gamma_{ш}}} \quad (1)$$

где D - наружный диаметр предлагаемой штанги;
 $d_{ш}$ - наружный диаметр тела сплошной штанги со стандартными параметрами;

$\gamma_{ш}$ - плотность материала штанги;

$\gamma_{ж}$ - плотность рабочей жидкости, в которую погружена штанга.

Выражение (1) вытекает из следующих очевидных исходных положений.

Масса единицы длины сплошной штанги со стандартными параметрами, погруженной в рабочую жидкость:

$$0,785 d_{ш}^2 (\gamma_{ш} - \gamma_{ж}).$$

Масса единицы длины предлагаемой штанги на воздухе:

$$0,785 (D^2 - d^2) \gamma_{ш},$$

где d - внутренний диаметр полой штанги.

Масса рабочей жидкости, вытесняемой единицей длины предлагаемой штанги, погруженной в рабочую жидкость:

$$0,785 D^2 \gamma_{ж}.$$

Из условия равенства массы единицы длины, погруженных в жидкость сплошной штанги со стандартными параметрами и предлагаемой, следует:

$$(D^2 - d^2) \gamma_{ш} - D^2 \gamma_{ж} = d_{ш}^2 (\gamma_{ш} - \gamma_{ж}),$$

откуда получаем выражение (1).

Штанга содержит полое тело с внутренним диаметром d и присоединенные к нему сваркой трением приварные резьбовые концы сплошного сечения - муфту и головку-ниппель. Наружный диаметр D тела равен наружным диаметрам приварных концов.

Благодаря одинаковой со сплошной штангой массе в рабочей жидкости, обеспечивается возможность создания и использования гладкой снаружи штанговой колонны применительно к существующим режимам работы СШНУ.

На приварной муфте выполнены два квадрата, из которых нижний предназначен для откидной вилки, например, ключа КШЭ, а верхний для элеватора, например, ЭШН, а на головке-ниппеле выполнен квадрат под штанговый ключ.

Очевидно, что применительно к новой штанге, в которой отсутствует подэлеваторный бурт, откидная вилка ключа КШЭ должна служить не только для посадки колонны, но и для удержания ее от проворачивания при свинчивании и развинчивании, т.е. выполнять функцию стопорного ключа, используемого при работе с колонной стандартных штанг. Поэтому в конструкции ключа КШЭ необходимо будет внести соответствующие изменения, чтобы при посадке колонны его откидная вилка входила в контакт с нижним квадратом приварной муфты новой штанги и, стопорилась в корпусе ключа при действии крутящего момента. Аналогичную функцию выполняет, например, подкладная вилка трубоизвращения РТ1200-2М при спуско-подъемных операциях с геологоразведочными бурильными трубами.

Гладкая колонна штанг позволяет уменьшить удельные износные нагрузки на штанги и НКТ практически пропорционально отношению длины штанги (8 м) к длине муфты (0,1 м). Убедительным подтверждением эффективности такого решения является опыт эксплуатации двух бурильных колонн принципиально различных конструкций. Первая состоит из труб диаметром 50 мм (ГОСТ 7909) с выступающими наружу замками диаметром 65 мм (ГОСТ 7918). Вторая

- из труб диаметром 63,5 мм с замками диаметром 64 мм (ГОСТ Р 51245), т.е. практически гладкая снаружи колонна. Во второй колонне ресурс замков оказался в 8,5 раза выше (10200 против 1200 ч.), что близко к соотношению длин тела трубы и замка ($4,5/0,5 = 9$) колонны [5].

Прочностные преимущества предлагаемой конструкции штанги оценим в сравнении с реально применяемой сплошной штангой, например, ШН22 со стандартными параметрами. Согласно работе Л.Г. Чичерова [6] и ГОСТ 13877 в качестве расчетного напряжения для насосных штанг принимается приведенное напряжение, учитывающее циклический характер их работы

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_{MAX} \cdot \sigma_a} \quad (2)$$

где $\sigma_{пр}$ - приведенное напряжение штанг;

σ_{max} - максимальное напряжение в опасном сечении за цикл;

σ_a - амплитуда напряжения в опасном сечении за цикл.

$$\sigma_{max} = \sigma_{cp} + \sigma_a \quad (3)$$

где σ_{cp} - среднее напряжение в штангах.

Величины σ_{cp} и σ_a (в Па) находим из хорошо апробированных в практике формул (например, при числе качаний насоса в минуту - 12 и длине хода сальникового штока -1,8 м):

$$\sigma_{cp} = 9,8 \cdot L \cdot \left[\left(\frac{0,5 \cdot D_{пл}^2}{d_{ш}^2} - 1 \right) \cdot \gamma_{ж} + \gamma_{ш} \right] \quad (4)$$

$$\sigma_a = 0,5 \cdot L \cdot \left[\frac{1,15 \cdot \gamma_{ж} \cdot D_{пл}^2}{d_{ш}^2} + 3,2 \cdot \gamma_{ш} \right] \quad (5)$$

где L - глубина спуска насоса, м;

$D_{пл}$ - диаметр плунжера насоса, м;

$\gamma_{ш}$ и $\gamma_{ж}$ - плотность материала штанги и рабочей жидкости соответственно, кг/м³.

В каждое из выражений (4) и (5) входит соотношение $D_{пл}^2/d_{ш}^2$, из которого следует, что при увеличении вдвое диаметра тела штанги это соотношение уменьшается в 4 раза:

$$D_{пл}^2 / (2d_{ш})^2 = D_{пл}^2 / 4d_{ш}^2.$$

В конечном счете (см. расчет ниже) это приводит к снижению приведенного напряжения в колонне штанг до 26 %.

В качестве критерия оценки безотказности насосных штанг А.С. Вирновским предложена так называемая частотность обрывов [6]:

$$\tau = 0,553 (D_{пл}/d_{ш})^{2,86} (L/1000)^{2,75}, \quad (6)$$

Здесь так же очевидно, что при увеличении $d_{ш}$ в 2 раза соотношение $D_{пл}/d_{ш}$ уменьшается вдвое, что в конечном счете (см. расчет ниже) до 8 раз снижает частотность обрывов штанг (τ).

Таким образом, применение предлагаемой штанги обеспечивает существенное повышение долговечности и безотказности штанговой колонны.

Рассмотрим пример реализации предлагаемой конструкции штанги с использованием стандартных параметров сплошной штанги ШН22:

- наружный диаметр тела $d_{ш} = 0,0222$ м;

- наружный диаметр приварной муфты $D = 0,0460$ м;

Наружный диаметр полого тела предлагаемой штанги $D = 0,0460$ м.

Плотность материала штанги и жидкости 7850 и 1000 кг/м³ соответственно.

Согласно выражению (1) находим внутренний диаметр тела предлагаемой штанги $d = 37,6$ мм. Толщина стенки тела штанги = 4,2 мм.

Показатели статической прочности на растяжение и показатели сопротивления усталости при изгибе сравниваемых штанг приведены в табл. 1.

Из табл. 1 следует, что тело штанги со стандартными параметрами существенно уступает резьбовому соединению по статической прочности на растяжение в 1,5 раза (площадь сечения 3,87 против 5,72 см²) и по сопротивлению усталости на изгиб в 1,9 раза (193 против 371 Н·м). Последнее как раз объясняет то обстоятельство, что на практике обрывы штанг происходят преимущественно по телу, чему способствует дополнительный отрицательный фактор – коррозионное воздействие жидкости, в которой работает штанговая колонна, в то время как резьба надежно предохранена от такого воздействия вследствие герметизации ее в затянутом резьбовом соединении.

Следовательно, основным условием повышения надежности штанги должно быть существенное превышение сопротивления усталости её тела по отношению к резьбовому соединению, что и обеспечивается для предлагаемой штанги: $M_{пр} = 947$ против $M_{пр} = 577$ Н·м (превышение составляет 64%).

Для расчета приведенного напряжения $\sigma_{пр}$ по Вирновскому А.С., учитывающего совокупное действие статических и переменных нагрузок, принимаем исходные данные:

- глубина спуска насоса $L = 800$ м;
- диаметр плунжера насоса $D_{пл} = 55$ мм = 0,055 м;
- значения плотности материала штанги и жидкости те же.

Согласно выражениям (5) и (4) получаем значения σ_a и $\sigma_{ср}$, затем из выражений (3) и (2) - значения σ_{max} и $\sigma_{пр}$.

Результаты расчета приведенного напряжения для сравниваемых штанг приведены в табл. 2

Из табл. 2 следует, что применение новых штанг позволит снизить приведенное напряжение в штанговой колонне на 26% и соответственно повысить запас её прочности по переменным нагрузкам.

Частотность обрывов штанг рассчитываем согласно предложенному Вирновским А.С. выражению (6). Величина τ для предлагаемой штанги и штанги

Таблица 1.

Наименование позиций	Тело				Резьба (головка-ниппель)			
	Площадь опасного сечения $F, \text{см}^2$	Момент сопротивления при изгибе, $W, \text{см}^3$	Предел выносливости $(\sigma_{-1})_д, \text{МПа}$	Сопрот. усталости при знакоперемен. изгибе, $M_{пр}, \text{Н}\cdot\text{м}$	Площадь опасного сечения $F, \text{см}^2$	Момент сопротивления при изгибе $W, \text{см}^3$	Предел выносливости $(\sigma_{-1})_д, \text{МПа}$	Сопрот. усталости при знакоперемен. изгибе $M_{пр}, \text{Н}\cdot\text{м}$
Штанга предлагаемая	5,38	5,39	183	947	5,72	1,97	293	577
Штанга со станд. параметр.	3,87	1,10	183	193	5,72	1,97	196	371
Отношение показателей	1,4	4,9	1,0	4,9	1,0	1,0	1,5	1,5

Примечание: Величина $(\sigma_{-1})_д$ рассчитана для стали, прошедшей только нормализацию с $\sigma_{в.мин} = 686$ и $\sigma_{т.мин} = 617$ МПа по ГОСТ 13877: для тела по традиционной методике, а для резьбового соединения – с использованием результатов карбонитрации резьб и натурных испытаний бурильных труб с аналогичной резьбой треугольного профиля на знакопеременный изгиб [7].

со стандартными параметрами соответственно составляет 4,0 и 0,5, т.е. вероятная частота обрывов колонны предлагаемых штанг в 8 раз ниже.

Данный показатель безотказности штанг можно также оценить, воспользовавшись зависимостью интенсивности усталостных поломок бурильных труб от запаса прочности по знакопеременному изгибу [7]:

$$\lambda_{ц} = 8 \cdot 10^{-5} e^{-7U}, \quad (7)$$

где $\lambda_{ц}$ – интенсивность (поломок) трубы за 1 цикл нагружения знакопеременным изгибающим моментом, 1/цикл;

U – запас прочности по знакопеременному изгибу.

При числе качаний (циклов) 12 в минуту, для $5 \cdot 10^6$ циклов нагружения понадобится 289 суток. Количество 8-ми метровых штанг в колонне длиной 800 м равно 100 шт. С учетом зависимости (7) получаем следующее выражение для числа возможных поломок (обрывов) колонны после $5 \cdot 10^6$ циклов нагружения

штанговой колонны:

$$N = 12 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 289 \cdot 100 \cdot 8 \cdot 10^{-5} e^{-7U} \quad \text{или} \quad N = 3,99 \cdot 10^4 e^{-7U} \quad (8)$$

Примем запас прочности по приведенному напряжению для штанги со стандартными параметрами $U = 1,3$ и из выражения (8) найдем:

$$N = 3,99 \cdot 10^4 e^{-7 \cdot 1,3} = 4,5 \text{ поломок.}$$

Поскольку $\sigma_{пр}$ для предлагаемой штанги на 26% меньше (см. табл.1), соответственно запас прочности её составит $U = 1,3 \cdot 1,26 = 1,6$.

Таблица 2.

Наименование позиций	Величина напряжений, МПа			
	$\sigma_{ср}$	σ_a	σ_{max}	$\sigma_{пр}$
Штанга со стандартными параметрами	78	13	91	34
Штанга предлагаемая	59	11	70	27
Отношение величин напряжений	1,34	1,30	1,34	1,26

Тогда число поломок для этой штанги

$$N = 3,99 \cdot 10^4 e^{-7 \cdot 1,6} = 0,5,$$

что в 9 раз меньше. Этот результат хорошо согласуется с результатами расчета по методике Вирновского А.С.

Вероятность безотказной работы сплошной штанги со стандартными параметрами составит:

$$(100 - 4,5) : 100 = 0,955,$$

а для предлагаемой:

$$(100 - 0,5) : 100 = 0,995.$$

Последняя величина соответствует требованию ГОСТ 13877, п. 5.1.28.1 за 5 млн. циклов для штанг, подвергнутых только нормализации.

Тело предлагаемой штанги выполнено полым. Поэтому проводим расчет его на прочность под воздействием внешнего давления скважинной жидкости [8].

$$P_{CM} = 2 \sigma_{m.min} (D/s - 1) : (D/s)^2, \quad (9)$$

где P_{CM} – наименьшее сминающее давление трубчатого тела, МПа;

$\sigma_{m.min}$ – минимальный предел текучести материала трубчатого тела ($\sigma_{m.min} = 617$ МПа - см. примечание к табл. 1);

D и s – наружный диаметр и толщина стенки трубчатого тела, мм. ($D = 46$ мм и $s = 4,2$ мм).

Согласно формуле (9) имеем:

$$P_{CM} = 2 \cdot 617 (46 / 4,2 - 1) / (46 / 4,2)^2 = 102,4 \text{ МПа}$$

или $102,4 \cdot 9,8 = 1003$ атм., что достаточно.

Рассмотренный пример позволяет сделать вывод, что предлагаемая конструкция штанги [9] обладает существенно более высокой прочностью и соответственно показателями долговечности и безотказности. Применение новой штанговой колонны одновременно позволит снизить износные и усталостные нагрузки в колонне НКТ и примерно в той же степени повысить ее показатели надежности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ивановский В.Н. и др. Почему рвутся штанговые колонны? // Территория нефтегаз.: ЗАО Камелот Паблшинг», 2007.- № 3. – с. 34-37
2. Бабаев Р.Д., Джабаров Р.Д. Виды изнашивания штанговых муфт и насосных труб в различных условиях эксплуатации // Машины и нефтяное оборудование. – М.: 1977. - № 6. - с. 8-11.
3. Джабаров Р.Д. Пути снижения износа штанговых муфт и насосных труб // Машины и нефтяное оборудование. – М.: 1978. - №10. - с.14-17.

4. Сароян А.Е., Субботин М.А. Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб, - М.: Недра, 1985.
5. Лачинян Л.А. Бурильные трубы ОАО «ЗБ0» - сортамент, качество, эффективность. Тезисы научно-технической конференции «Технико-технологическое обеспечение геологоразведочных работ. Проблемы и перспективы», с.89. 5-я Международная выставка «Недра»-2008».
6. Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. Учебное пособие для вузов – М.: Недра, 1983. – 312 с.

7. Лачинян Л.А. Работа буровой колонны.- 2-е изд., перераб. и доп. – Недра, 1992. – 214 с.: ил.
8. Трубы нефтяного сортамента: Справочник /Под общей ред. А.Е.Сарояна. – 3-е изд. перераб. и доп. – Недра, 1987. - с.187.
9. Лачинян Л.А. Насосная штанга: Патент РФ на изобретение № 2403368, 2009.



12-я Международная научно-практическая конференция

“Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы”

14-16 сентября 2011 г. Г-ца “Аэростар”, Москва, Россия

Организаторы:



Генеральный информационный партнер:



Стратегический информационный партнер:



Информационные партнеры:



Тел./факс: +7 499 788 9119

E-mail: ctt-wic@cttimes.org

www.cttimes.org

УДК 62-52

Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу электродвигателя буровых установок

И.Ю. Быков - доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(Ухтинский государственный технический университет)

С.Ф. Заикин - зам. директора
(Ухтинский филиал МИИТ)

Б.А. Перминов - канд. техн. наук, доцент
(Московский государственный университет путей сообщения - МИИТ)

Из множества приборов для измерения крутящего момента на валу привода, существующих в настоящее время, можно выделить три группы, сущность которых основана на следующих методах измерения:

- по показателям (состоянию) исполнительных органов [1, 2];
- по физико-механическим показателям передаточных устройств [2, 3];
- по энергетическим показателям двигательного устройства привода [4].

Измерение крутящего момента на валу привода по состоянию исполнительных органов (I группа) в большинстве случаев основано на использовании уравновешивающих преобразователей, т.е. нагрузкой привода является специальная установка или прибор (нагрузочное устройство) с помощью которого и проводится измерение в равновесном состоянии системы. Способ применяется для измерения крутящего момента в лабораторных условиях и не пригоден для измерения в рабочих режимах эксплуатации бурового технологического оборудования.

Массовое применение нашли приборы, реализующие способ измерения крутящего момента по физико-механическим показателям передаточных устройств (II группа). Большинство применяющихся здесь приборов можно отнести к приборам прямого измерения, основанных непосредственно на измерении параметров вала привода, или параметров специальных вставок (насадок) на валу привода.

В этом случае измеряемые параметры снимаются:

- с самого вала привода (но он не проектируется с расчетом на применение в качестве элемента измерительного преобразователя и поэтому точность и надежность измерений не может быть высокой);

- со специального приспособления, врезанного в вал (обычно торсиометра, что связано с неудобством монтажа и обслуживания);

- со смежных с валом элементов (используются механические напряжения, возникающие в корпусах, чаще всего редукторов). В данном случае проведение измерений отличается технологичностью, но точность измерений оказывается чрезвычайно низкой.

По способу передачи информации все средства измерений крутящего момента можно разделить на контактные и бесконтактные. Так как вал привода находится в постоянном вращении, то надежная передача информации приобретает особое значение, а виды преобразователей, позволяющие бесконтактную передачу данных, имеют неоспоримое преимущество. Выделяются следующие принципиально отличные способы измерений последствий воздействия крутящего момента на передаточное устройство и соответствующие им группы датчиков, основанные на различных физических принципах:

1. Прямое измерение физико-механических свойств:

- возникновение поверхностных

механических напряжений (деформаций) - тензорезисторы;

- изменение магнитных свойств материала - магнитоупругие, индукционные датчики;

- изменение скорости прохождения звуковых волн в среде - акустико-волновые.

2. С дополнительным преобразованием в перемещение:

- с помощью торсиона, используется вместе с различными типами датчиков: индуктивными, индукционными, магнитоупругими, ёмкостными, оптическими.

- с помощью гидравлических преобразователей, где выходной величиной является перемещение истока или упругого элемента;

- по разности времени прохождения поверхностно-активных волн по волноводам на поверхности вала.

Комбинируя вышеперечисленные способы, можно добиться нужных в каждом конкретном случае технических характеристик устройства, но обеспечить высокую надежность работы и простоту в эксплуатации прибора, использующего данные принципы измерения крутящих моментов, очень сложно, особенно в условиях вибрации и наличия различных агрессивных сред, чем отличается, например, буровая установка. Всё это заставляет искать новые подходы в построении моментометров. Измерение крутящих моментов на валу привода по энергетическим показателям двигательного устройства

(III группа) отличается большой технологичностью.

В данном случае можно выделить два подхода к измерениям:

- статический, который подразделяется на:

- бескомпенсационный, чаще всего применяется в системах сигнализации из-за низкой точности измерений;

- компенсационный, а так, как компенсационные устройства сложны, приводит к громоздким и трудно настраиваемым схемам, отличающимся малой надежностью и сложностью эксплуатации, что сводит на нет все их достоинства;

- с выделением динамики.

Для уменьшения статической ошибки измерений проводят выделение динамической составляющей сигнала. Основное препятствие, стоящее на пути разработчиков динамических измерительных систем, - недостаточная проработка математических моделей различных типов приводов и исполнительных устройств, хотя энергетические и физические процессы, происходящие в приводе, хорошо теоретически описаны. Наиболее полно исследованы свойства электропривода, отсюда многообразие средств измерения и устройств автоматизации для него.

Одним из важных условий выбора способа построения приборов для измерения крутящих моментов является характер изменения измеряемой величины во времени. При измерении быстропротекающих величин все преобразователи измерительного устройства должны обладать весьма малой инерционностью, чтобы динамический процесс передавался с допустимым минимумом искажений. Наибольшей инерционностью среди преобразователей, входящих в прибор, обладают упругий элемент и регистрирующее устройство, поэтому именно они определяют способ построения приборов для быстропеременных процессов.

На основании проведенного анализа, способы и средства измерения крутящего момента можно представить в виде классификационной схемы, показанной на рис. 1. Следует отметить, что способы и средства измерения крутящего момента по группам I и II характеризуются либо сложностью технологического монтажа, либо низкой точностью измерения и малой надежностью, что в использовании на буровой установке не применимо.

В этой связи возникает необходимость более подробного анализа методов и средств измерения III группы (рис. 2). Простейшими приборами

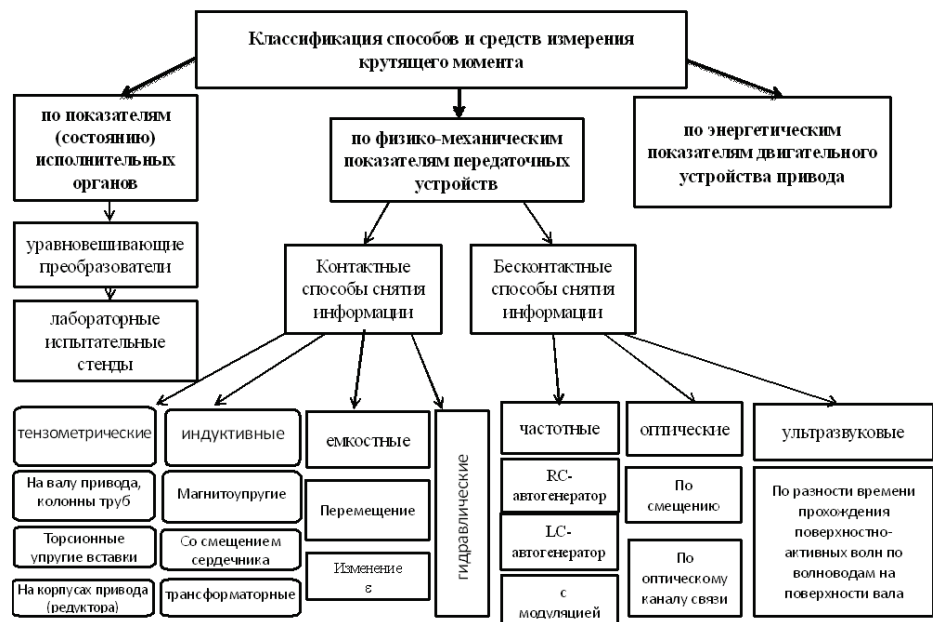


Рис. 1 – Классификация способов и средств измерения крутящего момента

контроля крутящего момента на валу электропривода являются сигнализаторы, принцип действия которых основан на срабатывании порогового элемента при достижении тока потребления электропривода выше допустимого. Пример построения подобных

устройств подробно рассмотрен в [3].

Одним из важнейших вопросов повышения точности измерения, является вопрос исключения статической ошибки, являющейся максимальной. Статическая ошибка присуща всем методам измерения, где отсутствует компенсация, либо



Рис. 2 - Классификация способов измерения крутящего момента по энергетическим показателям двигателя привода

реализуется не полная компенсация. Не все компенсационные методы измерения свободны от статической ошибки.

Известно, что в случае использования дифференциальных методов измерения при одинаковых характеристиках измерительных преобразователей все статические составляющие вследствие вычитания физических величин компенсируются. Оптимальным в этом случае является метод компенсации статического отклонения путем встречного параллельного включения двух измерительных преобразователей с различной инерционностью.

В качестве примера дифференциального (вариационного) метода измерения рассмотрим встречное включение двух термопар (рис. 3).

Суммарная ЭДС такой схемы равна разности термоЭДС первой и второй термопар. Обозначим через k_1 и k_2 коэффициенты передачи термопар [градус/в], а через T_1 и T_2 – их постоянные времени, причем инерционности термопар различны, т.е. $T_2 \gg T_1$.

С динамической точки зрения термопара является инерционным аperiodическим звеном, отсюда их передаточные функции:

$$W_1(p) = \frac{k_1}{T_1 p + 1}; \quad W_2(p) = \frac{k_2}{T_2 p + 1} \quad (1)$$

где $W_1(p)$, $W_2(p)$ – передаточные функции,
 p – Аргумент функции в преобразовании Лапласа.

ЭДС термопар алгебраически складывается, поэтому

$$W(p) = W_1(p) - W_2(p), \text{ и}$$

$$W(p) = \frac{(k_1 T_2 - k_2 T_1)p + k_1 - k_2}{(T_1 p + 1)(T_2 p + 1)} \quad (2)$$

В частном случае, если параметры термопар идентичны по чувствительности ($k_1 = k_2 = k$), то

$$W(p) = \frac{k(T_2 - T_1)p}{(T_1 p + 1)(T_2 p + 1)} \quad (3)$$

Можно сделать вывод, что такое соединение инерционных элементов приобретает новые свойства, а именно при дифференциальном включении термопар их суммарная передаточная функция будет определяться уже не аperiodическим звеном, а дифференцирующим звеном второго порядка. При этом коэффициент передачи, определяющий чувствительность устройства не уменьшается, а остается равным k .

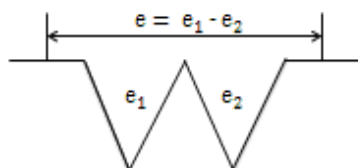


Рис. 3 Встречное включение двух термопар:
 e – суммарная ЭДС;
 e_1, e_2 – термоЭДС первой и второй термопар.

Используя дифференциальный метод, измерения мощности и скорости вращения вала привода, а также учитывая, что вращающий момент, есть отношение мощности к угловой скорости, синтезируем структуру измерителя крутящего момента в виде разностных дифференцирующих фильтров (рис. 4).

Согласно структурной схеме для канала измерения мощности (P) передаточная функция равна

$$W_p(p) = \frac{k_1 \cdot (T_2 - T_1) \cdot p}{(T_1 \cdot p + 1) \cdot (T_2 \cdot p + 1)} \quad (4)$$

Для канала измерения скорости вращения (n)

$$W_n(p) = \frac{k_2 \cdot (T_4 - T_3) \cdot p}{(T_3 \cdot p + 1) \cdot (T_4 \cdot p + 1)} \quad (5)$$

Передаточная функция измерителя крутящего момента (M)

$$W_M(p) = \frac{W_p(p)}{W_n(p)} = \frac{k_1 \cdot (T_2 - T_1) \cdot p}{(T_1 \cdot p + 1) \cdot (T_2 \cdot p + 1)} \cdot \frac{(T_3 \cdot p + 1) \cdot (T_4 \cdot p + 1)}{k_2 \cdot (T_4 - T_3) \cdot p} \quad (6)$$

Зададим параметры фильтров T_2 и T_4 ; T_3 и T_1 попарно одинаковыми, $T_2 = T_4 = T^*$, $T_1 = T_3 = T^{**}$.

Тогда выражение (6) запишется в виде

$$W_M(p) = \frac{W_p(p)}{W_n(p)} = \frac{k_1 \cdot (T^{**} - T^*) \cdot p}{(T^* \cdot p + 1) \cdot (T^{**} \cdot p + 1)} \cdot \frac{k_2 \cdot (T^* - T^{**}) \cdot p}{(T^* \cdot p + 1) \cdot (T^{**} \cdot p + 1)} \quad (7)$$

Иными словами, синтезированная структура измерения позволяет освободиться от влияния статистических составляющих холостого хода, установившихся значений, полностью компенсировать статическую ошибку измерения, а результат измерения может быть определен как

$$M = K \cdot \frac{\Delta P}{\Delta n} \quad (8)$$

где K – передаточный коэффициент,
 ΔP – наброс мощности,
 Δn – наброс скорости вращения.

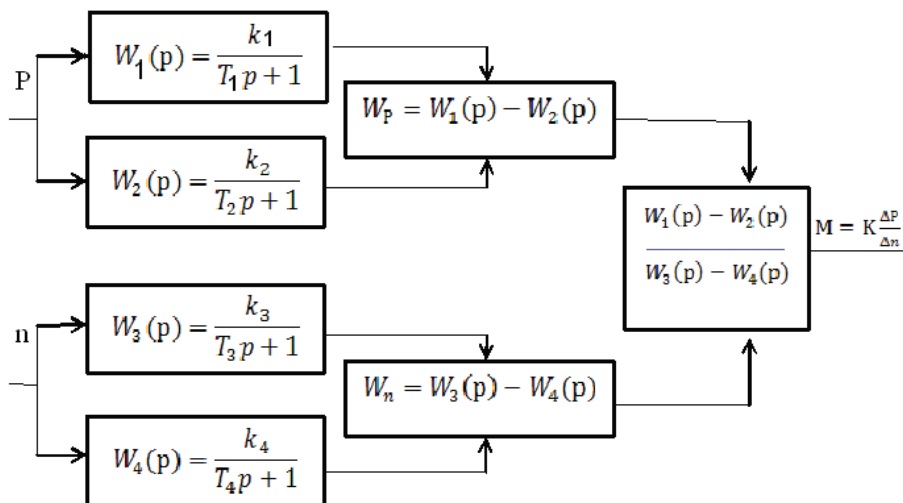


Рис. 4 - Структура измерителя крутящего момента в виде разностных дифференцирующих фильтров

По рассмотренной структуре можно разработать программы измерения, обработки результатов и используя физические зависимости крутящего момента от параметров бурения предложить программу управления процессом

углубления скважины. При этом все мероприятия реализуются с помощью персонального компьютера, первичных датчиков тока, напряжения и скорости вращения вала привода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мальцев А.В., Дюков Л.Н. Приборы и средства контроля процесса бурения. (Справочное пособие). - М.: Недра, 1989. – 253 с.
2. Демихов В.И., Леонов А.И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. - М.: Недра, 1980. – 304 с.
3. Перминов Б.А., Белоусов Д.В., Христин И.П. Методы измерения крутящего момента на валу электропривода по

энергетическому состоянию электродвигателя // Сб. научных трудов №2: Проблемы освоения природных ресурсов Европейского Севера под общ. ред. Быкова И.Ю. – Ухта: Коми региональное отделение РАН, 1996. – с. 30-34.

4. Перминов В.Б., Балахнов Д.А., Лихачев В.Н., Нарницын А.Д. Динамические методы измерения крутящих моментов // Приборы и системы управления, 2002. - №12.- с. 21-24.

УДК 532.542

Перекачивание жидкостей по трубопроводу с воздушной подушкой

Е.Г. Фетисова - аспирант,
 А.Б. Голованчиков – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
 И.С. Балокин - аспирант
 (Волгоградский государственный технический университет)

Одним из перспективных методов уменьшения гидравлического сопротивления при транспортировке жидкостей по трубопроводу является создание пристенного газового кольцевого слоя [1–3]. Гидравлическое сопротивление при этом теоретически может уменьшаться на 2 и более порядков [4].

Существенным недостатком этого метода снижения гидравлического сопротивления является постепенное уменьшение толщины этого газового слоя вплоть до полного растворения газа в жидкости на длине l .

Для нивелирования эффекта полного растворения газа в основном потоке жидкости предлагается расход q газа на входе в трубу подавать такой, чтобы он был заведомо больше расхода q_n , соответствующего концентрации насыщения основного потока жидкости газом $q/q_n > 1$.

Рассмотрим для примера нефтепровод длиной 20 км и диаметром $D = 0,2$ м. Вязкость нефти $\mu = 10^{-3}$ Пас, плотность $\rho = 900$ кг/м³. Для экологичности целесообразно создавать воздушный кольцевой пограничный слой. Растворимость воздуха в нефти при 20 °С $x^* = 0,03$ м³/м³. При расходе нефти $q_v = 3,33 \cdot 10^{-2}$ м³/с, $q_n = x^* \cdot q_v = 10^{-3}$ м³/с. Если расход воздуха превышает его расход, соответствующей пре-

дельной растворимости q_n на 30%, то
 $q_0 = 1,3 q_n = 1,3 \cdot 10^{-3}$ м³/с = 4,68 м³/час.

При заданном расходе число $Re = 1982$, то есть течение нефти в трубе будет ламинарным, и газовый пристенный слой не будет поглощаться за счет перемешивания основным потоком воды с образованием газовых пузырьков в жидкости. Средняя скорость нефти составит $u = 1,127$ м/с, то есть соответствует рекомендациям для течения жидкостей в трубопроводах $u = (1 \div 2)$ м/с. Скорость на границе раздела фаз «нефть–воздух» будет $u_r = 0,563$ м/с, а число Рейнольдса для газа $Re_r = 245$, то есть течение газа, тем более ламинарное, и через границу раздела фаз молекулы газа будут переходить за счет массопередачи (рис. 1).

Концентрация воздуха до самой границы раздела фаз R_r равна единице на всей длине трубопровода, хотя толщина слоя δ_r уменьшается от входа к выходу за счет растворения воздуха в нефти. Концентрация молекул воздуха в нефти меняется от 0 на входе в трубопровод до концентрации насыщения $x^* = 0,03$ м³/м³, которую она достигает на длине l^* (рис. 2). Толщина воздушного пристенного слоя

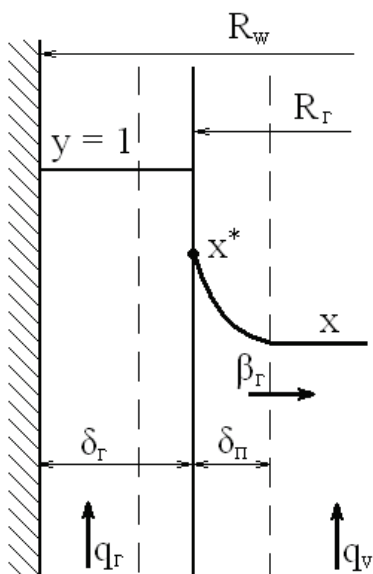


Рис. 1. Схема изменения рабочих и равновесных концентраций воздуха у границы раздела фаз

передаче согласно рисунку 1 будет массоотдача молекул воздуха от границы раздела фаз к потоку нефти $K_F \approx \beta_r$, то для элементарного материального баланса по воздуху для сечений I и II (рис. 2) получаем уравнение:

$$dq_r = -\beta_r (2\pi R_r d\ell) [x^* - (q_0 - q_r) / q_v] \quad (1)$$

где в правой части второй множитель характеризует площадь массопередачи (массотдачи) между сечениями I и II, а третий – локальную движущую силу в выбранном элементарном объеме, так как разность расходов воздушного слоя на входе q_0 и в выбранном сечении q_r равна расходу молекул газа, растворенных в нефти. Тогда вычитаемое $(q_0 - q_r) / q_v = x$ характеризует рабочую концентрацию в выбранном сечении (рис. 2). Коэффициент массоотдачи в этом случае рассчитывается по уравнению [5]:

$$Sh = 0,89Re^{0,45} Sc^{0,5} (\ell_n / \delta_n)^{0,5} \quad (2)$$

где $\delta_n = [(\mu / \rho)^2 / g]^{1/3}$ – приведенная толщина кольцевого пограничного слоя жидкости, м;

$\ell_n = 2\pi R_r$ – приведенная длина этого слоя, м.

Ниже описан алгоритм расчета параметров трубопровода при перекачивании нефти с воздушным пристенным кольцевым слоем:

1. Для заданного расхода нефти, ее физических свойств, радиуса трубопровода, выбранного расхода воздуха, например (на 30% превышающего его расход для предельного растворения воздуха в нефти) методом половинного деления определяется толщина воздушного слоя на входе в трубопровод: сначала задается толщина δ_0 , по формуле:

$$R_r = R_w - \delta_0 \quad (3)$$

находится радиус границы раздела фаз на входе, а по формуле (4) определяется градиент давления:

$$\Delta p / \ell = (q_v / \pi) / [(R_w^2 - R_r^2) R_r^2 / 4\mu_r + R_r^4 / 8\mu] \quad (4)$$

и по формуле (5)

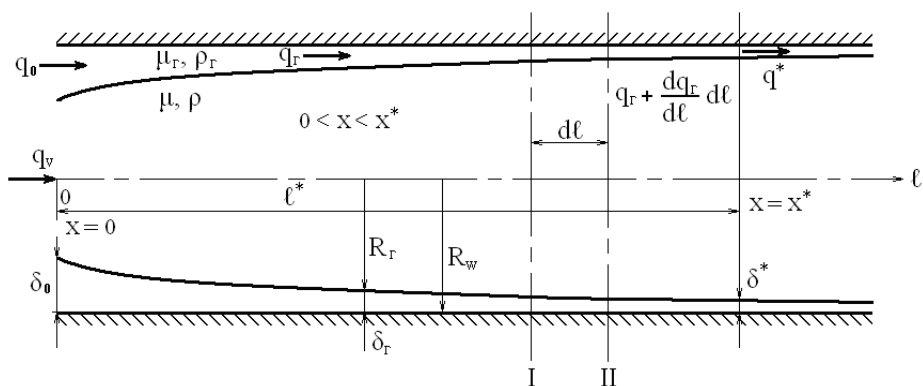


Рис. 2. Схема изменения толщины и расхода воздушного пристенного слоя по длине трубопровода

$$q_0 = (\pi / 8) (\Delta p / \ell) (R_w^2 - R_r^2) 2 / \mu_r \quad (5)$$

определяется расход воздуха q_0 , соответствующий выбранной толщине δ_0 на входе в трубопровод;

2. Аналогично методом половинного деления определяется толщина пристенного слоя воздуха δ^* , соответствующая расходу воздуха на длине ℓ^* и равному $q_0 - q_n$, где q_n – расход воздуха, поглощаемый нефтью за счет массопередачи до равновесной концентрации $x^* = q_n / q_v$.

3. Разница толщин пристенного воздушного слоя $\delta_0 - \delta^*$ разбивается на 100 равных зон:

$$\delta = (\delta_0 - \delta^*) / 100$$

4. Для каждой зоны с толщиной воздушного слоя

$$\delta_r(i) = \delta_0 - i \cdot \Delta \delta, \quad 1 \leq i \leq 100$$

по формулам (3-5) определяется радиус границы раздела фаз $R_r(i)$ градиент давления $(\Delta p / \ell)(i)$ и расход воздуха $q_r(i)$, а по формуле (1), приведенной к конечным разностям длину трубопровода, на которой происходит изменение расхода воздуха от $q_r(i+1)$ до $q_r(i)$.

$$\Delta \ell_i = \frac{q_r(i) - q_r(i+1)}{\beta_r [2\pi R_r(i) \left[x^* - \frac{q_0 - q_r(i)}{q_v} \right]]}$$

5. Длина трубопровода ℓ^* , на которой происходит уменьшение толщины воздушного слоя с δ_0 до δ^* определяется следующим образом:

$$\ell^* = \sum_{i=1}^{100} \Delta \ell(i)$$

а потери давления на этой длине:

$$\Delta p^* = \sum_{i=1}^{100} \left(\frac{\Delta p}{\Delta \ell} \right) \cdot (i) \cdot \Delta \ell(i)$$

6. Если длина трубопровода $L > \ell^*$, то общий перепад давления описывается уравнением:

$$\Delta p = \Delta p^* + (L - \ell^*) \left(\frac{dp}{d\ell} \right)$$

так как градиент давления на всей оставшейся длине $(L - \ell^*)$

постоянен и равен градиенту давления для последней расчетной точки $i = 100$.

В таблице приведены исходные и справочные данные и результаты расчетов по описанному выше алгоритму.

Исходные и справочные данные и результаты расчетов трубопровода для перекачивания нефти с воздушным кольцевым пристенным слоем

№	Наименование параметра	Размерность	Обозначение	Величина
1	2	3	4	5
Исходные данные				
1	Производительность по перекачиваемой нефти	м ³ /с	q _v	3,33·10 ⁻²
1	2	3	4	5
2	Радиус трубопровода	м	R _w	0,1
3	Рабочая температура	°С	t	20
4	Длина трубопровода	м	L	20000
Справочные данные				
5	Динамическая вязкость нефти	Пас	μ	0,1
6	Плотность нефти	кг/м ³	ρ	900
7	Коэффициент диффузии молекул воздуха в нефти	кг/м ³	D	1,05·10 ⁻⁹
8	Растворимость воздуха в нефти [6] (равновесная концентрация при рабочей температуре и давлении)	м ³ /м ³	x*	0,03
9	Динамическая вязкость воздуха	Пас	μ _r	1,85·10 ⁻⁵
Основные расчетные параметры				
10	Плотность воздуха при заданных температуре и давлении	кг/м ³	ρ _r	1,2
11	Расход воздуха на входе в трубопровод	м ³ /с	q ₀	1,3·10 ⁻³
12	Толщина воздушного пристенного слоя на входе	мм	δ ₀	3,69
13	Расход воздуха, соответствующий предельной его растворимости в нефти	м ³ /с	q _n	10 ⁻³
14	Расход воздуха на длине ℓ*	м ³ /с	q*	0,3·10 ⁻³
15	Толщина воздушного пристенного слоя на длине ℓ*	мм	δ*	0,89
16	Длина трубопровода, на которой происходит насыщение нефти молекулами воздуха за счет массопередачи	м	ℓ*	14718
17	Гидравлическое сопротивление на длине ℓ*	ат	Δp*	0,04
18	Общее гидравлическое сопротивление с воздушным пристенным слоем	ат	Δp _r	0,067
19	Гидравлическое сопротивление без воздушного слоя (обычный гидротранспорт нефти)	ат	Δp	17,3

Исходные и справочные данные и результаты расчетов трубопровода для перекачивания нефти с воздушным кольцевым пристенным слоем (продолжение)

№	Наименование параметра	Размерность	Обозначение	Величина
Дополнительные расчетные параметры				
20	Число Рейнольдса для нефти	–	Re	1968
21	Число Рейнольдса для воздуха	–	Re _г	245
1	2	3	4	5
22	Средняя скорость нефти	м/с	u	1,127
23	Средняя скорость воздуха	м/с	u _г	0,563
24	Приведенная толщина кольцевого пограничного слоя жидкости	м	δ _п	1,087·10 ⁻³
25	Приведенная длина кольцевого пограничного слоя жидкости	м	ℓ _п	6,048·10 ⁻¹
26	Число Шмидта	–	Sc	1,06·10 ⁵
27	Число Шервуда	–	Sh	36,38
28	Коэффициент массоотдачи для молекул воздуха от границы раздела фаз в поток нефти	м/с	β	3,51·10 ⁻⁵
29	Отношение расхода воздуха на входе к расходу нефти	–	q _{от}	3,9·10 ⁻²
30	Градиент давления на входе	Па/м	Δp/ℓ	0,125
31	Градиент давления при ℓ > ℓ*	Па/м	(Δp/ℓ)*	0,447
32	Отношение потерь давления при обычном гидротранспорте нефти и с воздушной смазкой	–	Δp _{от}	258

Как видно из расчетов, представленных в таблице, на длине ℓ* ≈ 15 км гидротранспорт нефти происходит с уменьшением толщины пристенного кольцевого слоя с δ₀ ≈ 3,7 мм до δ* ≈ 0,9 мм и снижением расхода воздуха в этом слое с q₀ = 1,3 л/с до q* = 0,3 л/с. При этом, основной поток нефти в трубопроводе увеличивает концентрацию воздуха в нефти, за счет массоотдачи, с x = 0 до x = x* = 30 л/м³. На остальных 5 км длины расход воздуха и толщина воздушного слоя не меняются, так как массопередача молекул воздуха через границу раздела фаз стремится к нулю. Описанный способ гидротранспорта нефти по трубопроводу с воздушной смазкой, когда ее расход на входе превышает предельную растворимость воздуха в нефти, не позволяет всему воздуху «раствориться» в нефти за счет массопередачи его молекул через границу раздела фаз, при этом гидравлическое сопротивление снижается в 250 раз, а сам расход воздуха не превышает 4% от расхода перекачиваемой нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Голованчиков А.Б., А.В.Ильин, Л.А.Ильина и др. Транспортировка нефти и нефтепродуктов с газовым пограничным слоем. // Технология нефти и газа, 2006. – № 4. – с.9–12.
2. Полезная модель РФ 84924 МПК 15D1/06, F17D1/20 Устройство для уменьшения гидравлических потерь в трубопроводе / А.Б. Голованчиков, Е.Н. Конопальцева, А.В. Ильин: заявитель и патентообладатель ВолгГТУ. – 2009.
3. Полезная модель РФ 84925 ППК 15D1/06, F17D1/20 Устройство для уменьшения гидравлических потерь в трубопроводе / А.Б. Голованчиков, Е.Н. Конопальцева, А.В. Ильин: заявитель и патентообладатель ВолгГТУ. – 2009.
4. Голованчиков А.Б., Ильин А.В., Ильина Л.А. Теоретические основы течения жидкостей в трубопроводе с маловязким пограничным слоем. – ВолгГТУ – Волгоград: – 2008, 92 с.
5. Рамм В.М. Абсорбция газов. Изд.-2. - М.: Химия, 1976. – 655 с.
6. Гельперин И.И., Зеликсон Г.М., Рапопорт Л.Л. Справочник по разделению газовых смесей. – М.: Гостехиздат химической литературы, 1963.

Применение аппарата молекулярной физики для анализа вакуумных процессов при работе автоцистерн на нефтепромыслах

В.В. Куликов – доктор техн. наук, профессор
(кафедра современных технологий бурения скважин РГГРУ)

При бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин возникает необходимость сбора газового конденсата, нефти, нефтепродуктов и технологических жидкостей из зачистных ёмкостей, из нефтепроводов (при ремонтных работах), с поверхности земли и водоёмов (при аварийных проливах) и транспортирования их с целью утилизации. Кроме этого, при проведении заправочно-смазочных работ на нефтепромысловом оборудовании необходим сбор отработанных и доставка чистых масел, а при производстве скважинных геофизических исследований – доставка чистой технической воды и удаление загрязнённой. Для этих целей промышленно выпускаются и широко используются цистерны, установленные на шасси различных автомобилей. В качестве примера можно назвать агрегаты для сбора и транспортировки нефтепродуктов АКН–6,6 и АКН–10, маслозаправщик АМЗ–6,6, нефтепромысловые автоцистерны для доставки воды АЦ–4,2 и АЦ–6,6 и др. [4].

Принцип наполнения автоцистерн жидкостями заключается в следующем. В цистерне тем или иным способом понижается давление. Из-за разницы атмосферного и давления в цистерне по всасывающему рукаву (шлангу) откачиваемый агент поднимается и заполняет объём. В то время как подробно анализу процессов повышения давления в жидкостях и газах в литературе уделяется значительное внимание, механизм понижения давления, напротив, раскрывается лишь в самых общих чертах. Обычно указывается только то, что процесс всасывания вакуумный. В результате формируется поверхностное (умозрительное) представление о механизме создания вакуума.

Целью настоящей статьи является раскрытие механизма понижения давления на основе молекулярно-физической теории газов.

Применяемые автоцистерны можно разделить на насосные и безнасосные. В безнасосных машинах цистерна заполняется за счёт разрежения, создаваемого самим двигателем автомобиля. При этом впускной коллектор двигателя соединяется с полостью цистерны, мотор выполняет работу вакуумного компрессора. В насосных машинах понижение давления обеспечивает не сам двигатель, а дополнительно установленный вакуумный насос (компрессор). Вакуумный насос (компрессор), как

правило, объёмного типа – пластинчатый (шиберный, ротационный), реже динамического типа – газоструйный (АЦ–4,2, АЦ–6,6 [4]), приводимый в работу от выхлопных газов двигателя. Вакуумный насос (компрессор) или двигатель автомобиля (в безнасосных машинах) служит для создания в цистерне вакуумметрического давления.

Вакуумметрическим давлением P^{vak} (Па) называют разницу между атмосферным давлением P_0 (Па) и абсолютным давлением P (Па), меньшим атмосферного [1]:

$$P^{vak} = P_0 - P. \quad (1)$$

Чем меньше значение P , тем выше величина P^{vak} .

Под действием вакуумметрического давления жидкость может подняться на высоту h^{vc} (м), называемую высотой всасывания:

$$h^{vc} = P^{vak} / (\rho \cdot g), \quad (2)$$

где ρ – плотность всасываемой жидкости, кг/м³;

g – ускорение силы тяжести, $g = 9,81$ Н/кг.

Так, при $P_0 = 0,981 \cdot 10^5$ Па, $\rho = 1000$ кг/м³ (вода) и $P = 0$ (принято условно) в соответствии с формулой (2)

$$h^{vc} = 0,981 \cdot 10^5 / (1000 \cdot 9,81) = 10 \text{ м},$$

т. е., в атмосферных условиях более чем с 10 метров за счёт действия вакуумметрического давления закачать жидкость невозможно в принципе. Практически, при работе автоцистерны высота всасывания составляет не более 4-9 м [4].

Воздух, находящийся в автоцистерне, можно принять идеальным газом, подчиняющимся уравнению состояния (уравнению Клапейрона-Менделеева) [3]:

$$P \cdot V = m \cdot R \cdot T, \quad (3)$$

где P – абсолютное давление воздуха в цистерне, Па; V – объём цистерны, м³; m – масса воздуха в цистерне, кг; R – удельная газовая постоянная воздуха, Дж/(кг·К); T – абсолютная температура воздуха, К.

Тогда

$$m = P \cdot V / (R \cdot T) \quad (4)$$

$$R = (\mu \cdot R) / \mu, \quad (5)$$

где $(\mu \cdot R)$ – универсальная газовая постоянная, $(\mu \cdot R) = 8314,51 \text{ Дж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К})$ [3].

$$T = 273,15 + t_c \quad (6)$$

где t_c – температура по шкале Цельсия, °С.

Уравнению состояния (3) можно придать иной вид [2]:

$$P = n \cdot k \cdot T, \quad (7)$$

где n – объёмная концентрация молекул (число молекул в единице объёма воздуха), м^{-3} ; k – постоянная Больцмана, $k \approx 1,38 \cdot 10^{-23} \text{ Дж}/\text{К}$ [2].

Из уравнения (7) следует, что

$$n = P / (k \cdot T), \quad (8)$$

т. е., при одинаковых давлении и температуре любой газ содержит одинаковое число молекул (закон Авогадро [2]).

$$n = N / V, \quad (9)$$

где N – число молекул в объёме воздуха V .

$$N = K_B \cdot N_A, \quad (10)$$

где N_A – число Авогадро (число молекул в 1 киломоле газа), $N_A \approx 6,022 \cdot 10^{26} \text{ кмоль}^{-1}$ [3];

K_B – количество воздуха в цистерне, кмоль.

Количество вещества равно 1 киломолю, если число килограмм вещества равно его относительной молекулярной массе. Один киломоль содержит количество частиц, равное числу Авогадро ($6,022 \cdot 10^{26}$). Следует отметить, что в СИ единицей количества вещества служит моль, а не киломоль. Однако в инженерных дисциплинах, в отличие от общезначимых, удобнее пользоваться киломолями, так как при этом молярная и относительная молекулярная массы оказываются численно равными, что несколько упрощает расчёты.

$$\mu \cdot R = k \cdot N_A, \quad (11)$$

$$K_B = m / \mu, \quad (12)$$

где μ – молярная масса воздуха, $\mu \approx 28,97 \text{ кг}/\text{кмоль}$ [3]. При откачке воздуха с объёмной производительностью Q ($\text{м}^3/\text{с}$) из безнасосной или насосной автоцистерны примем, что за большой промежуток времени t (с) скорость удаления молекул и температура воздуха остаются неизменными.

Тогда:

$$u = Q \cdot n, \quad (13)$$

где u – скорость, с которой удаляются молекулы из цистерны (количество молекул, удалённых за 1 с), с^{-1} .

$$N^{уд} = u \cdot t, \quad (14)$$

где $N^{уд}$ – число удалённых молекул за время t .

Следовательно,

$$N^{ост} = N - N^{уд}, \quad (15)$$

где $N^{ост}$ – число оставшихся в цистерне молекул после окончания промежутка времени t ; N – начальное число молекул.

Проанализируем процесс понижения давления на конкретном численном примере. Пусть при неизменной температуре $t_c = 19,85 \text{ °С}$ и начальном давлении $P = P_0 = 0,981 \cdot 10^5 \text{ Па}$ с производительностью $Q = 0,005 \text{ м}^3/\text{с}$ производится откачка воздуха из нефтепромысловой цистерны АЦ–4,2, имеющей объём $V = 4,2 \text{ м}^3$ [4]. Уменьшением свободного

объёма цистерны из-за заполнения её водой пренебрежём.

В соответствии с уравнением (6) температура воздуха составляет

$$T = 273,15 + 19,85 = 293 \text{ К}.$$

По формуле (1) вакуумметрическое давление в начале откачки равно нулю:

$$P^{вак} = 0,981 \cdot 10^5 - 0,981 \cdot 10^5 = 0,$$

тогда высота всасывания воды в начале откачки в соответствии с (2) также равна нулю:

$$h^{вс} = 0 / (1000 \cdot 9,81) = 0.$$

Удельная газовая постоянная воздуха (5):

$$R = 8314,51 / 28,97 = 287 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Начальная масса воздуха в цистерне при атмосферном давлении $P = P_0 = 0,981 \cdot 10^5 \text{ Па}$ (4):

$$m = 0,981 \cdot 10^5 \cdot 4,2 / (287 \cdot 293) = 4,9 \text{ кг},$$

а его количество (12)

$$K_B = 4,9 / 28,97 = 0,169 \text{ кмоль}.$$

Тогда исходное число молекул, находящихся в цистерне, в соответствии с уравнением (10) составит

$$N = 0,169 \cdot 6,022 \cdot 10^{26} = 1,018 \cdot 10^{26},$$

а их исходная концентрация (9)

$$n = 1,018 \cdot 10^{26} / 4,2 = 2,42 \cdot 10^{25} \text{ м}^{-3}.$$

В правильности полученных ответов можно убедиться, подставив значения n , k и T в формулу (7): результатом будет исходное атмосферное давление $P = P_0 = 0,981 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Проследим за тем, как изменится абсолютное давление в цистерне, например, за 1-ую минуту откачки. Для наглядности присвоим всем величинам числовой (1 – первая минута) и буквенные (n – начало минуты, k – конец минуты) индексы.

1-ая минута ($t_1 = 60 \text{ с}$)

$$m_{1н} = m = 4,9 \text{ кг}; K_{B1н} = K_B = 0,169 \text{ кмоль};$$

$$N_{1н} = N = 1,018 \cdot 10^{26}; n_{1н} = n = 2,42 \cdot 10^{25} \text{ м}^{-3};$$

$$P_{1н} = P_0 = 0,981 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$P^{вак}_{1н} = P_0 - P_{1н} = 0,981 \cdot 10^5 - 0,981 \cdot 10^5 = 0 \text{ Па};$$

$$h^{вс}_{1н} = P^{вак}_{1н} / (\rho \cdot g) = 0 / (1000 \cdot 9,81) = 0 \text{ м};$$

$$u_1 = Q \cdot n_{1н} = 0,005 \cdot 2,42 \cdot 10^{25} = 1,21 \cdot 10^{23} \text{ с}^{-1};$$

$$N^{уд}_1 = u_1 \cdot t_1 = 1,21 \cdot 10^{23} \cdot 60 = 7,26 \cdot 10^{24};$$

$$N^{ост}_1 = N_{1к} = N_{1н} - N^{уд}_1 = 1,018 \cdot 10^{26} - 7,26 \cdot 10^{24} = 9,45 \cdot 10^{25};$$

$$n_{1к} = N_{1к} / V = 9,45 \cdot 10^{25} / 4,2 = 2,25 \cdot 10^{25} \text{ м}^{-3};$$

$$P_{1к} = n_{1к} \cdot k \cdot T = 2,25 \cdot 10^{25} \cdot 1,38 \cdot 10^{-23} \cdot 293 = 0,91 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$P^{вак}_{1к} = P_0 - P_{1к} = 0,981 \cdot 10^5 - 0,91 \cdot 10^5 = 0,071 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

$$h^{вс}_{1к} = P^{вак}_{1к} / (\rho \cdot g) = 0,071 \cdot 10^5 / (1000 \cdot 9,81) = 0,72 \text{ м};$$

$$m_{1к} = P_{1к} \cdot V / (R \cdot T) = 0,91 \cdot 10^5 \cdot 4,2 / (287 \cdot 293) = 4,55 \text{ кг};$$

$$K_{B1к} = m_{1к} / \mu = 4,55 / 28,97 = 0,157 \text{ кмоль}.$$

Результаты вычислений за первую и последующие минуты производства откачки воздуха из цистерны представлены в табл. 1.

Таблица 1. Значения параметров воздуха в цистерне при производстве откачки

Параметры		Время откачки					
		1-ая минута	2-ая минута	3-ая минута	4-ая минута	5-ая минута	6-ая минута
Масса воздуха, кг	н	4,9	4,55	4,25	3,9	3,65	3,4
	к	4,55	4,25	3,9	3,65	3,4	3,15
Количество воздуха, кмоль	н	0,169	0,157	0,147	0,135	0,126	0,117
	к	0,157	0,147	0,135	0,126	0,117	0,109
Число молекул в воздухе	н	$1,018 \cdot 10^{26}$	$9,45 \cdot 10^{25}$	$8,775 \cdot 10^{25}$	$8,148 \cdot 10^{25}$	$7,566 \cdot 10^{25}$	$7,026 \cdot 10^{25}$
	к	$9,45 \cdot 10^{25}$	$8,775 \cdot 10^{25}$	$8,148 \cdot 10^{25}$	$7,566 \cdot 10^{25}$	$7,026 \cdot 10^{25}$	$6,525 \cdot 10^{25}$
Концентрация молекул в воздухе, м ⁻³	н	$2,42 \cdot 10^{25}$	$2,25 \cdot 10^{25}$	$2,09 \cdot 10^{25}$	$1,94 \cdot 10^{25}$	$1,8 \cdot 10^{25}$	$1,67 \cdot 10^{25}$
	к	$2,25 \cdot 10^{25}$	$2,09 \cdot 10^{25}$	$1,94 \cdot 10^{25}$	$1,8 \cdot 10^{25}$	$1,67 \cdot 10^{25}$	$1,55 \cdot 10^{25}$
Скорость удаления молекул из воздуха, с ⁻¹		$1,21 \cdot 10^{23}$	$1,125 \cdot 10^{23}$	$1,045 \cdot 10^{23}$	$9,7 \cdot 10^{22}$	$9 \cdot 10^{22}$	$8,35 \cdot 10^{22}$
Число удаленных молекул		$7,26 \cdot 10^{24}$	$6,75 \cdot 10^{24}$	$6,27 \cdot 10^{24}$	$5,82 \cdot 10^{24}$	$5,4 \cdot 10^{24}$	$5,01 \cdot 10^{24}$
Абсолютное давление воздуха, Па	н	$0,981 \cdot 10^5$	$0,91 \cdot 10^5$	$0,85 \cdot 10^5$	$0,78 \cdot 10^5$	$0,73 \cdot 10^5$	$0,68 \cdot 10^5$
	к	$0,91 \cdot 10^5$	$0,85 \cdot 10^5$	$0,78 \cdot 10^5$	$0,73 \cdot 10^5$	$0,68 \cdot 10^5$	$0,63 \cdot 10^5$
Вакуумметрическое давление воздуха, Па	н	0	$0,071 \cdot 10^5$	$0,131 \cdot 10^5$	$0,201 \cdot 10^5$	$0,251 \cdot 10^5$	$0,301 \cdot 10^5$
	к	$0,071 \cdot 10^5$	$0,131 \cdot 10^5$	$0,201 \cdot 10^5$	$0,251 \cdot 10^5$	$0,301 \cdot 10^5$	$0,351 \cdot 10^5$
Высота всасывания воды, м	н	0	0,72	1,34	2,05	2,56	3,07
	к	0,72	1,34	2,05	2,56	3,07	3,58

Совместное решение уравнений (1–15) позволяет получить отсутствующие в специализированной литературе зависимости для начальных и конечных параметров в наиболее общей форме представления:

$$m_H = P_H \cdot V / (R \cdot T), \quad (16)$$

$$K_{BH} = P_H \cdot V / (\mu \cdot R \cdot T), \quad (17)$$

$$N_H = P_H \cdot V \cdot N_A / (\mu \cdot R \cdot T), \quad (18)$$

$$n_H = P_H \cdot N_A / (\mu \cdot R \cdot T), \quad (19)$$

$$P_{\text{вак}H} = P_0 - P_H, \quad (20)$$

$$h_{\text{вс}H} = (P_0 - P_H) / (\rho \cdot g), \quad (21)$$

$$u = Q \cdot P_H \cdot N_A / (\mu \cdot R \cdot T), \quad (22)$$

$$N^{\text{уд}} = Q \cdot t \cdot P_H \cdot N_A / (\mu \cdot R \cdot T), \quad (23)$$

$$N_K = P_H \cdot N_A \cdot (V - Q \cdot t) / (\mu \cdot R \cdot T), \quad (24)$$

$$n_K = P_H \cdot N_A \cdot (1 - Q \cdot t / V) / (\mu \cdot R \cdot T), \quad (25)$$

$$P_K = P_H \cdot (1 - Q \cdot t / V), \quad (26)$$

$$P_{\text{вак}K} = P_0 - P_H \cdot (1 - Q \cdot t / V), \quad (27)$$

$$h_{\text{вс}K} = (P_0 - P_H \cdot (1 - Q \cdot t / V)) / (\rho \cdot g), \quad (28)$$

$$m_K = P_H \cdot (V - Q \cdot t) / (R \cdot T), \quad (29)$$

$$K_{BK} = P_H \cdot (V - Q \cdot t) / (\mu \cdot R \cdot T). \quad (30)$$

Анализ полученных зависимостей (16–30) и рассчитанных значений (табл. 1) позволяет сделать следующие выводы.

1. Число молекул, удаляемых при откачке воздуха из цистерны, прямо пропорционально объёмной производительности и времени откачки и обратно пропорционально температуре воздуха.

2. Скорость удаления молекул из цистерны прямо пропорциональна объёмной производительности откачки и обратно пропорциональна температуре воздуха.

3. Число молекул, их объёмная концентрация, высота всасывания откачиваемой жидкости, абсолютное и вакуумметрическое давления, масса и количество воздуха в цистерне, принимающие при откачке воздуха конечные значения, связаны линейными зависимостями с объёмной производительностью и временем откачки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Емцев Б.Т. Техническая гидромеханика. – М.: Машиностроение, 1987. – 440 с.
2. Кикоин И.К., Кикоин А.К. Молекулярная физика. – М.: Физматгиз, 1963. – 500 с.
3. Кириллин В.А., Сычёв В.В., Шейндлин А.Е. Техническая термодинамика. – М.: Наука, 1979. – 512 с.
4. Лобкин А.Н., Акопов С.А., Максименко И.Ю. Специальные агрегаты и механизмы на транспортной базе, применяемые в нефтегазодобыче. Производственно-практическое издание. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 220 с.

УДК 629.053

Об одном подходе к построению автоматизированной навигационной системы мониторинга, диспетчерского контроля и учета работы транспорта нефтедобывающих предприятий

А.В. Остроух – доктор техн. наук, профессор;

Д.Б. Ефименко – канд. техн. наук

(ГОУ ВПО Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ))

В.Н. Жучков – генеральный директор

(ЗАО «НАРА»)

Специфика транспортного процесса нефтедобывающей отрасли выражает постоянство изменений количества объектов притяжения, частоты отрыва мобильных поверочных установок (МПУ) от производственной базы, структуры перевозимых грузов и прочих основополагающих компонентов перевозочного процесса. Для необходимой организации транспортной работы требуется представление четкой структуры, на основании которой проявляется управление перевозочным процессом. В данной связи является необходимым очертить круг задач, решение которых требует эффективность функционирования. В рамках перевозочного процесса можно выделить следующие задачи:

- подготовка исходной информации (определение кратчайших расстояний, компоновка распределения обслужи-

ваемых территорий, микро- и макрозонирование, создание моделей транспортной сети и т.д.);

- оптимизация грузопотоков, т.е. закрепление транспортных источников за объектом притяжения;

- маршрутизация (единичные и мелкопартионные отправки);

- выбор определенного типа МПУ для выполнения перевозок в заданных условиях;

- создание и ведение баз данных, выстроенных по алгоритмам предоставления полной информации о процессах добычи нефти.

Инновационный испытательный и контрольный комплекс, позволяющий исключить воздействие человеческого фактора на результат испытаний, с диагностической возможностью моделирования режимов эксплуатации на объекте представляет собой

систему, сочетающую организационно-техническое объединение основных объектов, органов аппаратов и служб контроля, планирования, сопровождения, управления, анализа и пр.

При общем рассмотрении организационной структуры системы производится первичное построение основных компонентов:

- органы общего управления и контроля (областные Администрации, областные, региональные Управления по транспорту и связи и т.д.);

- службы планирования, мониторинга и управления транспортным процессом;

- объекты оперативного диспетчерского сопровождения транспорта нефтедобывающих предприятий (ЦМ, ОЦ, диспетчерские центры и пр.);

- региональные органы, осуществляющие сбор статистической информации о выполнении транспортной работы;

- органы контроля и учета качества процесса добычи полезных ископаемых;
- сервисный центр по техническому обслуживанию мобильного и стационарного оборудования системы (СЦТО);
- представители сегмента предприятий-потребителей добываемой продукции;
- служба технического обеспечения работоспособности поверочного оборудования;
- официальные представители транспортных организаций в мультимодальном сообщении;
- региональные службы обеспечения безопасности перевозочного процесса;
- технические комплексы, обеспечивающие выполнение функций управления;
- совокупность служб технического обеспечения МПУ;
- комплексы средств, сетей и линий связи, обеспечивающих связь между организационными элементами системы, передачу информации и управляющих воздействий для выполнения задач сопровождения перевозок транспортом нефтедобывающих предприятий.

Взаимодействие на различных уровнях системы осуществляется за счет сопряжения комплекса распространенных элементов организационной структуры системы (рис. 1).

Комплекс элементов включает в себя совокупность органов (секторов, центров) различных целевых значений.

Органы планирования.

Оперативное планирование направлено на автоматизацию текущего планирования перевозочной деятельности автотранспортных предприятий (АТП) и предназначена для решения следующих задач: расчет провозных возможностей АТП; расчет оптимальных маршрутов движения МПУ; составление почасовых графиков работы МПУ; составление плана работ по участкам нефтедобычи; расчет предполагаемых затрат и необходимых ресурсов для выполнения транспортной работы; составление сменно-суточного плана работы АТП; составление графика выпуска МПУ на линию; оформление путевой документации.

Входная информация формируется на основании данных о потребностях в перевозках на данный период времени. Формирование которой производится исходя из заключенных договоров и поступивших разовых заявок на перевозки, оценки провозных возможностей предприятия, сделанные на основании данных о количестве исправных МПУ в общей структуре

парка и готовых к работе водителей. Основными выходными документами являются сменно-суточный план, графики работы МПУ и путевые документы.

Органы мониторинга.

Важную роль в эффективности работы системы занимают средства сбора данных о работе МПУ на линии и средства передачи принятых решений исполнителям. Данные действия в основном закреплены за центром мониторинга. Центр мониторинга является связующим звеном транспортных средств и органов контроля и планирования транспортной деятельности, для которых рабочими данными является данные полученные от бортов МПУ. В этой связи входными данными являются оперативные отчеты от телеметрического оборудования, установленного на МПУ, функциональное обеспечение которого определяется исходя из требований к оценочным параметрам МПУ и объекта перевозки. Выходными данными являются отметки о движении МПУ, распределенные в соответствии с формами запросов, сообщения о нарушениях в графиках движения МПУ, оперативные отчеты и пр.

Органы управления.

Подсистема оперативного управления занимает ключевое место в организации перевозочного процесса. В процессе работы в систему в режиме реального времени поступает информация о выпуске МПУ на маршрут и оперативная информация о работе МПУ, исходящая от органов мониторинга перевозочного процесса. Поступающая оперативная информация сравнивается с запланированными графиками. В случае расхождения фактических результатов с запланированными выясняется причина срыва, проводится поиск оптимального решения для продолжения работы в изменившихся условиях и выполняется корректировка заданий водителей в автоматизированном режиме, в соответствии с распределенными сюжетными алгоритмами принятия решения. В центре оперативного управления как минимум реализуется функция оперативного контроля, которая позволяет следить за ходом выполнения сменно-суточного плана в режиме реального времени. Для реализации этой функции достаточно тем или иным образом взаимодействовать с органами мониторинга. После чего имеется возможность фактические



Рис. 1 Элементы организационной структуры системы

данные сравнить с запланированными. Больше возможностей для управления имеют системы, в которых реализована функция оперативного регулирования. Оперативное регулирование позволяет вырабатывать управляющие воздействия на перевозочный процесс при расхождении фактических данных с запланированными. В этом случае система должна иметь программы построения оптимального плана работы, которые способны в режиме реального времени выполнить все необходимые расчеты на основе новых исходных данных. Новый план должен быть своевременно доведен до исполнителей.

Органы проведения аналитических вычислений.

Данная структура позволяет получить своевременную информацию о результате работы МПУ и выявить основные причины невыполнения запланированных работ, а так же по запросу эксплуатирующего предприятия и других легитимных пользователей формировать всю необходимую информацию о перевозочном процессе на определенный момент времени. Входной информацией являются данные с путевых листов

и товарно-транспортных накладных, а также фактические результаты работы МПУ, зафиксированные в системе оперативного управления, на основе оперативных отчетов органов мониторинга. Результатом обработки этой информации являются технико-эксплуатационные показатели работы МПУ; изменение заработной платы сотрудников за выполненную работу; накопление данных о работе водителей и АТП; уточненное значение размера оплаты за выполненную работу; величина доходов предприятия и фактическая себестоимость перевозок; рекомендации по улучшению работы парка.

Региональные отделения и локальные операторские центры.

Региональные отделения (РО) локальных операторских центров (ЛОЦ), непосредственно контролирующую работу и ведение информационного сопровождения, в соответствии с территориальным распределением локальных зон движения МПУ в рамках маршрутной сети системы.

Службы эксплуатации и ответственные представители организаторов перевозочного процесса.

Объектами оперативного управления является МПУ, работающий на маршрутной сети. Органы, осуществляющие сбор статистической информации о выполнении транспортной работы:

Пользователи информации: официальные представители заказчиков транспортной работы; администрации регионов, транспортных компаний сопутствующих направлений, социальной сферы, организации дорожного движения в регионах; Государственные органы проведения мероприятий в соответствии с регламентами позиционирования на уровнях контроля, учета, анализа и управления закрепленными процессами; Региональные службы сопровождения; Службы немедленного реагирования (МЧС, ГУ ГОЧС, ГУВД, другие региональные и городские оперативные и аварийные службы).

Организация перевозок разрабатывается на разных уровнях функционирования системы. При разработке организационной структуры на уровне автомобильных парков эксплуатирующего предприятия, задействованных в общем перевозочном процессе, особое внимание уделяется

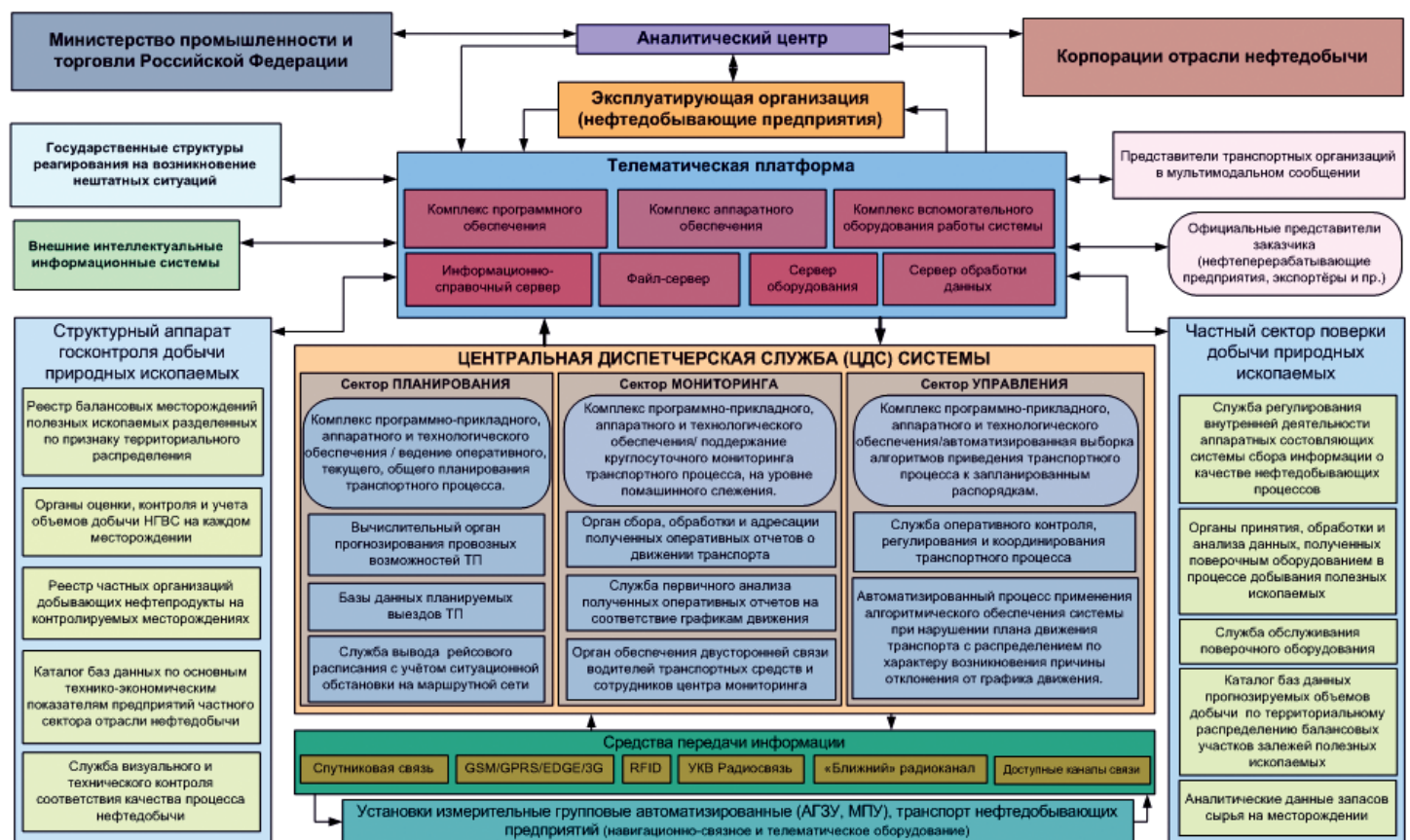


Рис. 2 Базовые компоненты организационной структуры системы

методам решения задач, одними из которых являются.

1. Полное удовлетворение требований центральных органов управления перевозочным процессом, в рамках проведения транспортировочных работ.

2. Обеспечение обслуживания деятельности нефтедобывающих предприятий на максимально эффективном уровне.

3. Выполнение существующих планов, разработанных в центре планирования, центральной диспетчерской службы.

4. Эффективное использование МПУ, повышение производительности труда, максимальное снижение транспортных расходов.

5. Удовлетворение требований потребителей в сегменте обеспечения поверочных установок согласно разработанным проектам и договоренностям.

6. Исключение воздействия человеческого фактора на результат испытаний с диагностической возможностью моделирования эксплуатации на объекте.

Архитектура системы диспетчерского управления автомобильным транспортом, контролируемым на основе использования спутниковой навигации, в значительной степени зависит от выстроенных организационных принципов, а именно от базовых компонентов формирующих организационную структуру. Базовые компоненты организационной структуры автоматизированной навигационной спутниковой системы диспетчерского контроля и учета работы транспорта нефтедобывающих предприятий приведены на рис. 2.

При создании центральной диспетчерской службы системы (ЦДС), в основном, закладываются функции координации оперативного управления при нештатных ситуациях, а также анализа исполненной на линии работы в различных разрезах (по объектам притяжения, МПУ, по маршрутам и т.п.). В дальнейшем, на ЦДС могут быть возложены функции по координации текущего планирования перевозок.

Функциональная специализация автоматизированных рабочих мест специалистов автотранспортного предприятия, работающих в системе диспетчерского управления транспортом на основе использования спутниковой навигации должна соответствовать определенным принципам построения.

1. Автоматизированное рабочее место (АРМ) технолога

На АРМ технолога в постоянно-

действующем режиме производится формирование нормативно-справочной информации о клиентах автотранспортного предприятия (грузоотправителях и грузополучателях), о расстояниях нулевых пробегов, о маршрутах перевозок, о МПУ и о водителях АТП, а также о комплексных контрольных пунктах. Кроме того, на АРМ технолога составляется первая часть сменно-суточного плана на следующие сутки.

2. АРМ диспетчера

На АРМ диспетчера производится корректировка сменно-суточного плана и графика выпуска МПУ в процессе выпуска.

Диспетчер, на своем АРМ осуществляет постоянный мониторинг перемещений МПУ на линии. При этом автоматизированная система должна выдавать сообщения оперативному диспетчеру только при возникновении нештатных ситуаций при опозданиях при выпуске на линию, при простоях, сходах с линии и внеплановых возвратах в АТП. В случае необходимости, по инициативе диспетчера, с водителем может быть установлена голосовая связь. Кроме голоса, с АРМ диспетчера может быть

реализована возможность передачи служебных сообщений водителю на дисплей бортового, мобильного модуля. В любой момент времени оперативный диспетчер должен иметь возможность формирования оперативных справок об исполненном движении автомобилей на линии.

Анализ выполненной автомобилями работы на линии производится на АРМ старшего сменного диспетчера (или на специальном АРМе аналитика движения). Анализ проводится как за предыдущий, так и за любой другой прошедший день.

Более подробно функциональность АРМ системы рассмотрена в разделе 4 настоящего отчета.

При подготовке к выезду из АТП водитель, кроме традиционных процедур медицинского осмотра и технического контроля состояния МПУ, проходит технический контроль мобильного навигационно-связного оборудования, получает у оперативного диспетчера задание (подробный график - расписание) своей работы на линии и путевой лист. Объектами оперативного управления являются МПУ, работающие на маршрутной сети, сформированной в соответствии с территориальным



Рис. 3 Организация взаимодействия отдельных участников перевозочного процесса

распределением участков нефтедобычи и производственных баз эксплуатирующего предприятия.

При рассмотрении условий взаимодействия, задействованных в транспортных, производственных, контрольных и пр. процессах предприятий выделяют определенные сегменты. В рамках сегмента транспортного обеспечения потребностей в перевозочной деятельности нефтедобывающего предприятия, в соответствии с заданной тематикой представляются наиболее востребованные элементы, формирующие организационную

структуру взаимодействия на данном уровне (рис. 3). В диспетчерских отделах станций идентификации поверочных данных оборудования, установленного на нефтедобывающих станциях и у парка специализированного автомобильного транспорта технической помощи должны устанавливаться удаленные рабочие места, подключаемые к системе. За диспетчерскими подразделениями должны по-прежнему остаться функции учета и обработки соответствующей документации (в основном, информационные массивы определенного образца и путевые листы учета транспортной работы).

Особое внимание при организации транспортного процесса уделяется использованию различных методов, обеспечивающих:

- своевременность прибытия на контрольные пункты;
- сохранность качества и количества объекта перевозки;
- выполнение требований техники безопасности и требований безопасности движения, охрану окружающей среды;
- выполнение требований трудового законодательства.

УДК 66.021.1

Обзор статических смесителей в нефтяной промышленности

Е.А. Николаев – канд. техн. наук, доцент;

В.Г. Афанасенко - канд. техн. наук, доцент; Е.В. Боев - канд. техн. наук, доцент
(ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

ВВЕДЕНИЕ

Процесс компаундирования (смешения) – один из важнейших процессов на предприятиях нефтяной промышленности, он проводится на самых различных стадиях переработки нефтепродуктов: от обработки сырой нефти до получения готовой товарной продукции [1-3]. К основным процессам нефтяной промышленности, в которых используются смесители можно отнести:

- обессоливание нефти при промывке водой;
- обессеривание нефтяных фракций раствором щелочи;
- введение присадок в бензин, дизельное топливо или масла;
- получение стойких топливных эмульсий;
- получение потоков нефтепродуктов с заданными свойствами методом

разбавления тяжелых нефтепродуктов легкими;

- перемешивание потоков природного, отходящих и других газов для получения заданной теплотворной способности;
- очистка технологических или отходящих газов от кислых примесей и солеобразующих компонентов;
- обработка нефтяных фракций кислотой или введение жидких катализаторов перед реакторами изомеризации и алкилирования, а также регенерации отработавшего масла;
- насыщение нефтяных фракций газами, создание многофазных смесей;
- обработка технологических и сточных вод – нейтрализация, введение флокулянтов или осаждающих реактивов, а также ингибиторов коррозии;

- диспергирование воды в топливе перед горелками.

Аппараты, предназначенные для компаундирования нефтепродуктов, можно разделить на две группы: аппараты без подвижных элементов – статического типа и аппараты с подвижными элементами – аппараты динамического типа.

Каждая группа аппаратов обладает своими преимуществами и недостатками, так динамические аппараты хоть и более интенсивно воздействуют на обрабатываемую среду, но имеют сложность конструктивного оформления и, соответственно, повышенную стоимость. Статические аппараты отличаются простотой конструкций, неприхотливостью в эксплуатации, низкими затратами на изготовление и эксплуатацию, но данная группа аппаратов не может конкурировать

с динамическими системами по интенсивности воздействия на обрабатываемый поток.

Кроме того, представленные группы аппаратов отличаются видом энергии, затрачиваемой на процесс. В статических аппаратах смешение происходит за счет снижения гидростатической составляющей напора, в динамических аппаратах необходимая для процесса механическая энергия передается обрабатываемой среде через ротор, вращаемый электродвигателем.

В данной статье более подробно рассмотрим особенности конструктивного оформления устройств статического типа, используемых в современной нефтяной промышленности.

КЛАССИФИКАЦИЯ

Статическое перемешивание - это перемешивание без участия механических подвижных устройств. Процесс протекает лишь за счет энергии потока при участии неподвижно закрепленных смешивающих элементов, способствующих непрерывному разделению и перераспределению общего потока по сечению смешительного канала. Необходимая для перемешивания сред энергия подводится в поток при помощи насосов.

Статические смесители представляют собой, как правило, участок трубы с закрепленными внутри особым образом перегородками различного профиля (рис. 1). Смесители характеризуются маленькими габаритами, низкими затратами на техническое обслуживание, простотой монтажа и демонтажа и исключительной надежностью.

КОНСТРУКЦИИ СМЕСИТЕЛЕЙ

Смесители с винтовыми элементами

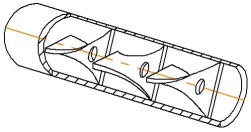
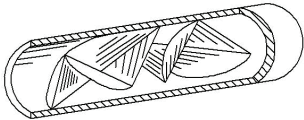
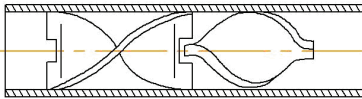
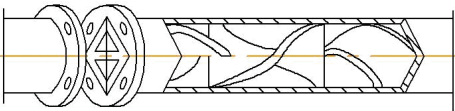
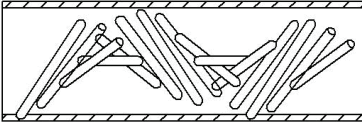
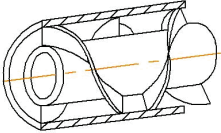
Наибольшее распространение в промышленности получили статические смесители с различными элементами, позволяющими придавать потоку закрученное движение,

интенсифицируя тем самым диффузионные процессы [4, 5]. Самой простой конструкцией подобного устройства является однозаходный шнек, расположенный в трубе круглого сечения (рис. 2).

Более сложные конструкции смесителей данного типа в качестве закручивающего устройства имеют

металлические спиральные ленты, перфорированные винтовые элементы или ряды стержней (табл. 1). Ленты изготавливаются скручиванием плоской пластины на некоторый угол вдоль продольной оси, а стержни жестко крепят к стенкам трубы. Такие конструкции были запатентованы в 60-70 годы прошлого века [6].

Таблица 1. Конструкции статических смесителей с винтовыми элементами

Тип смесителя	Особенности конструкции
	Спиралевидная поверхность элементов снабжена сквозными отверстиями [7]
	Поверхность смешительных элементов состоит из плоских граней [8]
	Элементы выполнены с плоскими хвостовиками, шлицы которых служат для фиксации элементов [9]
	Корпус смесителя имеет призматическую форму, винтовым элементам придана геометрия, требуемая для их плотной установки в канале [10]
	Винтовая поверхность элементов создается рядом стержней, жестко крепящихся к стенкам канала или к поверхности центральной трубы [11]
	Винтовые элементы расположены на поверхности центральной трубы или вала [12]

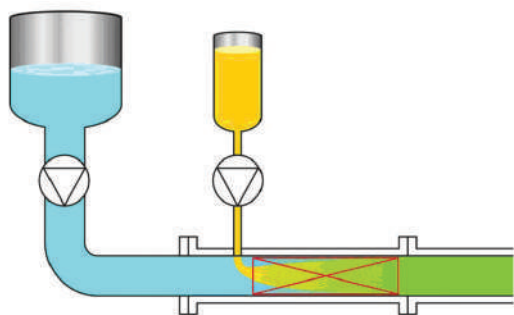


Рис. 1 Схема перемешивания потоков при помощи статических смесителей

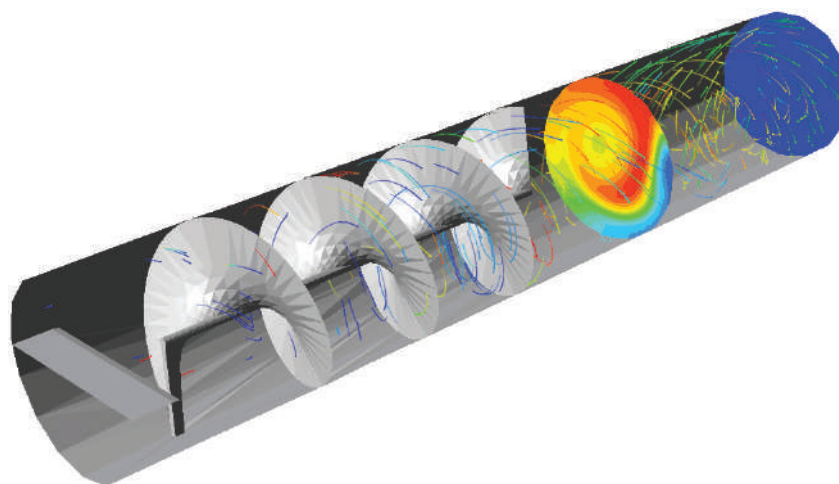


Рис. 2 Статический смеситель с винтовым элементом



Рис. 3 Внешний вид статических смесителей

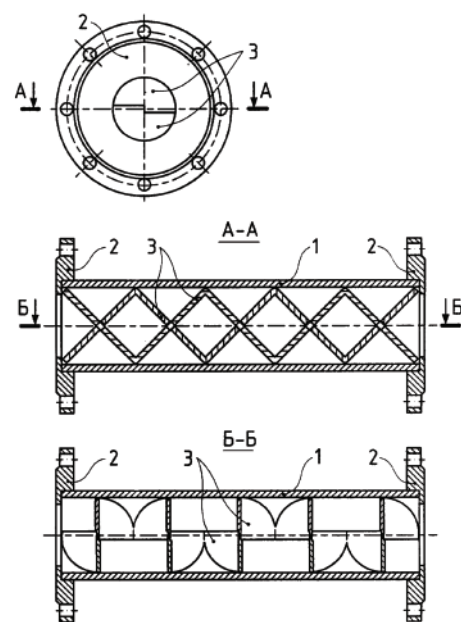


Рис. 5 Статический смеситель ИХЛ-СС
1 - трубчатый корпус;
2 - фланец;
3 - смесительный элемент

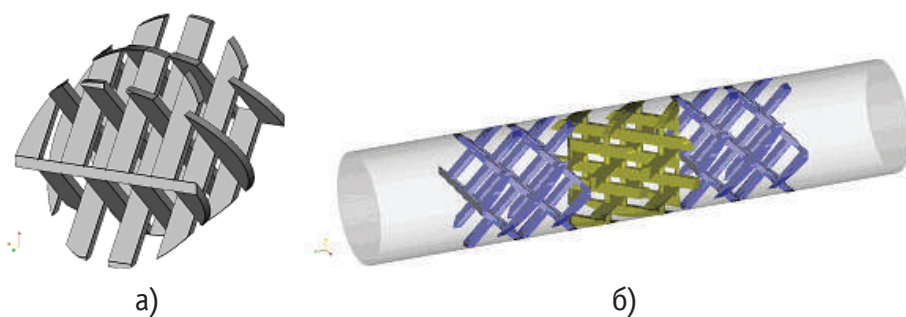


Рис. 4 а) - вариант исполнения элемента статического смесителя Sulzer,
б) - размещения его в трубопроводе

Смесители с пластинчатыми или гофрированными элементами

Одним из лидеров в производстве и разработке статических смесителей с пластинчатыми элементами для нужд нефтехимии и нефтепереработки является фирма Sulzer (Швейцария) [13-15]. Эффективность их смесителей определяется геометрией смесительных элементов, которые представляют многочисленные плоскости, расположенные под различными углами к продольной оси аппарата (рис. 3, 4) [16]. Неоднородный поток жидкой среды, поступающий в аппарат, неоднократно рассекается смесительными элементами на отдельные струи, которые перемешиваются

друг с другом. Полученная тонко-слоистая структура потока затем усредняется вследствие влияния турбулентности [17]. Смесители этой компании эффективно используются для создания однородных водо-нефтяных эмульсий в установках электрообессоливания сырой нефти, введения присадок в топлива, диспергирование воды в топливе перед горелками.

По такому же принципу работают статические смесители типа ИХЛ-СС (Россия), представленные на рис. 5 [18]. По заявлению авторов они успешно работают при смешении авиационного топлива ТС-1 с эфиром $C_4H_{10}O_2$.

Струйные смесители

К струйным кавитаторам в большей степени относят аппараты основным элементом которого является сопло Лавала, выполненное в той или иной конструкторской интерпретации, а также различные конструкции эжекционных смесителей (рис. 6).

Ещё одна из разновидностей устройств такого типа, это кавитаторы где ультразвуковые колебания в потоке жидкости возбуждаются вибрирующим в потоке с большой частотой телом. Такие устройства делятся на пластинчатые и стержневые излучатели (рис. 7) [19].

Суть кавитационной обработки топливной смеси связана с

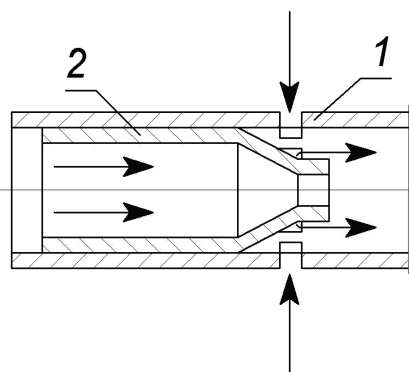
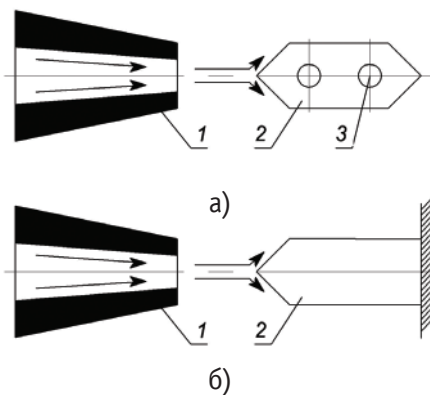
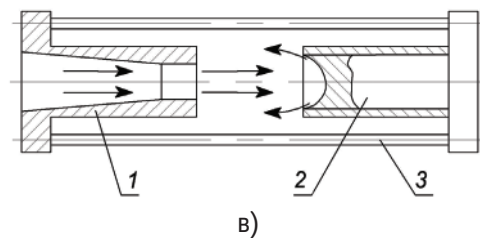


Рис. 6 Вариант эжекционного проточного смесителя
1- трубопровод,
2 - диффузор



1 - сопло; 2 - пластинка; 3 - точки крепления (узлы колебаний)



1 - конусо-цилиндрическое сопло,
2 - препятствие-отражатель,
3 - резонансная колебательная система в виде стержней

Рис. 7 Схемы пластинчатых гидродинамических излучателей с креплением пластинки в узловых точках (а), на консолях (б) и схема стержневого излучателя (в)

образованием полостей с отрицательным давлением при выходе потока в расширяющуюся часть сопла, где образуются и затем схлопываются кавитационные пузырьки. Это позволяет преобразовать смесь в гомогенную, стойкую и мелкодисперсную, например водомазутную эмульсию, не расслаивающуюся в течение длительного времени.

Среди струйных кавитаторов на сегодняшний день наиболее известны кавитационные гидродинамические устройства типа TRGA (Украина), кавитатор-эмульгатор КЭМ (Россия), близкий по техническому исполнению к стержневым статическим смесителям [20], установки компаундирования УСБ (Украина) и др. Предназначены они

для приготовления водомазутных и других топливных эмульсий, введения присадок в дизельное топливо, обработки обводненного мазута и тяжелого мазута перед сжиганием в резервуаре или в линии подачи топлива на форсунки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбрать тот или иной тип смесителя из всего многообразия устройств, предлагаемых сегодня на рынке, становится нелёгкой задачей. В качестве определяющих параметров при выборе устройства необходимо сравнивать удельные энергозатраты (затраты энергии на обработку единицы массы или объема смеси), необходимую степень

диспергирования одного компонента в другом, физико-химические свойства потоков, а также стоимость монтажа и обслуживания установки в целом. Все это необходимо учитывать при подборе оптимального для заданного процесса устройства.

Как показал анализ научной литературы, технические системы статического смешения развиваются очень бурно, разрабатываются принципиально новые конструкции устройств, повышается эффективность существующих и поэтому все чаще в процессах нефтепереработки статические аппараты частично или полностью заменяют более сложные и дорогие конструкции динамических смесителей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - 324 с.
2. Ахметов С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. - СПб.: Недра, 2006. - 868 с.
3. Корягин В.А. Сжигание водотопливных эмульсий и снижение вредных выбросов. - СПб.: Недра, 1995. - 304 с.
4. Афанасенко В.Г., Хафизов Ф.Ш., Хайбрахманов А.Ш. Применение программного комплекса FlowVision для исследования влияния геометрических размеров шнека на эффективность смешения двухкомпонентной смеси // Вестник машиностроения, 2009, №4, с. 30-34.
5. Афанасенко В.Г., Хафизов Ф.Ш., Хафизов И.Ф. Оценка эффективности работы прямоточных смесителей для перемешивания гомо- и гетерогенных систем // Химическая промышленность, 2008, №3, с.153-155.
6. Богданов В.В. и др. Эффективные малообъемные смесители. Л.: Химия, 1989. - 224 с.
7. Пат. № 3286992 США. МПК В01F5/06. Перемешивающее устройство / Константин Арменидас и др.; заявл. 29.11.1965; опубл. 22.11.1966.
8. Пат. № 3643927 США. МПК В01F15/02. Статический смеситель и способ смешения материалов / Росс Крауч; заявл. 15.10.1970.; опубл. 22.02.1972
9. Пат. № 2058071 ФРГ, МПК В01F5/00, 1974.

12-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

14–16 сентября 2011 года в Москве в гостинице «Аэростар» пройдет 12-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы».

Организаторами мероприятия выступают Ассоциация специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам (ICoTA), ее российское представительство – Центр развития колтюбинговых технологий и научно-практический журнал «Время колтюбинга».

Эта конференция, впервые проведенная в 1998 году, стала традиционной встречей, широко известной в кругу российских и зарубежных специалистов в области нефтегазового сервиса. Мероприятие заслужило высокий авторитет у профессионалов, поскольку является практически единственным в России, где на столь высоком уровне представители сервисных и добывающих нефтегазовых компаний разных континентов могут получить конкретную и адресную информацию о передовых технологиях для внутрискважинных работ и об инновациях, которые появились

на рынке. Производители и разработчики оборудования и инструмента для внутрискважинных работ представляют свою продукцию непосредственным и потенциальным заказчикам, но это не чисто коммерческое мероприятие, а обмен опытом в процессе интенсивного, можно сказать, творческого, общения.

В мероприятии традиционно принимают участие такие крупнейшие отечественные и зарубежные компании, как Газпром ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, ТНК-ВР, Газпром нефть, Татнефть, Башнефть, Интегра, Зарубежнефть, Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford, Trican Well Service, NOV, Foremost, Tenaris, Global Tubing и другие.

По сложившейся традиции конференцию предваряет десятичасовой образовательный семинар **«Колтюбинг – оборудование, технологии и применение»**. Семинар рассчитан как на сотрудников нефтегазодобывающих компаний, которые смогут ознакомиться с возможностями технологий ТКРС с применением колтюбинга, так и на представителей сервисных предприятий, которые заинтересованы во внедрении новых технологий и оборудования. Для специалистов из компаний, уже работающих с колтюбинговыми установками, несомненный интерес будет представлять раздел, посвященный анализу причин аварий при работе с ГНКТ с рассмотрением случаев из практики, а также разделы о колтюбинговых технологиях, применяемых при проведении ТКРС. Один из разделов будет посвящен последним достижениям в области колтюбингового бурения. Каждому слушателю семинара будет врученменной сертификат, подтверждающий прохождение курса.

Результатам применения уже привычных технологий и перспективам внедрения новых будет посвящена теоретическая часть 12-й конференции. С докладами выступают как разработчики новых технологий для внутрискважинных работ, так и практики, применяющие колтюбинг для решения повседневных технических задач. Запланированы десять технических сессий, охватывающих следующие основные темы: новые технологии повышения нефтеотдачи пластов; интенсификация добычи нефти и газа, в том числе технологии проведения ГРП и оценка их эффективности; ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах; резка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ; оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин; информационное и инженерно-техническое обеспечение внутрискважинных работ и другие.

Обратите, пожалуйста, Ваше внимание, что заявки на выступления с докладами принимаются до 1 августа 2011 года, а заявки на участие в конференции — до 1 сентября 2011 года.

В рамках конференции будет проводиться специализированная **выставка** (15–16 сентября). Приглашаем стать ее экспонентами, чтобы получить уникальную возможность наиболее выгодно представить вашу продукцию и услуги. На стенде вашей компании будет удобно организовать презентацию, провести переговоры.

ГОВОРЯТ УЧАСТНИКИ 11-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ "КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ"

К.В. Бурдин, к.т.н., главный инженер департамента по капитальному ремонту скважин с ГНКТ, компания "Шлюмберге"

Я принимал участие практически во всех конференциях – со второй по одиннадцатую. Конференция с каждым годом становится все интереснее, все насыщеннее. Каждая

– событие, каждая полна радостных встреч и знакомых лиц. Коллеги, общаясь на протяжении десяти лет, становятся друзьями, с которыми, хотя и видишься, может быть, раз в год на такой встрече, но постоянно находишься на связи, в контакте. Создается клуб единомышленников, круг которого шире списка участников одной конференции.

И на прошлой конференции, и на нынешней я докладывал о наших возможностях, делился планами. Я и впредь готов в рамках конференции обсуждать наши технологические достижения и предоставлять их к услугам заказчиков.

А.Я. Третьяк, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой "Бурение нефтегазовых скважин и геофизика" ЮРГТУ (НПИ)

Уровень организации конференции очень высок. С содержательными докладами выступают сервисники, создатели оборудования, ученые, разрабатывающие технологии колтюбинга. Симбиоз двух направлений – научного и практического – дает результат, от которого выигрывает вся наша колтюбинговая отрасль. Для нас, специалистов по бурению, колтюбинг – еще новое, молодое направление, но оно, образно выражаясь, уже обросло ракушками. Ракушками научными, практическими, технологическими. Развитие и техники, и технологий в этом направлении будет идти все более интенсивно. У колтюбингового бурения всё впереди!

Ю.Н. Штахов, начальник отдела разработки ООО "НПП "РостЭКтехнологии"

Одиннадцатая конференция организована очень хорошо. Получаю массу полезной информации. Прошлые конференции помогли нам завязать тесные отношения с некоторыми компаниями. Впоследствии были заключены контракты на поставку им нашего инструмента. Благодаря информации, полученной в процессе прошлых встреч, нами были разработаны новые единицы оборудования, которые уже успешно внедрены и составляют львиную долю выпускаемого нашим предприятием инструмента. Таким образом, конференция дает нужные контакты и помогает определить номенклатуру продукции.

Стив Шершель, директор по колтюбингу, Trican Well Service

Полагаю, что подобные конференции, вне зависимости от места проведения, важны для той страны, в которой они организуются. Это возможность для представителей нефтегазодобывающих и сервисных компаний обсудить актуальные проблемы отрасли и выработать способы их решения, выгодные для обеих сторон. На 11-й Международной научно-практической конференции "Колтюбинговые технологии и внутрискважинные работы" меня приятно поразило участие представителей многих нефтегазодобывающих компаний. Это очень важно, поскольку в противном случае мы, сервисники, просто бы разговаривали друг с другом, и эффективность была бы намного ниже.

С.А. Яцыненко, главный инженер ОАО "Заполястройресурс"

В конференции участвую в первый раз, но являюсь читателем журнала "Время колтюбинга". Приехал сюда за информацией о новых колтюбинговых технологиях. В настоящее время мы проводим кислотные обработки, вызов притока, операции по нормализации забоя. После использования колтюбинга дебит газовой скважины увеличивается на 40–70%. Берем и "мертвые" скважины, с консервацией. В месяц делаем 1–2 скважины. Готовы осваивать новые технологии, надеюсь, что в этом нам поможет конференция. Ну, лишь бы только не пришлось

переворужаться полностью!..

В.С. Сысоев, начальник производственного отдела по текущему и капитальному ремонту скважин ОАО "Сургутнефтегаз"

Организация конференции очень хорошая. Несколько удручает, что компании недостаточно открыты, чтобы делиться опытом, тонкостями уникальных операций. Так что главное порой остается за слайдами презентаций. Но формат конференции таков, что те, кто очень хочет узнать подробности, в принципе может узнать их в процессе неформального общения. А у кого вопросов нет, тот и не будет заострять внимание на частностях.

Х.Б. Луфт, вице-президент по технологиям компании Global Tubing

Нынешняя конференция по формату получилась очень близка к мероприятиям, организуемым Ассоциацией специалистов по колтюбингу и внутрискважинным работам ICoTA в США и Канаде. Это была великолепная конференция, я получил массу полезной информации, увидел современное состояние российской нефтегазовой отрасли и ее достойное место на мировом рынке добычи углеводородов. Мне также показалось, что и участников в этом году стало больше.

Я считаю, что интересной получилась и дискуссия, завязавшаяся на предварявшем конференцию семинаре. Я также думаю, что большее внимание следует уделять практическим приложениям, например обслуживанию, ремонту и работе с гибкой трубой, способам продления ее срока службы, рассмотрению практического опыта и реальных случаев коррозии трубы и способам борьбы с такими повреждениями.

М.Ф. Двибородчин, начальник отдела ООО "Газпромнефть-Восток"

Обстановка здесь очень благоприятная для общения и обмена мнениями. Собрались профессионалы высочайшего класса. Очень серьезный уровень семинара, квалифицированный лектор. Мне, как представителю добывающей компании, конференция нужна для того, чтобы получить объективные сведения о современных технологиях, которые могут быть предложены подрядчиками на рынке. Кроме того, конференция позволяет увидеть, помимо стандартных операций, известных давно, еще и новые возможности внутрискважинных работ. Хочется поблагодарить организаторов за семинар, за конференцию. Приглашайте еще!

С.Б. Миндияров, заместитель начальника Уфимского УГР по новым проектам ОАО "Башнефтьгеофизика"

В конференции принимаю участие не в первый раз. Бывал на предыдущих встречах в Тюмени. Жаль, что пока на них приезжает мало геофизиков, потому что здесь интересно, и я всем советую побывать. Конференция позволяет узнавать самые свежие сведения о новых технологиях, знакомиться и завязывать контакты с представителями компаний, где они уже внедрены, устанавливать связи между геофизиками и сервисниками, которые потом продолжают совместной работой на промыслах.

Р.М. Ахметшин, заместитель директора – главный инженер ООО "Татнефть-АктюбинскРемСервис"

В конференции я участвую в четвертый раз. Нынешняя встреча мне нравится как по составу участников, так и по программе, возможностям неформального общения. Впечатляют доклады коллег-сервисников, но хотелось бы,

чтобы еще больше отечественных компаний рассказывали о своих успехах, делились опытом. Ведь о том, чем занимаются некоторые сервисные компании, не спешащие делиться информацией, мы имеем весьма туманное представление. Надеюсь на двенадцатой конференции прослушать их доклады.

В.Г. Таран, заведующий отделом добычи СП "Полтавская газонефтяная компания"

На конференцию я приехал потому, что хочу хорошо понимать тенденции развития рынка внутрискважинных работ. Мои ожидания оправдались: очень интересно было узнать, как работают сервисники в Сибири, Татарстане, Башкортостане, Казахстане, Беларуси... Надеюсь, что их опыт пригодится нам в Украине.

Дж. Ф. Черник, вице-президент по продажам и маркетингу компании Foremost

Я считаю, что конференция стала хорошей площадкой для обсуждения новых разработок в области колтюбинговых технологий, собирающей большинство российских специалистов в этой области. Относительно представленных докладов хочу отметить, что программа конференции представляет собой удачное сочетание технических презентаций и сообщений о новом оборудовании для нефтегазовой отрасли.

А.М. Киреев, д.т.н., генеральный директор ООО "Югсон-Сервис"

То, что я во второй раз решил участвовать в конференции, тоже показатель. В прошлом году я познакомился с замечательными людьми, завязались продуктивные деловые отношения. На нынешней конференции очень содержательна тематика докладов, поскольку все, что связано с колтюбингом, – наукоемкие технологии. Они, как правило, решают те проблемы, которые традиционными методами решить невозможно. Мне это интересно, потому что я уверен, что производственные проблемы нужно решать с максимальным привлечением мысли.

Родэрик К. Стэнли, itRobotics, IOS-PCI и CTRM

Я участвовал в этой конференции впервые. Мероприятие собрало большое количество специалистов, было представлено несколько блестящих докладов, затрагивающих разнообразные аспекты использования колтюбинга для проведения внутрискважинных работ. Было выбрано прекрасное место проведения, работа организаторов конференции заслуживает самой высокой оценки. Особенно хотел бы отметить работу переводчиков.

Полагаю, что в России огромный потенциал для развития сервисных работ с использованием колтюбинга, особенно внутри самих российских компаний. Несомненно, колтюбинговые технологии будут развиваться, и уже в ближайшем будущем подобные форумы будут проходить по всему миру: в Китае, Юго-Восточной Азии и, возможно, Южной Америке.

С.В. Третьяков, ведущий специалист ООО "ТНЦ" ТНК-ВР

В конференциях по колтюбинговым технологиям я принимал участие, еще будучи студентом ТюмГНГУ. От компании ТНК-ВР участвую в конференции впервые. Конференция выросла: все больше новых лиц, компаний, расширяется тематика, растет объем информации. Мне были интересны доклады по гибридным колтюбинговым установкам, по системам направленного бурения. А о конкретных технических характеристиках (габаритах, грузоподъемности,

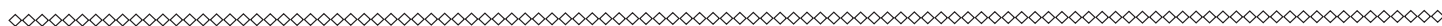
нагрузке на долото и т.п.) отдельных видов оборудования я надеюсь узнать в рабочем порядке от коллег, с которыми мы здесь познакомились и обменялись координатами.

Том Броклээнк, менеджер по обслуживанию скважин, Tri-cap Well Service

Я был участником предыдущей, 10-й конференции, и готов констатировать значительные положительные изменения в организации мероприятия и составлении технической программы. Мне удалось установить много деловых контактов, особенно с российскими производителями колтюбингового инструмента. Приятно отметить, что в этом году доклады больше были посвящены решению конкретных задач, стоящих перед отраслью, и не носили рекламный характер. С нетерпением жду конференции в следующем году.

С.Р. Стерлядев, первый заместитель директора – главный инженер ООО "Татнефть-РемСервис"

Роль этой конференции в деле популяризации колтюбинга в течение двенадцати лет трудно переоценить. За это время колтюбинговые технологии в России прошли долгий путь и почти достигли западного уровня. Такая площадка для обмена мнениями, как конференция, необходима, чтобы консолидировать индивидуальный опыт компаний и делать его всеобщим достоянием. Нам интересен весь спектр затронутых здесь тем: технологии, оборудование, кадры. Несомненно, проработают весь материал, а в результате, надеюсь, будут внедрены новые технологии и заключены взаимовыгодные контракты.



УДК 553.98 (47+57)

**ИННОВАЦИОННАЯ ГЕОФИЗИКА:
БИНАРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРЯМЫХ
ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗ-
НЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ЧАСТЬ 2) (С. 6)**

¹Владимир Павлович Мельников
²Василий Иванович Лисов
³Олег Степанович Брюховецкий
⁴Леонид Захарович Бобровников

¹ИКЗ СО РАН
625000, г. Тюмень, ул. Малыгина, д. 86,
а/я 1230
E-mail: melnikov@ikz.ru
²ГОУ ВПО «Российский государственный
геологоразведочный университет»
117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая,
д. 23
E-mail: lzbobr@dol.ru

Приведены результаты применения бинарной технологии при поиске морских месторождений углеводородов. Отличительной особенностью бинарной технологии является использование одновременно нескольких мощных искусственно создаваемых в объекте геологоразведке многокомпонентных электромагнитных полей и сейсмических колебаний.

Ключевые слова: геофизические методы; бинарные технологии; сейсмо-электромагнитный метод; нефтегазовая залежь.

УДК 553.98

**О ВОЗОБНОВЛЯЕМОСТИ УГЛЕВОДО-
РОДНЫХ РЕСУРСОВ (С. 11)**

Владимир Иванович Иванников

ЗАО «Радикал 21»
107014, г. Москва, ул. Гастелло, д. 41,
стр. 1
Тел. (499)-268-33-50

Рассматривается влияние фрактальности коллектора на эксплуатацию залежи нефти традиционными методами. Приведены рекомендации по выбору технологии воздействия на нефтесодержащую горную породу для увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: фрактальность; нефтеотдача; коллектор; волновое воздействие.

УДК 621.921.34-21

**ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ С ОТБОРОМ
КЕРНА В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ОЗЕ-
РА БАЙКАЛ – ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТА-
ТЫ ПРОЕКТА (с. 14)**

¹Вячеслав Васильевич Кочуков
²Билал Насруллаевич Хахаев

¹ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»
127422, г. Москва, Дмитровский про-

Генеральный информационный партнер — журнал «Нефтегазовая вертикаль».

Стратегический информационный партнер — журнал «Нефть и Капитал».

Информационные партнеры:
журнал «Нефть и газ Евразия»,
журнал «Oil and Gas Journal»,
журнал «Бурение и нефть»,
журнал «Инженер-нефтяник».

Контактная информация:

Тел. +7 (499) 788 9124, факс: +7 (499) 788 9119

E-mail: ctt-wic@ctttimes.org,

www.ctttimes.org/ru/conference

езд, д. 10
Тел. (495)-543-91-16
²ОАО НПЦ «Недра»
150000, г. Ярославль, ул. Свободы, 8/38
Тел.: (4852) 728101,
Факс: (4852) 328471
E-mail: postmaster@nedra.ru

Приведены основные результаты реализации программы отбора керна в донных отложениях озера Байкал в рамках Байкальского бурового проекта.

Ключевые слова: керноотборное устройство; породоразрушающий инструмент; керноприёмник; коронка; керн; бурголовка.

УДК 622.24

**ВЛИЯНИЕ ВСЕСТОРОННЕГО ДАВЛЕ-
НИЯ, ТЕМПЕРАТУРЫ И РЕОЛОГИЧЕ-
СКИХ СВОЙСТВ ГОРНОЙ ПОРОДЫ НА
ТОЧНОСТЬ БАЗОВЫХ МОДЕЛЕЙ БУРИ-
МОСТИ (с. 18)**

¹Анатолий Георгиевич Калинин
²Василий Павлович Овчинников
³Алексей Алексеевич Сазонов

¹ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет»
117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая,
д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru

²Тюменский государственный нефтегазовый университет

625038, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 38

e-mail: burenie@rambler.ru.

³Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина 119296, ГСП-1, В-296

г. Москва, Ленинский проспект, д. 65

E-mail: niibt@gubkin.ru

В статье рассматриваются вопросы учёта всестороннего давления, температуры реологических свойств горных пород при разработке базовых моделей буримости.

Ключевые слова: буримость; горная порода; реологические свойства; напряжение; ползучесть; релаксация.

УДК 622.24.051.53:539.3.001.5

МНОГОЛЕТНЕЕ НАБЛЮДЕНИЕ МЕХАНИЗМА ОБРАЗОВАНИЯ КОНИЧЕСКОЙ ТРЕЩИНЫ В ГОРНЫХ ПОРОДАХ (с. 21)

Станислав Васильевич Синева

E-mail: stanislav-vs@mail.ru

Тел.: +7-916-847-04-56

Горизонтальная составляющая естественного поля горного давления в совокупности с остаточными напряжениями, возникающими в результате различных физико-механических процессов в горных породах, ответственны за обвалообразование стенок скважины. Горные породы обладают способностью накапливать необратимые деформации. После мгновенного упругого деформирования с нагрузкой ниже предела упругости дополнительная упругая деформация начинает нарастать. Многолетним наблюдением в горных породах установлен эффект наследования локальной разрастающейся деформации (ЭНЛРД). Начальные трещины на стенках скважины формируются в процессе работы долота. Они разрастаются и участвуют в обвалах стенок скважины. Действие эффекта указывает на то, что и через 35 лет эксплуатации скважины ей может потребоваться ремонт не связанный с коррозией металла и цементного камня.

Ключевые слова: нефтяная скважина; горное давление; остаточные напряжения; остаточная деформация; наследование деформации.

УДК 622.243.23

СПОСОБ РАСЧЁТА S-ОБРАЗНОГО ПРОФИЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ

СКВАЖИНЫ (с. 27)

¹Александр Борисович Охотников

²А.А.Охотников

¹ООО «Смит Продакшн Технолоджи» ГК «Интегра»

119311, г. Москва, пр. Вернадского, д. 6, БЦ «Капитолий»

E-mail: aokhotnikov@integra.ru

²Сургутский Государственный Университет

628412, Тюменская обл., г. Сургут, проспект Ленина, д. 1

В статье приведен метод проектирования S-образного профиля наклонно направленных скважин с тангенциальным участком при заданном значении угла вскрытия продуктивного пласта.

Ключевые слова: профиль; наклонно направленная скважина скважин, S-образный профиль; тангенциальный участок.

УДК 681.3.08

НОВАЯ НАСОСНАЯ ШТАНГА И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕЁ ПРИМЕНЕНИЯ (с. 29)

Леонид Артемьевич Лачинян

ОАО «Завод бурового оборудования»

460026, Россия, г. Оренбург, пр. Победы, д. 118.

e-mail: Lachinjan56@gmail.com

Приводится описание новой конструкции гладкой снаружи полой насосной штанги и результаты расчетов, обосновывающие её существенные преимущества по прочностным характеристикам и показателям надежности в условиях работы современных скважинных штанговых насосных установок.

Ключевые слова: штанга насосная; гладкоствольная; ресурс; сопротивление усталости; износостойкость; надежность.

УДК 62-52

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ (ВАРИАЦИОННАЯ) СТРУКТУРА ИЗМЕРИТЕЛЯ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НА ВАЛУ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК (с. 33)

¹Игорь Юрьевич Быков

²Станислав Фёдорович Заикин

³Борис Алексеевич Перминов

¹Ухтинский государственный технический университет (УГТУ)

169300, г. Ухта, Респ. Коми, ул. Первомайская, д. 13

E-mail: ibykov@ugtu.net

²Ухтинский филиал МИИТ

169300, г. Ухта, Респуб. Коми, ул. Дзержинского, д. 21

³Московский государственный университет путей сообщения (МИИТ)

125993, г. Москва, ул. Часовая, д. 22/2

По состоянию исполнительных органов, физико-механическим показателям передаточных устройств, проводится анализ способов измерения крутящего момента. На основе динамического способа измерения, синтезируется структура измерителя крутящего момента в виде разностных дифференцирующих фильтров.

Ключевые слова: крутящий момент; дифференциальная структура модели измерителя; силовой привод буровой установки.

УДК 532.542

ПЕРЕКАЧИВАНИЕ ЖИДКОСТЕЙ ПО ТРУБОПРОВОДУ С ВОЗДУШНОЙ ПОДУШКОЙ (с. 36)

Екатерина Геннадьевна Фетисова

Александр Борисович Голованчиков

Илья Сергеевич Бацокин

Волгоградский государственный технический университет

400131, г. Волгоград, пр-т Ленина, д. 28

E-mail: k@mirm.ru

Рассмотрено уменьшение гидравлического сопротивления при транспортировке жидкостей по трубопроводу путем создания пристенного газового кольцевого слоя. Описан алгоритм расчета параметров трубопровода при перекачивании нефти с воздушным пристенным кольцевым слоем.

Ключевые слова: нефть; трубопровод; гидротранспорт жидкости; гидравлическое сопротивление; пристенный слой; градиент давления.

УДК 622.242.6

ПРИМЕНЕНИЕ АППАРАТА МОЛЕКУЛЯРНОЙ ФИЗИКИ ДЛЯ АНАЛИЗА ВАКУУМНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ РАБОТЕ АВТОЦИСТЕРН НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ (с. 40)

Владимир Владиславович Куликов

ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет»

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

E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрены базовые зависимости молекулярно-кинетической теории газов, позволяющие установить параметры откачиваемого воздуха. Приведён пример расчёта параметров.

Ключевые слова: автоцистерна; вакуумметрическое давление; всасывание воздуха.

УДК 629.053

ОБ ОДНОМ ПОДХОДЕ К ПОСТРОЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ НАВИГАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА, ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УЧЕТА РАБОТЫ ТРАНСПОРТА НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ (с. 43)

¹Андрей Владимирович Остроух

¹Дмитрий Борисович Ефименко

²Владимир Николаевич Жучков

¹Московский автомобильно-дорожный государственный технический универ-

ситет (МАДИ)

125319, г. Москва, Ленинградский проспект, д. 64

E-mail: ostroukh@mail.ru

²ЗАО «НАРА»,

142207, Московская область, г. Серпухов, ул. Полевая, д. 1

E-mail: azt@trknara.ru

В статье рассмотрены основные компоненты организационной структуры системы мониторинга, контроля работы автотранспортных предприятий нефтегазодобывающих предприятий, а также основные принципы её построения.

Ключевые слова: транспорт; техническое обслуживание; автотранспортное предприятие; центральная диспетчерская служба.

УДК 66.021.1

ОБЗОР СТАТИЧЕСКИХ СМЕСИТЕЛЕЙ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (с. 47)

Евгений Анатольевич Николаев

Виталий Геннадьевич Афанасенко

Евгений Владимирович Боев

Филиал ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Стерлитамак 453118, Башкортостан, г. Стерлитамак, Пр. Октября, д. 2

E-mail: nikevan@rambler.ru

Перемешивание жидких сред широко применяется при проведении самых различных процессов нефтяной промышленности. В данной статье проведен краткий обзор современных конструкций статических смесителей различных производителей, представлено их описание и предложена классификация подобных устройств.

Ключевые слова: перемешивание; статический смеситель; нефтепродукты; конструкции; классификация.

INNOVATIVE GEOPHYSICS: BINARY TECHNOLOGIES FOR DIRECT SEARCH OF COMMERCIAL MINERALS DEPOSITS (PART 2) (p. 6)

¹Vladimir Pavlovich Mel'nikov

²Vasilij Ivanovich Lisov

³Oleg Stepanovich Brjukhoveckij

²Leonid Zakharovich Bobrovnikov

¹Institute of the Earth Cryosphere of the Siberian Branch of the RAS

86, Malygina str., Tyumen, 625000, Russia

E-mail: melnikov@ikz.ru

²Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)

23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: lzbobr@dol.ru

The results of binary technology employment for offshore hydrocarbon searches are given. The binary technology specific features: generating several artifices high intensity multicomponent electromagnetic fields and seismic waves in the examined geological block.

Key words: geophysical methods; binary technologies; seismic electromagnetic method; oil and gas reservoir.

HYDROCARBON PRODUCTION AND HYDROCARBON-BEARING FORMATION FRACTALITY (p. 11)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

«Radikal 21» JSC

1-41, Gastello str., Moscow, 107014, Russia

Tel. +7-499-268-33-50

The influence of reservoir fractality on hydrocarbon-bearing rocks produced by conventional methods is discussed. Treatment recommendations for inflow stimulation are given.

Key words: fractality, hydrocarbon recovery, reservoir, wave action.

CORE TAKING PROCEDURE IN LAKE BAIKAL BOTTOM SEDIMENTS: THE MAIN PROJECT RESULTS (p. 14)

¹Vjacheslav Vasil'evich Kochukov

²Bilal Nasrullaevich Khakhaev

¹«IDS Drilling» LLC

10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia

Tel. +7-495-543-91-16

²JSC SIC Nedra

8/38, Svobody str., Jaroslavl', 150000, Russia

Tel.: (4852) 728101, Fax: (4852) 328471

E-mail: postmaster@nedra.ru

The main results of core taking procedure in Lake Baikal bottom sediments within frameworks of Baikal drilling project are given.

Key words: coring device, rock-destruction tool, core barrel, core bit, core, and ring bit.

HOW CONFINING PRESSURE, TEMPERATURE AND RHEOLOGICAL PROPERTIES AFFECTS DRILLING BASE MODELS ACCURACY (p. 18)

¹Anatolijj Georgievich Kalinin

²Vasilijj Pavlovich Ovchinnikov

³Aleksejj Alekseevich Sazonov

¹Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)

23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: drill@msgpa.ru

²Tyumen State Oil and Gas University

38, 50 Let Oktyabrya str., Tyumen, 625038, Russia

e-mail: burenie@rambler.ru.

³Gubkin Russian State University of oil and gas

63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 199296, Russia

Tel /fax (499) 135-83-96

E-mail: niibt@gubkin.ru

The article deals with confining pressure, temperature and rheological properties and their affecting drillability base model development.

Key words: drillability; rock; rheological properties; stress; creepage; relaxation.

LONG-TERM OBSERVATIONS FOR CONICAL CRACKING MECHANISM IN ROCKS (p. 21)

Stanislav Vasil'evich Sinev

E-mail: stanislav-vs@mail.ru
Tel.: +7-916-847-04-56

Horizontal component of the rock pressure natural field, coupled with the residual stresses arising as a result of various physical and mechanical processes in rocks, are responsible for borehole wall collapse. The rocks are able to accumulate irreversible deformation. After instantaneous elastic deformation under elastic loading extra elastic deformation starts to grow. Long-term observations of conical cracking shows the "inheritance effect" for thriving local deformation (EITLD). The initial cracks in the hole walls are formed in the process of the bit performance. They grow and participate in borehole wall collapse. The effect indicates that after 35 years of operation, well may need repairs not associated with corrosion of metal and cement stone.

Key words: an oil well; rock pressure; residual pressure; residual deformation; deformation "inheritance".

CALCULATION METHOD OF WELL PATH FOR DIRECTIONALLY DRILLED S-WELLS (p. 27)

¹Aleksandr Borisovich Okhotnikov
²A.A. Okhotnikov

¹«Smit Prodakshn Tekhnolodzhi» LTD
BC «Kapitolijj», 6, Vernadskogo prospect,
119114, Moscow

E-mail: aokhotnikov@integra.ru

²Surgut State University
1, Leninskiy prospect, Surgut, Tyumen
Reg., 628412, Russia

The article discusses a design method for directional S-wells with tangent section at the fixed angle to drill – in the reservoir.

Key words: well path, directional well, S-well, tangent section.

NEW SUCKER-ROD AND ITS EFFICIENCY (p. 29)

Leonid Artem'evich Lachinjan

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

The description of new design for smooth outside and hollow sucker rod is given together with calculations to prove its essential advantages of strength and reliability characteristics

under operating conditions for downhole sucker-rod pumps.

Key words: sucker rod, smooth, resource, durability, reliability.

DIFFERENTIAL (VARIATION) STRUCTURE OF TORQUE GAUGE FOR DRILLING RIG ELECTRIC MOTOR (p. 33)

¹Igor Jur`evich Bykov
²Stanislav Fedorovich Zaikin
³Boris Alekseevich Perminov

¹Ukhta State Technical University
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

²Ukhta Affiliate of MIIT
²1, Dzerzhinskogo str., Ukhta, Republic
of Komi, 169300, Russia

³Moscow State University of Railway
(MIIT)
22/2, Chasovaja str., Moscow, 125993,
Russia

The analysis of torque measurement methods is carried out basing on a condition of actuators, physical and mechanical characteristics of transfer mechanisms. On the basis of dynamic method the structure of a torque gauge is synthesized in the form of differentiating filters.

Key words: torque; differential structure of torque gauge model; drilling rig drive.

LIQUID PUMPING THROUGH AIR CUSHION PIPELINE (p. 36)

Ekaterina Gennad'evna Fetisova
Aleksandr Borisovich Golovanchikov
Il'ja Sergeevich Bacokin

Volgograd State Technical University
28, Leninskiy prospect, Volgograd,
400131, Russia
E-mail: k@mirm.ru

The article presents the hydraulic resistance decrease for liquid being pumped through pipeline by providing the circular wall gas layer. The computation algorithm for the pipeline with the circular wall gas layer is described.

Key words: oil; pipeline; liquid hydraulic transport; hydraulic resistance; wall layer; pressure gradient.

MOLECULAR PHYSICS AS AN ANALYSIS METHOD TO ANALYSE VACUUM PROCESS FOR TANKER TRUCKS OPERATIONS IN OIL FIELDS (p. 40)

Vladimir Vladislavovich Kulikov

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

The basic dependence of molecular-kinetic theory for gases, allowing to lay down parameters of air pumped out is considered. An example of the parameters calculation is given.

Key words: tank; vacuum pressure; suction of air.

ABOUT AN APPROACH TO AUTOMATED NAVIGATION SYSTEM FOR MONITORING, CENTRALIZED CONTROL AND PERFORMANCE RECORDS FOR MOTOR TRANSPORT OF OIL PRODUCTION ENTERPRISES (p. 43)

¹Andrejj Vladimirovich Ostroukh
¹Dmitrijj Borisovich Efimenko
²Vladimir Nikolaevich Zhuchkov

¹The Moscow State Automobile and Road
Technical University
64, Leningradskiy prospect, Moscow,
125319, Russia

²"NARA" CJSC
1, Polevaja str., Serpukhov, Moscow Reg.,
142207, Russia

The article covers the main components of organization structure for monitoring, centralized control and performance records for motor transport of oil production enterprises and its organizing philosophy.

Key words: transport, maintenance service, motor transport enterprise, central dispatch service.

STATIC MIXERS OVERVIEW IN PETROLEUM INDUSTRY (p. 43)

Evgenijj Anatol'evich Nikolaev
Vitalijj Gennad'evich Afanasenko
Evgenijj Vladimirovich Boev

«Ufa State Petroleum Technological
University» in Sterlitamak
2 Pr. of October, Sterlitamak, 453118,
Bashkortostan, Russia
E-mail: nikevan@rambler.ru

Mixing of liquids is widely used at various processes of the petroleum industry. This article covers an overview of static mixer modern designs from different manufacturers, a description and a classification of such devices are provided.

Key words: mixing; static mixer; petroleum products; designs; classification.

Демихову Владимиру Ивановичу - 75 лет!



15 мая 2011 г. Владимиру Ивановичу Демихову исполнилось 75 лет.

В.И. Демихов родился в селе Озерки Петровского района Саратовской области. В 1959 г. он с отличием окончил Грозненский нефтяной институт по специальности "Геофизические методы исследования нефтяных скважин" и поступил на работу в конструкторское бюро "Нефтегазпромавтоматика", где прошёл путь от электромонтёра до начальника лаборатории. В 1967 г. закончил аспирантуру при кафедре измерительной техники и информационных систем Новочеркасского политехнического института. В 1968 г. он успешно защитил кандидатскую диссертацию.

В период с 1970 по 1973 гг. Владимир Иванович работал доцентом кафедры автоматизации производственных процессов Грозненского нефтяного института.

В 1973 г. В.И. Демихов переходит на работу во Всесоюзный научно-исследовательский институт по креплению скважин и буровым растворам (впоследствии ОАО "НПО "Бурение"), где и трудится по настоящее время.

В 1990 г. Владимир Иванович Демихов успешно защитил диссертацию "Научные основы контроля параметров бурения нефтяных скважин" на соискание учёной степени доктора технических наук.

Во время работы во ВНИИКРнефти Владимир Иванович Демихов разработал программу работ по метрологическому обеспечению процессов промывки и крепления скважин, которая вошла в "Программу метрологического обеспечения предприятий Миннефтепрома", утверждённую Госстандартом СССР и введённую в действие

приказом Миннефтепрома. В.И. Демиховым разработаны и внедрены приказами Миннефтепрома руководящие документы: "Методика контроля параметров тампонажных растворов и тампонажных материалов", "Методика контроля параметров буровых растворов" и "Методика контроля параметров промывки скважин". При его непосредственном участии разработаны технические требования к средствам измерения технологических параметров бурового раствора. Проведён анализ состояния метрологического обеспечения и аттестация контрольных лабораторий заводов ВПО "Союзнефтеспецматериалы". Разработана методика обоснования допустимых погрешностей измерений при контроле технологических параметров, которая опубликована в книге "Метрологическое обеспечение процессов бурения скважин". Владимир Иванович Демихов является автором около 100 научных работ, в том числе статей, патентов, книг.

Являясь заместителем председателя диссертационного Совета при ОАО "НПО "Бурение" и членом диссертационного совета при Кубанском государственном университете, Владимир Иванович продолжает активно заниматься подготовкой высококвалифицированных специалистов по бурению нефтегазовых скважин.

Уважаемый Владимир Иванович! Коллектив ОАО "НПО "Бурение" искренне поздравляет Вас семидесятилетием и от всей души желает Вам крепкого здоровья, неиссякаемого оптимизма, благополучия и удачи.

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@ids-corp.ru; povalihin1@yandex.ru;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы — в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ — Corel Draw, Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel — отдельными файлами от текста;
- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.

4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:

- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;
- адрес электронной почты каждого автора;
- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.

5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.

6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.

7. Список литературы.

8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α , I , d , h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (\sin , \exp , \lim), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

10. Условия публикации:

- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
- в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ



Российский государственный геологоразведочный университет (РГГРУ) ведет свою историю от Московской горной академии (МГА), основанной в 1918 году. Более

чем за 90 лет единственный в мире геологоразведочный ВУЗ сформировался в научный центр с широким тематическим спектром научно-исследовательских работ - от сложнейших проблем поисков, разведки, разработки и переработки полезных ископаемых до экономической и экологической оценки последствий антропогенного воздействия на окружающую среду и создания концепции гармоничного взаимодействия Человека и Природы.

В РГГРУ течение многих лет работают геолого-минералогический и палеонтологический музеи.

Теоретическая подготовка закрепляется учебными и производственными практиками, проводимыми в Подмосковье, Крыму, Республике Карелия, на Урале, в других районах, а также в ведущих научно-исследовательских институтах Москвы. Во время практик студенты не только занимаются изучением исследуемого района, но и с интересом проводят свой досуг. Имеющиеся в Университете спортивные и тренажерные залы позволяют заниматься: аэробикой, ритмической гимнастикой, атлетизмом, мини-футболом, волейболом, баскетболом, бильярдом, контактными видами единоборств (бокс, кик-боксинг).

Иногородние студенты обеспечиваются местами в общежитии. Выпускники имеют возможность обучения в аспирантуре и докторантуре.

Наши выпускники востребованы ведущими российскими и зарубежными компаниями, осуществляющими свою деятельность в различных направлениях промышленности и национальной экономики.

На период обучения юношам предоставляется отсрочка от призыва в вооружённые силы России.

В 2011 года РГГРУ осуществляет прием абитуриентов на очную, (очно-заочную) вечернюю и заочную форму обучения по подготовке:

СПЕЦИАЛИСТОВ:

- **прикладная геология** (*специализации:* геологическая съемка, поиски и разведка полезных ископаемых; геология нефти и газа; прикладная геохимия, петрология и минералогия; поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания)

- **технологии геологической разведки** (*специализации:* геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых)

- **физические процессы горного или нефтегазового производства**

- **горное дело** (*специализации:* подземная разработка рудных месторождений; открытые горные работы; маркшейдерское дело)

БАКАЛАВРОВ:

- экология и природопользование; менеджмент; нефтегазовое дело (по профилю: бурение нефтяных и газовых скважин); прикладная математика; технология художественной обработки материалов (по профилю: технология обработки драгоценных камней и металлов); строительство (по профилю: водоснабжение и водоотведение); техносферная безопасность (по профилю: инженерная защита окружающей среды)

МАГИСТРАТУРА:

- геология и разведка полезных ископаемых
- горное дело

Более подробную информацию можете узнать на сайте университета в разделе Приемная комиссия.

Адрес университета: 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Телефон Приемной комиссии: 433-55-77

E-mail: office@msgpa.edu.ru

Сайт: www.msgpa.edu.ru

В 2011 году через Агентство Роспечать продолжается подписка на научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» - наш подписной индекс - 35836.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612

CTT WIC 2011

ICOTA
Intervention & Coiled Tubing Association

Coiled/Tubing
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА
Limes

ИП «ЦРКТ»
NP CTTDC

14–16 сентября 2011 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»
September, 14–16, 2011
Aerostar Hotel, Moscow, Russia

12 Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

**International Scientific and Practical
Coiled Tubing and Well Intervention Conference**

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ:

- Современные методы геофизического исследования скважин.
- Технологии повышения нефтеотдачи пластов.
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе технологии проведения ГРП и оценка их эффективности.
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах.
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ.
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе добычи высоковязкой нефти.
- Нефтепромысловая химия.
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин.
- Информационное и инженерно-техническое обеспечение внутрискважинных работ.
- Вопросы стандартизации и обеспечения промышленной безопасности.

**Семинар: «Колтюбинг:
оборудование, технологии
и применение», 14 сентября**

**Short Course: "Coiled Tubing –
Equipment, Applications and
Technology", September, 14**

**Выставка: 15–16 сентября
Exhibition: September, 15–16**

КОНТАКТЫ / CONTACTS:

Tel./fax: +7 499 788 9119, +375 29 6888802

E-mail: ctt-wic@cttimes.org,

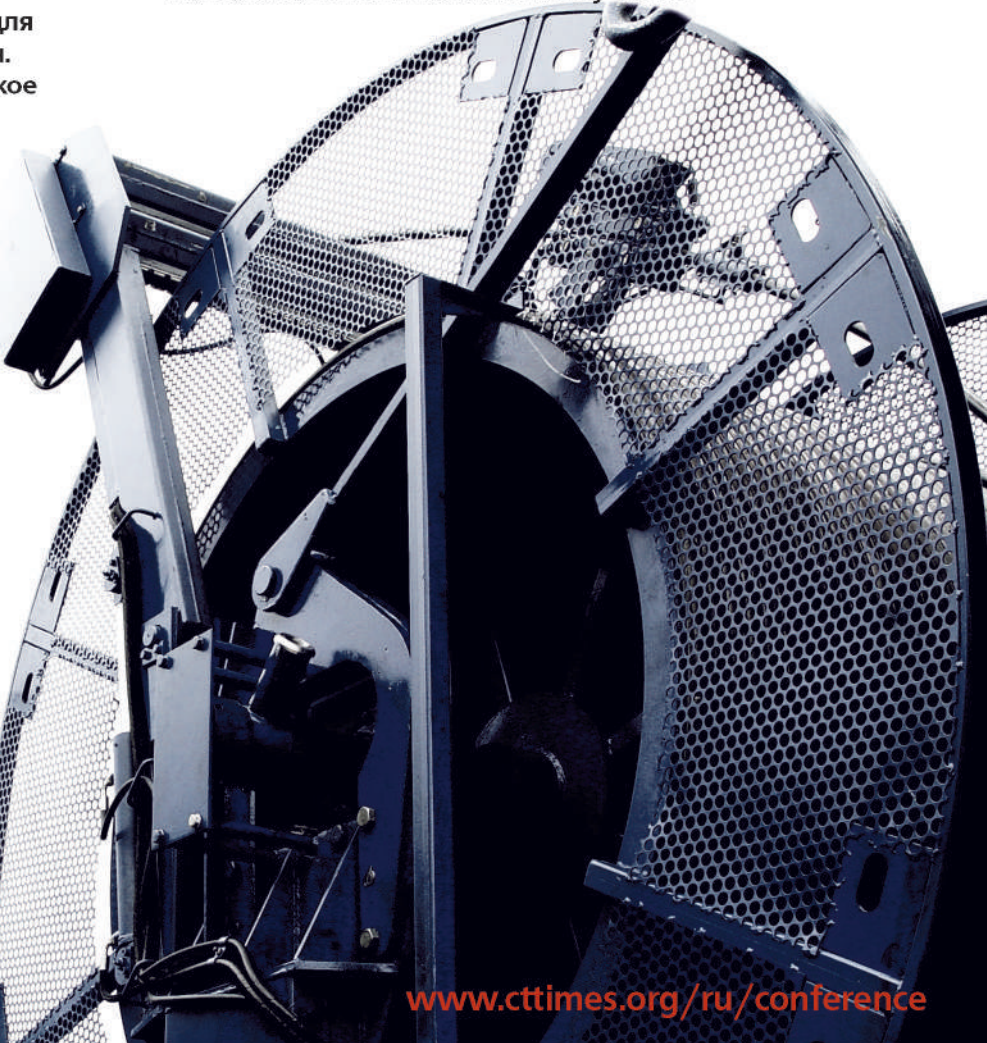
irina.gruzdilovich@cttimes.org

Ирина Груздилович / Irina Gruzdilovich

www.cttimes.org/ru/conference

THE CONFERENCE SUBJECTS ARE:

- Modern methods of geophysical well logging.
- Oil recovery enhancement technologies.
- Oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies, and their performance evaluation.
- Squeeze job in oil and gas wells.
- Sidetracking, including coiled tubing.
- Technologies and equipment for unconventional hydrocarbons development, including high-viscosity oil production.
- Oil field chemistry.
- Equipment, materials and tools for well servicing and workover.
- Information and engineering service for well intervention.
- Standardization and industrial safety issues.



www.cttimes.org/ru/conference

Генеральный информационный партнер
General Information Media Partner



Информационные партнеры
Information Media Partners

Oil & Gas Eurasia

БУРЕ И НЕФТЬ

OIL & GAS
JOURNAL
RUSSIA

ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ

Стратегический информационный партнер
Strategic Information Media Partner

НЕФТЕ СЕРВИС

Инженер-нефтяник
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ