

Инженер-нефтяник

№ 2'2016

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



150 лет Русскому техническому обществу

Энергетика разрушения горной породы

Выбор долота при бурении разведочных скважин

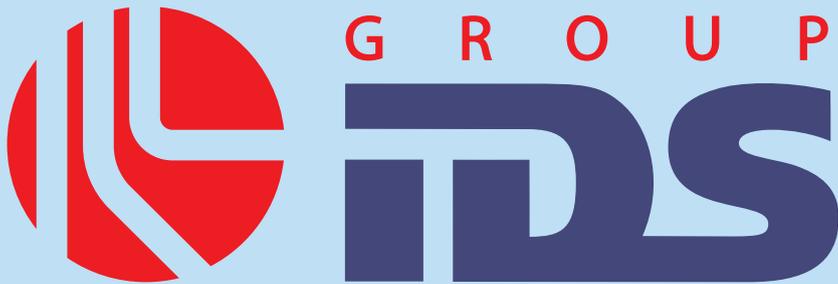
Опыт применения роторных управляемых систем

Компенсация автоколебаний бурильной колонны

Особенности выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах



Интегрированный буровой
сервис



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



Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием
- Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Инженерно-телеметрическое сопровождение:
 - наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи
 - вырезки «окна», отработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола
 - собственных буровых растворов для промывки скважин
 - отбора керна собственным оборудованием
 - оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов
 - инструмента для заканчивания боковых стволов

Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

150-летний юбилей Русского технического общества. Кульчицкий В.В.	5	The Russian technical society: 150th anniversary. Kulchitskiy V.V.
Энергетика вдавливания индентора в горную породу и возможности снижения её твердости. Евсеев В.Д.	9	The rock: energy indentation and the possibility of reducing its hardness. Evseev V.D.
Модели <i>in situ</i> в разведочном и параметрическом бурении. Синев С.В.	15	Model <i>in situ</i> in the exploration and parametric drilling. Sinev S.V.
Критерии оценки работоспособности одношарошечных буровых долот. Бронников И.Д., Тошов Ж.Б., Нахангов Х.Н.	24	Criteria for evaluating of one-cutter drilling bit operation capability. Bronnikov I.D., Toshov Zh.B., Nahangov H.N.
Компенсация релаксационных колебаний двигателя привода бурильной колонны. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов Э.Х., Ягубов Э.Э., Заикин П.В.	27	Compensation relaxation oscillations of the drill string drive motor. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je. Z., Zaikin P.V.
Эффективность применения роторной управляемой системы (РУС) для бурения скважин на предприятии Вьетсовпетро (СРВ). Нгуен Тиен Хунг	31	Efficiency of application of the rotor controlled system (RCS) for drilling in the Vietsovpetro company (Socialist Republic of Vietnam). Nguyen Tien Hung
Особенности измерения крутящих моментов с использованием вариационных структур. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов Э.Х., Ягубов Э.Э., Сесюк Е.Н.	38	Features measurement of torque using variational structures. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z., Sesjuk E.N.
Особенности проектирования плоских и пространственных траекторий скважин и боковых стволов. Кравец М.Э.	42	Features of design of planar and spatial trajectories of the wells and sidetracks. Kravec M.Z.
Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере Фаменской залежи Озерного месторождения). Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.	48	Research of features of development of reserves in fractured-porous reservoirs involving data of wells hydrodynamic research (on the example of the Famennian deposits Lacustrine deposits). Martjushev D.A., Ponomareva I.N.
Исследование влияния ингибиторов солеотложений на эффективность применения ингибиторов коррозии в нефтяных скважинах. Султанова Д.А., Мардашов Д.В., Хусаинов Р.Р.	53	Study of salting inhibitors efficacy for corrosion inhibitors in oil wells. Sultanova D.A., Mardashov D.V., Husainov R.R.
Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края. Яковлев А.Л., Савенок О.В.	57	The analysis of the causes and their consequences of ecological safety violation if oil production intensification at the fields in Krasnodar region. Jakovlev A.L., Savenok O.V.
Научно-методическое обоснование проведения учебно-тренажерной практики для студентов по направлению «Нефтегазовое дело». Петраков Д.Г., Любин Е.А., Самигуллин Г.Х., Соколов Н.В., Чебаненко Е.А.	62	Scientific-methodical substantiation of training and practice exercise for students in the field of «Oil and gas business». Petrakov D.G., Ljubin E.A., Samigullin G.H., Sokolov N.V., Chebanenko E.A.
Аннотации статей	66	Abstracts of articles

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 Национального минерально-сырьевого университета "Горный"

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

Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

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»

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"

Быков Игорь Юрьевич - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета "Горный"

Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин 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

Адреса электронной почты: om@ids-corp.ru, povalihin1@yandex.ru

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

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842

Типография "ПринтФормула"

Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

150-летний юбилей Русского технического общества



Российская Академия Наук



В.В. Кульчицкий - член Координационного совета РосСНИО,
исполнительный директор НТО нефтяников и газчиков им. акад. И.М. Губкина

Президент РАН В.Е. Фортков и президент Международного и Российского союзов НИО, член президиума РАН Ю.В. Гуляев обратились с призывом к передовым инженерам России отметить 150-летие создания Русского технического общества (РТО). РосСНИО как исторический преемник РТО, а Межрегиональное научно-техническое общество нефтяников и газчиков – Бакинского и Терского отделений РТО готовятся к научно-техническим профессиональным и региональным юбилейным мероприятиям. Наиболее прогрессивные промышленники и инженеры, видные ученые и преподаватели (Д.И. Менделеев, П.Н. Яблочков, С.О. Макаров, А.Н. Крылов, А.С. Попов, В.Г. Шухов и др.) стремились вывести экономику России на качественно новый уровень развития. Вклад РТО в развитие науки, экономики, промышленности и технического образования страны трудно переоценить. Благодаря его многогранной деятельности активизировалось создание научно-технических, экономических, правовых и культурных условий для развития машинной индустрии, сформировалась система инженерного образования и повышения квалификации фабрично-заводских рабочих, что сыграло важную роль в становлении России как мирового лидера.

Сегодня исторические уроки приобретают особое значение. Необходимость преодоления сырьевой зависимости российской экономики, создания высокотехнологичных производств и разумного импортозамещения ставят

задачу выведения на совершенно новый качественный уровень системы подготовки инженерных кадров, повышения престижности инженерной профессии. В программу 2016 года включены одобренные Правительством России мероприятия: присуждение молодежной премии «Надежда России» в области науки и техники, Всероссийских конкурсов «Инженер года» и «Инженер десятилетия», присуждение стипендии имени В.Г. Шухова студентам вузов, занимающимся научно-исследовательской работой, международный научно-практический форум «Передовые технологии как основа стратегии развития общества».

В центральных юбилейных мероприятиях, намеченных в Санкт-Петербурге в октябре 2016 года, примут участие видные представители органов власти, депутатского корпуса, научного и инженерного сообщества России и зарубежных стран. Активное участие инженеров России вовлечет научно-техническое сообщество в инновационное развитие регионов и отраслей, наладит конструктивное взаимодействие различных социальных структур в рамках развития высокотехнологичных направлений, разработки и реализации Стратегии научно-технологического развития страны на долгосрочный период, выдвинутой Президентом России В.В. Путиным, что, в конечном итоге, призвано вывести экономику страны и качество жизни граждан на более высокий уровень.

Русское техническое общество (РТО) - первое и ведущее отечественное научно-техническое общество образовано в 1866 году по инициативе одиннадцати учредителей: профессор Лесного института Е.Н. Андреев, секретарь РТО, инженер-строитель М.Н. Герсеванов, архитектор П.П. Мижухев, кораблестроитель М.М. Окунев, член корпуса горных инженеров П.Н. Алексеев, промышленник И.П. Балабин, артиллерист В.Н. Бестужев-Рюмин, офицер флота Н.И. Казнаков, фотограф А.В. Фрибес, инженер А.А. Корнилов и др. Инициативный комитет подготовил и подал на рассмотрение в правительственные органы проект устава, согласованный с министрами финансов и внутренних дел, рассмотренный комитетом министров и

22 апреля 1866 года получивший «высочайшее соизволение» царя.

Первое общее собрание РТО состоялось 24 мая 1866 года и открылось программной речью одного из его учредителей Е.Н. Андреева, изложившего основные цели общества и его организационные принципы. На собрании присутствовало 322 человека. Официальное торжественное открытие Русского технического общества состоялось 20 ноября 1866 года. Согласно §1 устава РТО имело главной целью «содействовать развитию техники и технической промышленности в России». Общество состояло из действительных членов, почетных членов, членов-соревнователей и членов-

корреспондентов. Совет РТО организовывал различные собрания и совещания, комиссии по отдельным техническим вопросам, выставки, лекции, присуждал премии, собирал взносы. Первоначально РТО состояло из 4 основных отделов: I - химических производств, металлургии, красильного дела, фотографии и др.; II - механической технологии, механики и машиностроения; III - **строительного и горного** искусства и архитектуры; IV - судостроения, морской техники, артиллерии и оружейного производства. С развитием промышленности добавилось еще 11 отраслевых отделов, в 1908 году - XIII отдел (**горный**). Основными формами деятельности РТО являлись: научно-техническая работа в отделах и комиссиях, на заседаниях которых заслушивались доклады по актуальнейшим вопросам техники и промышленности, обсуждались научные труды членов общества, разбирались изобретения, присланные на отзыв, оказывалась консультационная помощь промышленникам; издание технических журналов, различного рода технических справочников, монографий; проведение всероссийских выставок и съездов; устройство публичных лекций с целью популяризации технических знаний.

Во главе РТО стояли председатель, товарищ председателя и секретарь, избиравшиеся из числа действительных членов через каждые три года. Председателя избирали из числа действительных или почетных членов, обычно не научного деятеля, а лицо, занимавшее высокое положение в свете и имевшее доступ в высшие правительственные сферы. Председателями РТО были А.И. Дельвиг (1866-1872), П.А. Кочубей (1872-1892), М.И. Кази (1894-1896), В.И. Ковалевский (1906-1916).

Первым председателем РТО был Андрей Иванович Дельвиг, барон, генерал-лейтенант, сенатор, инженер с большим практическим опытом, мемуарист. Выходец из аристократической семьи назван Андреем в честь дяди - князя Андрея Волконского, прототипа князя Андрея Болконского в великом романе «Война и мир» Л.Н. Толстого. Мать - урожденная княжна Волконская, принадлежала к потомству Рюриков. Ее предками по отцовской линии были князья и бояре, один из них - соратник Петра Великого возглавлял все драгунские полки и обер-команды Москвы, Тулы и Ярославля. В 1832 году А.И. Дельвиг окончил Институт инженеров путей сообщения - привилегированное учебное заведение того времени, из которого выходили высокообразованные, технически грамотные специалисты, способные к самостоятельной инженерной деятельности. Одно из главных направлений служебной деятельности А.И. Дельвига - железнодорожное строительство, но он параллельно занимался и другими ответственными делами в области строительства. В 1836 году был одним из руководителей гидротехнических работ по устройству плотины при реконструкции Тульского оружейного завода. В 1837 году проводил гидротехнические исследования на реке Упа с целью улучшения ее судоходства. Среди «отвлечений» Андрея Ивановича от инженерного дела следует отметить литературный талант, книгу «Мои воспоминания» по праву можно отнести к шедеврам мемуаристики. Новая яркая, хотя и короткая, страница биографии барона А.И. Дельвига началась 8 марта 1866 года и закончилась 21 ноября 1872 года.

Почетными членами РТО были всемирно известные ученые и инженеры: Д.И. Менделеев, Н.Е. Жуковский, Д.К. Чернов, Т.А. Эдисон, А.Г. Эйфель. Среди действительных членов в разные периоды состояли выдающиеся представители разных социальных слоев России:

- русские ученые и инженеры, высоко поднявшие

авторитет русской науки: И.П. Алимов, Н.А. Белелюбский, А.Н. Крылов, П.Д. Кузьминский, Д.И. Менделеев, Д.К. Чернов, Г.Ф. Депп, М.А. Рыкачев, А.С. Попов, М.О. Доливо-Добровольский, М.А. Шателен, Д.А. Лачинов, Г.О. Графтио, Н.Н. Бенардос, Н.Е. Жуковский, П.Н. Яблочков и многие другие;

- крупнейшие русские промышленники: Л.Э. Нобель, С.И. Мальцев, Н.И. Путилов, Д.П. Шипов, Н.С. Авдаков и другие;

- виднейшие ученые и инженеры зарубежных стран: Л. Блерио, Я. Ачессон, П. Дековиль, Х. Генри, В. Контамен (среди почетных членов Т.А. Эдиссон, Л.Г. Эйфель и др.);

- представители высших слоев бюрократического аппарата: И.А. Вышнеградский, А.И. Дельвиг, В.И. Ковалевский, Ф.П. Литке, К.П. Посьет и др.

Членов-корреспондентов РТО имело в Лондоне, Париже, Берлине, Вене, Чикаго, Нью-Йорке, Брюсселе, Амстердаме и других городах Европы и Америки. Среди членов-соперников встречались имена известных русских капиталистов: фабриканта Губонина П.И., железнодорожного дельца Полякова С.С., купца Неустроева А.Н. и др.

РТО добились в своей деятельности ряда выдающихся результатов:

- введение метрических мер и весов;
- привилегии на изобретения;
- разработка плана защиты Санкт-Петербурга от наводнений;
- таможенные пошлины;
- исследование рельсовой стали,
- устройство в начале 1870-х годов особого технического музея (Политехнического);
- канализация городов, удаление из города Москвы нечистот;
- деятельное участие в международных конгрессах, съездах и выставках (в Филадельфии, на Лондонской Всемирной выставке и др.);
- устройство съездов общества с изданием их трудов;
- исследования стали и ее обработки;
- исследования для устройства нефтепроводов;
- исследования керосиновых двигателей;
- издание руководств о торговом судостроении;
- разработка вопроса о желатинных процессах;
- составление правил о пользовании электрическими токами;
- разработка основ практики и теории воздухоплавания, исследования атмосферы;
- разработка основ сооружения и эксплуатации железных дорог;
- труды о великом железнодорожном пути через Сибирь;
- распространение низшего, среднего и высшего технического образования;
- разработка А.Н. Крыловым теории «О килевой качке корабля на волнении» (1895);
- изобретение А.С. Поповым радио (1895);
- работы Д.К. Чернова в области металлургии (1868);
- популяризация технических знаний,
- работы П.Н. Яблочкова, А.Н. Лодыгина, В.Н. Чиколева по электротехнике и многие другие.

Значительна издательская деятельность РТО: организованы периодические издания: «Записки Императорского Русского Технического общества», журналы «Электричество», «Железнодорожное дело» и

«Техническое образование», специальные издания: труды съездов, комиссий, сборники статей, бюллетени, вестники, указатели, справочники, монографии. Для осуществления плодотворной научной и широкой общественной деятельности РТО располагало определенной материальной базой: технический музей, химическая лаборатория, выставочные павильоны, техническая библиотека, частично финансировавшиеся правительством. Впервые было организовано участие российских ученых в международных выставках, конференциях и съездах по различным техническим направлениям. В 1875 году в Санкт-Петербурге организован съезд главных деятелей машиностроительной промышленности, в 1890 году – съезд специалистов по техническому образованию. Положено начало созданию особого технического музея, разработаны мероприятия по введению системы мер и весов, впервые обращено внимание на вопросы о привилегиях на изобретения.

Развитие промышленности в России явилось толчком для создания местных отделений РТО: Кавказское в Тифлисе (1868); Киевское и Новороссийское (1871), Московское (1876), Бакинское, Казанское, Харьковское и Нижегородское (1879), Эстляндское (1881), Туркестанское, Домбровское, Донское, Пермское (1890). Позднее были открыты Терское (1900), Екатеринославское, Кронштадтское, Бессарабское и другие отделения. К началу XX века РТО имело 40 отделений, созданных в промышленных и административных центрах страны.

Возникновение и деятельность РТО, его быстро растущий авторитет в промышленных и правительственных кругах послужили толчком для активизации научно-технической общественности различных профессий. После создания РТО были образованы и другие научно-технические общества по отдельным отраслям знаний: Русское химическое общество (1868), Лесное общество (1869), Русское металлургическое общество (1910), общества при высших учебных заведениях: Политехническое общество при Московском техническом училище (1878), Общество технологов при Технологическом институте в Петербурге (1884), Общество горных инженеров (1887), Общество гражданских инженеров (1894), Общество инженеров-электриков при Электротехническом институте (1892) и другие.

Ведущее положение в РТО занимали профессоры и талантливые инженеры, что определяло прогрессивный характер его деятельности, наличие в составе видных промышленников и представителей власти упрочняло его позиции и влияние на всей территории страны и ускоряло доведение до правительственных кругов пожеланий технической общественности и производства. Непременными членами РТО на разных этапах его деятельности были А.Н. Крылов, Д.И. Менделеев, Н.П. Петров, М.А. Рыкачев, Д.К. Чернов, П.Н. Яблочков и многие другие ученые и инженеры, чьи имена хорошо известны во всем мире. Среди действительных членов РТО были и представители крупного промышленного капитала – Л.Э. Нобель, Н.И. Путилов, братья Струве, Т.С. Морозов, Д.П. Шипов и другие.

РТО проводило исследовательскую, научно-техническую работу в специально созданных отделах общества, оказывало консультационную помощь промышленникам и инженерам, занималось проведением выставок, съездов, организацией публичных чтений и лекций с целью популяризации технических знаний, изданием технических журналов, справочников и словарей,

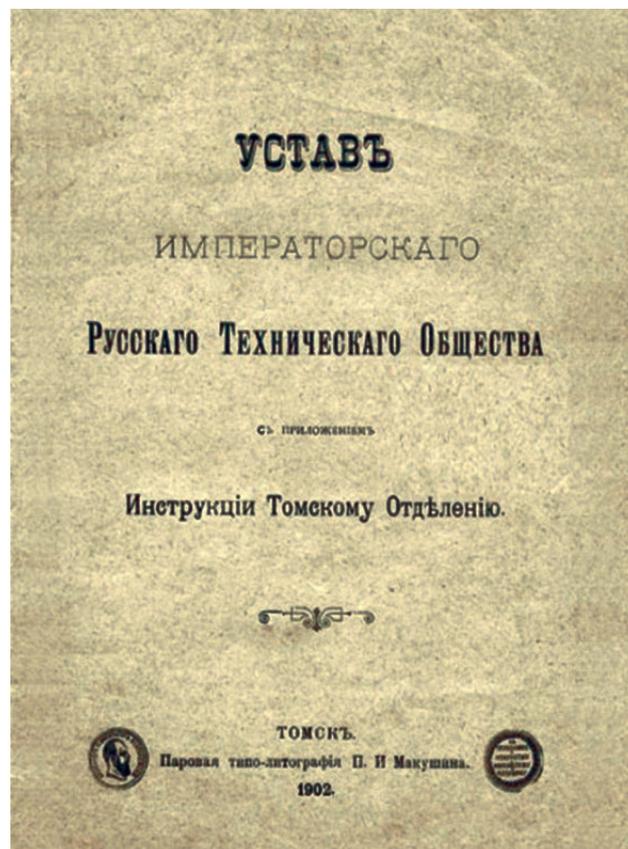


Рис. 1. Устав Русского Технического Общества (РТО).



Рис. 2. Свидетельство об избрании почётным членом РТО Дмитрия Ивановича Менделеева.

поддержкой технического образования: открытие училищ, школ, классов и мастерских для детей и взрослых. РТО имело свой технический музей, публичную техническую библиотеку, лабораторию для проведения исследований и испытаний, собственный воздушный шар. В 1874 году за особые заслуги Общество получило звание «Императорского». К 1917 году РТО имело 16 отделов и 40 отделений по всей стране, насчитывало в своих рядах около 3000 человек, а вместе с периферийными отделениями – свыше 10 тысяч.

После революции РТО продолжало действовать в условиях нового государственного строя, а в июне 1929 года прекратило существование. Появились новые формы организации научно-технических обществ, явившихся преемниками Русского технического общества.

В предвоенный период Научно-техническим обществом (НТО) заложен прочный фундамент для создания сырьевой базы индустрии страны, а авиационная и автомобильная отрасли, здравоохранение получили мощный толчок в развитии. Когда руководство страны призывало ученых, инженеров, техников и передовых рабочих направить все силы, творческий потенциал на подъем народного хозяйства, то производственные планы перевыполнялись, и НТО отводилась очень важная роль.

Военное время потребовало усиленного развития направлений: ремонт подвижного состава на железных дорогах, скоростная обработка металлов, разработка новых технологий выплавки стали, автоматизация литейного производства, изготовление горючих и смазочных материалов, производство боеприпасов и многих других. Шло освоение Урала и Сибири, т.к. туда были эвакуированы почти все крупные стратегические производства.

Восстановление народного хозяйства страны после Великой Отечественной войны поставило грандиозные задачи перед всем народом и, в первую очередь, перед научно-технической интеллигенцией. НТО внесли значительный вклад в создание новой техники, внедрение в производство новых научных разработок, открытий, изобретений и рационализаторских предложений. В 1954 году по всей стране Советов (республиканские, краевые, областные союзы НТО) научно-технические общества были реорганизованы по отраслям народного хозяйства и финансировались соответствующими министерствами. Важным направлением работы являлся обмен научным и производственным опытом, организация и проведение выставок, курсов, семинаров и кружков.

В советский период научно-технические общества возглавляли крупные ученые с мировым именем: академики А.В. Винтер, И.М. Губкин, А.Н. Бах, Г.М. Кржижановский, Е.П. Велихов, С.П. Капица, А.Ю. Ишлинский. В настоящее время президентом РосНИО является

автор открытия волн Гуляева, член президиума РАН, Президент Российского, и Российского НТО радиотехники, электротехники и связи, АИН им. А.М. Прохорова, академик РАН, член президиума РАН Юрий Васильевич Гуляев.

Межрегиональное Научно-техническое общество нефтяной и газовой промышленности им. академика И.М. Губкина (МНТО НГ), как и другие научно-технические общества России, является неременным атрибутом своей отрасли: концентрирует вокруг себя наиболее активные инженерно-технические силы, проводит важные общественные мероприятия: конференции, семинары и выставки по наиболее актуальным проблемам развития отрасли, издает специальную литературу. Естественно, НТО НГ развивается под влиянием социально-экономических изменений, происходящих в стране, трансформируются её задачи, формы и виды работ, структура, состав и характер деятельности членов общества.

С 2011 года начинается новый этап деятельности Межрегионального НТО нефтяников и газовиков. Председатель Центрального правления, ректор РГУ нефти и газа, д.э.н., профессор В.Г. Мартынов, зам. председателя ЦП, проректор по научной работе, д.т.н., профессор А.В. Мурадов и исполнительный директор, директор НИИБТ РГУ нефти и газа, д.т.н., профессор В.В. Кульчицкий – позиционируют НТО НГ им. академика И.М. Губкина как ведущую в стране общественную организацию по решению актуальных проблем отрасли: разработке комплекса мер законодательного стимулирования инновационной деятельности, обновлению устаревшей нормативной базы, обмену передовым опытом и коммерциализации наукоёмких технологий, общественной экспертизы законодательных актов, указов, кодексов, регламентов, имеющих отношение к деятельности нефтяников и газовиков.



Рис. 3. Круглый стол «Проблемы импортозамещения нефтегазового оборудования», проведенный 26 марта 2015г. Экспертной секцией «Воспроизводство нефтяной сырьевой базы ТЭК» Комитета Государственной Думы ФС РФ по энергетике совместно с Межрегиональным НТО нефтяников и газовиков, Консорциумом «РФК» и группой компаний «НОВОМЕТ»).

За пять лет работы Центральное правление, объединив Московское, Башкирское, Татарское, Самарское, Волгоградское, Тюменское, Ухтинское, Оренбургское и Санкт-Петербургское отделения, организовало и провело 2 конкурса по присуждению Губкинской премии (2012, 2014), впервые инициировало конкурсы молодежной Губкинской премии (2015, 2013), организовало совместно с Нефтегазстройпрофсоюзом России 5 конкурсов «Лучший дипломный проект по промышленной безопасности, охране труда и охране окружающей среды в нефтегазовых вузах Российской Федерации», издало две книги «Достижения НТО нефтяников и газовиков (2013)» и «Стратегия развития НТО нефтяников и газовиков (2015)», провело десятки научно-производственных конференций, приняло активное участие в международных конференциях с представителями научно-технической общественности стран СНГ, Италии, Греции, Марокко, ОАЭ, активизировало законодательскую деятельность работой с комитетами Государственной Думы РФ, подготовило и провело в ГД

три круглых стола по направлениям: Законодательная поддержка нефтяной ресурсной базы ТЭК, Проблемы стимулирования разработки и внедрения МУН, Проблемы импортозамещения нефтегазового оборудования (рис. 3), организовало десятки круглых столов и встреч с членами НТО в нефтегазодобывающих и буровых компаниях, предприятиях нефтесервиса, вузах и отраслевых институтах.

Основной стратегией МОО «НТО НГ имени академика И.М. Губкина» была и остается организация взаимодействия ученых и производственников в развитии научно-технического прогресса в нефтегазовом комплексе вне зависимости от ведомственной подчиненности и территориального расположения предприятий и организаций отрасли. На 83-летней традиции нефтегазовой инженерии продолжаем создавать среду обитания творческой инженерной мысли в сотнях коллективов нефтегазовых регионов нашей великой державы!

УДК 622.24

Энергетика вдавливания индентора в горную породу и возможности снижения её твердости

В.Д. Евсеев – доктор техн. наук, профессор кафедры бурения скважин (Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

При вдавливании силой F цилиндрического индентора в поверхность образца горной породы под пятном контакта возникает неоднородное, неравнокомпонентное трёхосное напряженное состояние сжатия (ядро сжатия) [1], в котором можно выделить гидростатическую компоненту σ_{cp} , вызывающую равномерное сжатие ядра, и девиаторную τ , вызывающую в нем сдвиговую деформацию. Максимальных значений гидростатическое сжатие достигает непосредственно под пятном контакта [1]. С удалением h по нормали от пятна контакта в глубь образца сжатие быстро снижается (за счет снижения напряжений σ_1, σ_2 , которые на глубине, превышающей радиус r_0 индентора, становятся растягивающими), а касательное напряжение τ возрастает до максимального значения на глубине $h^* = 0,63 r_0$ при $\nu = 0,3$, где ν – коэффициент Пуассона породы, а затем снижается.

На участке линейной связи между F и глубиной δ внедрения индентора в породу, компонента σ_{cp} обеспечивает последовательно закрытие пор и трещин в ядре, сжатие зерен минералов, входящих в состав горной породы, цементирующего вещества. Сдвиговое напряжение вызывает межзеренное скольжение, повороты зерен в

ядре сжатия, не вызывающие разрушения адгезионных границ.

Работа A_y упругого деформирования горной породы, определяемая площадью треугольника OAD (рис. 1), связана не только с работой $A_{ycж}$ упругого сжатия компонент горной породы напряжением σ_{cp} , но и с работой $A_{yт}$ сил внешнего трения при межзеренных скольжениях, поворотах минеральных зерен, вызванных напряжением τ :

$$A_y = A_{ycж} + A_{yт}$$

При вдавливании индентора в образец горной породы в присутствии жидкостей необходимо обращать внимание на связь работы A_y с работой $A_{yт}$ сил внешнего трения в упругой стадии деформирования: чем меньше внешнее трение, тем меньше работа упругой деформации. Искусственное снижение твердости горной породы начинается с упругого участка вдавливания индентора, когда еще нет разрушения, но уже появляется возможность уменьшения величины $A_{yт}$ [2].

Эксперименты Кармана [3, стр. 474] показали, что

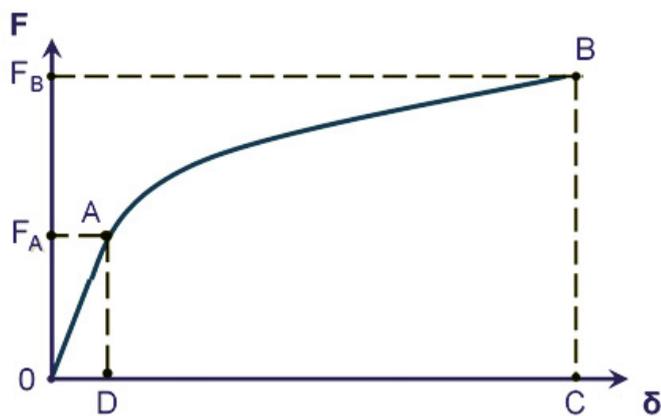


Рис. 1. Деформационная кривая, характеризующая вдавливание индентора в образец упруго-пластичной горной породы.

результатом трехосного сжатия образцов горных пород в стабилometре является фрагментация: возникновение в образцах системы трещин, создающих блочную, ячеистую структуру. Это приводит к тому, что после испытания образцы можно разобрать руками. С ростом сжимающих напряжений плотность трещин растет, обеспечивая уменьшение размеров блоков. Большая контактная поверхность, по которой происходит соприкосновение смежных блоков, обеспечивает рост вклада сил внешнего трения в величину прочности испытуемого образца. Аналогичные процессы проходят и в горной породе ядра сжатия, формирующегося под пятном контакта при вдавливании индентора силой F в поверхность образца горной породы.

Возникающее под пятном контакта нагружение, обозначаемое как ВД+ДС, где ВД означает высокое равномерное давление, обеспечиваемое напряжением σ_{cp} , а ДС — деформация сдвига, вызываемая сдвиговым напряжением τ , относят [4, 5] к нагружению, действие которого вызывает измельчение различных по природе твердых тел (металлы, полимеры).

Разрушение компонент горной породы под пятном контакта под действием напряжений σ_{cp} , τ начинается при выполнении неравенства $F > F_A$, которому соответствует начало нелинейного участка деформационной кривой $F - \delta$ (рис. 1): σ_{cp} вызывает объемное дробление компонент породы, сопровождающееся развитием множества трещин нормального отрыва, а τ интенсифицирует этот процесс, вызывая сдвиговую деформацию в ядре. Увеличение F , σ_{cp} и τ приводит не только к постепенному уменьшению размеров минеральных частиц, но и к их компактированию. Разрушение и компактирование начинают развиваться непосредственно под пятном контакта, постепенно (с ростом F) охватывая более глубоко расположенные слои ядра сжатия и формируя слой компактированного нароста толщины d под торцом индентора.

С боков ядро сжатия окружено горной породой, в которой помимо сжимающих напряжений есть и растягивающие. Последние действуют и в породе, находящейся под ядром сжатия [1]. Это означает, что ядро сжатия при вдавливании индентора деформируется в стесненных условиях.

Стесненные условия ограничивают развитие сдвиговой деформации в ядре: скольжение частиц измельчаемых

минералов друг относительно друга в условиях стеснения затруднено из-за отсутствия свободы к боковому смещению, перемещению частиц друг относительно друга. Проскальзывание частиц было бы вообще невозможно, если бы возникающий порошкообразный материал (ПМ) находился в толстостенном контейнере, не обеспечивающим боковую степень свободы частицам деформируемого ПМ. Такие стесненные условия естественно назвать жесткими. В этих условиях возникающий под пятном контакта ПМ склонен деформироваться как твердое тело: претерпевает раздавливающее действие, вызывающее сначала упругую деформацию частиц, затем их разрушение и компактирование продуктов разрушения. Ограничение развития сдвиговой деформации определяет и ограничение ее вклада в изменение объема, занимаемого ПМ в толстостенном контейнере.

При вдавливании индентора в горную породу возможности реализации сдвиговой деформации в ядре выглядят несколько иначе, чем в ПМ, находящемся в толстостенном контейнере. Деформирование ядра происходит в стесненных условиях: ПМ возникает в ядре сжатия, окруженном горной породой и торцевой поверхностью индентора. С другой же стороны, такие стесненные условия не создают жестких ограничений развитию сдвиговой деформации в ядре сжатия: катализатором развития деформации в ПМ ядра выступает тонина измельчения компонент породы, обеспечивающая изгиб консоли при передаче на нее ядром части осевого усилия F , достаточной для изгиба консоли (мягкие стесненные условия). Коэффициент K передачи усилия F на консоль зависит от тонины измельчения компонент породы под действием нагрузки ВД+ДС: чем тоньше измельчение, тем больше K .

Помимо тонины измельчения на возникновение выкола при вдавливании индентора в горную породу оказывают влияние и особенности деформационного поведения ПМ: внешнее трение, обеспечивающее подвижность частиц ПМ, и дилатансия, обеспечивающая рост пористости, объема ядра сжатия [6].

Выделим ключевые моменты механизма разрушения горной породы при вдавливании индентора:

- возникновение ПМ в результате измельчения компонент горной породы под пятном контакта,
- обеспечение роста удельной поверхности ПМ,
- изменение сил внешнего трения между продуктами измельчения компонент горной породы в ядре сжатия,
- возникновение дилатансии в ПМ ядра при развитии сдвиговой деформации,
- появление эффективных напряжений в ядре.

Наиболее энергоемким измельчение минералов будет при вдавливании индентора в условиях пассивного участия среды, в присутствии которой происходит вдавливание, в развитии разрушения. Этот случай возникает при вдавливании индентора в предварительно обезвоженный образец горной породы в присутствии сухого воздуха. Большая энергоемкость измельчения вызвана максимальной величиной механических потерь энергии электростатической природы, сопровождающих разрушение минералов-диэлектриков в этих условиях [7]: время релаксации разноименных электрических зарядов, появляющихся на противоположных сторонах растущих трещин нормального отрыва, и релаксирующих через диэлектрический минерал, достигает больших значений, обеспечивая рост эффективной энергии $\gamma_{эфф}$ разрушения, прочности минералов и малую удельную поверхность

продуктов измельчения. Последнее не способствует росту коэффициента K передачи силы F на консоль.

Рост удельной поверхности возникающего под торцом индентора ПМ вызывает и рост сил внешнего трения в ядре сжатия. Это снижает подвижность частиц ПМ, затрудняет развитие сдвиговой деформации, способствует компактированию тонкодисперсных фракций. Наиболее благоприятные условия для компактирования ПМ возникают в той части ядра, где действуют максимальные сжимающие напряжения (область горной породы, находящаяся непосредственно под торцом индентора), и максимальны силы внешнего трения, задаваемые условиями вдавливания.

Силы внешнего трения будут максимальны при отсутствии «третьего тела» в виде тонкой пленки жидкости между измельчаемыми минеральными частицами (сухое зернограничное трение), т.е. при вдавливании индентора в сухой образец горной породы в присутствии сухого воздуха. Для обеспечения выкола в этих условиях необходимо увеличить силу F : это вызовет измельчение компонент горной породы, находящихся в ядре под возникшим компактированным наростом, приведет к увеличению толщины d нароста до максимального значения.

В горной породе непосредственно под пятном контакта при увеличении F от F_A до F_B (см. рис.1) происходит рождение «поликристаллического» твердого тела (нароста), состоящего из компактированных продуктов измельчения компонент породы. В этом новом твердом теле с ростом F происходит накопление упругой энергии E : чем больше d , тем большая упругая энергия запасается в наросте. Освобождению упругой энергии препятствует индентор, действующий на пятно контакта силой F , и консоль, окружающая ядро сжатия и препятствующая росту сдвиговой деформации.

Запасенная в сжатом наросте упругая энергия, стремясь вернуть исходные объём и форму деформируемым частицам, составляющим нарост, оказывает давление на окружающую его горную породу и на торец индентора. Чем больше d , тем большая сила действует на торец индентора, вызывая на нелинейном участке деформационной кривой рост F на величину Δf . Максимального значения Δf достигнет перед выколом породы.

Когда тонина помола компонент породы в части ядра, располагающейся ниже компактированного слоя d , достигнет величины, обеспечивающей рост коэффициента передачи усилия F на консоль до значения, вызывающего изгиб консоли, в этой части ядра возникает сдвиговая деформация: «жесткие» стесненные условия становятся «мягкими».

Развитие сдвиговой деформации вызывает перекомпоновку частиц в ПМ, дилатансионное увеличение пористости в ядре под компактированным слоем d , уменьшение числа точечных контактов частиц, на которых действуют силы внешнего трения, и, как следствие, общее снижение сил внешнего трения, сдерживавших развитие сдвиговой деформации. Далее происходит вылом консоли и мгновенное освобождение запасенной в слое d упругой энергии E . При выколе компактированный нарост перемещается индентором на дно возникшей лунки. Здесь же будет находиться и не подвергшийся компактированию ПМ ядра сжатия.

Работа $A_{нд}$ деформирования горной породы на нелинейном участке АВ вдавливания индентора (рис.1) связана с

1) разрушением компонент породы в ядре сжатия нагрузкой ВД+ДС (работа A_p),

2) межзеренным скольжением продуктов измельчения компонент породы относительно друг друга (работа $A_{нт}$),

3) уплотнением, компактированием получаемых при измельчении частиц (работа A_k),

4) накоплением упругой энергии в компактированном наросте (работа $A_{ну}$),

5) возникновением эффективных напряжений (работа $A_{эфф}$).

Вклад A_k в работу $A_{нд}$ деформирования зависит от внешнего трения между частицами ПМ: с уменьшением трения работа A_k снижается. Одновременно будет происходить и снижение упругой энергии E , запасаемой в компактированном наросте. Иначе говоря, величину A_k можно включить как слагаемое в работу $A_{ну}$.

В итоге получим:

$$A_{нд} = A_p + A_{нт} + A_{эфф} + A_{ну}$$

Численно работа $A_{нд}$ неупругой деформации определяется площадью фигуры ABCD (рис. 1).

Полную энергоёмкость вдавливания индентора определим выражением:

$$A = (A_{сж} + A_{ну}) + (A_{ут} + A_{нт}) + A_p + A_{эфф} \quad (1)$$

Если твёрдость горной породы $P_{ш}$ определяется энергией, затраченной на вдавливание индентора в породу, т.е. верна зависимость $P_{ш} = P_{ш}(A)$, то уменьшение $P_{ш}$ при вдавливании индентора в породу в присутствии жидкостей нельзя связывать только с эффектом Ребиндера. Из-за возникновения под пятном контакта трехосного неравнокомпонентного напряженного состояния сжатия возможности жидкости способствовать разрушению горной породы, уменьшать $P_{ш}$, расширяются: к механизму уменьшения энергии разрушения компонент породы, обеспечивающему рост тонины ПМ за счет эффекта Ребиндера, добавляются два новых - снижение сил внешнего трения и снижение эффективных напряжений в ядре сжатия.

Соотношение величины энергоёмкостей в (1), затраченных на деформирование горной породы под индентором, вызывает большой интерес с точки зрения выявления слагаемых, вносящих основной вклад в величину работы вдавливания A , в величину $P_{ш}$.

Необходимость учета вклада в величину $P_{ш}$ горных пород первых двух механизмов (разрушение, внешнее трение) очевиден. В самом деле, работа, затраченная на развитие трещины нормального отрыва при расщеплении слюды, например, в различных внешних условиях (вакуум, воздух различной влажности, неполярные и полярные жидкости), изменяется от 0,25 до (1,2–15,0) Дж/м² [8]. В аналогичном диапазоне изменяется и $\gamma_{эфф}$ неорганического стекла в схожих условиях проведения эксперимента: (0,29–1,20) Дж/м² [9]. Такое изменение энергии разрушения указывает на то, что σ стекла снижается в два раза при проведении испытания в присутствии воды по сравнению с величиной σ , достигаемой в вакууме. Это указывает на то, что слагаемое A_p в (1) необходимо учитывать.

Такой же вывод следует сделать и относительно учета слагаемых $A_{нт}$ и $A_{ут}$ в (1): известно, что σ диэлектрических минералов и горных пород, измеряемая при растяжении и сжатии, отличаются более чем на

порядок из-за появления сил внешнего трения между сторонами сдвиговых трещин при сжатии образцов.

Так как дисперсность продуктов измельчения под пятном контакта с ростом F возрастает, то работа $A_{нт}$, затрачиваемая на преодоление сил трения на неупругом участке вдавливания, также увеличится и превзойдет работу $A_{ут}$, совершаемую на участке упругого деформирования. Совместная работа сил трения $A_{ут} + A_{нт} = A_t$ внесёт заметный вклад в суммарную величину энергоёмкости вдавливания A и твёрдости горной породы.

Снижение $P_{ш}$ может быть связано и с образованием под пятном контакта (при отсутствии оттока жидкости из формирующегося в ядре сжатия порового пространства) эффективных напряжений (работа $A_{эфф}$). В этом случае жидкость в изолированных порах ядра сжатия становится очагом нестабильности: стимулирует развитие сдвиговой неустойчивости. Уменьшение напряжений $\sigma_{ср}$, действующих между минеральными частицами в скелете ПМ, на величину порового давления, происходящее с ростом F , обеспечит разрушение ядра сжатия путем межзеренного адгезионного проскальзывания, вызванного действующим касательным напряжением.

Возникновение выкола при вдавливании индентора в горную породу произойдет тем раньше (при меньшем осевом усилии), чем меньше сжимаемость раствора, возникающего при введении в жидкость химических, в том числе и ионогенных, соединений или при растворении компонент породы в жидкости. Здесь вода имеет преимущество перед другими жидкостями и, в частности, перед неполярными [10]. Добавление в воду ионогенных веществ вызовет не только возрастание разупрочняющего действия возникающих водных растворов из-за роста их электропроводности, но и снижение сжимаемости этих растворов, что стимулирует возникновение сдвигового разрушения породы под индентором. Не учитывать в (1) слагаемое $A_{эфф}$ нет оснований.

Снижение σ образца диэлектрика только за счет эффекта Ребиндера произойдет исключительно при одноосном растяжении образца в присутствии жидкости, когда в образце растёт трещина нормального отрыва. Аналогом такого разрушения является расщепление слюды. Связывать снижение σ диэлектрика с уменьшением его удельной свободной поверхностной энергии γ_0 при избирательной физической адсорбции молекул жидкости на противоположных сторонах трещины нормального отрыва – анахронизм. В 1928 г. такое предположение П.А. Ребиндера было шагом вперед в понимании механизма влияния жидкости на минералов. Утверждать это в настоящее время [11] означает игнорирование достижений физики разрушения твердых тел, что равносильно сдерживанию развития не только науки, но и разумного использования эффекта на практике.

Формула А.А. Гриффита, которую применил П.А. Ребиндер для объяснения изменений σ минералов в присутствии жидкостей, давно модифицирована и связывает σ с эффективной энергией разрушения $\gamma_{эфф} = \gamma_0 + \gamma_n$, где γ_n – механические потери энергии. Величина γ_n при разрушении диэлектрических минералов превосходит γ_0 минералов в 1,5–10 раз [12]. Сложность поиска путей снижения $\gamma_{эфф}$ заключалась в том, что в указанные годы ещё не была определена природа потерь энергии, сопровождающих рост трещин нормального отрыва в диэлектрических минералах. Но ответ на этот вопрос был рядом: исследованиями ученых научной школы академика Б.В. Дерягина и др. [13] было установлено, что:

- на поверхностях, возникающих при разрушении минералов-диэлектриков, появляются разноименные, свободные электрические заряды плотностью q_0 ;

- поверхность диэлектрического минерала, полученная сколом в вакууме, эмитирует электроны высокой энергии;

- разрушение диэлектрических минералов в воздухе сопровождается импульсной электромагнитной эмиссией.

М.С. Мециком еще в 50-60-ые годы минувшего века было экспериментально показано [8], что работа расщепления слюды в различных условиях определяется исключительно изменением электрических сил.

Механические потери энергии электростатической природы $\gamma_{пз}$, зависящие от величины q_0 , были введены в механику разрушения в [14]. Притяжение разноименных электрических зарядов, возникающих на противоположных сторонах трещины нормального отрыва, приводит к росту трещиностойкости минерала. Но одновременно в момент появления зарядов начинается и их релаксация. Это вызывает снижение $\gamma_{пз}$ и σ минерала-диэлектрика во времени t в соответствии с величиной времени релаксации электрических зарядов в диэлектрике T_d (ток релаксации j_1) и в жидкости $T_ж$, проникающей в вершину растущей трещины через её полость (ток j_2) [15].

Возможности жидкости в обеспечении эффекта Ребиндера зависят от электрофизического состояния диэлектрика, определяющего величину T_d , от свойств жидкости, определяющих $T_ж$ и скорость её поступления в вершину трещины. Появление эффекта Ребиндера вызовет электропроводящая жидкость, проникающая в вершину трещины через её полость и обеспечивающая протекание большего тока, чем через разрушаемый диэлектрик: $j_2 \gg j_1$. Величина эффекта будет снижаться при увеличении тока j_1 , т.е. по мере снижения T_d диэлектрика.

Чувствительность σ диэлектрического минерала к действию жидкости определяют величины q_0 и T_d : чем они больше, тем более предрасположен этот минерал к проявлению эффекта Ребиндера. Так как природа электропроводности минералов-диэлектриков примесная, то величина эффекта будет изменяться в зависимости от чистоты каждого образца. Отсутствие контроля электрофизического состояния образцов диэлектрика обеспечит большой разброс величины эффекта.

Увеличить T_d диэлектрика до предельно большого значения и обеспечить рост эффекта Ребиндера при разрушении этого диэлектрика можно искусственным удалением из него электролитических загрязнений длительной термовакуумной тренировкой образцов. В этом случае минимальный ток j_1 обеспечит относительное постоянство плотности зарядов продолжительное время и эффект Ребиндера будет определяться величиной q_0 : чем больше q_0 , тем большим будет эффект Ребиндера в присутствии электропроводящей и маловязкой жидкости; будет ярче выражена зависимость σ диэлектрика от электропроводности жидкости [16]. При проникновении через полость в вершину растущей трещины электропроводящий водный раствор обеспечит быстрое снижение σ до равновесного значения σ_p , определяемого величиной первичного дефекта и значением γ_0 диэлектрика [17]. Такое разупрочняющее действие окажут водные растворы ионогенных соединений (электролиты, ионогенные ПАВ). При разрушении образцов диэлектрика, не подвергнутых упомянутой тренировке, эффект Ребиндера будет всегда меньше.

Отсутствовать же эффект Ребиндера будет тогда, когда раствор, в присутствии которого происходит разрушение диэлектрика, обладает столь большой электропроводностью, что введение в него дополнительных ионов не вызовет роста исходной электропроводности. Такая ситуация возникает при бурении скважин: в буровые растворы на водной основе для выполнения ими различных технологических задач уже на стадии приготовления вводят химические вещества, в том числе и ионогенные, такой концентрации, что добавление в раствор ионогенного понизителя твёрдости для роста механической скорости бурения уже практически не меняет величину $T_{ж}$. Отсутствовать эффект Ребиндера будет и при выполнении условия $T_{д} < T_{ж}$, которое возникает при разрушении диэлектрика, обладающего большим влагопоглощением и хорошо растворяющимся в воде.

В отличие от одноосного растяжения образца горной породы, когда именно эффект Ребиндера определяет снижение σ и развитие магистральной трещины, при вдавливании индентора в образец породы под пятном контакта реализуется сдвиговое разрушение и эффект Ребиндера не является единственным механизмом, способствующим его наступлению.

Эффект Ребиндера при вдавливании индентора в образец горной породы в лабораторных условиях проведения эксперимента, когда в качестве бурового раствора используется дистиллированная вода, в которую вводят ионогенные химические соединения, облегчает измельчение компонент породы под пятном контакта и подготавливает возникновение сдвигового разрушения. Ускорит наступление сдвига такое химическое соединение, которое одновременно с ростом электропроводности раствора обеспечит сохранение подвижности частицам ПМ в ядре сжатия и уменьшение сжимаемости раствора. Сдвиговое разрушение при меньшем усилии вдавливания F будет инициировано ростом порового давления в изолированных порах при снижении сжимаемости раствора. При уменьшении сил внешнего трения также будет снижаться величина порового давления, вызывающая сдвиговое разрушение под индентором.

Результатом вдавливания индентора в сухой образец горной породы в присутствии сухого воздуха будут максимальные значения не только твердости $P_{ш}$ образца горной породы, но и объема V возникающей при выколе лунки, толщины d компактированного нароста, упругой энергии E , запасенной в наросте на нелинейном участке вдавливания.

Максимальные значения перечисленных величин обеспечиваются не только максимальными потерями энергии электростатической природы в указанных условиях вдавливания, но и максимальной величиной сухого зернограничного трения, касательного напряжения в ПМ ядра сжатия, вызывающего сдвиговую деформацию, дилатансию и выкол.

Уменьшение величин $P_{ш}$, V , d , E при вдавливании индентора в сухой образец горной породы, но в присутствии электропроводящего раствора обеспечивается снижением всех компонент A_p , A_T , $A_{эфф}$, $A_{ну}$, определяющих энергоёмкость A вдавливания индентора. Электропроводящий раствор вызовет снижение величины A_p . Одновременно раствор, будучи «третьим телом» в виде тонкой пленки между контактирующими частицами ПМ, уменьшает внешнее трение на адгезионных и когезионных контактных поверхностях измельчающихся

минералов, обеспечивает рост подвижности частиц ПМ. Это приведёт к снижению толщины компактированного нароста вплоть до его полного исчезновения при большом снижении внешнего трения. Рост подвижности частиц ПМ обеспечит снижение твёрдости горной породы, масштаба разрушения V , величины накопленной упругой энергии E . Последнее приведет к снижению динамичности выкальвания. Уменьшение сжимаемости возникающих растворов окажет стимулирующее действие на развитие сдвигового разрушения.

Так как уменьшение величин A_p , A_T , $A_{эфф}$, $A_{ну}$ при вдавливании индентора в присутствии растворов обеспечивает снижение $P_{ш}$, V , d , E различными механизмами (уменьшение эффективной энергии разрушения, снижение внешнего трения и сжимаемости раствора), то это, возможно, позволит подойти к раскрытию природы избирательного действия растворов: минимальные значения величин $P_{ш}$, V , d , E обеспечит такая концентрация ионогенного соединения, при которой возникает раствор,

- электропроводность которого обеспечивает рост удельной поверхности ПМ при меньшей величине F ,
- обеспечивающий значительное снижение внешнего трения на контактах частиц в ПМ,
- сжимаемость которого существенно уменьшилась.

Вдавливании индентора в образец горной породы, сохранивший естественную влажность, в присутствии различных жидкостей не обнаружит эффекта Ребиндера, так как электропроводящая поровая вода активно вмешается в релаксацию зарядов и не предоставит возможность жидкостям проявить свою индивидуальность.

При бурении скважин буровой раствор приобретает большую электропроводность уже на стадии его приготовления, а горная порода забоя скважины находится в состоянии естественной влажности. По этой причине в буровой раствор необходимо вводить соединения, которые обеспечат максимальное снижение сил внешнего трения и сжимаемости фильтрата раствора. В этом случае можно ожидать увеличения механической скорости бурения. Но эффект Ребиндера к этому не будет иметь никакого отношения.

Изменение взгляда на природу остаточной деформации, возникающей в горной породе под пятном контакта, расширяет не только возможности жидкости в снижении $P_{ш}$ породы. Например, выкол можно обеспечить, не доводя F до значения F_B (рис. 1), если действовать на образец породы силой $F^* = \text{const}$: $F_A < F^* < F_B$. Выкол произойдет спустя время t^* действия нагрузки F^* . Длительность задержанного выкола определяется величиной F^* и силами внешнего трения в ядре сжатия.

Так как в основу методики определения механических свойств горных пород Л.А. Шрейнером положено представление о пластической деформации породы под пятном контакта, то такое задержанное разрушение, вызываемое силой $F^* = \text{const}$, ранее считалось невозможным [18, стр. 29]. Между тем, оно реально существует [19].

Выводы

1. Появление остаточной деформации в горной породе под пятном контакта при вдавливании индентора связано с возникновением трехосного неравнокомпонентного напряженного состояния сжатия, измельчением компонент породы, компактированием продуктов измельчения.

2. Появление сыпучего материала под пятном контакта показывает необходимость привлечения для описания

механизма разрушения горной породы вдавливанием индентора ключевых понятий, используемых для описания поведения сыпучих сред: внешнее трение и дилатансию.

3. Переход от одноосного растяжения образцов горных пород, минералов-диэлектриков к разрушению их сжатием расширяет возможности жидкости в обеспечении снижения твёрдости горной породы, прочности минералов. Твёрдость породы будет снижаться тогда, когда имеется возможность искусственного увеличения электропроводности фильтрата бурового раствора, снижения его сжимаемости и сил внешнего трения.

4. Твёрдость породы, толщина d компактированного нароста, величина запасенной в нем упругой энергии E и объем V возникающей при выколе лунки изменяются симбатно.

5. Силу Δf можно зафиксировать при исследовании задержанного выкола, возникающего при $F = \text{const}$.

6. Оценить величину сил внешнего трения, обеспечиваемых жидкостью, в присутствии которой происходит вдавливание индентора, можно на упругой стадии вдавливания.

7. Никаких пустых надежд, связанных с увеличением механической скорости бурения скважин с помощью эффекта Ребиндера не появилось бы, если бы изначально в качестве жидкости, в присутствии которой происходило разрушение горных пород, бралась не дистиллированная вода, а фильтрат бурового раствора.

Автор статьи, исследуя влияние жидкостей и растворов на разрушение горных пород вдавливанием индентора, обращал внимание на результаты вдавливания, подтверждающие часть приведенных выше выводов:

- максимальная толщина компактированного нароста наблюдается при вдавливании индентора в сухой образец горной породы; увлажнение образца приводит к визуально снижению толщины нароста; при вдавливании индентора в присутствии электропроводящего водного раствора нарост либо очень тонок, либо отсутствует;

- уменьшение твёрдости горной породы в присутствии проводящего раствора сопровождается снижением запасенной упругой энергии (исчезает динамизм при выкалывании), объема возникающей лунки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1994. - 261 с.
2. Евсеев В.Д., Епихин А.В. Возможности снижения агрегатной твердости горных пород. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди ЭС Дриллинг», 2012. - №3. - с. 24–29.
3. Поль Б. Макроскопические критерии пластического течения и хрупкого разрушения. - Разрушение. В 7 томах. Под ред. Г. Либовица. т.2. Математические основы теории разрушения. - М.: МИР, 1975. - с. 336-520.
4. Ревнивцев В.И., Гапонов Г.П., Зарогатский Л.П. и др. Селективное разрушение минералов (под ред. В.И. Ревнивцева) - М.: Недра, 1988. - 286 с.
5. Жорин В.А. Процессы в полимерах и низкомолекулярных веществах, сопровождающие пластическое течение под высоким давлением. // Высокомолекулярные соединения. - М.: Издательство «Наука», 1994. - т.36. -№4. - с. 559–579.
6. Ревуженко А.Ф. Механика сыпучей среды. - Новосибирск: ЗАО ИПП «ОФСЕТТ», 2003. - 373 с.
7. Евсеев В.Д. Влияние жидкости на измельчение неорганических диэлектриков. // Газовая промышленность. - М.: ОАО «Газпром», 2014. - №8. - с. 90–95.
8. Мецик М.С. Физика расщепления слюды. - Иркутск: Вост.- Сиб. кн. изд-во, 1967. - 278 с.
9. Берденников В.П. Измерение поверхностного натяжения твердых тел. // Журн. физ. химии. - М.: 1934. - т.5. - №2–3. - с. 358–371.
10. Субботина Е.П. Сборник физических констант и параметров. - Л.: ЛГУ, 1967. - 148 с.
11. Щукин Е.Д. Влияние активной среды на механическую устойчивость и повреждаемость поверхности твердого тела. - Вест. Московского ун-та. сер. 2. - М.: Химия, 2012. - т. 53. - №1. - с. 50–72.

REFERENCES

1. Spivak A.I., Popov A.N. The destruction of rocks at drilling of wells: Textbook for universities. - M.: Nedra, 1994. - 261 p.
2. Evseev V. D., Epihin A. V. The possibility of reducing the aggregate hardness of rocks. - Petroleum engineer. - M.: LLC "IDS Drilling", 2012. - #3. - p. 24-29.
3. Pol' B. Macroscopic criteria for plastic flow and brittle fracture. - The destruction. In 7 volumes. Ed. by G. Liebowitz. vol. 2. Mathematical foundations: the destruction theory. - M.: MIR, 1975. - p. 336-520.
4. Revnivtsev V.I., Gaponov G.P., Zarogatskij L.P. et al. Selective destruction of minerals (ed. by V.I. Revnivtsev) - M.: Nedra, 1988. - 286 p.
5. Zhorin V.A The processes in polymers and low-molecular substances accompanying plastic flow under high pressure. High molecular compound. - M.: Nauka, 1994. - vol. 36. - #4. - p. 559-579.
6. Revuzhenko A.F. Mechanics granular medium.- Novosibirsk: CJSC "IPP OFFSET" 2003. - 373 p.
7. Evseev V.D. The influence of fluid to the grinding of inorganic dielectrics. Gas industry. - M.: PJSC "Gazprom", 2014. - #8. - p. 90-95.
8. Мецик М.С. Physics of splitting of mica.- Irkutsk: Eastern. - Sib.kn.publishing house, 1967. - 278 p.
9. Berdennikov V.P. Measurement of surface tension of solids. Transactions: physical chemistry. - M.: 1934. - T. 5. - #2-3. - p. 358-371.
10. Subbotina E.P. A collection of physical constants and parameters. - L.: Leningrad state University, 1967. - 148 p.
11. Shchukin E.D. The effect of an active environment on the mechanical stability and damageability of the surface firm body. Transactions: Moscow University. ser. 2. - M.: Chemistry, 2012. - V. 53. - #1. - p. 50-72.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

12. Бартенев Г.М. Сверхпрочные и высокопрочные неорганические стекла. - М.: Стройиздат, 1974. - 240 с.
13. Евсеев В.Д., Яворович Л.В. Современное состояние проблемы оценки напряженного состояния горных пород по параметрам электромагнитной эмиссии. Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа: Матер. междунар. научно-техн. конф. «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства». - Томск: Изд-во ТПУ, 2001. - с. 78–86.
14. Евсеев В.Д. Электрические потери энергии при разрушении диэлектриков. тез. докл. Всесоюз. конф. «Физика диэлектриков». - Караганда: 1978. - с. 87–88.
15. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород. // Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2011. - №11. - с. 36–38.
16. Евсеев В.Д. Электропроводность неорганического диэлектрика и жидкости – основа эффекта П.А. Ребиндера. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. - №2. - с. 52–57.
17. Евсеев В.Д. К вопросу о природе временной зависимости прочности неорганических диэлектриков. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. - №1. - с. 48–52.
18. Шрейнер Л.А., Петрова О.П., Якушев В.П. и др. Механические и абразивные свойства горных пород. - М.: Гостоптехиздат, 1958. - 202 с.
19. Евсеев В.Д. Реализация задержанного разрушения горных пород при вдавлении индентора и стимулирование его жидкостью. // Известия Томского политехнического университета. - Томск: Томский политехнический университет, 2011. - т.318, - №1. - с. 78–82.

REFERENCES (ending)

12. Bartenev G.M. Heavy-duty and high-strength inorganic glass. - M.: Stroizdat, 1974. - 240 p.
13. Evseev V.D., Yavorovich L.V. Current state of the problem of evaluation of the stress state of rocks in the parameters of electromagnetic emissions. Geological and mining education. Geology of oil and gas.: International. science and technology. Conference. "Mining and geological education in Siberia. 100 years in the service of science and industry". - Tomsk: TPU Publishing house, 2001. - p. 78-86.
14. Evseev V.D. Electric energy losses in the destruction of dielectrics Abstracts. report. All-Union conference. "Physics of dielectrics". -- Karaganda: 1978. - pp. 87-88.
15. Evseev V.D. The nature of the Rebinder effect in the fracture of rocks. Oil industry. - M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2011. - #11. - p. 36-38.
16. Evseev V.D. Electrical conductivity of inorganic dielectric and liquid – based P. A. Rehbinder's effect. – Petroleum engineer. - M.: LLC "IDS drilling", 2013. - #2. - p. 52-57.
17. Evseev V.D. About the nature of the time dependence of the strength of inorganic dielectrics. - Petroleum engineer. - M.: LLC "IDS drilling", 2013. - #1. - p. 48–52.
18. Shrejner L.A., Petrova O.P., Yakushev V.P. et al. Mechanical and abrasive properties of rocks. – M. Gostoptekhizdat, 1958. - 202 p.
19. Evseev V.D. Implementation of detainee destruction of rocks during indentation of the indenter and stimulation with fluid. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. - Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2011. - vol. 318, - #1. - p. 78-82.

УДК 622.24:622.23.01

Модели *in situ* в разведочном и параметрическом бурении

С.В. Синев - канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник
(МНПП «Дриллэксп»)

Введение

С переходом на вращательное бурение в 1910 году делались попытки установления модели бурения для оптимизации параметров бурения и выбора лучшего

долота с задачей уменьшения стоимости процесса строительства скважины. Моделирование процесса формировалось как в математическом, так и в физическом (экспериментальном) направлении. В.С. Федоров (1942)

предложил модель в виде степенной зависимости механической скорости бурения от нагрузки на долото и частоты его вращения $V(G, n)$. Одной из первых попыток оптимизации процесса бурения, по мнению зарубежных специалистов [3], представлена в исследовании Graham J.W. and Muench N.L. (1959). Родоначальниками аналитических моделей принято считать Е.М. Galle and H.B. Woods (1963). Совершенствование математического моделирования статистической обработкой данных ряда пробуренных скважин «подходом к оптимальному бурению множественной регрессией...» сделали Bourgoyne A.T. Jr. and Young F.S. Jr. (1974). Их метод непрерываеи и совершенствуется вот уже 40 лет. R. Teale (1965) считается основателем экспериментального моделирования с механической удельной энергией, а затем и гидравлико-механической удельной энергией. Как в отечественной практике, так и за рубежом используется большое количество физических моделей, выполняющих ту или иную задачу. Пример отечественного варианта - «модели бурения *in situ*» (1985). Последней из зарубежных физических моделей бурения, применяемых для «оптимизации» параметров режима, тест Drill-off (1995). В строительстве разведочных и параметрических скважин математические модели применяются весьма редко, немного чаще модель механической удельной энергии. Это обусловлено спецификой видов бурения.

Целью представленной работы является определение возможности использования при строительстве разведочных и параметрических скважин менее затратной, получаемой в процессе бурения физической модели *in situ* (1985). Актуальность работы заключается в том, что эксплуатацию и оптимизацию «моделей бурения *in situ*» можно применять здесь же на буровой установке (БУ), выбирая долото и параметры бурения в «режиме реального времени». Модель позволяет определять буримость горных пород, их твердость в забойных условиях и состояние ствола скважины. Новизна состоит в том, что модель определяется непосредственно в процессе бурения скважины в 2D или 3D, полностью готовая к исследованиям. В работе кратко анализируются методы получения «моделей *in situ*» с учетом затраты времени, в том числе, в сравнении с тестом Drill-off. Исследуется развитие зависимости скорости бурения от нагрузки на долото и частоты его вращения в качестве модели бурения. Демонстрируются реальные модели в графическом исполнении 2D и 3D. Рассматривается возможность применения «моделей *in situ*» в бурении разведочных и параметрических скважин и причин недоиспользования других моделей, кроме теста Drill-off.

В последнем разделе дается рекомендация на реализацию «моделей бурения *in situ*» для выбора параметров бурения и наилучших долот при строительстве разведочных и параметрических скважин. Рекомендованы долото лучшее по проходке и три долота лучшие по скорости бурения с превосходством над серийными от 60% до 300%.

В заключении отмечается, что «модель бурения *in situ*» доступная физическая модель экспериментального направления, оперативно устанавливаемая непосредственно в процессе бурения, вполне пригодна для оптимизации параметров и выбора долота в «режиме реального времени» при строительстве разведочных и параметрических скважин.

Математические модели процесса бурения

Модели процесса бурения в виде зависимости механической скорости бурения от нагрузки на долото и частоты его вращения $V(G, n)$ были сформулированы В.С. Федоровым к 1942 году. По [3] в 1959 году Graham J.W. and Muench N.L. первыми аналитически оценивали комбинации нагрузки на долото и частоты вращения, чтобы получить эмпирические математические выражения для стойкости долота и скорости бурения в зависимости от глубины, частоты вращения и нагрузки на долото. (Graham J.W. and Muench N.L., "Analytical Determination of Optimum Bit Weight and Rotary Speed Combinations," SPE 1349-G, Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, TX, October 1959).

По мнению [1] родоначальниками аналитических моделей считают Е.М. Galle and H.B. Woods. Они представили пионерскую работу, которая создала прорыв в технологии бурения, в аспекте оптимизации (Galle, E.M. and H.B. Woods, 1960. Variable weight and rotary speed for lowest drilling cost. Proceeding of the AAODC Annual Meeting, New Orleans). Необходимые условия для оптимальной нагрузки находятся с помощью классического вариационного исчисления с действующими ограничениями в виде интегральных уравнений. Предположения, сделанные Е.М. Galle and H.B. Woods, применяются к любой операции оптимизации и основаны на трёх основных уравнениях. Три формулы представляют скорость бурения, скорость износа вооружения долота и срок службы подшипников. В уравнениях фактор абразивности учитывается коэффициентом буримости породы и вместе с коэффициентом бурового раствора, являются функциями типа долота, гидравлики, бурового раствора и породы. Таким образом, были созданы эмпирические соотношения влияния нагрузки на долото, частоты вращения, и разрушения структуры, износ на скорость бурения, скорости износа зубцов и срок службы подшипников.

Е.М. Galle and H.B. Woods (1963) предложили методы для определения: наилучшего сочетания постоянной нагрузки на долото и частоты его вращения; лучшей постоянной нагрузки для любой частоты вращения; и лучшей постоянной частоты вращения для любой заданной нагрузки (Galle E.M. and Woods H.B., Best Constant Weight and Rotary Speed for Rotary Rock Bits, 1963 AIME Drilling and Production Practice, pages 48-55). Для каждой из процедур они представили восемь случаев с учетом комбинаций долотных зубцов и стойкости подшипников, и пределы скорости бурения экономичной стойкости долота. Они установили эмпирические уравнения воздействия нагрузки на долото, частоты вращения, и изнашивающую способность породы на скорость бурения, скорости износа зубцов и срок службы подшипника.

К эмпирическим моделям [2] относит и модель Т.М. Warren (1987) идеальной очистки забоя. Модель коррелирует скорость бурения, нагрузку на долото, частоту его вращения, твердость породы и диаметр долота (Warren T.M., (1987), Penetration – Rate Performance of Roller – Cone Bits. SPE, Amoco Production Co). Модель несовершенной очистки построена Т.М. Warren (1987) на модели идеальной очистки, также состоящей из модифицированной ударной силы и свойств промывочной жидкости, чтобы уделить внимание удалению шлама. Выведенное уравнение показывает на постоянный переход от образования шлама к его

удалению, как определяющий фактор скорости бурения. Изменение расстояния от гидромониторной насадки до забоя связывается в уравнении размером долота.

Коренное изменение в математическом моделировании процесса бурения совершили Bourgoyne A.T. Jr. and Young F.S. Jr. (1974) статистической обработкой данных 25 пробуренных скважин «подходом к оптимальному бурению множественной регрессией...».

Основное уравнение этой модели состоит из 8 подфункций, которые действуют и имеют значительное влияние на скорость бурения V :

$$V = f_1 \times f_2 \times f_3 \times f_4 \times f_5 \times f_6 \times f_7 \times f_8$$

где f_1 - эффект прочности (твёрдости) породы;
 f_2 - эффект глубины и плотности (сжатия) породы;
 f_3 - влияние порового давления;
 f_4 - эффект перепада давления;
 f_5 - эффект диаметра долота и нагрузки на него;
 f_6 - эффект частоты вращения долота;
 f_7 - эффект износа зубьев долота по увеличению проходки;

f_8 - эффект ударной силы гидравлической струи долота. Эти восемь субуравнений полностью описывают математическую модель процесса бурения (Bourgoyne Jr., A.T., Young Jr., F.S., 1974, A Multiple Regression Approach to Optimal Drilling and Abnormal Pressure Detection, SPE Journal, Vol. 14(4): 371-384). Авторы предложили использовать модели скорости проходки линейного бурения и выполнили анализ множественной регрессии для выбора оптимизированных параметров бурения. Они использовали формулу минимальной стоимости, показывая, что максимальная скорость проходки может совпадать с минимальными затратами, если технические ограничения не приняты во внимание. Вот уже 40 лет ведутся исследования и разработки одной из наиболее всеобъемлющих моделей, которая рассматривает влияние глубины, характеристики разбуриваемой породы, размер долота, механические факторы процесса бурения (нагрузка на долото и частота вращения), и свойства бурового раствора, что позволяет каждой из численных (статистических) моделей быть скорректированными путем подгонки коэффициентов перед множественным регрессионным анализом.

Оригинальная модель Bourgoyne A.T. Jr. and Young F.S. Jr. (1974) позволяет вносить изменения в неё, добавляя больше функций для решения конкретных задач. Если [3] считает, что добавление крутящего момента будет иметь неопределимое значение, а включение транспортировки обломков горной породы, в качестве функции в общий уровень проходки будет очень полезно, то совершенствования в [4] решают проблему оптимизации в конкретной скважине термобурения, а в [5] - бурения солевых куполов.

Здесь следует напомнить еще об одном коренном аспекте изменения в моделировании вообще. Simmons E.L. (1986) одним из первых осуществил исследования по оптимизации в режиме реального времени бурения. Сочетание современных технологий оптимизированного бурения с «реальным временем» почти всегда экономит время, повышает эффективность бурения, снижает возможность образования разрушительных последствий и, в конечном счете, уменьшает общие расходы на бурения (Simmons E.L., "A Technique for Accurate Bit Programming and Drilling Performance Optimization," IADC/SPE 14784,

Drilling Conference, Dallas, TX, February 1986). Передача данных от, как правило, удаленного места бурения в поддерживающий офис и обратно после оптимизации, была инициирована с самого начала нового тысячелетия.

Несмотря на все достижения в области коммуникации и компьютерных технологий анализ литературы не выявил использования оптимизации буровой техники с помощью статистического синтеза в режиме реального времени [3].

Экспериментальные модели процесса бурения

В [2, 6] приведены понятия механической удельной энергии (MSE), определенные R.Simon (1963 г.) и R.Teale (1965 г.) как качественное соотношение между необходимым количеством энергии и разрушенным объемом горной породы в скважине. Тем не менее, именно R.Teale считается основателем экспериментального моделирования (Teale, R., 1965, "The Concept of Specific Energy in Rock Drilling," Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 2, pp. 57-73.) поскольку он вывел уравнение MSE. Он и сегодня популярен среди исследователей [2, 7]. Уравнение удельной энергии R.Teale:

$$MSE = \frac{480 \cdot Tor \cdot RPM}{DIA^2 \cdot ROP} + \frac{4 \cdot WOB}{DIA^2 \cdot \pi}$$

где T_{or} - крутящий момент;
 DIA - диаметр бурового долота;
 RPM - частота вращения долота;
 WOB - нагрузка на долото;
 ROP - скорость проходки.

Лабораторные тесты показали, что MSE остается относительно постоянной, независимо от изменения нагрузки на долото (WOB), частоты его вращения (RPM) или скорости проходки (ROP).

Когда долото работает с максимальной эффективностью, отношение энергии к объему породы будет оставаться относительно постоянным. Эта связь используется в оперативном регулировании параметров бурения, таких как, нагрузка на долото или частота его вращения, чтобы избежать нарушения и управлять буровым процессом.

MSE была использована для оценки эффективности бурения долотом (H.Rabia 1985г.), анализа производительности бурения первой скважины (R.C. Pessier and M.J. Fear 1992 г.), а в последнее время, как инструмент в «режиме реального времени» для максимизации скорости проходки и получения более объективной оценки эффективности бурения (D. Curry, H. Christensen, M. Fear, A. Govzitch, B. Huges, and L. Aghazada, 2005 г.; F.E. Dupriest and W.Keoderitz, 2005 г.; F.E.Dupriest, 2006 г.). Показатели бурения часто ограничиваются факторами, которые бурильщик не контролирует и не может зафиксировать в документах. F.E. Dupriest (2005 г.) классифицирует факторы, определяющие скорость проходки в двух категориях: факторы, которые снижают эффективность и факторы, которые ограничивают подачу энергии. К трём основным причинам первой категории факторов относятся: сальникообразование на долоте, сальникообразование на забое и вибрации инструмента. Ограничить ввод энергии могут такие факторы, как эффективность очистки ствола, целостность ствола, номинальное дифференциальное давление движущегося раствора, ограничения частоты вращения и т.д.

Модель MSE является оперативным инструментом для оптимизации скорости проходки и технического

предела бурения. Механическая удельная энергия это рассчитываемая работа, которая выполняется для разрушения определенного объема породы.

В оптимальном применении различных видов долот, введенных для решения задач по управляемым системам, расчет эффективности бурения ведется по комплексной гидромеханической удельной энергии (*HMSE*) [8]. С увеличением глубины возрастает проблема эффективного использования имеющейся энергии [9]. Гидро *MSE* (*HMSE*) охватывает гидравлическую и механическую энергию, т.е. то количество энергии, которое необходимо для разрушения единицы объема породы и удаления ее из-под долота.

По данным [10], W.C. Maurer, et al. (1969), D.A. Summers, et al. (1972), J.J. Kollí (1999, 2000) представили удельную энергию, основанную исключительно на гидравлической энергии, доступной на струях гидромониторного долота. M.R. Isbell, et al. (1994) пришли к выводу, что гидравлическая конфигурация важна, чтобы уменьшить удельную энергию.

По мнению автора работы [4] вся оптимизация завязана вокруг долота. Разрабатываемые модели предназначены для оптимизации процесса бурения, для выбора наилучшего долота и достижения скорости с целью получения минимальной стоимости [3]. И только автор [2] считает, что окончательный выбор долота проводят на буровой. Инженер по бурению должен быть в состоянии правильно выбрать, управлять и оценивать долото.

К физическим моделям относятся большое количество стендовых моделей, включая [11], которые пересчитывают через коэффициенты подобия переходят в реальное бурение. Сюда же относится и реальное (экспериментальное) бурение натуральных скважин натурными долотами с исследованиями и оптимизацией натуральных параметров, включая «модель бурения *in situ*» и тест Drill-off.

Модель бурения *in situ*

В практике бурения предпочтительна весьма доступная физическая модель экспериментального направления, устанавливаемая непосредственно в процессе бурения в промежутке времени $t \rightarrow 0$ и чтобы установление зависимости $V(G, n)$ не занимало время в запланированном на бурение. «Модель бурения *in situ*» (*in situ* с лат. – «на месте» события, т.е. здесь и сейчас), это модель, устанавливаемая в процессе бурения непосредственно на буровой площадке. Модель включает в себя не только сочетания типа (модификации) долота и физико-механических свойств, проходимых горных пород с учетом забойных условий, характеристик очищающего забой агента и т. д., но и состояния ствола скважины и компоновки бурильного инструмента. Выстраиваемая модель с одной стороны обобщает воздействие всех влияющих факторов на эффективность процесса бурения, с другой – конкретизирует степень этого воздействия отдельными параметрами.

Разработка модели проводилась, начиная с 1974 года во ВНИИ буровой техники при модернизации стенда СВД-1000 (1000 атм) [12], предназначенного для поддержки бурения Кольской сверхглубокой скважины СГ-3. В процессе модернизации был разработан датчик проходки с разрешающей способностью измерений 0,1 мм, который позволял снимать график зависимости скорости V бурения от любого задаваемого

(исследуемого) параметра на 20–25 мм проходки при разбуривании kernового материала. Графики зависимостей (с колоссальным разбросом данных), на построение которых до модернизации уходило месяцы, строились в течение нескольких часов. Еще одна разработка – датчик скорости бурения в паре с двухкоординатным потенциометром выдавал готовый график зависимости 2D в формате A4, а синтез, например, нескольких графиков зависимости $V(G)$, полученных при разных n , формировал $V(G, n)$ в 3D.

Аналогичный датчик проходки был изготовлен в нескольких экземплярах для работы на БУ при бурении натуральных нефтегазовых скважин. Разрешающая способность измерений перемещения рабочей трубы этих датчиков составляла 1 мм.

В процессе разработки «модели бурения *in situ*» решались задачи минимизации проходки, достаточности количества точек замера скорости бурения в достоверности построения зависимостей, задачи исключения дискомфорта буровой бригады. К 1984 году было построено значительное число «моделей бурения *in situ*» на большом количестве строящихся скважин от Заполярной Амдермы до Астрахани и Казахстана. Графики снимались в начале долбления, после наращивания инструмента и в ситуации эксцесса V , как при роторном, так и турбинном бурении. Для построения графика зависимости $V(G)$ и $V(G, n)$ как, оказалось, достаточно проходки 0,2–0,3 м. Если Ю.Ф. Потапов и др. (1971) проанализировав 16 моделей бурения сделал вывод, что единой модели не существует (Потапов Ю.Ф., Махонько В.Д., Шевалдин П.Е. Исследование зависимостей показателей работы долот от параметров режима бурения. Научно-технические обзоры, М., ВНИИОЭНГ, 1971), то автор представленной работы утверждает, что моделей бурения бесчисленное множество.

В 1985 г. была изменена тактика построения моделей, после чего они приобрели статус «*in situ*». Съемка уже не занимала какого-либо времени бурения. Использовался известный способ нагружения долота до максимально допустимой нагрузки с захватом подачи инструмента и выработыванием забоя до окончания перемещения стрелки ГИВ. Перемещения, зафиксированные во времени, пересчитывались в некую условную $V(G)$, т.е. в «модель бурения *in situ*». Совмещение графиков, снятых на разных скоростях ротора, оформлялось в 3D график зависимости $V(G, n)$.

Для получения зависимости в реальных единицах используется прямой метод. Пошаговым нагружением долота фиксируется изменение скорости бурения. Или автоматическим регулятором подачи долота при подведении долота к забою задается конкретная скорость бурения, близкая к скорости предыдущего долбления, производится бурение до достижения предельно допустимой нагрузки. Изменения нагрузки, зафиксированные во времени, пересчитываются в скорость бурения. Сегодня наблюдения и пересчет ведется компьютерными программами с выводом модели на монитор бурильщика, где он может самостоятельно принять решение или в «режиме реального времени» переслать данные в поддерживающий офис.

Проработан также и ручной способ получения «модели бурения *in situ*» – съемка видеоклипа изменений показаний ГИВ и перемещения рабочей трубы на фотоаппарат типа «мыльница» с последующей кадровой расшивкой.

Влияние нагрузки на долото и частоты его вращения на скорость бурения.

Все разрабатываемые модели предназначены для оптимизации выбора наилучшего долота и, в основном, нагрузки на долото и частоты его вращения. Не исключением стала и «модель бурения *in situ*». В связи с этим целесообразно рассмотреть некоторые особенности зависимости $V(G)$ и $V(n)$.

Большинство авторов приведенных выше моделей принимают степенную зависимость скорости бурения от нагрузки на долото с варьированием степени в широком диапазоне. На рис. (1, а) в построенной Л.И. Шрейнером и др. (1958 г.) по результатам исследования физико-механических свойств горных пород зависимость $V(G)$ близка к параболической (Шрейнер Л.А. и др. Механические и абразивные свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1958, 202 с.). По данным Б.А. Жлобинского (1970) зависимость $V(G)$ разворачивается в некую ступеньку, рис. (1, b) (Жлобинский Б.А. Динамическое разрушение горных пород при вдавливании. М., Недра, 1970. 152 с.). В.С. Федоров (1958) развернул график зависимости в надежную ступеньку, рис. (1, c) (Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. М., Гостоптехиздат, 1958. 215 с.) с рассмотрением степени очистки забоя. По данным Л.А. Шрейнера (1968) зависимость $V(G)$ и вовсе ступенчатая, рис. (1, d) (Шрейнер Л.А. и др. Деформационные свойства горных пород при высоких давлениях и температурах - М.: Недра, 1968 - 358с.).

«Стартовые» параметры начала бурения В.С. Федоров выводит в область на некоторое значение скорости проходки и нагрузки на долото (рис. 1, c). Построение графика зависимости $V(G)$ из начала координат, а также принятие нулевого значения за начало процесса бурения неверно [5, 13]. Следует отметить, что конфигурация графика зависимости $V(G)$ изменялась хронологически с проявлением специфических особенностей взаимодействия бурильного инструмента со скважиной по мере исторического увеличения длины колонны УБТ. К 80-ым годам прошлого столетия длина тяжелого низа инструмента достигала 350 м и в графике зависимости $V(G)$, приведенного на рис. (1, d) прибавилась еще одна ступень, после чего он стал окончательно трёхступенчатым [14].

При бурении микродолотами диаметром 33 мм на стенде СВД-1000 с моделированием забойных условий глубокой скважины [11], долотами диаметром 94 мм

и долотами диаметром 215,9 мм на стенде ЗиФ1200, а также долотами диаметром 215,9 мм на станках БСВ и 2СБШ-200 при бурении взрывных скважин глубиной 14-15 м зависимость $V(G)$ линейна, начиная со «стартовой» нагрузки. В горнорудной отрасли на карьерах Докучаевского флюсо-доломитного комбината и Новотроицка, на карьере Нарвского «Фосфорита» и «Эстонсланец» Кохтла-Ярве, на предприятиях Алмалыка в Узбекистане и Асбеста Свердловской области, где проводились исследования по отработке долот, установлена зависимость $V(G)$ близкая к линейной. В глубоком бурении роторным способом, в начале нагружения долота после «стартовых» значений до $6 \cdot 10$ кН, зависимость $V(G)$ также линейна. Затем, после потери тяжелым низом (УБТ) устойчивости, когда вся нагрузка на долото сосредотачивается поочередно на одной шарошке, процесс бурения активизируется ($6-8 \cdot 10$ кН) в так называемом «интервале нагрузок интенсивного роста скорости бурения» (ИНИРСБ). При дальнейшем нагружении, когда ось долота «вгоняется» в соосность скважины, зависимость $V(G)$ стабилизируется. Этот эффект обеспечивает превосходство реального бурения по скорости над стендовым. Эффект скачкообразности процесса (ступенчатость) в физике достаточно известен и обусловлен, как правило, его качественной вариацией. Бурение скважин не исключение. Сам процесс бурения уникален тем, что при нагружении долота работа бурильного инструмента трижды претерпевает качественное изменение, определяемое по формированию трех ступеней в графике зависимости $V(G)$ (рис. 2). И здесь хотелось бы сказать о линеаризации математических моделей при обработке в Excel и Matlab которые выбрасывают ступенчатое преимущество реальных моделей, «моделей бурения *in situ*».

Эти области рассматриваются в [13] как эффект взаимодействия тяжелого низа бурильного инструмента со стенками скважины. Такую позицию разделяет и автор [15], который считает, что картину разрушения породы, наблюдаемую в лабораторных условиях, существенно искажают процессы, протекающие в скважине с бурильной колонной.

Что касается влияния частоты вращения долота на скорость бурения, трудно сомневаться в монотонности или даже линейности зависимости, поскольку для этого нет объективных причин (скорость разрушения, близкая к скорости распространения упругой волны, несопоставима со скоростями приложения нагрузки при бурении), разве

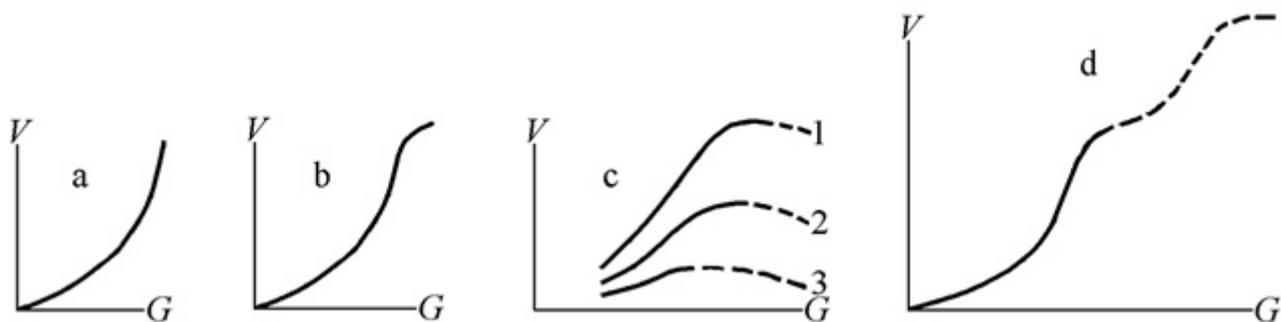


Рис. 1. Графики зависимости $V(G)$:

а – Л.А. Шрейнер (1958);

б – Б.А. Жлобинский (1970);

с – (1958) В.С. Федоров (1 – совершенная и 2, 3 – несовершенная очистка забоя);

д – Л.А. Шрейнер (1968).

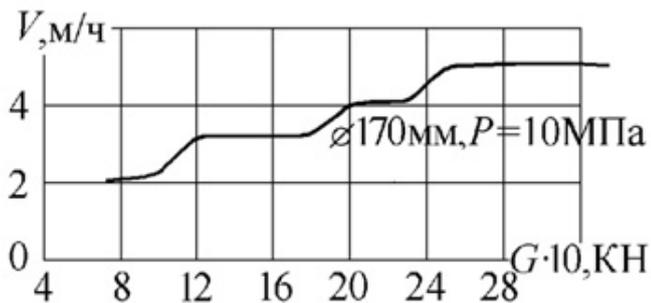


Рис. 2. График $V(G)$ на скважине № 94 Карагайская (ПО Куйбышевнефть).

что зашламление забоя и межзубцового пространства долота. На стенде СВД-1000, при всех моделируемых условиях глубокой скважины, зависимость $V(n)$ прямо пропорциональна [11]. По результатам промысловых исследований при электробурении с частотным регулированием Я.А. Гельфгат и А.В. Орлов получали прямо пропорциональную зависимость скорости бурения от частоты вращения долота (Гельфгат Я.А., Орлов А.В., Финкельштейн Г.Э. К вопросу установления некоторых эмпирических зависимостей показателей работы долот от параметров режимов бурения в промысловых условиях, в книге: Бурение глубоких скважин. М., Гостоптехиздат, 1963 («Труды ВНИИБТ», вып. IX), с. 13-23), хотя авторы [1, 2, 3] считают, что такая линейность имеет ограничение в 100 мин⁻¹.

Как отечественные, так и зарубежные исследователи относятся к бурению скважин как к объекту своего «высокого» творчества. Не вдаваясь в суть проблемы, они создают модели, не отвечающие реалиям, «скорректированными путем подгонки коэффициентов перед множественным регрессионным анализом» и затем оптимизируют их, выявляя лучшие показатели, хотя со времен Ньютона проверка математической модели это эксперимент. Не зная нюансов зависимости $V(G)$ они линеаризируют её. Частоту вращения ограничивают 100 мин⁻¹, потому, что в 1958 г. J.W. Speer ограничивал именно 100 мин⁻¹. Между тем в оптимальном режиме бурения при постоянной частоте вращения рабочей трубы, наблюдаемой на буровой площадке, за каждый её оборот долото полностью останавливается (не вращается) и даже чуть-чуть откатывается обратно.

Оптимизацию «моделей бурения *in situ*» следует проводить по второму из трёх способов Wilson D.C. and Bentsen R.G. (1972) на площадке стабилизации V между вторым и третьим ИНИРСБ. Этот интервал оптимизации: минимизирует затраты на выбранном участке $V(G, n)$ (Wilson D.C., and Bentsen R.G., "Optimization Techniques for Minimizing Drilling Costs," SPE 3983, 47th SPE Annual Fall Meeting, San Antonio, October 1972).

На рис. 3 приведена модель бурения вполне реальной нефтегазовой разведочной скважины № 51 Восточно-Колвинская Тимано-Печорской НГП роторным способом долотом 190,5С-ГВ на глубине 2039 м. Третья область стабилизации V после второго ИНИРСБ определяет предельные возможности процесса бурения. Третий ИНИРСБ и последующая область стабилизации V чревата катастрофическим разрушением долота, в то время как бурение на втором ИНИРСБ и предшествующим нагрузкам

экономически нецелесообразно. Бурение разумнее вести в области после второго ИНИРСБ в диапазоне нагрузок на долото от 12 до 14 · 10 кН. Последующее улучшение процесса бурения находится в плоскости совершенствования породоразрушающего инструмента, но никак не в области повышения нагрузки на долото.

На всех бурящихся скважинах, где проводилась съемка «моделей бурения *in situ*» мгновенно выдавались рекомендации бурильщику по поддержанию оптимальной нагрузки на долото и частоты его вращения.

Тест Drill-off

Тест Drill-off по сути конкурирующая физическая модель бурения применяется для визуальной «оптимизации» параметров, таких как нагрузка на долото и частота его вращения (Drilling Engineering Workbook A Distributed Learning Course. 80270H Rev. В December 1995. Baker Hughes 410 pp. – p. 359–363). Тест определяет процесс достижения максимальной скорости бурения и проводится каждый раз, когда в стволе работает новое долото, пласты породы перемежаются или заметно изменилась скорость бурения.

Предварительные шаги теста Drill-off

1. Перед началом теста необходимо убедиться, что долото приработано к забою.
2. Остановлены насосы и вращение - ждать десять секунд.
3. Запускаются насосы - ожидание десять секунд.
4. Запускается вращение долота - ожидание десять секунд.
5. Начать тест drill-off.

Пример испытаний drill-Off. Параметры:

- поддерживать каждую нагрузку на долото в течение 60 с;
- скорость потока: 520 гал. амер/мин (32,81 л/с);
- тип долота: 126-S.

Тест №1: частота вращения долота - 120 мин⁻¹; нагрузка на долото: 48, 36, 24, 18 klbs (21 773, 16 330, 10 886, 8 155 кгс).

Тест №2: частота вращения долота - 60 мин⁻¹; нагрузка на долото 48, 36, 24, 18 klbs (21 773, 16 330, 10 886, 8 155 кгс).

Тест №3: частота вращения долота - 90 мин⁻¹; нагрузка на долото 48, 36, 24, 18 klbs (21 773, 16 330, 10 886, 8 155 кгс).

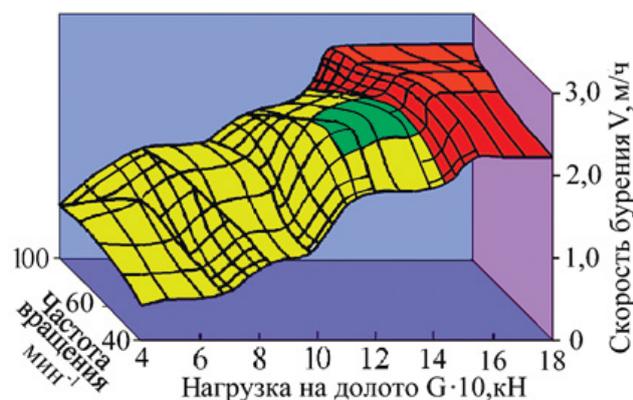


Рис. 3. Модель бурения $V(G, n)$ скважина № 51 Восточно-Колвинская на глубине 2039 м.

Тест №4: частота вращения долота - 90 мин⁻¹; нагрузка на долото 24, 36, 48 klbs (10 886, 16 330, 21 773 кгс).

После завершения теста drill-off, выбираются нагрузка на долото и частота его вращения, при условии лучшей проходки. Вариации теста бурения отмечаются на ведущей бурильной трубе в дюймах (с захватом тормоза), измерения времени и веса для каждого пробуренного дюйма. Как было показано выше, испытание повторяют для нескольких различных значений частоты вращения, с тем, чтобы найти оптимальную частоту. Общие затраты времени 20-30 мин, плюс обработка результатов и выдача рекомендаций.

«Модели *in situ*» в разведочном и параметрическом бурении

Применимость моделей бурения рассматривается в том же порядке, начиная с эмпирической модели Galle E.M. and Woods H.B. (1963). Автор [2] считает, что одинаковая везде физика бурения: геологические условия, опыт подрядчика, наличие оборудования, специфика скважины и многочисленные другие факторы может привести к широкому диапазону работы в разведочном бурении. Оценка эффективности факторов трудна и часто ненадежна [6]. Геология и местоположение целевой нефтегазовой залежи - первичный фактор, который влияет на затраты в бурении. Абразивность горных пород, как правило, снижает показатели проходки, Глубокое залегание продуктивного пласта, обычно характеризуемое низкой проходкой, высокой температурой и давлением, увеличением изгибов ствола и загрязнителями, такими как CO₂ и H₂S, усложняют скважину и затрудняют решения многих проблем в части безопасности ведения работ.

За последние годы внутри компаний с широким привлечением различных фирм разработаны сложные модели, но эти модели, обычно определяемые компанией, конфиденциальны, не доступны для анализа. Кроме этого, сотрудники, часто вместо того, чтобы искать лучшую систему выполнения работ на основе эмпирического опыта пытаются улучшить эффективность работы долота, устанавливая определенные ограничители и реинжиниринг. Таким образом, эмпирическая модель Galle E.M. and Woods H.B. (1963) неприменима в разведочном и параметрическом бурении.

Основные параметры бурения, влияющие на скорость проходки, сложны для моделирования (Bourgoyne A.T. Jr., Millheim K.K., Chenevert M.E., and Young F.S., "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers Text Book Series, Vol.1, Richardson, TX, 1986). Именно по этой причине точная математическая модель процесса вращательного бурения до сих пор не позволила достичь высокого уровня проходки [3]. Кроме того, статистическая модель Bourgoyne A.T. Jr. and Young F.S. Jr. (1974) изначально создана на основе анализа данных с 25 близлежащих скважин, поэтому в бурении разведочных и параметрических скважин неприменима.

Приемлемой моделью может стать экспериментальная модель R. Teale (1965), хотя её неохотно применяют. Возможно, это обусловлено Индексом Механического Риска (Mechanical Risk Index (MRI), связанного со спецификой строительства разведочных и параметрических скважин.

Разведочное и параметрическое бурение более сложно и дорогостояще. С самого начала строительства скважин компании, стремящиеся снизить расходы, главным

образом увеличивают скорость бурения. В буровой сфере, первая скважина в новом районе, как правило, имеет самую высокую стоимость.

В последние годы параметры бурения легко устанавливаются, сохраняются и могут передаваться в режиме реального времени. Вслед за изобретением микроэлектроники разработаны сложные и автоматизированные системы приёма данных с буровой, их размещения в диапазоне оптимизации и управления буровых услуг, объединенные компьютерами. Но всего этого лишены удаленные объекты, такие как разведочные и параметрические скважины. Все перечисленные особенности бурения разведочных и параметрических скважин затрудняют выбор модели бурения для оптимизации параметров режима и выбора наилучшего долота. В этом случае чаще применяют тест Drill-off, оставляя выбор долота на интуицию и опыт инженера [2].

Автор предлагает рассмотреть применение в строительстве разведочных и параметрических скважин «модели *in situ*», которая не только снижает стоимость бурения, но и дает информацию для следующих скважин в случае разработки месторождения. В параметрическом бурении «модели *in situ*» могут решать одну из основных задач: уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза, а также несколько второстепенную задачу по изучению физических свойств пород разреза.

Для бурения разведочных и параметрических скважин предлагается использовать ряд долот, выделенных как лучших в сравнении с серийными модификациями в ранее проведенных исследованиях.

Выбрано четыре долота из одиннадцати модификаций, разработанных автором. Первое превосходит серийные долота по проходке [16]. Второе превосходит серийные по скорости бурения на 60-80% [17]. Третье, с отрицательным смещением осей шарошек, изготовлено малой промышленной партией в память конструкторов, обнаруживших эффект превосходства над серийными долотами по скорости бурения на 70% [18]. Четвертое долото конструировалось с запланированным высоким превосходством по скорости бурения [19]. На рис. (4, а) показано долото 215,9T-ПВ-3Э дающее увеличение скорости бурения на 300% [14]. На рис. (4, б) усовершенствованная двухзамковая герметизированная опора такого долота для бурения нефтегазовых скважин. Система разрушения породы сколом на ближних к периферии венцах настолько эффективна, что снижает загрузку периферийного подшипника, позволяя использовать второй замковый и расширяя площадь для уплотнения опоры. Все четыре долота имеют периферийную ступеньку, что дает преимущество при прохождении ствола после отбора керна в строительстве разведочных и параметрических скважин. Четвертое долото, благодаря скоростным качествам и двухзамковой опоре в недорогом исполнении (без герметизации опоры) будет очень полезно, особенно в параметрическом бурении, где отбор керна производится через каждые 20 м.

Заключение

Рассмотрено становление и развитие математических (аналитические и статистические) моделей бурения, физических (механическая удельная энергия, гидромеханическая удельная энергия) и других. Описано формирование и развитие «модели бурения *in situ*».

Показано историческое развитие зависимости скорости бурения от нагрузки на долото, обусловленное

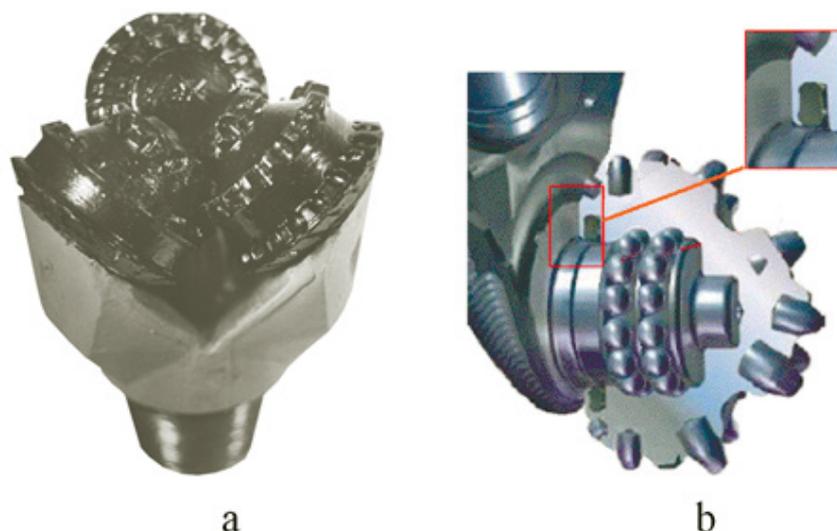


Рис. 4. Долото:
a - 215,9Т-ПВ-33;
b - двухзамковая опора с герметизирующей манжетой большой площади контакта.

наращиванием колонны УБТ. Подтверждена линейность зависимости скорости бурения от частоты вращения долота. Эти зависимости принимаются за модель бурения, а в случае съёмки их на буровой площадке за «модель бурения *in situ*». Как пример, приводятся 2D и 3D «модели бурения *in situ*» установленные на натуральных нефтегазовых скважинах.

Таким образом, достигнута поставленная цель работы. Практическая значимость «модели *in situ*» для разведочного и параметрического бурения заключается в мгновенной выдаче рекомендаций бурильщику по параметрам бурения «в режиме реального времени». Рекомендованы долота: одно лучшее по проходке и три лучшие по скорости бурения с превосходством над серийными от 60% до 300%.

Проанализирована возможность применения рассмотренных моделей в разведочном и параметрическом бурении. Обе математические модели не применимы из-за сложности установления эмпирических параметров и удаленности пробуренных скважин для статистического сравнения. Модель механической удельной энергии применяется неохотно по причине специфики разведочного и параметрического бурения. И только тест Drill-off принимается как физическая модель для оптимизации параметров режима бурения. Эта конкурирующая физическая модель уступает «модели бурения *in situ*» по времени выработки, реализации и возможности использования «в режиме реального времени», а также по информативности для будущих скважин и выдачи некоторых данных для параметрического бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Mammadov F. Developing drilling optimization program for Galle and Woods method. Istanbul Technical University, Institute of Science and Technology. 2010 – 107 p.
2. Boryczko P. Drill bit selection and optimization in exploration well 6507/6-4A in the Nordland Ridge Area. Faculty of Science and Technology, M. Sc, Petroleum Engineering/ Drilling. 2012 – 72p.
3. Eren T. Real-time-optimization of drilling parameters during drilling operations, Petroleum and natural gas engineering, Dissertation of Doctor of philosophy, February 2010 - 145 pages.
4. Miyora Thomas Ong'au Modelling and optimization of drilling parameters - a case study of well MW-17 in Menengai Kenya. University of Iceland, 2014 - 102 p.
5. Nascimento A., Kutas D. T., Elmgerbi A., Thonhauser G., and Mathias M.H. Mathematical Modeling Applied to Drilling Engineering: An Application of Bourgoyne and Young ROP Model to a Presalt Case Study. Mathematical Problems in Engineering, Volume 2015 (2015), Article ID 631290, 9 pages.

REFERENCES

1. Mammadov F. Developing drilling optimization program for Galle and Woods method. Istanbul Technical University, Institute of Science and Technology. 2010 – 107 p.
2. Boryczko P. Drill bit selection and optimization in exploration well 6507/6-4A in the Nordland Ridge Area. Faculty of Science and Technology, M.Sc, Petroleum Engineering/ Drilling. 2012 – 72 p.
3. Eren T. Real-time-optimization of drilling parameters during drilling operations, Petroleum and natural gas engineering, Dissertation of Doctor of philosophy, February 2010 - 145 pages.
4. Miyora Thomas Ong'au Modelling and optimization of drilling parameters - a case study of well MW-17 in Menengai Kenya. University of Iceland, 2014 - 102 p.
5. Nascimento A., Kutas D. T., Elmgerbi A., Thonhauser G., and Mathias M.H. Mathematical Modeling Applied to Drilling Engineering: An Application of Bourgoyne and Young ROP Model to a Presalt Case Study. Mathematical Problems in Engineering, Volume 2015 (2015), Article ID 631290, 9 pages.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

6. Kaiser M.J. A Survey of Drilling Cost and Complexity Estimation Models. International Journal of Petroleum Science and Technology ISSN 0973-6328 Volume 1, Number 1 (2007), pp. 1–22.
7. Hamrick T.R. Optimization of Operating Parameters for Minimum Mechanical Specific Energy in Drilling, Morgantown, West Virginia, Dissertation of Doctor of Philosophy. 2011 - 147 p.
8. Kshitij M., Faraaz A. and Robello S., Comprehensive Hydromechanical Specific Energy Calculation for Drilling Efficiency. Houston, TX Contributed by the Petroleum Division of ASME for publication in the JOURNAL OF ENERGY RESOURCES TECHNOLOGY. Manuscript received April 16, 2013; final manuscript received July 1, 2013; published online September 3, 2014. Editor: Hameed Metghalchi. J. Energy Resour. Technol 137(1), 012904, Sep 03, 2014 - 8 pages.
9. Robello S., Modeling and Analysis of Drillstring Vibration in Riserless Environment, ASME J. Energy Res. Technol., 135(1), p. 013101 Nov 15, 2012 – 11 pages.
10. Kshitij M., Faraaz A., Robello S. Tracking Drilling Efficiency Using Hydro-Mechanical Specific Energy. Society of Petroleum Engineers, 2009 – 12 pages.
11. Щелчкова И.Н., Синева С.В. Особенности физического моделирования бурения микродолотами. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011 - №6 - с. 12-18.
12. Щелчкова И.Н., Синева С.В. Стенд бурения микродолотами и некоторые аспекты методики получения результатов. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. - №7 - с. 15-23.
13. Синева С.В. Использование моделей процесса бурения в оперативной коррекции его режимов. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - №2. - 17-23.
14. Синева С.В. Модели бурения и их практическое использование. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2009. - №4. - с. 25-32.
15. Юнин Е.К. Введение в динамику глубокого бурения. Либроком, 2012. - 264 с.
16. Пат 2507363 РФ Шарошечное долото. С.В. Синева. - Бюл. - 2014 - №5.
17. Пат 2515795 РФ Буровое шарошечное долото. С.В. Синева. - Бюл. - 2014 - №14.
18. Пат на полезную модель 138137 РФ Буровой шарошечный инструмент для строительства горизонтальных скважин. С.В. Синева. - Бюл. - 2014. - №6.
19. Пат. 2513650 РФ Многоступенчатый шарошечный буровой инструмент. С.В. Синева. Бюл. - 2014. - №11.

REFERENCES (ending)

6. Kaiser M. J. A Survey of Drilling Cost and Complexity Estimation Models. International Journal of Petroleum Science and Technology ISSN 0973-6328 Volume 1, Number 1 (2007), pp. 1–22.
7. Hamrick T.R. Optimization of Operating Parameters for Minimum Mechanical Specific Energy in Drilling, Morgantown, West Virginia, Dissertation of Doctor of Philosophy. 2011 - 147p.
8. Kshitij M., Faraaz A. and Robello S., Comprehensive Hydromechanical Specific Energy Calculation for Drilling Efficiency. Houston, TX Contributed by the Petroleum Division of ASME for publication in the JOURNAL OF ENERGY RESOURCES TECHNOLOGY. Manuscript received April 16, 2013; final manuscript received July 1, 2013; published online September 3, 2014. Editor: Hameed Metghalchi. J. Energy Resour. Technol 137(1), 012904, Sep 03, 2014 - 8 pages.
9. Robello S., Modeling and Analysis of Drillstring Vibration in Riserless Environment, ASME J. Energy Res. Technol., 135(1), p. 013101 Nov 15, 2012 – 11 pages.
10. Kshitij M., Faraaz A., Robello S. Tracking Drilling Efficiency Using Hydro-Mechanical Specific Energy. Society of Petroleum Engineers, 2009 – 12 pages.
11. Shchelchkova I.N., Sinev S.V. Special aspects of physical modeling of the microbit drilling. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC "VNIIOENG, 2011 - #6. - pp. 12-18.
12. Shchelchkova I.N., Sinev S.V. Bench for microbit drilling and some aspects of the method to obtain results. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2011. - #7. - pp. 15-23.
13. Sinev S.V. The use of models of the drilling process in real-time correction of its modes. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2010. - #2. - 17-23.
14. Sinev S.V. Drilling models and their practical use. - Petroleum engineer. - M.: LLC "IDS Drilling", 2009. - #4. - p. 25-32.
15. Yunin E.K. Introduction to the dynamics of deep drilling. Librokom, 2012. - 264 p.
16. The 2507363 Russian patent Roller bit. S. V. Sinev. - Bull. - 2014 – #5.
17. Pat 2515795 of the Russian Federation of Drilling roller bit. S. V. Sinev. - Bull. – 2014 - #14.
18. The patent #138137 for useful model, Russian Federation. RF rolling cutter drilling tool for construction of horizontal wells. S. V. Sinev. - Bull. – 2014 - #14.
19. Patent #2513650 RF multi-stage rolling cutter drilling tool. S. V. Sinev. Bull. – 2014. - #11.

УДК 622.143

Критерии оценки работоспособности одношарошечных буровых долот

¹И.Д. Бронников – канд. техн. наук, доцент; ²Ж.Б. Тошов канд. техн. наук, доцент;
³Х.Н. Нахангов – аспирант
 (МГРИ-РГГРУ,

²Ташкентский государственный технический университет, Узбекистан)

Породоразрушающий инструмент является основным забойным механизмом, непосредственно разрушающим горную породу, а также формирующим забой и ствол скважины. Большой вклад в разработку научных основ и в создание высокоэффективных породоразрушающих инструментов внесли ученые, такие как Т.Г. Агашавили, О.Д. Алимов, В.Н. Арцимович, Л.И. Барон, Б.Н. Кутузов, Д.Н. Башкатов, В.С. Владиславлев, Г.М. Крюков, В.А. Перетолчин, Б.Р. Ракишев, В.В. Симонов, Н.В. Соловьёв, В.С. Федоров, Г.А. Хесин, Л.А. Шрейнер, Р.М. Эйгелес и другие. В трудах этих ученых получены параметрические уравнения кинематики долота, которые пригодны для качественного анализа процесса разрушения горной породы и создания рациональных типов долот.

Преимущества конструкции одношарошечных долот заключаются в технологии их изготовления, условиях разрушения горной породы на забое скважины. Первое обусловлено наличием только одной опоры – с повышенным запасом прочности, а второе – сферической поверхностью забоя.

Чрезмерный опережающий износ зубьев на вершинных венцов, значительная удаленность корпуса долота с промысловым каналом от поверхности забоя снижают соответственно, износостойкость и механическую скорость бурения.

Рассмотрим задачу оптимизации процесса разрушения горной породы зубьями одношарошечных долот, как оптимизацию их вооружения. При решении таких задач в области породоразрушающих буровых инструментов могут применяться удельная контактная и удельная объемная работы разрушения, которые могут быть представлены в следующем виде. [1, 5].

$$A_s = \frac{A_{об}}{S}, \quad (1)$$

где A_s - удельная контактная работа разрушения, Н/м;
 $A_{об}$ - общая работа, затраченная на деформацию и разрушение породы при вдавливании штампа, Н·м;
 S - площадь плоского основания цилиндрического штампа, м².

$$A_v = \frac{A_{об}}{V}, \quad (2)$$

где A_v - удельная объемная работа разрушения, Н/м²;
 $A_{об}$ - общая работа, затраченная на деформацию и разрушение породы при вдавливании штампа, Н·м;
 V - объем деформированной породы, м³.

Удельная контактная и удельная объемная работы разрушения в формулах (1) и (2) являются объективными энергетическими критериями при статическом разрушении горной породы под штампом.

Критерии в формулах (1) и (2), будучи энергетическими критериями физико-механических свойств горных пород при их статическом разрушении, явились объективными прототипами критериев оценки работоспособности буровых долот.

Для объяснения этого положения обратимся к классической формуле стоимости метра проходки [2]:

$$C = \frac{C_1 \cdot (T_1 + T_2 + T_3) + C_2}{H}, \quad (3)$$

где C - стоимость метра проходки при бурении скважин, руб.;

C_1 - стоимость одного часа работы буровой установки, руб.;

T_1 - время подготовительных операций, час;

T_2 - время бурения, час;

T_3 - время спуско-подъемных операций, час;

C_2 - стоимость бурового долота, руб.;

H - проходка на долото, м.

В формуле (3) величины C_1 , C_2 , T_1 и T_3 заранее известны.

Формула (3) дает возможность оценивать экономическую эффективность того или иного бурового долота и, следовательно, проводить сравнительные оценки разных конструкций буровых долот в процессе бурения скважин. Долото, которое покажет меньшую величину C , и будет лучшим в заданных геолого-технических условиях.

Для того, чтобы оценить эффективность бурового долота, не производя им бурение, необходимо знать заранее величины T_2 (время механического бурения) и H (проходка на долото).

Для построения относительных величин T_2 и H в виде расчетных формул, так как абсолютные значения этих величин спрогнозировать невозможно, необходимо исходить из следующих предположений.

1. Время механического бурения определяется износостойкостью вооружения долота на забое скважины.

2. Интенсивность износа каждого зуба вооружения шарошки прямо пропорциональна пути контакта.

3. Разрушение горной породы на кольцевом забое скважины будет тем интенсивнее, чем больше будет затрачена на этом кольцевом забое работа, совершаемая на путях контакта зубьев соответствующих венцов.

4. Величины T_2 и H связаны формулой

$$H = V_m \cdot T_2, \quad (4)$$

где V_m - механическая скорость бурения, м/час.

С целью эффективного решения оптимизационных задач при проектировании новых и совершенствования существующих конструкций буровых долот еще на стадии эскизных проектов необходимо иметь следующие технологические критерии их работоспособности [4, 5, 7].

1. Относительную удельную контактную работу разрушения горной породы в форме:

$$A'_j = \frac{i \cdot S_j \cdot F_j}{\Delta S_j}, \quad (5)$$

где S_j - путь контакта зуба j -го условного венца при одноактном входе в контакт с забоем скважины, м; F_j - сила сопротивления движению зуба j -го условного венца в контакте с породой на забое скважины, Н; ΔS_j - контактная площадка вершины зуба j -го венца шарошки единичной длины и ширины, м².

2. Относительную удельную объемную работу разрушения горной породы в виде:

$$A''_k = \frac{i \sum_{j=1}^n S_{j,k} \cdot F_j \cdot Z_j \cdot d_j}{V_k}, \quad (6)$$

где i - передаточное отношение, $i = \psi / \varphi$;
 φ - угол поворота долота вокруг своей оси, град.,
 ψ - угол поворота шарошки вокруг своей оси, град.;
 $S_{j,k}$ - путь контакта зуба j -го венца на k -ом кольцевом забое скважины, м;
 Z_j - количество зубьев на j -м венце, шт.;
 d_j - количество зубьев j -го венца, шт.;
 V_k - объем горной породы k -го кольцевого забоя скважины, приходящийся на разрушение зубьями единичной ширины j -ых венцов, м³;

Учитываем формулу (4) при следующих допущениях:

1. Абразивная стойкость долота по вооружению обратно пропорциональна относительной удельной контактной работе A'_{max} разрушения.

2. Механическая скорость V_m бурения ограничена минимальной величиной относительной удельной объемной работы A''_{min} разрушения.

3. Сила F сопротивления движению зубьев шарошек в контакте с горной породой принята постоянной.

Экономический критерий (3) запишется в форме:

$$C = \frac{C_1 \cdot \left(T_1 + \frac{1}{A'_{max}} + T_3 \right) + C_3}{\frac{1}{A'_{max}} \cdot A''_{min}}. \quad (7)$$

Формула (7) здесь приведена как с целью доказательства объективности технологических критериев (5) и (6), так и с целью доказательства возможности целенаправленного совершенствования схемы размещения вооружения на одношарошечных долотах уже на стадии проектирования путем сравнительного анализа базовой и вновь создаваемой конструкции.

Аналитические структуры технологических критериев оценки работоспособности одношарошечных долот (5) и (6) содержат параметры S_j , $S_{j,k}$, для вычисления которых необходимо было разработать математическую модель.

Отметим здесь, что параметры S_j и $S_{j,k}$ отличаются тем, что S_j - это полный путь контакта зуба шарошки за один акт взаимодействия с поверхностью забоя скважины, а $S_{j,k}$ - часть этого пути, вычисленная для заданного кольцевого забоя скважины.

Чтобы определить параметры S_j и $S_{j,k}$ в расчетных формулах для вычисления технологических критериев работоспособности одношарошечных долот, необходимо провести следующее [3, 6].

Пусть венец шарошки радиусом r будет перекатываться по окружности радиусом R на забое скважины. Допустим вращение венца вокруг своей оси и оси долота принимаются равномерными, вертикальные колебания за счет зубчатости венца не учитываются (рис. 1).

Тогда двухпараметрическое уравнение траектории движения вершины зуба этого венца запишется в форме:

$$\left. \begin{aligned} x &= R \sin \varphi - r \sin \psi \cos \varphi - r(1 - \cos \psi) \sin \varphi \cos \alpha, \\ y &= R \cos \varphi + r \sin \psi \sin \varphi - r(1 - \cos \psi) \cos \varphi \cos \alpha, \\ z &= r(1 - \cos \psi) \sin \alpha; \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где R - радиус окружности на забое скважины, по которой перекатывается венец, м;

r - радиус венца, м;

α - угол наклона плоскости венца к плоскости поперечного сечения скважины, град.;

φ - угол поворота долота вокруг своей оси, град.;

ψ - угол поворота шарошки вокруг своей оси, град.

Параметрическое уравнение в виде (8) представляет собой циклоидальную кривую в пространстве - сферическую циклоиду.

Все точки этой кривой находятся на сфере, центр которой определяется точкой пересечения оси венца с осью OZ.

Преобразуем уравнение (8) в однопараметрическое, используя подстановку

$$\varphi = \frac{\psi}{i}$$

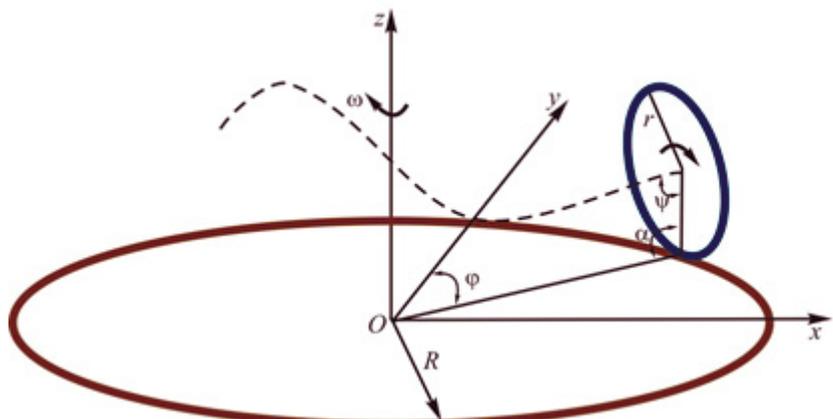


Рис. 1. Схема к построению параметрических уравнений траекторий движения зубьев одношарошечных долот в пространстве.

$$\left. \begin{aligned} x &= R \sin \frac{\Psi}{i} - r \sin \psi \cos \frac{\Psi}{i} - r(1 - \cos \psi) \sin \frac{\Psi}{i} \cos \alpha, \\ y &= R \cos \frac{\Psi}{i} + r \sin \psi \sin \frac{\Psi}{i} - r(1 - \cos \psi) \cos \frac{\Psi}{i} \cos \alpha, \\ z &= r(1 - \cos \psi) \sin \alpha; \end{aligned} \right\} (9)$$

где R, r, α, i – постоянные параметры, а ψ параметр переменный.

Дифференцируя параметрическое уравнение (9) по параметру ψ можно вычислять все кинематические характеристики.

Для интегрирования путей контакта зуба шарошки с поверхностью забоя скважины нам будет необходима скорость движения в форме функции от параметра ψ .

$$V(\psi) = \sqrt{\left(\frac{dx}{d\psi}\right)^2 + \left(\frac{dy}{d\psi}\right)^2 + \left(\frac{dz}{d\psi}\right)^2}.$$

Она имеет вид

$$V_j(\psi) = \sqrt{A_j + B_j \cos \psi + C_j \cos^2 \psi}, \quad (10)$$

где

$$A_j = \frac{1}{i^2} \left[(R_j - r_j \cos \alpha)^2 + r_j^2 (i^2 + 1 - 2i \cos \alpha) \right],$$

$$B_j = \frac{2r_j}{i^2} (R_j - r_j \cos \alpha) (\cos \alpha - i),$$

$$C_j = \frac{2}{i^2} r_j^2 \sin^2 \alpha.$$

Здесь индекс j указывает, что вычисляется скорость зубьев j -го венца шарошки.

Для вычисления пути контакта зуба венца одношарошечного долота на сферическом забое скважины вычислим следующий интеграл.

$$S_j = \int_{\psi_0}^{\psi_1} V_j(\psi) d\psi. \quad (11)$$

Предел интегрирования находится при подстановке глубины погружения j -го венца в сферической забой скважины h_j в третье уравнение системы (9).

$$\psi_1 = \arccos \left(1 - \frac{h_j}{r_j \sin \alpha} \right), \quad (12)$$

$$\psi_0 = 0.$$

В результате определения кинематических параметров одношарошечного долота можно сделать следующие выводы.

Удельные контактные и объёмные работы разрушения оценивают энергию деформации горной породы и, следовательно, к потенциальным энергетическим возможностям буровых долот имеют лишь косвенное отношение.

Необходимо сделать сравнительный анализ работоспособности буровых долот основываясь на относительных формулах A'_j и A''_k , так как в этих формулах не учтены коэффициенты абразивности и реальный объём разрушенной горной породы.

Зная физическую сущность критериев A'_j и A''_k , и имея их расчетные данные по двум конструкциям одношарошечных долот заданного диаметра, можно сказать: какая из них предпочтительнее по износостойкости вооружения долота и по механической скорости бурения в заданных геолого-технических условиях.

Определение пути контакта зубьев шарошки позволяет нам спроектировать расположение зубьев на вершинных венцах шарошки, а выполненные кинематические расчеты – перейти к определению кинетических критериев одношарошечного долота.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стеклянов Б.Л. От Как? ... к Почему? ... Аспекты динамики буровых долот и других физических моделей. – Ташкент: ГФТИ, 2001. – 68 с.
2. Абрамсон М.Г., Александров М.А., Байдюк Б.В. и др. Методика выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИБТ, 1974. – вып. 73. – с. 50.
3. Шамансуров И.И., Стеклянов Б.Л. Кинематика шарошечных долот. – Ташкент: Фан, 1977. – 104 с.
4. Тошов Ж.Б. Основы совершенствование конструктивных параметров шарошечных долот. // Горный вестник Узбекистана. – Навои: ГП «Навоийский ГМК», 2012. – №3. – 68-71.
5. Стеклянов Б.Л., Тошов Ж.Б., Нахангов Х.Н. Динамика промывочной жидкости при конструировании шарошечных долот. Материалы республиканской научно-технической конференции на тему «Перспективы развития техники и технологии и достижения горно-металлургической отрасли за годы не зависимости республики Узбекистан». Навои: 2012. – с. 489-490.

REFERENCES

1. Stekljanov B.L. From What? ...To Why? ... Aspects of drill bit dynamic and other physical models. – Tashkent: GFTI, 2001. – 68 p.
2. Abramson M.G., Aleksandrov M.A., Bajdjuk B.V. et al. The method of rational types and designs of rolling cutter drill bits selection for efficient drilling of oil and gas fields. – M.: VNIIBT, 1974. – vol. 73. – p. 50.
3. Shamansurov I.I., Stekljanov B.L. Kinematics of roller cone bits. Tashkent: Fan, 1977. – 104 p.
4. Toshov Zh.B The basics of improving structural parameters of roller cone bits. - Mining Bulletin of Uzbekistan. – Navoi, 2012. – #3. – p. 68-71.
5. Stekljanov B.L., Toshov Zh.B., Nahangov H.N. Flushing fluid dynamics when designing roller cone bits. Materials of the Republican scientific-technical conference "Prospects of development of engineering and technology and achievements of the mining industry over the years sovereignty of the Republic of Uzbekistan". Navoi: 2012. – p. 489-490.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

6. Бухгольц А.И. Основной курс теоретической механики. ч. I. М.: Наука, 1969. - 468 с.
7. Бухгольц А.И. Основной курс теоретической механики. ч. II. М.: Наука, 1969. - 332 с.

REFERENCES (ending)

6. Buhgol's A.I. The main course of theoretical mechanics. part I. Moscow: Nauka, 1969. - 468 p.
7. Buhgol's A.I. The main course of theoretical mechanics. part II. Moscow: Nauka, 1969 - 332 p.

УДК 622.24

Компенсация релаксационных колебаний двигателя привода бурильной колонны

¹Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент;
²В.Б. Перминов – канд. техн. наук, зам. нач. отдела;
³Э.Х. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
¹Э.З. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, проректор;
¹П.В. Заикин – магистрант
(Ухтинский государственный технический университет;
²ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

В режиме бурения момент сопротивления вращению бурильной колонны может достигать критических величин. Это происходит при увеличении осевой нагрузки до значений, при которых бурильная колонна теряет устойчивость формы. Прижатие изгибаемой полуволны колонны к стенке скважины достигает максимальных значений, момент сопротивления вращению резко возрастает, что приводит к останову вращения колонны в месте контакта трубы со стенкой скважины. При продолжении вращения верха бурильной колонны её растянутая часть закручивается, происходит накопление потенциальной энергии и при её достаточном уровне происходит срыв колонны в месте останова во вращательное движение с ускорением. С повышением скорости вращения момент трения уменьшается, скорость вращения возрастает и может опережать угловую частоту верха колонны бурильных труб. С потерей кинетической энергии скорость уменьшается до очередного останова. Развиваются релаксационные автоколебания бурильной колонны, при которых, согласно экспериментальным данным, отбор мощности от двигателя привода может достигать порядка 57%.

На рис. 1 приведена осциллограмма мощности двигателя привода, снятая с помощью вариационного измерителя [8] на экспериментальной скважине фирмы «Элтех» (г. Усинск, Республики Коми). На осциллограмме прослеживается гармоническое изменение мощности

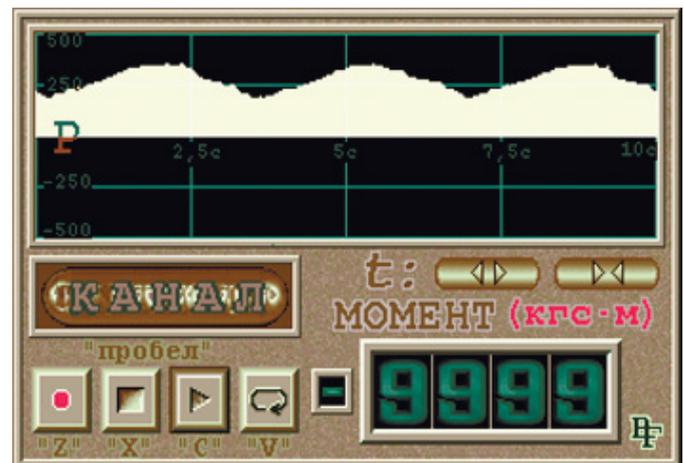


Рис. 1. Осциллограмма мощности при осевой нагрузке 16 т.

двигателя привода с частотой вынужденных колебаний соответствующей релаксационным колебаниям бурильной колонны при осевой нагрузке 160 кН.

Развитие вынужденных колебаний мощности привода может привести к целому ряду нежелательных последствий:

- режиму перегрузок двигателя;
- преждевременному износу механической части привода;
- возникновению аварийной ситуации;
- резкому снижению к.п.д. буровой установки.

Действительно, при отборе мощности на релаксационные колебания 57%, на крутильные и продольные автоколебания 30%, на преодоление диссипативных сил 10–12%, на дробление породы мощности двигателя уже не хватает. Учитывая выше сказанное, весьма актуальной задачей является задача компенсации вынужденных релаксационных колебаний мощности двигателя привода буровой колонны.

Существует большой арсенал методов и средств компенсаций автоколебаний буровой колонны в режиме работы [5, 6, 7], однако непосредственное их применение для случая релаксационных колебаний, при которых происходит изменение мощности двигателя привода не применимо, так как здесь необходимо управление не только динамическими процессами буровой колонны, но и двигателем привода для гашения вынужденных колебаний мощности [9]. В применяемых способах для компенсации автоколебаний производят, как правило, изменение режимных параметров бурения осевой нагрузки P и скорости n вращения колонны труб определяющих стратегию бурения. При возникновении релаксационных колебаний [3, 4], которые приводят к вынужденным гармоническим изменениям мощности двигателя привода необходимо воздействие на сам двигатель привода.

Авторы предлагают простой и эффективный способ компенсации вынужденных колебаний мощности двигателя привода буровой колонны, основанный на противофазном управлении.

Сущность способа заключается в следующем. Релаксационные колебания буровой колонны регулируются посредством гармонического изменения мощности двигателя привода с частотой, равной частоте изменения приращения крутящего момента на валу привода, и фазой, сдвинутой на угол 180° по отношению к частоте изменения динамического приращения крутящего момента.

Действительно, приращение крутящего момента на валу привода буровой колонны определяется как отношение приращения мощности двигателя привода ΔN к приращению угловой скорости вращения вала:

$$\Delta M = \frac{\Delta N}{\Delta n}, \quad (1)$$

где ΔM - динамическое приращение крутящего момента на валу привода;

ΔN - динамическое приращение мощности двигателя привода;

Δn - динамическое приращение угловой скорости выходного вала привода.

Согласно приведённой осциллограмме (рис. 1), приращение крутящего момента на выходе вариационной структуры [8] измерения градиента крутящего момента, определяется гармоническим законом, т.е.

$$\Delta M = M \sin \omega t, \quad (2)$$

где M - амплитуда градиента крутящего момента;

ω - угловая частота.

Если реализовывать изменения мощности двигателя привода по гармоническому закону с той же частотой,

что и приращение крутящего момента, но сдвинутой на 180° то получим:

$$\Delta N = N \sin (\omega t - 180^\circ) = -N \sin \omega t, \quad (3)$$

Отсюда угловая скорость вращения вала привода будет равна:

$$n = \frac{\Delta N}{\Delta M} = \frac{N \sin \omega t}{M \sin \omega t} = \frac{N}{M}; \quad (4)$$

т.е. вращение вала становится равномерным с полным отсутствием автоколебаний.

Способ управления процессами бурения [6] с компенсацией релаксационных колебаний двигателя привода буровой колонны реализуется системой измерения динамического приращения крутящего момента, инвертирующим усилителем, регулятором мощности двигателя привода.

На рис. 2 показано схематическое изображение структуры управления процессом бурения, включающей в себя непосредственно двигатель привода 1, буровую колонну с долотом 2, канал измерения мощности N двигателя привода, канал измерения угловой скорости вращения n вала привода, блок деления 3, инвертирующий усилитель 4, регулятор мощности двигателя привода 5.

Система работает следующим образом. Двигатель привода 1 сообщает буровой колонне с долотом 2 крутящий момент M в результате которого она приобретает угловую скорость n . Текущие параметры мощности двигателя N и угловой скорости вращения вала n поступают на вход вариационной структуры измерения динамического приращения крутящего момента [8]. С выхода вариационной структуры измерения динамического приращения крутящего момента гармонический сигнал (рис. 1) поступает на инвертирующий усилитель 4, который изменяет фазу этого гармонического сигнала на 180° . Инвертированные колебания поступают на регулятор мощности 5 двигателя привода, который осуществляет противофазное управление мощностью двигателя привода 1.

В качестве примера рассмотрим структурную схему управления бурением с электродвигателем постоянного тока в качестве двигателя привода буровой колонны

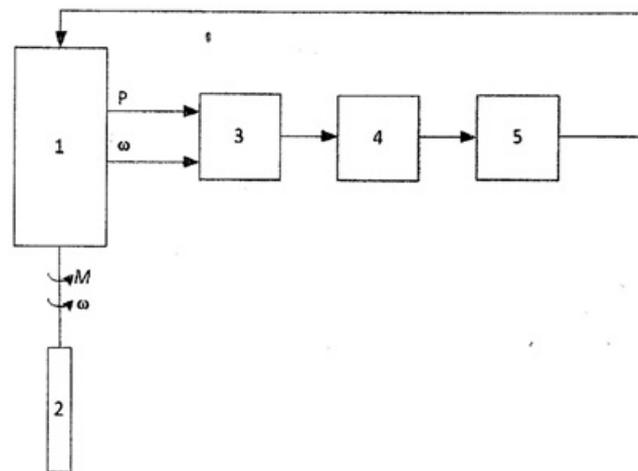


Рис. 2. Структура управления бурением с использованием противофазного способа.

и системой компенсации релаксационных колебаний по способу «противофазы» (рис. 3).

Структурная схема состоит из следующих основных узлов:

- узел привода, включает в себя якорную цепь двигателя с передаточной функцией $\frac{1/R_{я\Sigma}}{T_яp+1}$, блок согласования момента с коэффициентом связи блок, определяющий силовую часть массы привода с передаточной функцией $1/J_1p$;
- узел механической нагрузки, включающий в себя упругую связь бурильной колонны с передаточной функцией C_{12}/p , функциональный блок, определяющий вязкое трение β_{12} блок, определяющий массу колонны труб, с передаточной функцией $1/J_2p$, момент сопротивления, воздействующий на бурильную колонну M_c ;
- узел питания и управления электродвигателем, включающий в себя тиристорный преобразователь с передаточной функцией $\frac{K_{ТП}}{T_{ТП}p+1}$, пропорциональный регулятор тока $K_{рТ}$ цепь обратной связи по току $K_{от}$ блок задающего $U_{ЗТ}$ и управляющего напряжения;
- инвертирующий усилитель ИУ;
- узел расчёта мощности электродвигателя, представляет собой блок умножения напряжения питания электродвигателя на его ток $U \cdot I_я$;
- узел вариационной структуры измерения градиента крутящего момента, включающий в себя канал измерения мощности с аperiодическими звеньями $\frac{K_1}{T_1p+1}$ и $\frac{K_2}{T_2p+1}$,

канал измерения угловой скорости $\frac{K_3}{T_3p+1}$ и $\frac{K_4}{T_4p+1}$, блок деления N/n .

Согласно осциллограмме, приведённой на рис. 1, выходной сигнал на блоке деления содержит постоянную и переменную составляющие. Для отсеечения постоянной составляющей к входу инвертирующего усилителя ИУ необходимо подключение дифференцирующей цепочки RC. Рабочая точка режима управления тиристорным преобразователем ТП задаётся с помощью опорного напряжения $U_{ЗТ}$ которое подаётся на второй вход дифференциального инвертирующего усилителя ИУ. Так якорь двигателя постоянного тока управляется по гармоническому закону с частотой переменной составляющей $U_{ВС}$, сдвинутой по фазе на 180° по цепи управления тиристорного преобразователя. Выравнивание тока якорной цепи приводит к выравниванию мощности двигателя и компенсации релаксационных колебаний самой бурильной колонны. Однако следует иметь в виду, что в случае перегрузки электродвигателя, т.е. превышения тока якорной цепи тока стопорения $I_я > I_{смон}$ [1], что соответствует моменту стопорения на валу электродвигателя вследствие падающего участка экскаваторной характеристики электродвигателя, ток якоря снижается до минимума и возможен останов двигателя.

Основной составляющей погрешности управления является погрешность, обусловленная внесением дополнительного угла фазного сдвига схемой измерения и схемой управления. По анализу согласования динамических параметров вариационной структуры измерения, цепи управления тиристорным преобразователем и частотой релаксационных колебаний необходимо соблюдение неравенства [2]:

$$T_{рк} \gg T_n, T_y, \quad (5)$$

где $T_{рк}$ - период релаксационных колебаний;
 T_n - обобщённая постоянная времени вариационной структуры измерения;
 T_y - обобщённая постоянная времени управления.

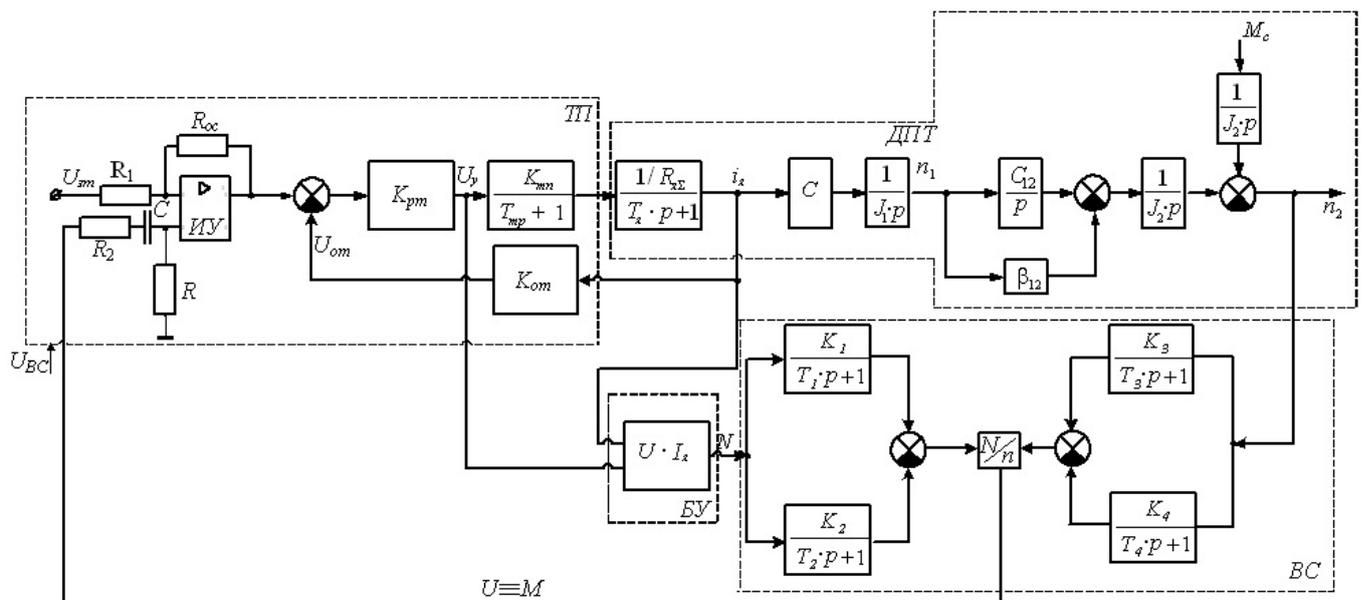


Рис. 3. Структурная схема системы управления бурением с электродвигателем постоянного тока и компенсацией релаксационных колебаний по способу «противофазы».

На рис. 4 приведена осциллограмма мощности двигателя привода на схеме (рис. 3).

Из осциллограммы следует, что противофазный способ компенсации релаксационных колебаний позволяет не только компенсировать эти колебания, но и существенно снизить мощность потребления колонной буровых труб в процессе её работы.

Выводы:

1. Предложенный противофазный способ компенсации релаксационных колебаний позволяет не только устранить эти колебания, но и существенно снизить мощность потребления буровой колонной от двигателя привода при её работе.

2. Противофазный способ компенсации релаксационных колебаний отличается простотой реализации и большей эффективностью в сравнении с программными методами и методами виртуального моделирования оптимальной стратегии бурения.

3. Противофазный способ компенсации позволяет отслеживать любое динамическое возмущение при работе буровой колонны, при этом стратегия бурения может быть задана постоянной составляющей на входе системы U_{3T} .



Рис. 4. Осциллограмма мощности двигателя привода с использованием противофазного способа компенсации релаксационных колебаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Чумакова Н.В., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Моделирование электропривода постоянного тока буровой установки. Концепт. - 2015. – Современные научные исследования. Выпуск 3. – ART 85070. – URL: <http://e-koncept.ru/2015/85070.htm>. – ISSN2304-120X.
2. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Согласование инерционных свойств вариационной структуры измерения градиента крутящего момента с системой управления бурением. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №9. – с. 10–14.
3. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Анализ биений буровой колонны в процессе углубления скважины. // Нефтегазовое дело. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – №6. – с. 33–56.
4. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Влияние биений буровой колонны на механическую скорость проходки скважины. // Нефтегазовое дело. – М: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2015. – №6. – с. 57–74.
5. Ягубов З.Х., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Полетаев С.В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления // патент RU 2569652 С1. приоритет: от 16.05.2014. Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.
6. Ягубов З.Х., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Полетаев С.В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. // патент RU 2569659 С1. приоритет от 16.05.2014 Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.

REFERENCES

1. Perminov B.A., Perminov V.B., Chumakova N.V., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z. Modeling of DC electric drive for drilling rig. Concept. - 2015. – Modern scientific studies. Issue 3. – ART 85070. – URL: <http://e-koncept.ru/2015/85070.htm>. – ISSN2304-120X.
2. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. Harmonization of inertial properties of the variational structure of gradient measurement of the torque with the control system of drilling. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2015. -- #9. - pp. 10-14.
3. Chadaja N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z. Analysis of the drill string wobbling while deepening the borehole. - Oil and gas business. – Ufa.: USOTU, 2015. -#6. - p. 33-56.
4. Chadaja N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z. The influence of the drill string wobbling at a mechanical speed of rate of penetration. - Oil and gas business. – :Ufa: USOTU, 2015. - #6. - p. 57-74.
5. Jagubov Z.H., Perminov B.A., Perminov V.B., Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Poletaev S.V. The method of controlling the drilling process and system for its realization // patent RU C1 2569652. priority: from 16.05.2014. Published on: 27.11.2015. Bull. No. 33.
6. Jagubov Z.H., Perminov B.A., Perminov V.B., Poletaev S.V. The method of controlling the drilling process and system for its realization // patent RU C1 2569659. Priority: from 16.05.2014. Published on: 27.11.2015. Bull. No. 33.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

7. Ягубов З.Х., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Полетаев С.В. Способ управления процессом бурения и система для его осуществления. // патент RU 2569656 С1. приоритет от 16.05.2014 Опубликовано: 27.11.2015. Бюлл. №33.

8. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Анализ вариационной структуры динамического измерителя градиента крутящего момента. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №8. с. 15–18.

9. Быков И.Ю., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Управляемость процесса углубления скважины. // Инженер нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – №1. – с. 12–15.

10. Цхадая Н.Д., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З. Устойчивость бурильной колонны в режиме углубления скважины. // Нефтегазовое дело. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – №12. – с. 29–36.

REFERENCES (ending)

7. Jagubov Z.H., Perminov B.A., Perminov V.B., Poletaev S.V. The method of controlling the drilling process and system for its realization // patent RU C1 2569652. Priority: from 16.05.2014. Published on: 27.11.2015. Bull. No. 33.

8. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. The variational analysis of the dynamic structure of the meter gradient torque. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2015. – #8. – p. 15-18.

9. Bykov I.Ju., Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z. The manageability of of deepening process of wells. Engineer oilman. – M.: LLC "IDS Drilling", 2015. – #1. – p. 12-15.

10. Chadaja N.D., Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z. The stability of drill string while deepening wells. - Oil and gas business. – Ufa: USOTU, 2014. – #12. – p. 29-36.

УДК 662.24

Эффективность применения роторной управляемой системы (РУС) для бурения скважин на предприятии ВЬЕТСОВПЕТРО (СРВ)

Нгуен Тиен Хунг - аспирант
(МГРИ-РГГРУ)

В настоящее время роторная управляемая система (РУС) получает все большее распространение в нефтяной отрасли как при бурении на морских месторождениях с ограниченным доступом к площадке размещения бурового оборудования, так и в регионах со сложными климатическими условиями и с большой протяженностью горизонтальных участков направленных скважин.

Основным принципом системы РУС является использование вращающейся вместе с колонной бурильных труб телеметрической системы, на которой установлены внешние или внутренние отклоняющие элементы. Последние управляются электроникой, синхронизируются с вращением бурильной колонны, и находятся в постоянном контакте со стенками скважины или валом вблизи

долота, что позволяет вести непрерывное управление траекторией ствола скважины. При этом система может быть запрограммирована на полностью автономную работу по бурению ствола скважины с использованием алгоритмов управления его траекторией.

На данный момент времени ряд зарубежных фирм, таких как «Бэйкер-Хьюз», «Халлибертон», «Нобль Дриллинг», «Шлюмберже», «Ротари Стирабл Тулз» предлагают к применению различные модификации системы РУС, которые реализуют тот или иной из существующих способов управления смещением долота относительно оси скважины. Наиболее распространенными в наши дни являются две модификации системы РУС: компании «Шлюмберже»–«Пауэдрайв» и компании «Бакер-Хьюз» –

«Автотрак», работающие по принципу «push the bit», реализующий эффект толкания долота. При этом основным элементом конструкции является невращающийся стабилизатор-отклонитель (рис. 1).

На вращающемся приводном валу 1 размещается корпус 2 невращающегося стабилизатора-отклонителя, в котором встроены блок электроники и датчики 5 инклинометрии, управляющие гидравлическими клапанами 3, приводящими в действие отклоняющие опоры 4 [1].

Принцип действия отклоняющего устройства, показанного на рис. 2а [1], заключается в том, что отклоняющие опоры, управляемые независимо друг от друга, при определенном выдвигении из корпуса, задаваемом электроникой, создают отклоняющую силу на долото $P_{от}$, равную векторной сумме усилий S_1 и S_2 , создающихся на отклоняющих опорах (рис. 2б).

Наряду с системой РУС при бурении направленных скважин используется «долото-ВЗД-отклонитель» (ВЗД) (рис. 3). В качестве специального инструмента для отклонения ствола скважины, в этом случае, используется ВЗД с искривленным переводником. Отклоняющая способность такого инструмента определяется жесткостью бурильных труб, размещенных выше искривленного переводника, и боковой фрезерующей способностью долота. При этом темп искривления ствола скважины обеспечивается в большей степени (83%) вследствие фрезерования стенки скважины [4].

Для определения величины отклоняющей силы $P_{от}$ воспользуемся условием вида:

$$f < f_k \quad (1)$$

где: f - фактическое значение стрелы прогиба;
 f_k - критическое значение стрелы прогиба ($f_k = 0,43 \cdot D_c + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T$) [2, 5].

Тогда условие (1) принимает вид

$$f < 0,43 \cdot D_c + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T \quad (2)$$

где: D_c - диаметр скважины;
 D - диаметр долота;
 d_T - диаметр ВЗД.

При этом упругая система ВЗД на расчетной схеме может быть представлена в виде двухопорной балки, испытывающей продольно – поперечный изгиб (рис. 4).

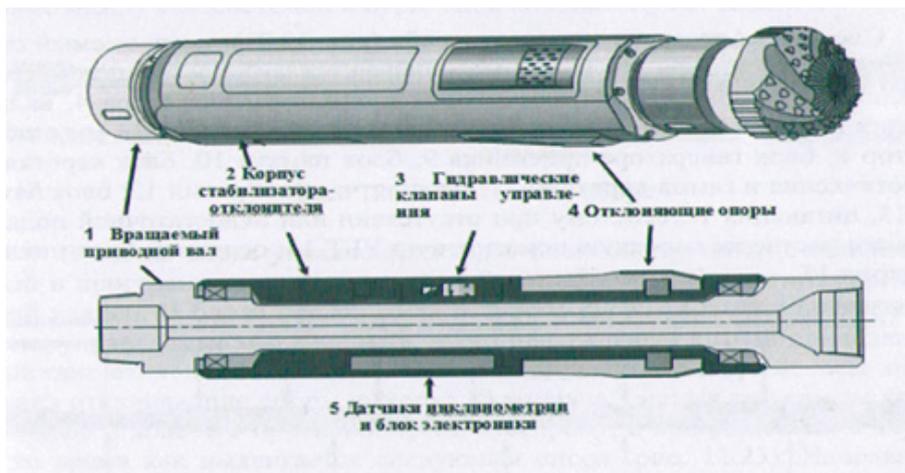
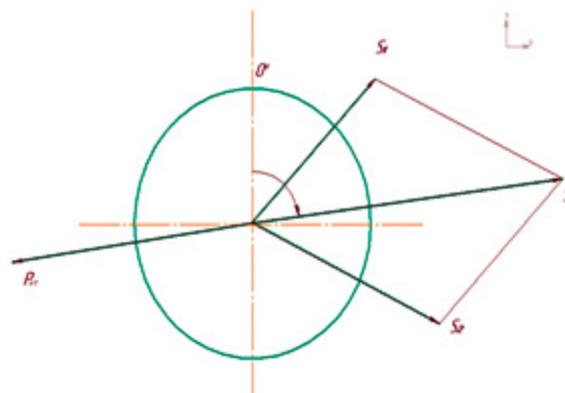


Рис. 1. Невращающийся стабилизатор-отклонитель.



а)



б)

Рис. 2. Схема отклоняющего устройства (а); схема определения отклоняющей силы $P_{от}$ (б).

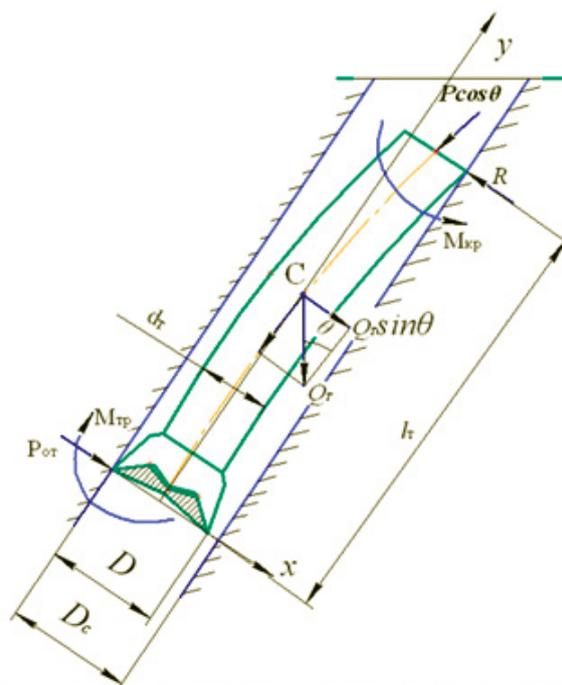


Рис. 3. Схема для определения отклоняющей силы ($P_{от}$) при бурении с искривленным переводником.

В связи с этим фактическое значение стрелы прогиба f можно определять как [6]:

$$f = \frac{f_0}{1 - \frac{P \cdot \cos \theta}{P_3}} \quad (3)$$

где: $P_3 = \frac{\pi^2 \cdot EJ_T}{l_T^2}$ - эйлера сила, Н;

H ; $P \cdot \cos \theta$ - продольная сила, Н; f_0 - стрела прогиба от поперечной нагрузки, м. Вторым членом в знаменателе оценивается влияние продольной силы на стрелу прогиба. Её влияние возрастает с увеличением гибкости балки, т.е. с увеличением длины l_T или с уменьшением жесткости изгиба EJ_T .

Текущее значение стрелы прогиба балки f_0 , учитывая принцип независимости действия сил при поперечном изгибе, определяем как алгебраическую сумму значений прогибов от действия каждой внешней силы, приложенной к балке:

$$f_0 = f_{M_{\text{упр}}} + f_{M_k} + f_{Q_T} \quad (4)$$

где: $f_{M_{\text{упр}}}$ - текущее значение стрелы прогиба балки от действия изгибающего момента $M_{\text{упр}}$ упругих сил, м.; f_{M_k} - стрела прогиба балки от действия изгибающей составляющей вектора крутящего момента $M_{\text{кр}}$, м; f_{Q_T} - стрела прогиба балки от действия поперечной составляющей $Q_T \cdot \sin \theta$ веса системы ВЗД, м.

Текущее значение стрелы прогиба балки от действия изгибающего момента $M_{\text{упр}}$ упругих сил определяем, например, путем интегрирования приближенного дифференциального уравнения упругой линии балки.

Из условий равновесия балки находим реакции опор. Далее записываем приближенное дифференциальное уравнение упругой линии в виде:

$$EJ_T \cdot y'' = -M_{\text{упр}} \cdot \frac{l}{l} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x}{l} = -M_{\text{упр}} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x}{l} \quad (5)$$

Дважды интегрируя полученное уравнение (5) по текущей координате x , имеем уравнение прогибов по длине балки (6):

$$EJ_T \cdot y_x = -M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^2}{2} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^3}{6 \cdot l_T} + C \cdot x + D \quad (6)$$

Для определения постоянных интегрирования C и D обратимся к условиям закрепления балки.

При $x = 0$, $y_x = y_A = 0 - D = 0$. При $x = l_T$, $y_x = y_B = 0 - C = \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T}{3}$.

Тогда уравнение прогибов будет иметь вид:

$$EJ_T \cdot y_x = -M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^2}{2} + M_{\text{упр}} \cdot \frac{x^3}{6 \cdot l_T} + \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T}{3} \cdot x \quad (7)$$

После подстановки $x = l_T/2$ в уравнение (7) прогибов получим стрелу прогиба балки:

$$EJ_T \cdot y_C = \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T^2}{16}$$

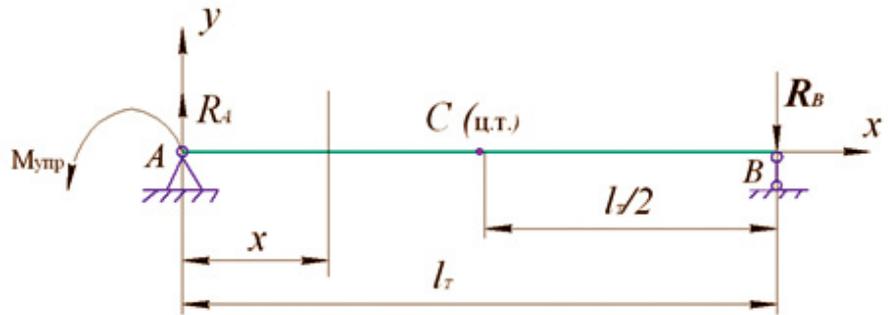


Рис. 4. Расчетная схема упругой системы «долото-забойный двигатель».

тогда с учетом введенного обозначения $y_c = f_{M_{\text{упр}}}$, имеем:

$$f_{M_{\text{упр}}} = \frac{M_{\text{упр}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} \quad (8)$$

Аналогично определяем стрелу прогиба балки от действия изгибающей составляющей M_y вектора крутящего момента M_k .

$$f_{M_k} = \frac{M_y \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T}$$

где: M_y - изгибающая составляющая крутящего момента,

$$M_y = M_k \frac{dy}{dx}.$$

Поскольку $y = f \cdot \sin \theta$, $x = b \cdot \theta$ но так как $b = \frac{l_T}{2\pi}$, то $x = \frac{\theta \cdot l_T}{2\pi}$, откуда $\theta = \frac{2 \cdot \pi \cdot x}{l_T}$.

Следовательно $y = f \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot x}{l_T}\right)$, а его производная

соответственно равна $\frac{dy}{dx} = \frac{2\pi \cdot f}{l_T} \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot x}{l_T}\right)$.

При $x = l_T$, $\frac{dy}{dx} = \frac{2\pi \cdot f}{l_T}$. Но так как $\frac{2\pi \cdot f}{l_T} = \text{tg} \theta$,

то $M_y = M_k \cdot \text{tg} \theta$. Тогда имеем:

$$f_{M_k} = \frac{M_k \cdot \text{tg} \theta \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} \quad (9)$$

где: l_T - длина ВЗД и долота, м.;

EJ_T - жесткость на изгиб ВЗД, Н·м².

Далее используя тот же метод, определяется стрела прогиба балки от действия поперечной составляющей веса системы ВЗД. При этом составляющая веса $Q_T \cdot \sin \theta$ представлена равномерно распределенной по длине l_T балки нагрузкой с интенсивностью $q_1 = q \cdot \sin \theta$ (рис. 5).

$$EJ_T \cdot y'' = \frac{q_1 \cdot l_T \cdot x}{2} - \frac{q_1 \cdot x^2}{2} \quad (10)$$

Дважды интегрируя уравнение (10), получим уравнение прогибов

$$EJ_T \cdot y_x = \frac{q_1 \cdot l_T \cdot x^3}{2 \cdot 6} - \frac{q_1 \cdot x^4}{24} + C \cdot x + D \quad (11)$$

Для определения постоянных интегрирования C и D обратимся к условиям закрепления балки.

При $x = 0, y_x = y_A = 0, D = 0$.

При $x = l_T, y_x = y_B = 0, C = -\frac{q_1 \cdot l_T^3}{24}$

Тогда после их подстановки в уравнение (11), имеем:

$$EJ_T \cdot y_x = \frac{q_1 \cdot l_T}{12} \cdot x^3 - \frac{q_1 \cdot x^4}{24} - \frac{q_1 \cdot l_T^3}{24} \cdot x \quad (12)$$

Тогда при $x = \frac{l_T}{2}$ получим

$$EJ_T \cdot y_C = -\frac{5 \cdot q_1 \cdot l_T^4}{384} \quad \text{. Откуда}$$

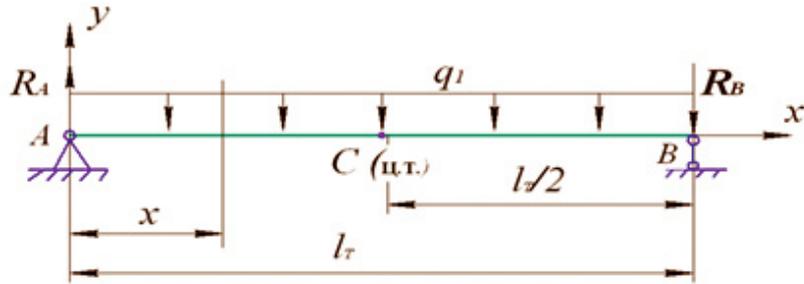


Рис. 5. Расчетная схема упругой системы «долото – забойный двигатель».

с учетом $q \cdot l_T = Q_T$, получим:

$$f_0 = \frac{M_{\text{УПР}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} + \frac{M_K \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{16 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \quad (13)$$

После подстановки полученных результатов (8), (9), (13) в формулу (4), имеем:

$$f_{Q_T} = -\frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \quad (14)$$

Тогда с учетом (3), получим:

$$f = \left(\frac{M_{\text{УПР}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} + \frac{M_K \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{16 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \right) \cdot \frac{1}{1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3}} \quad (15)$$

После подстановки f в условие (2), получим:

$$\left(\frac{M_{\text{УПР}} \cdot l_T^2}{16 \cdot EJ_T} + \frac{M_K \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{16 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} \right) \cdot \frac{1}{1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3}} < 0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T$$

С учетом того, что $M_{\text{УПР}} = P_y \cdot l_T$, а $M_K = 0,5 \cdot P_{\text{ОТ}} \cdot D_C \cdot \mu$ получим:

$$\frac{P_y \cdot l_T^3}{16 \cdot EJ_T} + \frac{P_{\text{ОТ}} \cdot D_C \cdot \mu \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{32 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} < (0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T) \cdot \left(1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3} \right) \quad (16)$$

Однако по формуле М.П. Гулизаде отклоняющая сила при применении кривого переводника определяется как [2, 5].

$$P_{\text{ОТ}} = P_y - \frac{Q_T \cdot l_{\text{Ц}} \cdot \sin\theta}{l_T} \quad (17)$$

где: $l_{\text{Ц}}$ - расстояние от центра тяжести ВЗД до сечения изгиба отклонителя, м.;

l_T - расстояние от торца долота до сечения изгиба отклонителя, м.

Но если принять $l_{\text{Ц}} = l_T/2$, то с учетом (17) отклоняющая сила будет равна $P_{\text{ОТ}} = P_y - 0,5 \cdot Q_T \cdot \sin\theta$. Откуда упругая сила будет равна $P_y = P_{\text{ОТ}} + 0,5 \cdot Q_T \cdot \sin\theta$. Подставим полученный результат в неравенство (16), имеем:

$$\frac{P_{\text{ОТ}} \cdot l_T^3}{16 \cdot EJ_T} + \frac{P_{\text{ОТ}} \cdot D_C \cdot \mu \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta}{32 \cdot EJ_T} - \frac{5 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{384 \cdot EJ_T} < (0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T) \cdot \left(1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3} \right)$$

После простых математических преобразований окончательно имеем:

$$P_{\text{ОТ}} < \frac{16 \cdot EJ_T \cdot (0,43 \cdot D_C + 0,30 \cdot D - 0,73 \cdot d_T) \cdot \left(1 - \frac{P \cdot \cos\theta}{P_3} \right) - 0,29 \cdot Q_T \cdot l_T^3 \cdot \sin\theta}{l_T^3 + 0,5 \cdot D_C \cdot \mu \cdot l_T^2 \cdot \text{tg}\theta} \quad (18)$$

где: EJ_T - жесткость ВЗД на изгиб, Н·м²;

D_C - диаметр скважины, м.;

D - диаметр долота, м.;

d_T - диаметр ВЗД, м.;

P - осевая нагрузка на долото, Н;

P_3 - эйлерова сила, Н;

Q_T - вес ВЗД, Н; l_T - длина ВЗД с долотом, м.

Предлагаемая формула (18) в отличие от формулы М.П. Гулизаде для упругой системы ВЗД имеет в знаменателе дроби слагаемое, учитывающее влияние крутящего момента на величину отклоняющей силы. Это влияние возрастает до 4,2% при увеличении зенитного угла до 85° , поэтому нельзя не учитывать вращение системы ВЗД при определении величины отклоняющей силы $P_{от}$.

Для оценки влияния на величину отклоняющей силы параметров, входящих в формулу (15), рассмотрим в качестве примера работу ВЗД типа *BL962*, применяемого в условиях бурения скважины на месторождении Южный Дракон и ДойМой. Данный ВЗД обладает следующими характеристиками: $l_T = (8,53 + 0,20)$ м; $Q_T = 22563$ Н; $d_T = 0,2445$ м; $EJ_T = 32,198 \cdot 10^6$ Н·м²; $P = 130000$ Н; $D_C = m \cdot 0,311$ м; $\mu = 0,2$; $\theta = 25^\circ$.

Для построения графиков зависимостей отклоняющей силы $P_{от}$ от зенитного угла θ ствола скважины, коэффициента увеличения диаметра ствола скважины $m = D_C/D$ и суммарной длины забойного двигателя и долота l_T , которые представлены на рис. 6, воспользуемся типовой компьютерной программой Excel.

Рис. 6 показывает, что отклоняющая сила, действующая на долото, пропорционально уменьшается при увеличении зенитного угла ствола скважины (рис. 6а) и при увеличении длины забойного двигателя (рис. 6в), что приводит к затруднению контроля за направлением ствола скважины. А при увеличении зазора между долотом и стенкой скважины эта сила увеличивается, но она не должна превышать определенного критического значения, при котором стрела прогиба системы «долото–забойный двигатель–отклонитель» достигает критического значения и корпус забойного двигателя, изгибаясь, препятствует искривлению ствола в заданном направлении. В этих случаях ВЗД из ограничивающего фактора интенсивности искривления ствола превращается в препятствующий фактор искривления скважины в требуемом направлении.

Также следует отметить, что при бурении с применением ВЗД в интервалах набора кривизны отклоняющая сила на долоте постоянно варьируется из-за изменения длины вала изгибающего КНБК, зенитного угла ствола и осевой нагрузки на долото. А при бурении с использованием РУС эта сила почти не изменяется за счет

отсутствия изгиба КНБК и стабилизации нагрузки на долото. В результате этого достигается более высокая как механическая скорость бурения, так и интенсивность искривления в интервалах набора кривизны по сравнению с ВЗД. Кроме того, при бурении с использованием ВЗД в интервале с постоянным зенитным углом происходят перегибы ствола скважины, что приводит к необходимости корректировки направления ствола для возврата к проектной траектории. Необходимость корректировки траектории снижает скорость проходки бурения на этих интервалах.

В свою очередь при бурении направленных скважин системой ВЗД возникают и технологические трудности. Главными являются проблемы, связанные с транспортированием выбуренной породы в горизонтальной и сильно наклонной части ствола; большие потери при передаче нагрузки на долото, вследствие, возникающих сил трения; необходимость подъема буровой колонны и смены компоновки после достижения заданных параметров кривизны ствола скважины и т.д. Эти трудности возрастают с увеличением длины горизонтального участка [4].

Кроме того, опыт использования ВЗД в направленном бурении скважин показывает, что забойный двигатель, как основной элемент в данной системе может терять работоспособность в силу ряда причин: износа рабочих органов; повреждения эластичной обкладки или отрыва ее от металлического остова; зашламования рабочих органов; поломки торсиона или карданного вала; износа шарниров; износа и заклинивания осевой опоры; износа радиальной опоры; разъединения элементов роторной группы; разъединения корпусных резьб; поломки выходного вала; неисправности переливного клапана.

Выше указанные технические и технологические недостатки системы ВЗД предопределили необходимость перехода от ВЗД к системе РУС при бурении направленных скважин.

Так в мае 2009 г., предприятие «Вьетсовпетро» начинает применять РУС типа «Пауэдрайв *PD900X5*» фирмы «Шлюмберже» при бурении скважины №321 платформы *RC2* на месторождении Южный Дракон и ДойМой. После получения положительных результатов они продолжили применять эту систему и на других

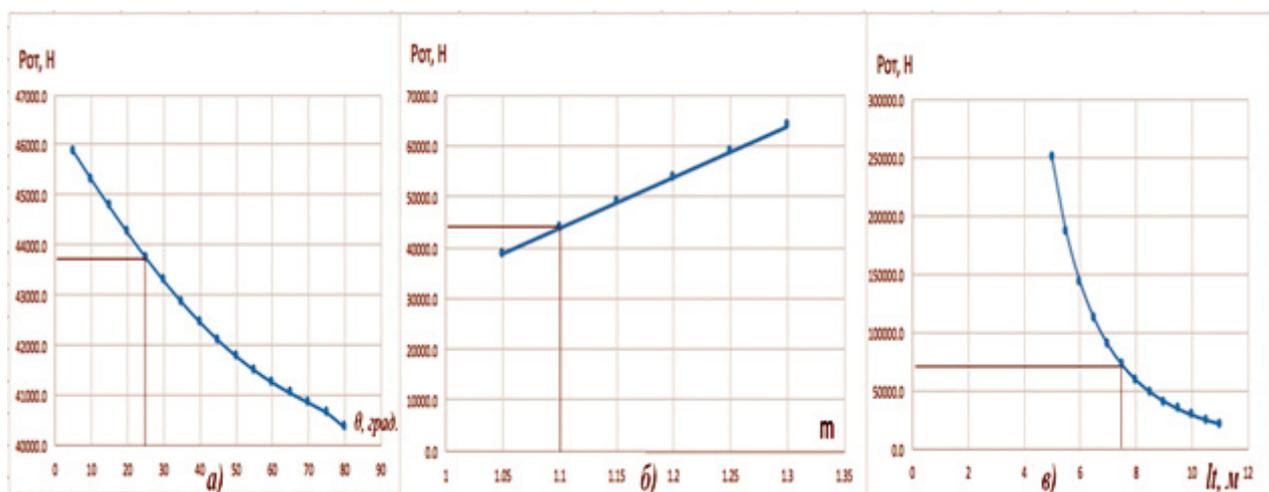


Рис. 6. Графики зависимостей отклоняющей силы от зенитного угла ствола скважины, коэффициента увеличения диаметра ствола скважины и суммарной длины забойного двигателя и долота.

скважинах месторождения. В конце того же года, предприятие «Вьетсомпетро» начинает применять РУС типа «Автотрак» фирмы «Бэйкер-Хьюз» при бурении на участках диаметром 311 мм в скважинах: 405-RCDM, 406-RCDM, 12DR, MT1X, 122-BK15.

Время, затраченное на бурение скважин на участках диаметром 311 мм платформы RC4 отражено графиком, показанным на рис. 7, а для скважин платформы RC5 - на рис. 8.

По данным, приведенным на рис. 7, определяем механическую скорость бурения на соответствующих участках диаметром 311 мм каждой скважины платформы RC4. Результаты определения свидетельствуют, что при бурении скважины №421 с применением РУС механическая скорость увеличилась на 60% по сравнению с ВЗД для скважины №25, которые имеют одинаковую глубину. При этом средняя механическая скорость бурения всех скважин с применением РУС (№№ 420, 421 и 422) возрастает на 67,3% по сравнению со средним ее значением при использовании ВЗД на скважинах №20 и №25.

При бурении скважины №502 с применением РУС механическая скорость увеличилась на 93,7% по сравнению с ВЗД на скважине №17. Подобное увеличение (на 110%) значения средней механической скорости с применением РУС наблюдалось при проходке скважин №№ 501, 502, 503 и 504 по сравнению с ее значением при использовании ВЗД на скважинах №17 и №19.

Из табл.1 следует, что процесс бурения с применением РУС на участках скважины диаметром 311 мм (объем бурения 2231,7 м.) является более эффективным, так как сократилось время бурения на платформе RC4 на 9,8 суток, а на платформе RC5 (объем бурения 1660,3 м.) - на 5,9 суток. При этом соответственно уменьшилась стоимость 1 м бурения скважины. Для большей убедительности определим стоимость 1 м бурения применительно к условиям предприятия Вьетсомпетро. Для этого воспользуемся формулой данного предприятия

$$C = \frac{C_0 + C_1 \cdot T}{H} \quad (19)$$

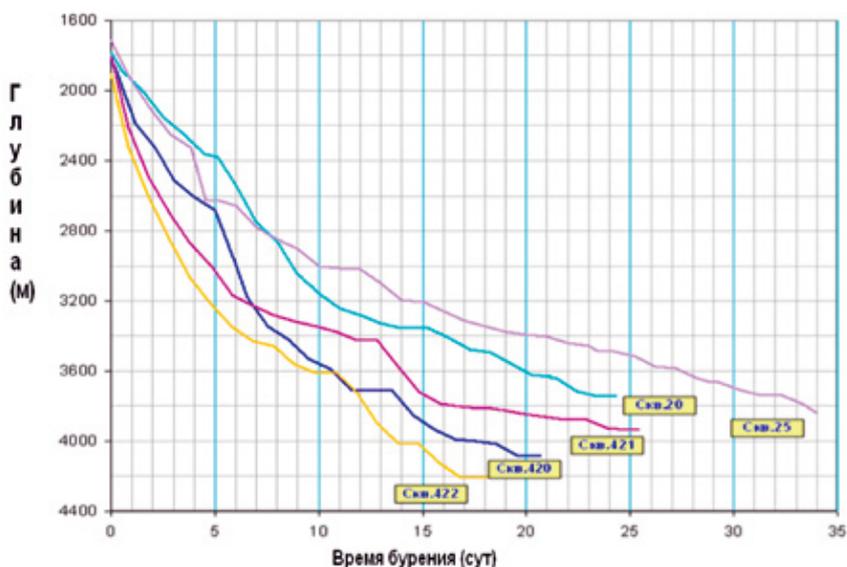


Рис. 7. Время бурения скважин платформы RC4 на участках диаметром 311 мм.

где: C - стоимость 1 м бурения, дол./м.;
 C_0 - средняя стоимость обслуживания РУС при бурении на участке диаметром 311 мм одной скважины, дол.;
 C_1 - стоимость обслуживания платформы сутки, включающая буровую установку, вертолет, заработную плату, бензин, и т.д., дол./сут.;
 T - время бурения, сут.;
 H - общий объем бурения, м.

Результаты расчета по формуле (19) для предприятия Вьетсомпетро приведены в табл. 2.

Очевидно, что процесс бурения с применением РУС более эффективен по сравнению с ВЗД. При бурении с применением РУС механическая скорость увеличилась на 67÷110%, а стоимость 1 м бурения снизилась на 14,5÷22% по сравнению с ВЗД.

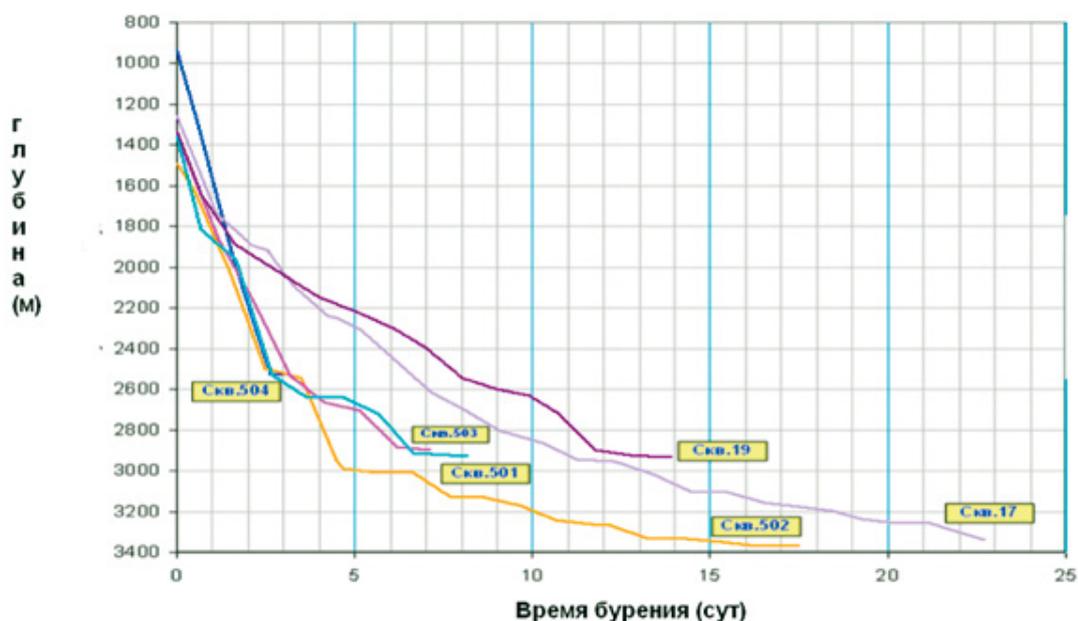


Рис. 8. Время бурения скважин платформы RC5 на участках диаметром 311 мм.

Таблица 1. Время и механическая скорость бурения скважин на платформах RC4 и RC5 на участках диаметром 311 мм.

Скважина	Глубина, м.	Интервал, м.	Начальный и конечный зенитный угол, град.	Время бурения, сут.	Механическая скорость $V_{\text{мех}}$, м/час
20	1780÷3743	1963	22-2.5	24.3	6.5
25	1712÷3842	2130	18.5-18.5	34	4.4
Средний (ВЗД)		2046.5		29.2	5,2
420	1836÷4086	2250	26.0-25.5	20.7	8,7
421	1792÷3935	2143	23.0-21.5	25.4	7
422	1905÷4207	2302	37.0-39.5	18.7	11,1
Средний (РУС)		2231.7		21,6	8,7
19	1330÷2933	1603	31.5-6.0	13,9	10,4
17	1255÷3337	2082	20.5-30	22,7	6,4
Средний (ВЗД)		1842.5		18,3	7,7
501	1354÷2927	1573	21.5-21.5	8.2	29,6
502	1490÷3370	1880	43.0-32.0	17,5	12,4
503	1369÷2897	1528	25.5-0.1	7.1	15
Средний (РУС)		1660.3		10.9	16,2

Таблица 2. Стоимость 1 м бурения на платформах RC4 и RC5.

Платформа	Стоимость 1 м бурения, дол./м	
	ВЗД	РУС
RC4	2554	1988
RC5	1778	1518

В результате анализа технической, технологической и экономической эффективности применения роторной управляемой системы (РУС) при бурении скважин на месторождениях углеводородов, осуществляемой предприятием Вьетсовпетро сформулированы следующие выводы и рекомендации.

1. По техническим, технологическим и экономическим характеристикам, несмотря на имеющиеся недостатки, система РУС превосходит применяемую систему ВЗД при бурении наклонно-направленных скважинах.

2. Применение системы РУС приводит к повышению механической скорости бурения на 67÷110%.

3. Использование системы РУС сопровождается снижением стоимости 1 м бурения скважины на 14÷22%.

4. Рекомендуется при бурении наклонно направленных скважин активно переходить на систему РУС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дашиев Э.В. Анализ технологии бурения горизонтальных участков скважины на Ванкорском нефтяном месторождении с целью разработки рекомендаций по использованию современных роторно-управляемых систем. [Электронный ресурс] <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/145.pdf> - дата обращения 15.12.2015.
2. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. - М.: Недра, 1990. - 346 с.
3. Кирсанов А.Н., Зиненко В.П., Кардыш В.Т. Буровые машины и механизмы. - М.: Недра, 1986. - 448 с.
4. Овчинников В.П. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - Тюмень: ГНГУ, 2014. - т.2, - 484 с.
5. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Батриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. - 637 с.
6. Тимошенко С.П. Сопротивление материалов. - М.: Гостехиздат, 1932. - 336 с.

REFERENCES

1. Dashiev Je.V Analysis of the technology of drilling horizontal sections of wells in the Vankor oil field with the aim of developing recommendations on the use of modern rotary steerable systems. [Electronic resource] <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/145.pdf> - date of access 15.12.2015
2. Kalinin A.G., Grigorjan N.A., Sultanov B.Z. Drilling deviated wells. - M.: Nedra, 1990. - 346 p.
3. Kirsanov A.N., Zinenko V.P., Kardys V.T. Drilling machines and mechanisms. - M.: Nedra, 1986. - 448 p.
4. Ovchinnikov V.P. et al. Technology of drilling oil and gas wells. - Tyumen: GNGU, 2014. - V. 2, - pp. 484.
5. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Batrikov S.N., Solodkij K.M. The drilling of directional, horizontal and multilateral wells. - M.: Center Lit Oil Gas, 2011. - 637 p.
6. Timoshenko S.P Mechanics of materials. M.: Gostehizdat, 1932. - 336 p.

УДК 622.24

Особенности измерения крутящих моментов с использованием вариационных структур

¹Б.А. Перминов – канд. техн. наук, доцент;
²В.Б. Перминов – канд. техн. наук, зам. нач. отдела;
³Э.Х. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
¹Э.З. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, проректор;
³Е.Н. Сесюк – директор
 (Ухтинский государственный технический университет;
²ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
³«Центральные электрические сети», Ухта)

Под вариационной структурой [1] следует понимать структуру, представляющую собой встречно-параллельное включение двух инерционных звеньев с различными постоянными времени (рис. 1). Здесь передаточная функция первого звена определяется выражением:

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

для второго звена соответственно:

$$W_2(p) = \frac{k_2}{T_2 p + 1}; \quad (2)$$

где $W_1(p)$ и $W_2(p)$ - передаточные функции первого и второго звеньев в изображениях Лапласа;
 T_1 и T_2 - постоянные времени звеньев;
 k_1 и k_2 - статистические коэффициенты передачи звеньев;
 p - оператор Лапласа.

Суммарная передаточная функция структуры определяется соотношением:

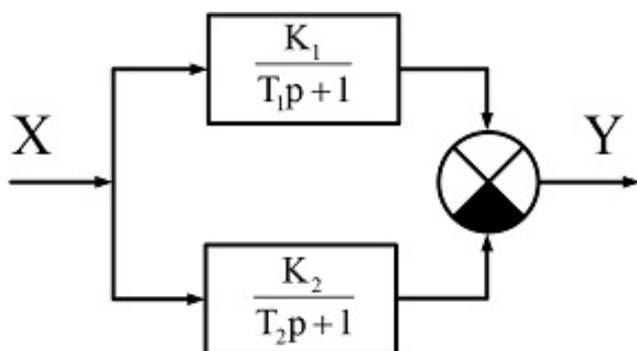


Рис. 1. Встречно-параллельное включение двух инерционных звеньев.

$$W_{\Sigma}(p) = W_1(p) + W_2(p) = \frac{kp(T_2 - T_1)}{T_1 T_2 p^2 + (T_2 + T_1)p + 1} \quad (3)$$

где $k = k_1 = k_2$.

Дифференциальное уравнение динамики структуры согласно передаточной функции (3) можно записать в виде:

$$T_2 T_1 \frac{d^2 y}{dt^2} + (T_2 + T_1) \frac{dy}{dt} + y = k(T_2 - T_1) \frac{dx}{dt} \quad (4)$$

где y - выходная координата вариационной структуры;
 x - входная величина структуры.

Решение дифференциального уравнения (4) имеет вид:

$$h(t) = k(e^{-t/T_2} - e^{-t/T_1}) \quad (5)$$

Максимум функции определяется выражением:

$$h'(t) = k\left(\frac{1}{T_1} e^{-t/T_1} - \frac{1}{T_2} e^{-t/T_2}\right) \quad (6)$$

Отсюда можно найти интервал времени, соответствующий максимуму переходной функции:

$$t_{\max} = \ln \frac{T_1}{T_2} \cdot \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \quad (7)$$

Точка максимума соответствует неравенству $T_1 > T_2$, а точка минимума $T_1 < T_2$, т. е. $h(t)$ следует рассматривать как $|h(t)|$ для определения расхождения функции в различные моменты времени. Кривая является симметричной, следовательно, можно говорить о конкретном соотношении $m = T_1 / T_2 > 1$ и исследовать задачу о максимуме:

$$h_{\max} = k\left(e^{-\frac{T_1}{T_1 - T_2} \ln \frac{T_1}{T_2}} - e^{-\frac{T_2}{T_1 - T_2} \ln \frac{T_1}{T_2}}\right) = k\left(e^{\ln(m) \cdot \frac{m}{1-m}} - e^{\ln(m) \cdot \frac{1}{1-m}}\right) \quad (8)$$

где $m = T_1 / T_2$.

Выражение (8) может быть сведено к виду:

$$h_{\max} = k \left(m \frac{m}{1-m} - m \frac{1}{1-m} \right) \quad (9)$$

Компьютерная обработка выражения (9) позволила провести построение зависимости $h_{\max}(t)$, представленной на рис. 2. Из анализа этой зависимости следует, что в точках, составляющих значения $m=+1$ и $m=-1$ значения функции обращаются в ноль, а при значениях $m=1$ возникает неопределенность решения. Максимум функции определяется значением $m = -0,086$, что соответствует отрицательному значению одной из постоянных времени, т.е. $T_1 < 0$ или $T_2 < 0$, что противоречит физическому смыслу. Следовательно, рабочим диапазоном используемого соотношения m является интервал от 0 до 1, при этом $h(t)$ больше, чем меньше m или больше неравенство $T_1 < T_2$. Наиболее оптимальное значение m может быть взято в пределах от 0,01 до 0,05 для случая малоинерционных преобразований. При меньших значениях отношения для инерционных преобразований возникают сложности при их реализации и применению.

Измерение крутящего момента с использованием вариационных структур осуществляется косвенным методом, при котором результат измерения получают вследствие деления результата измерения мощности двигателя привода буровой установки на результат измерения угловой скорости вала привода. Реализация схемы измерения крутящего момента для этого случая представлена на рис. 3. Здесь имеем два вариационных канала измерения: канал измерения мощности двигателя привода с передаточной функцией:

$$W_N(p) = \frac{k_N p (T_2 - T_1)}{T_2 T_1 p^2 + (T_2 + T_1) p + 1} \quad (10)$$

и канал измерения угловой скорости с передаточной функцией:

$$W_\omega(p) = \frac{k_\omega p (T_4 - T_3)}{T_4 T_3 p^2 + (T_4 + T_3) p + 1} \quad (11)$$

Выходы каналов измерения мощности и угловой скорости подключены к блоку деления, откуда полная передаточная функция всей структуры имеет вид:

$$W(p) = \frac{W_N(p)}{W_\omega(p)} = \frac{k_N p (T_2 - T_1) [T_4 T_3 p^2 + (T_4 + T_3) p + 1]}{k_\omega p (T_4 - T_3) [T_2 T_1 p^2 + (T_2 + T_1) p + 1]} \quad (12)$$

Частный случай: если приравнять параметры настройки первого и второго каналов измерений в виде: $T_1 = T_3 = T'$; $T_2 = T_4 = T''$, то выражение (12) сведется к виду:

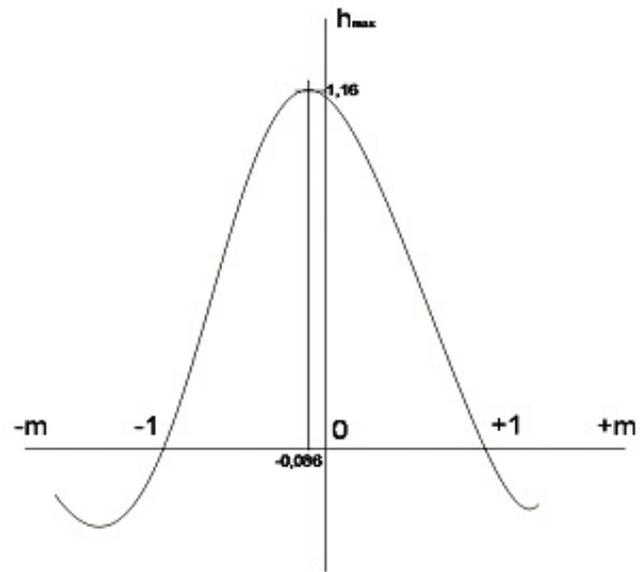


Рис. 2. Кривая максимума переходного процесса (от m).

$$W(p) = \frac{W_N(p)}{W_\omega(p)} = k(p) \cdot l(p) \quad (13)$$

где $k(p) = k_n / k_\omega$ - общий коэффициент передачи измерителя в функции в изображениях;
 $l(p)$ - единичное ступенчатое воздействие.

Более интересный результат может быть получен для записи временных функций (функции оригинала). Переходная функция канала измерения мощности и угловой скорости записывается в виде выражения (5), т.е.

$$h_N(t) = k_N (e^{-t/T_2} - e^{-t/T_1}) \quad (14)$$

$$h_\omega(t) = k_\omega (e^{-t/T_4} - e^{-t/T_3}) \quad (15)$$

Для частного случая общая переходная функция всей структуры имеет вид:

$$h(t) = \frac{h_N(t)}{h_\omega(t)} = k \frac{(e^{-t/T_2} - e^{-t/T_1})}{(e^{-t/T_4} - e^{-t/T_3})} = k \cdot l(t) \quad (16)$$

где $l(t)$ - типовое ступенчатое воздействие.

Таким образом, при реализации частного случая, когда постоянные времени инерционных звеньев вариационных структур попарно равны ($T_1 = T_3$; $T_2 = T_4$), то результат

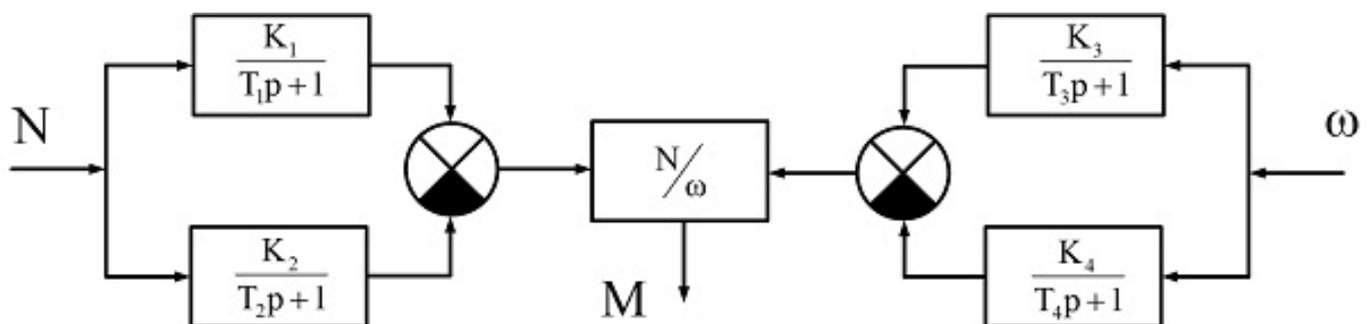


Рис. 3. Вариационная структура измерения крутящего момента.

измерения определится в виде:

$$\Delta M = k \frac{\Delta N}{\Delta \omega} \quad (17)$$

т.е. проводится измерение не общего значения крутящего момента $M \pm \Delta M$, а его динамического приращения $\pm \Delta M$.

Получение возможности измерения непосредственно динамического приращения крутящего момента крайне важно, так как это свойство может быть широко использовано в построении регуляторов процесса бурения.

Оценка точности измерения вариационной структуры измерения крутящего момента может быть проведена на базе оценки точности косвенного метода. Иными словами, в этом случае результат измерения определяется уравнением:

$$\Delta M = F(N, \omega) \quad (18)$$

В качестве наиболее достоверного значения x_m косвенного измерения величины ΔM следует понимать значение, полученное подстановкой в формулу (18) косвенного измерения средних арифметических \bar{x} , рядов измерений исходных величин:

$$x_m = F(\bar{x}_N, \bar{x}_\omega) \quad (19)$$

Дисперсия этой оценки равна:

$$\sigma_{x_m}^2 = \sum_1^n \left(\frac{\partial F}{\partial M}\right) \sigma_i^2 + \sum_1^n \left(\frac{\partial F}{\partial M_i}\right) \left(\frac{\partial F}{\partial M_j}\right) r_{ij} \sigma_{x_i} \sigma_{x_j} \quad (20)$$

где r_{ij} - коэффициент корреляции между погрешностями σ_i и σ_j оценок M_i и M_j .

Значения частных производных вычисляются при средних арифметических значениях аргумента $M_i = \bar{x}$. Произведения частных производных уравнения косвенного измерения на среднеквадратичное отклонение результатов измерения соответствующих аргументов, как известно, определяется частными погрешностями E_i косвенного измерения:

$$E_i = \left(\frac{\partial F}{\partial M_i}\right) \sigma_{\bar{x}_i} \quad (21)$$

Если случайные погрешности отдельных аргументов попарно не коррелированы ($r_{ij} = 0, i, j = 1, 2, \dots, m$), то дисперсия результатов согласно (21) равна сумме квадратов частных погрешностей:

$$\sigma_{\bar{x}_M}^2 = \sum_1^n E_i^2 \quad (22)$$

В [1] показано, что погрешность результата косвенного измерения наряду со случайной погрешностью содержит еще и систематическую составляющую. Для того, чтобы исключить эту систематическую погрешность необходимо к рассчитанному по формуле (20) результату прибавить суммарную поправку q , равную систематической погрешности и обратную ей по знаку, т.е. результат измерения запишется в виде:

$$M = \bar{x}_M + q = t_p \sigma_{\bar{x}_M} \quad (23)$$

Рассчитать поправку на систематическую погрешность весьма сложно, так как она определяется и каналом измерения мощности привода и каналом измерения скорости. Экспериментальный метод определения поправок так же не применим, поэтому данное направление реализации

приборов для измерения крутящего момента будет определяться значительными погрешностями измерения и сложностью выделения динамического наброса крутящего момента на фоне его статической составляющей.

В измерителях крутящего момента с выделением динамической составляющей результата измерения, осуществляющих дифференцирование измеряемой величины за счёт применения различных методов, удается полностью отсеять, как постоянную составляющую, так и систематическую погрешность измерения крутящего момента. Инерционность обоих фильтров канала измерения попарно приближают друг к другу, а результат измерения получают путем деления сигнала наброса мощности на наброс скорости вращения вала привода. Это позволяет устранить статистическую составляющую в канале измерения мощности и в канале измерения скорости вращения, свести к нулю систематическую составляющую погрешности измерения за счет дифференцирования. Кроме того, за счет деления измеряемых величин компенсируется синфазная помеха.

Для нахождения выражения относительной погрешности $\gamma_M = \frac{\Delta M}{M}$ прологарифмируем выражение (17), а после дифференцирования получим:

$$\frac{dM}{M} = \frac{dK}{K} + \frac{dN}{N} - \frac{d\omega}{\omega} \quad (24)$$

Так как $\frac{dM}{M} \approx \frac{\delta M}{M}, \frac{dK}{K} \approx \frac{\delta K}{K}, \frac{dN}{N} \approx \frac{\delta N}{N}, \frac{d\omega}{\omega} \approx \frac{\delta \omega}{\omega}$, являются составляющими относительных погрешностей, имеем:

$$\gamma_M = \gamma_K + \gamma_{\Delta N} - \gamma_{\Delta \omega} \quad (25)$$

Рассмотрим по отдельности относительные погрешности каналов измерения мощности и скорости вращения вала привода на примере канала измерения мощности. Для выходной величины первого измерительного канала, содержащего первый аperiодический элемент можно записать:

$$N_1 = N_0 \sqrt[2]{1 + \frac{\Delta x}{x_0}} \quad (26)$$

для второго инерционного преобразователя:

$$N_2 = N_0 \sqrt[2]{1 - \frac{\Delta x}{x_0}} \quad (27)$$

где N_0 - начальное значение мощности привода;

$\frac{\Delta x}{x_0}$ - относительное значение наброса мощности.

Разность этих выходных величин равна:

$$\Delta N = N_1 - N_2 = N_0 \left(\sqrt[2]{1 + \frac{\Delta x}{x_0}} - \sqrt[2]{1 - \frac{\Delta x}{x_0}} \right) \quad (28)$$

Разлагая каждый из радикалов в ряд и вычитая подобные члены, получаем:

$$\Delta N = N_0 \left[\frac{2}{n} \left(\frac{\Delta x}{x_0} \right) + \frac{(n-1)(2n-1)}{3n^3} \left(\frac{\Delta x}{x_0} \right)^3 + \dots \right] \quad (29)$$

Из выражения (29) видно, что на выходе дифференциального преобразователя отсутствует постоянная составляющая, т.е. при $\Delta x = 0$, значение $N = 0$, а не N_0 .

Чувствительности двух преобразователей складываются, а результирующая чувствительность удваивается, т.е.

$$\Delta N = N_0 \frac{2}{n} \left(\frac{\Delta x}{x_0} \right) \quad (30)$$

При этом надо иметь в виду, что погрешности чувствительности канала измерения мощности по абсолютной величине также складываются, и поэтому коррекции мультипликативных погрешностей не происходит, а их относительная величина остается такой же, как у отдельных преобразователей. Погрешности линейности, обусловленные третьим членом ряда, при строгом равенстве чувствительностей обоих преобразователей взаимно корректируются. Относительная погрешность измерения наброса мощности соответственно определяется:

$$\gamma_{\Delta N} = \frac{2}{n} \left(\frac{\Delta x}{x_0} \right) + \frac{(n-1)(2n-1)}{3n^3} \left(\frac{\Delta x}{x_0} \right)^3 + \dots \quad (31)$$

Аналогично рассуждая, получим значение относительной погрешности канала измерения наброса частоты вращения вала привода:

$$\gamma_{\Delta n} = \frac{2}{n} \left(\frac{\Delta x'}{x_0'} \right) + \frac{(n-1)(2n-1)}{3n^3} \left(\frac{\Delta x'}{x_0'} \right)^3 + \dots \quad (32)$$

Подставляя значения $\gamma_{\Delta N}$ и $\gamma_{\Delta n}$ из (31) и (32) в выражение погрешности всего прибора для измерения крутящего момента в целом получим:

$$\gamma_M = \frac{2}{n} \left(\frac{\Delta x}{x_0} - \frac{\Delta x'}{x_0'} \right) + \frac{(n-1)(2n-1)}{3n^3} \left(\frac{\Delta x}{x_0} - \frac{\Delta x'}{x_0'} \right)^3 + \dots \quad (33)$$

Таким образом, для предлагаемого метода измерения наброса крутящего момента погрешность измерения оказывается наименьшей, определяется разностью относительных значений динамического наброса по входу канала измерения мощности и канала измерения скорости вращения вала и может быть полностью скомпенсирована путем регулировки чувствительности каналов.

Выводы

1. При использовании вариационной структуры измерения крутящего момента на валу привода буровой установки возможно измерение динамических приращений мощности двигателя привода $\Delta V_N = dN/dt$ и угловой скорости вращения вала привода $\Delta V_\omega = d\omega/dt$.

2. При согласовании параметров настройки вариационных структур каналов измерения вида $T_1 = T_3$ и $T_2 = T_4$ возможно проведение измерения приращения крутящего момента вида $\Delta M = \Delta N / \Delta \omega$. При этом постоянные составляющие результата измерения мощности и угловой скорости отсекаются, что способствует выделению динамического приращения крутящего момента с высокой разрешающей способностью.

3. В общем случае, когда $T_1 \neq T_3$ и $T_2 \neq T_4$ величина крутящего момента определяется градиентом, т.е. $\text{grad } M = V_N / V_\omega = dN / d\omega$.

4. При отсекании постоянных составляющих результата измерения мощности и угловой скорости устраняются статистические и систематические составляющие погрешностей, а операция деления результатов измерения позволяет компенсировать синфазные ошибки каналов измерения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Дифференциальная (вариационная) структура измерителя крутящего момента на валу электродвигателя буровых установок. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. – №2. – с. 33-35.
2. Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Косвенный метод измерения крутящего момента. // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – М.: Издательство научно-технической литературы, 2011. – №7 – с. 46-48.
3. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Оценка точности характеристик дифференциальной (вариационной) структуры измерителя крутящего момента на валу силового привода буровых установок. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2011. – №7 – с. 14-16.
4. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б. Способ измерения параметров бурения с использованием вариационной структуры. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2014. – №3. – с. 27-29.

REFERENCES

1. Bykov I. Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Differential (variational) structure of the meter of torque on the motor shaft drilling rigs. - Petroleum engineer. – M.: LLC “IDS Drilling”, 2011. - #2. – p. 33-35.
2. Zaikin S. F., Perminov B. A. Indirect method of measuring torque. - Devices and systems. Management, control, diagnostics. – M.: Izdatel'stvo nauchno-tekhnicheskoy literatury, 2011. - #7. – pp. 46-48.
3. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A. Accuracy assessment of the differential characteristics of (variational) structure of meter shaft power drive torque for drilling rigs. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC “VNIIOENG”, 2011. - #7 – p. 14-16.
4. Bykov I.Ju., Zaikin S.F., Perminov B.A., Perminov V.B. Method of measurement of drilling parameters using a variational structure. - Petroleum engineer. – M.: LLC “IDS Drilling”, 2014. - #3. – pp. 27-29.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

5. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Лапин А.Е. Анализ вариационной структуры динамического градиента крутящего момента. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2015. – №8. – с. 15-17.
6. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х. Согласование инерционных свойств вариационной структуры измерения градиента крутящего момента с системой управления бурением. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИОЭНГ», 2015. – №9. – с. 10-14.
7. Перминов Б.А., Перминов В.Б., Ягубов З.Х., Ягубов Э.З., Тетеревлева Е.В. Применение вариационных структур в косвенных методах измерения. // Научно-методический электронный журнал Концепт. – Киров: Автономная некоммерческая организация дополнительного профессионального образования "Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании", 2014. – т.8. – с. 191-195.

REFERENCES (ending)

5. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Lapin A.E. The analysis of the variational structure of the dynamic gradient torque. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2015. – #8. – p. 15-17.
6. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H. Harmonization of inertial properties of the variational structure of gradient measurement of the torque with the control system of drilling. - Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2015. – #9. – pp. 10-14.
7. Perminov B.A., Perminov V.B., Jagubov Z.H., Jagubov Je.Z., Teterevleva E.V. Application of the variational structures in the indirect methods of measurement. - Scientific and methodological e-magazine Concept, 2014. – T.8. – pp. 191-195.

УДК 622.243.23

Особенности проектирования плоских и пространственных траекторий скважин и боковых стволов

М.Э. Кравец – канд. техн. наук, главный специалист
(ООО «СамараНИПИнефть»)

Расчет профиля скважин или боковых стволов (БС) можно производить в коммерческих пакетах программ, например, Drillnet или аналогичных, большинство из которых требуют вмешательства проектировщика на каждой стадии проектирования (интерактивны). На каждом шаге проекта требуется выбрать следующую целевую точку и параметры элемента профиля и рассчитать сопряжение с предыдущим расчетным элементом. Такие программы позволяют рассчитать профиль скважины или БС за несколько шагов, а качество расчетной траектории скважины зависит от квалификации и опыта проектировщика.

Данная статья посвящена алгоритмам автоматического расчета профиля скважин или боковых стволов за один этап. От проектировщика требуется только задать конечную целевую точку, выбрать модель и установить некоторые параметры профиля.

Целевая точка А (или А и В) для скважины или бокового ствола может быть задана в прямоугольных или радиальных координатах (рис. 1).

Параметры целевой точки в прямоугольной и радиальной системе координат приведены в табл. 1 и табл. 2 соответственно.

Математические выражения, определяющие взаимосвязь параметров профиля представлены в табл. 3.

В случае проектирования плоских видов профиля в апсидальной плоскости $\varphi = \varphi_1 = \varphi_2$:

Иногда некоторые параметры целевой точки несущественны для проектируемой скважины или бокового ствола. В этом случае необязательно указывается длина ствола по пласту, азимут ствола и/или зенитный угол (ЗУ) входа в пласт, т.е. целевая точка, определяется только по первым трем параметрам.

При проектировании новой скважины может быть

выбран один из следующих типовых профилей – плоских (2D-типа) или пространственных (3D-типа) (табл. 4).

Алгоритм расчета профиля скважины рассмотрим на примере 4-х элементного профиля J-типа. Профиль содержит 4 участка:

- Вертикальный (OA);
- Набор угла начальный (AB);
- Тангенциальный (BC);
- Набор угла до входа в пласт (CD).

Обычно такой профиль строится для горизонтальных или наклонных скважин, направление горизонтального (наклонного) участка по пласту которых совпадает с азимутом точки входа в пласт. В этом случае помимо цели (точки D входа в пласт) указывается также необходимый зенитный угол β входа в пласт.

Профиль строится в апсидальной плоскости $X_\phi-Z$ с азимутом ϕ , а также в проекции на горизонтальную плоскость $X-Y$ (рис. 2).

При проектировании данного профиля задаются координатами точки входа в пласт – x, y, z и зенитным углом β . При расчете профиля требуется определить следующие параметры:

- z_1 - глубина вертикального участка (начало 1-го набора кривизны);
- α - зенитный угол после набора кривизны;
- i_1 - интенсивность 1-го набора зенитного угла

или радиус $R_1 = \frac{180}{\pi \cdot i_1}$;

- i_2 - интенсивность 2-го набора зенитного угла

или радиус $R_2 = \frac{180}{\pi \cdot i_2}$;

- ϕ - азимут целевой точки.

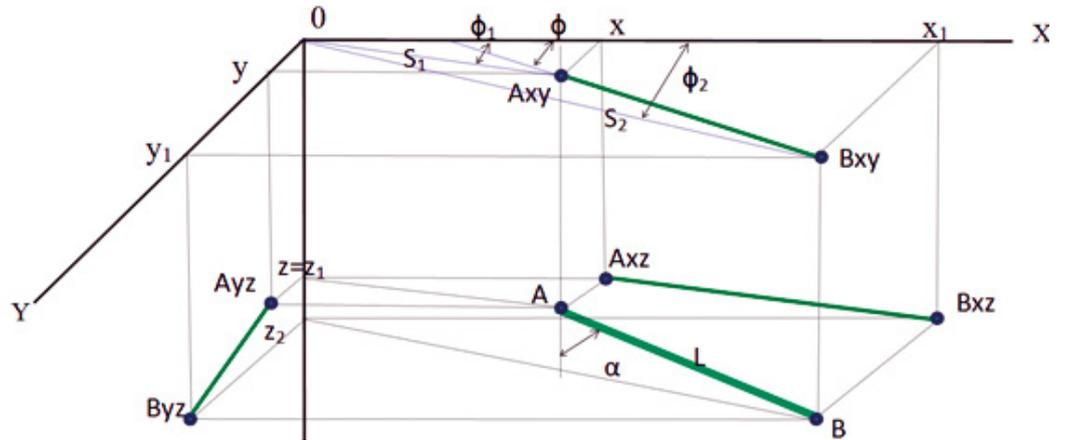


Рис. 1. Целевая точка проектной скважины или бокового ствола (рисунок повернут на 90°; 0 – устье скважины; X – направление NS; Y – направление EW).

Таблица 1. Параметры целевой точки в прямоугольной системе координат.

Глубина до кровли пласта, м	z
Координата кровли пласта NS, м	x
Координата кровли пласта EW, м	y
Угол входа в пласт, градус	α
Азимут ствола, градус	ϕ
Длина ствола по пласту, м	L

Таблица 2. Параметры целевой точки в радиальной системе координат.

Глубина до кровли пласта, м	z_1
Отход до кровли пласта, м	S_1
Азимут точки кровли пласта, градус	ϕ_1
Глубина до подошвы пласта, м	z_2
Отход до подошвы пласта, м	S_2
Азимут точки подошвы пласта, градус	ϕ_2

Таблица 3. Параметры профиля в прямоугольных и радиальных координатах.

Из прямоугольной в радиальную	Из радиальной в прямоугольную
$z_1 = z$	$z = z_1$
$z_2 = z + L \cdot \cos \alpha$	$L = \sqrt{S_1^2 + S_2^2 - 2 \cdot S_1 \cdot S_2 \cdot \cos(\phi_1 - \phi_2) + (z_2 - z_1)^2}$
$x_1 = x + L \cdot \sin \alpha \cdot \cos \phi$	$\cos \alpha = \frac{(z_2 - z_1)}{L}$
$y_1 = y + L \cdot \sin \alpha \cdot \sin \phi$	$x^2 = \frac{S_1^2}{1 + (\tan \phi_1)^2}$
$S_1 = \sqrt{x^2 + y^2}$	$y_1 = x \cdot \tan \phi_1$
$S_2 = \sqrt{x_1^2 + y_1^2}$	$x_1^2 = \frac{S_2^2}{1 + (\tan \phi_2)^2}$
$\tan \phi_1 = \frac{y}{x}$	$y_1 = x_1 \cdot \tan \phi_2$
$\tan \phi_2 = \frac{y_1}{x_1}$	$\tan \phi = \frac{y_1 - y}{x_1 - x}$

Таблица 4. Типы проектного профиля.

№	Наименование	Элементы	Тип	Примечание
1	3-х элементный простой	- Вертикальный - Набор зенитного угла - Тангенциальный	2D	Произвольный зенитный угол
2	3-х элементный S-типа	- Вертикальный - Набор зенитного угла - Снижение зенитного угла	2D	Для исключения тангенциального участка
3	4-х элементный J-типа	- Вертикальный - Набор зенитного угла - Тангенциальный - Набор зенитного угла	2D	Задан большой зенитный угол в целевой точке
4	4-х элементный S-типа	- Вертикальный - Набор зенитного угла - Тангенциальный - Снижение зенитного угла	2D	Задан малый зенитный угол в целевой точке
5	5-и элементный JS-типа	- Вертикальный - Набор зенитного угла - Тангенциальный - Набор или снижение зенитного угла - Изменение зенита и азимута	3D	Азимут точки входа в пласт не совпадает с азимутом ствола АВ

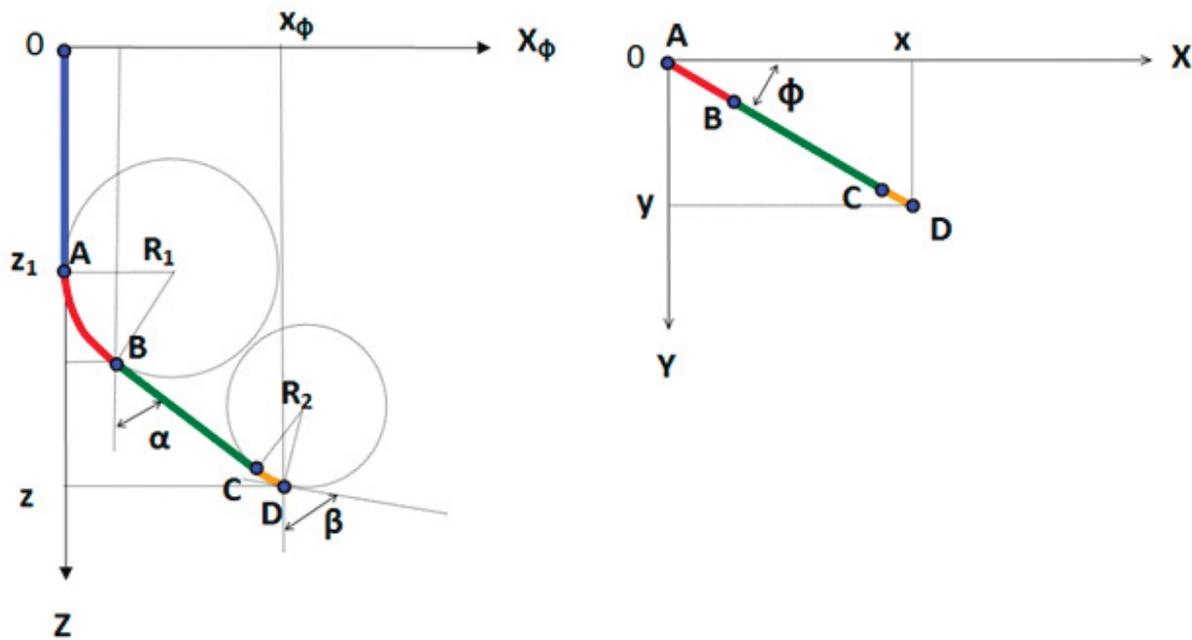


Рис. 2. 4-х элементный профиль J-типа.

Расчет сводится к решению системы уравнений:

$$\tan \alpha = \sqrt{\frac{x^2 + y^2 - R_2 \cdot (\cos \alpha - \cos \beta) - R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)}{z - z_1 - R_2 \cdot (\sin \beta - \sin \alpha) - R_1 \cdot \sin \alpha}}$$

$$\tan \varphi = \frac{y}{x}$$

Задавая величины z_1 , β , R_1 и R_2 можно рассчитать значение α .

Боковой ствол обычно проектируется для существующей скважины. В этом случае исходными данными помимо целевой точки будет инклинометрия ствола пробуренной скважины. Любой БС начинается с тангенциального участка - направления, которое с помощью клина-отклонителя в точке резки позволяет задать азимут БС. При проектировании БС может быть выбран один из типовых профилей, представленных в табл. 5.

Таблица 5. Типовые профили БС.

№	Наименование	Элементы	Тип	Примечание
1	3-х элементный простой	- Направление по азимуту целевой точки - Набор зенитного угла - Тангенциальный	2D	Произвольный зенитный угол
2	4-х элементный J-типа	- Направление по азимуту целевой точки - Набор зенитного угла - Тангенциальный - Набор зенитного угла	2D	Задан большой зенитный угол в целевой точке
3	4-х элементный S-типа	- Направление по азимуту целевой точки - Набор зенитного угла - Тангенциальный - Снижение зенитного угла	2D	Задан малый зенитный угол в целевой точке
4	5-и элементные (простой, J- или S-типа)	- Направление (до +/- 90° от текущего азимута) - Снижение ЗУ до «нуля» - Набор ЗУ по азимуту БС - Тангенциальный или набор/снижение ЗУ	3D	Требуется разворот азимута на величину большую +/- 90°

5-и элементные профили применяется в том случае, если азимут БС отличается от текущего азимута точки зарезки более чем на +/- 90° при существенном ЗУ (более 10°) в точке зарезки - требуется слишком круто раз- вернуть ствол скважины по азимуту.

Алгоритм расчета профиля БС рассмотрим на примере профиля J-типа. Профиль содержит 4 участка:

- Направление (OA);
- Набор угла начальный (AB);
- Тангенциальный (BC);
- Набор угла до входа в пласт (CD).

Профиль строится в проекциях на вертикальные плоскости X-Z и Y-Z, а также в проекции на горизонтальную плоскость X-Y (рис. 3).

При проектировании данного профиля бокового ствола задаются:

- Точкой входа в пласт (целевая точка Z, x, y, точка D);
- Точкой зарезки БС (z₁, x₁, y₁, α₁, φ₁, точка O);
- Углом входа в пласт β;
- Углом Клина γ и длиной Направления L.

При расчете профиля требуется определить следующие параметры:

- α - зенитный угол после первого набора угла;
- i₁ - интенсивность 1-го набора зенитного угла или радиус $R_1 = \frac{180}{\pi \cdot i_1}$;
- i₂ - интенсивность 2-го набора зенитного угла или радиус $R_2 = \frac{180}{\pi \cdot i_2}$;
- S - отход целевой точки относительно точки зарезки в плоскости X-Y;
- φ - азимут целевой точки относительно точки зарезки.

Расчет сводится к решению уравнений:

$$\tan \varphi = \frac{y_1 - y}{x_1 - x}$$

$$S^2 = (y - y_1)^2 + (x - x_1)^2$$

$$\tan \alpha = \sqrt{\frac{S - R_2 \cdot (\cos \alpha - \cos \beta) - L \cdot \sin(\gamma + \alpha_1) - R_1 \cdot (\cos(\gamma + \alpha_1) - \cos \alpha)}{z - z_1 - R_2 \cdot (\sin \beta - \sin \alpha) - R_1 \cdot (\sin \alpha - \sin(\gamma + \alpha_1)) - L \cdot \cos(\gamma + \alpha_1)}}$$

Задавая точку зарезки и величины β, R₁ и R₂, можно рассчитать необходимые величины α, S и φ.

Также необходимо контролировать величину разворота азимута бокового ствола Δφ = |φ - φ₁| и зенитный угол α₁ в точке зарезки.

Если Δφ > 90° и при этом в точке зарезки α₁ > 10°, то необходимо использовать 3D профиль бокового ствола с начальным снижением зенита до нуля.

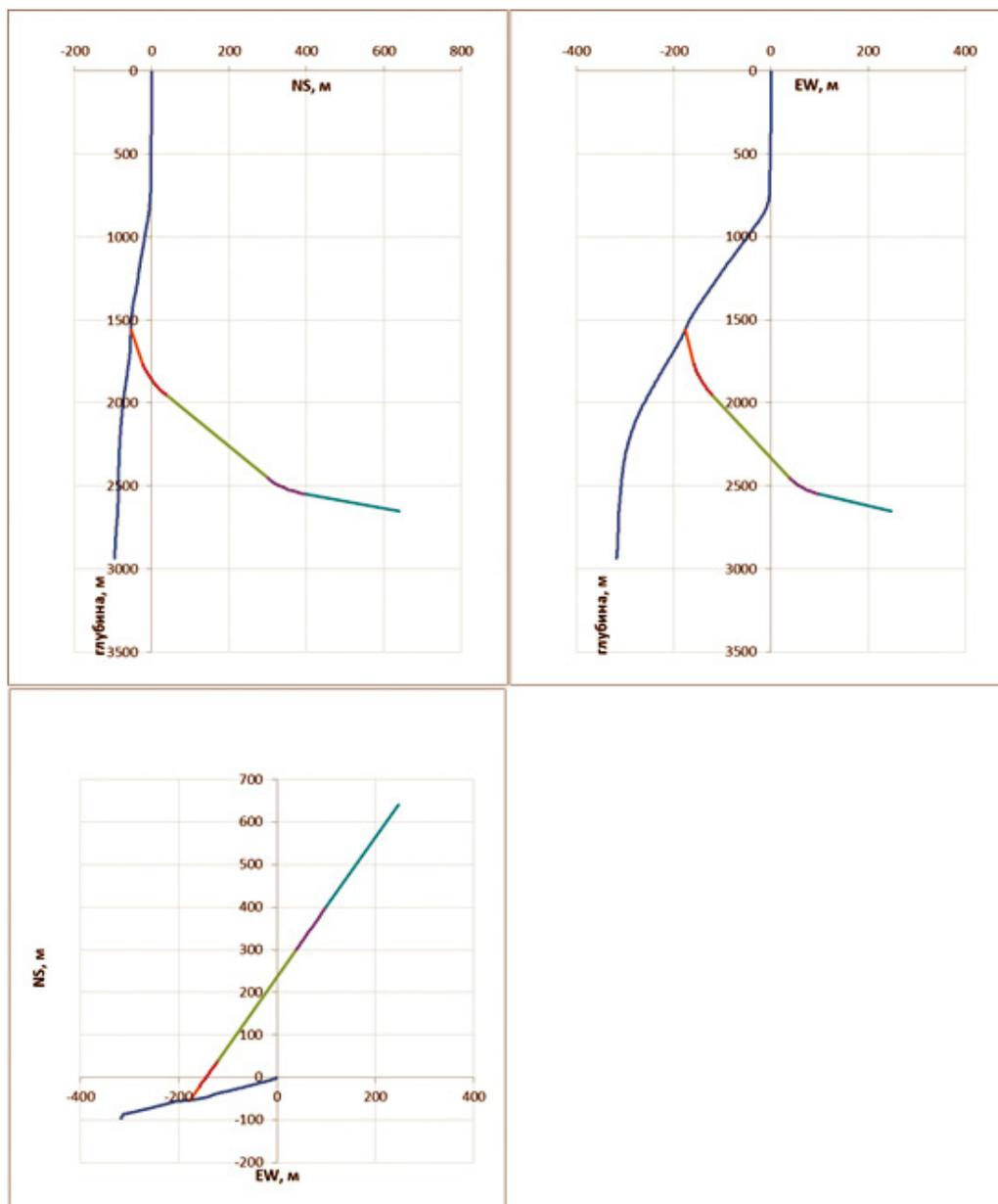


Рис. 3. 4-х элементный профиль БС J-типа.
(X – направление NS, Y – направление EW).

Для такого профиля используется (рис. 4):

- участок «Направление» с азимутом ствола $\varphi_1 + \Delta\varphi$ (OA);
- участок снижения зенитного угла до нуля (AB);
- далее участки 1-го набора угла (BC), тангенциальный (CD) и 2-го набора угла (DE) по азимуту целевой точки φ ;

Разворот азимута $\Delta\varphi$ задают в диапазоне $\pm 90^\circ$, интенсивность снижения зенитного угла i_3 или радиус $R_3 = \frac{180}{\pi \cdot i_3}$

также является параметром такого профиля. При расчете определяется отход S и азимут φ целевой точки относительно конечной точки участка снижения зенитного угла до нуля.

Расчет сводится к решению системы уравнений:

$$y_2 = y_1 + (L \cdot \sin(\gamma + \alpha_1) + R_3 \cdot (1 - \cos(\gamma + \alpha_1))) \cdot \sin(\varphi_1 + \Delta\varphi)$$

$$x_2 = x_1 + (L \cdot \sin(\gamma + \alpha_1) + R_3 \cdot (1 - \cos(\gamma + \alpha_1))) \cdot \cos(\varphi_1 + \Delta\varphi)$$

$$\tan \varphi = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

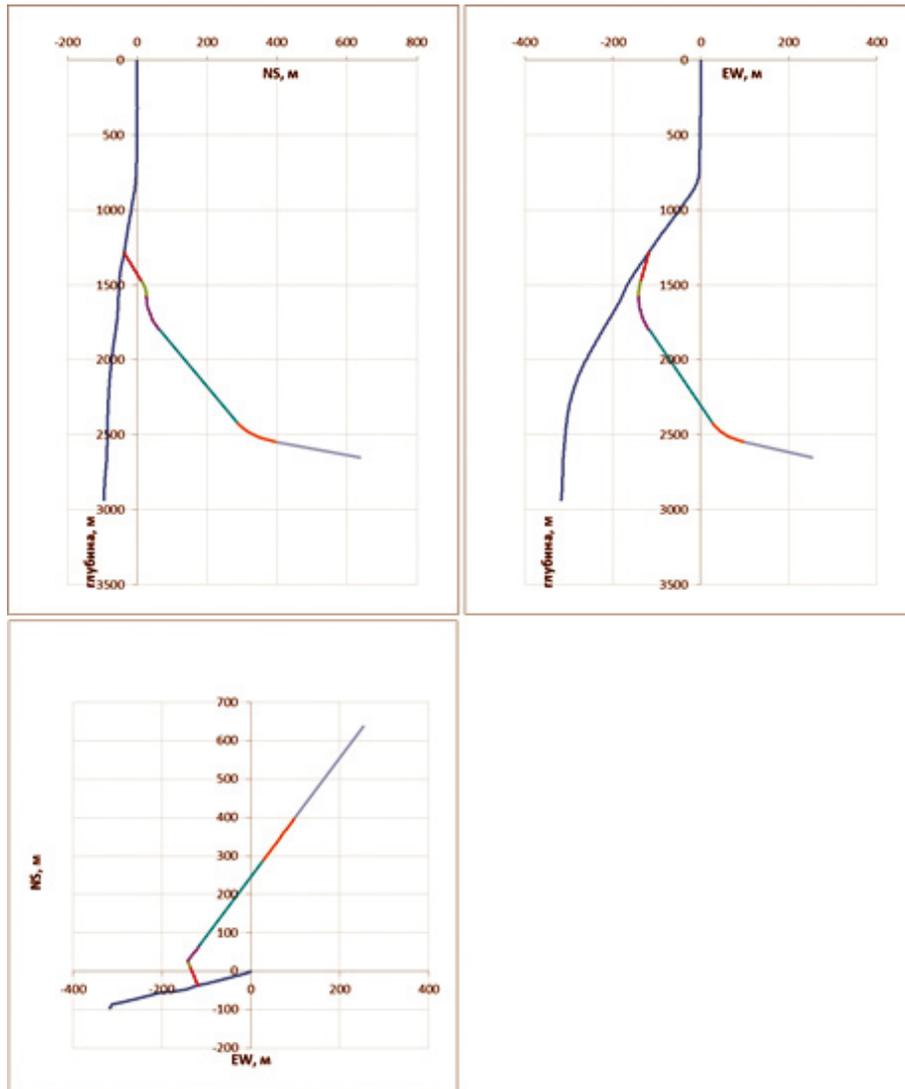


Рис. 4. 3D профиль БС J-типа.
(X – направление NS, Y – направление EW).

$$S^2 = (y - y_2)^2 + (x - x_2)^2$$

$$\tan \alpha = \sqrt{\frac{S - R_2 \cdot (\cos \alpha - \cos \beta) - R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)}{z - z_1 - R_2 \cdot (\sin \beta - \sin \alpha) - R_1 \cdot \sin \alpha - L \cdot \cos(\gamma + \alpha_1)}}$$

Задавая точку резки, величины R_1, R_2, R_3 и $\Delta\phi$ можно рассчитать необходимые значения α, S и ϕ .

Программа, реализующая представленные алгоритмы расчета профиля скважин и боковых стволов зарегистрирована в ФИПС [1] и используется в ООО «СамараНИПИнефть».

Расчет 5-ти элементных 3D-профилей скважин JS-типа выведен за рамки данной статьи и реализован в программе, зарегистрированной в ФИПС [2] и используемой в различных подразделениях и дочерних компаниях ОАО «НК «Роснефть».

ЛИТЕРАТУРА

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015618182 от 29.10.2015, Программа для проектирования профилей скважин и боковых стволов, правообладатель ООО «СамараНИПИнефть», автор - Кравец М.З.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014616286 от 19.06.2014, Экспресс-дизайн куста и скважин ПК «РН КИН», правообладатель ОАО НК «Роснефть», авторы - Каримов М.Р., Кравец М.З., Пороло И.О., Морозов А.В., Ильясов Р.Р.

REFERENCES

1. The certificate of state registration of program for computer №2015618182 of 29.10.2015, the Program for designing the profiles of the wells and sidetracks, owner, LLC "SamaraNIPIneft", by Kravets M.Z.
2. The certificate of state registration of program for computer №2014616286 on 19.06.2014, the Express design of Bush and wells PK PH KIN, owner of PJSC "NK "Rosneft", the authors: Karimov M.R., Kravets M.Z., Flogged I.O., Morozov A.V., Ilyasov R.R.

Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения)

Δ.А. Мартюшев – ст. преподаватель; И.Н. Пономарева – канд. техн. наук, доцент
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Геологическое строение фаменских объектов нефтяных месторождений Соликамской депрессии (в том числе Озерного), приуроченных к карбонатным рифовым постройкам, осложняется развитием зон трещиноватости коллекторов [1]. В работах, посвященных изучению трещиноватости фаменских рифовых построек месторождений Соликамской депрессии, рассматриваются, в основном, вопросы пространственного размещения этих зон, оценки ёмкости трещин, режы их раскрытости и проницаемости [2]. При этом практически не уделяется внимание исследованиям особенностей процесса нефтеизвлечения, в частности, перетоку нефти из матрицы в трещины. В работах [3, 4] интенсивность массообмена между матрицей – аккумулятором основного объёма содержащейся в пласте нефти и трещинами, выполняющими роль проводников, предложено описывать коэффициентом перетока λ , пропорциональным отношению проницаемости трещин к проницаемости блоков матрицы. Величину коэффициента перетока можно связать с продолжительностью периода времени между началом взаимодействия блоков и трещин и установлением квазистационарного режима, когда пласт ведет себя как единое целое. Данный параметр может принимать различные значения в довольно широком диапазоне, зависящие от ряда факторов, таких как размеры и проницаемость блоков, проницаемость трещин. Коэффициент перетока определяется при обработке кривой восстановления давления (КВД) в программном комплексе Ecrin (модуль Saphir) при диагностировании модели двойной пористости [5], либо при непосредственной обработке КВД по методике Уоррена-Рута [6, 7]. Достоверность результатов применения

модели Уоррена-Рута подтверждена представленными в [8, 9] материалами.

Ниже приведен пример обработки КВД скважины №426 Озерного месторождения. На графике в координатах «забойное давление – время» (рис. 1) отчетливо выделяются два параллельных участка с характерным перегибом, что свидетельствует о трещиноватости коллектора. Расчеты параметров трещиноватости представлены ниже.

1. Средняя проницаемость пласта оценивается по угловому коэффициенту (n) прямолинейного участка на графике:

$$k = \frac{2,149 \cdot Q \cdot \mu \cdot b}{n \cdot h} = \frac{2,149 \cdot 1,5 \cdot 1,31 \cdot 1,3}{0,13 \cdot 27,5} = 1,536 \text{ мД}$$

где b - объемный коэффициент нефти;
 h - продуктивная толщина пласта, м;
 Q - дебит скважины по жидкости, м³/сут,

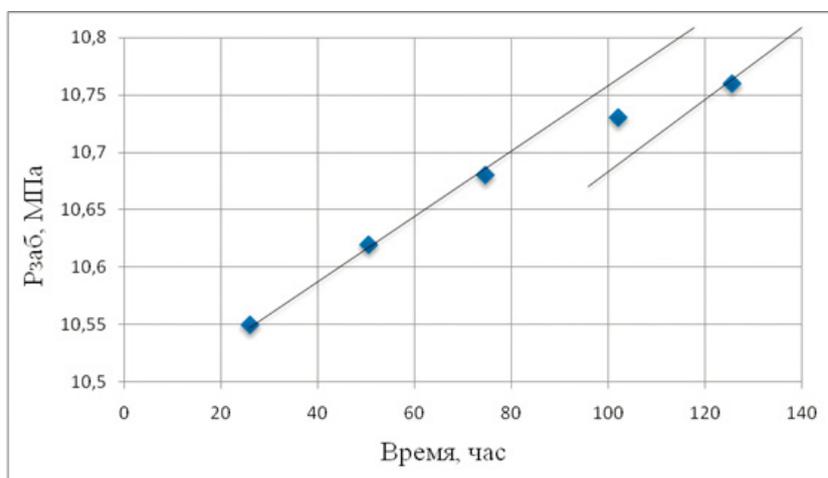


Рис. 1. Кривая восстановления давления в скважине №426.

n - угловой коэффициент, МПа/цикл;
 μ - вязкость жидкости в пластовых условиях, мПа · с; k - средняя проницаемость пласта, мД.

2. Относительная ёмкость трещин:

$$\omega = 10^{\frac{\delta P}{n}} = 10^{\frac{0,07}{0,13}} = 0,29$$

где δP - разность давлений между двумя параллельными прямыми (МПа).

3. Коэффициент перетока между порами и трещинами:

$$\lambda = \frac{281,46 \cdot C_i \cdot m \cdot \mu \cdot r_{СКВ}^2}{K \cdot \Delta t} \cdot \left(\omega \cdot \ln \left(\frac{1}{\omega} \right) \right)$$

$$\lambda = \frac{281,46 \cdot 1 \cdot 10^{-4} \cdot 0,116 \cdot 1,31 \cdot 0,089^2}{1,536 \cdot 80} \cdot \left(0,29 \cdot \ln \left(\frac{1}{0,29} \right) \right) = 9,89 \cdot 10^{-8}$$

где K - средняя проницаемость пласта (мДа);

$r_{СКВ}$ - радиус скважины (м);

C_i - общая сжимаемость породы (МПа⁻¹);

m - пористость горной породы (д.ед);

Δt - время точки перегиба (час);

Значения коэффициентов перетока, определённые по исследованиям скважин в начальный период освоения месторождения, характеризующиеся минимальным техногенным воздействием на залежь и максимальной её приближенности к первоначальному геологическому строению, представлены в табл. 1.

Как следует из представленных в табл. 1 данных, величина коэффициента перетока для различных скважин изменяется в весьма широком диапазоне. Для анализа пространственного размещения зон с различными значениями коэффициента перетока на площади залежи построена схема, отражающая это изменение (рис. 2). При этом данная схема отражает также результаты литолого-фациального районирования залежи, представленные в [10], характерной особенностью которого является использование сейсмических атрибутов.

Совместный анализ представленной схемы позволяет сделать вывод, что наиболее интенсивный массообмен между матрицей и трещинами характерен для области, расположенной в центральной части залежи в направлении «северо-восток – юго-запад». Данная область совпадает с выделенной при литолого-фациальном районировании зоной верхнего тылового шлейфа. Очевидно, данный участок залежи следует рассматривать как зону распространения трещинного

Таблица 1. Значения коэффициентов перетока.

№ п/п	№ скважины	К-т перетока $\lambda, \cdot 10^{-9}$
1	426	98,9
2	431	21,1
3	433	44,8
4	409	36,6
5	410	66,1
6	420	3020
7	422	1530
8	454	3220
9	402	870
10	414	280
11	441	390
12	444	376
13	446	998
14	463	810
15	450	97

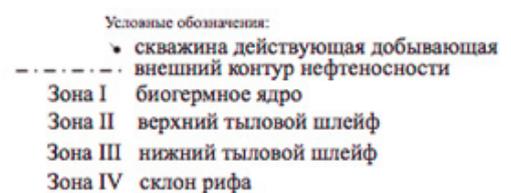
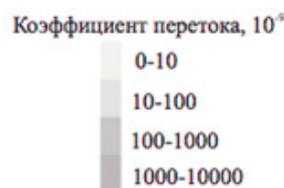
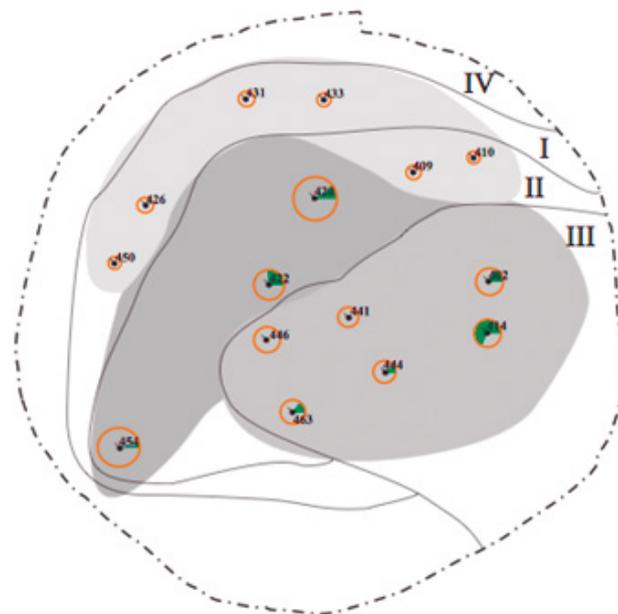


Рис. 2. Схема изменения коэффициента перетока по площади залежи в начальный период ее разработки.

коллектора, что согласуется с представленными в [11] данными. Зоны нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и склона рифа характеризуются весьма низкими величинами коэффициентов перетока, соответственно коллектор на этих участках работает как поровый.

Столь значительные различия в параметрах массообмена должны оказывать влияние на процесс выработки запасов из различных областей залежи. С целью проверки данного предположения привлечены и проанализированы данные по добыче выбранных скважин. Для анализа использованы материалы за пятилетний период, предшествующий массовому проведению геолого-технических мероприятий, чтобы исследовать особенности работы коллектора в исходном состоянии, не подверженного техногенному воздействию. На рис. 3 представлена диаграмма, характеризующая зависимость накопленной добычи нефти по выбранным скважинам от коэффициента перетока.

Анализ диаграммы позволяет сделать вывод, что за пять лет эксплуатации наиболее значительные объёмы нефти получены из скважин, расположенных в зонах с максимальными для залежи значениями коэффициента перетока. Таким образом, коэффициент перетока следует считать важнейшим показателем, характеризующим особенности строения и выработки запасов из залежей с наличием зон распространения трещиноватого коллектора.

В связи с выявленной тесной связью между значениями коэффициента перетока и объёмами добываемой нефти актуальным представляется вопрос о возможном поведении данного параметра в течение периода выработки запасов. С целью анализа привлечены материалы гидродинамических исследований в скважине №414, расположенной в зоне распространения трещиноватых коллекторов, для которой характерно многократное количество исследований. Результаты определения коэффициента перетока на разные даты, а также соответствующие им показатели эксплуатации этой скважины представлены в табл. 2, графически отображены на рис. 4.

Как следует из представленных в табл. 2 данных, коэффициент перетока в зоне дренирования скважины №414 за пять лет эксплуатации скважины уменьшился более чем в 19 раз. Однозначный характер зависимости позволяет сделать вывод о том, что при снижении забойного давления коэффициент перетока также снижается, что, в свою очередь, приводит к снижению продуктивных характеристик скважины (рис. 4) [12, 13].

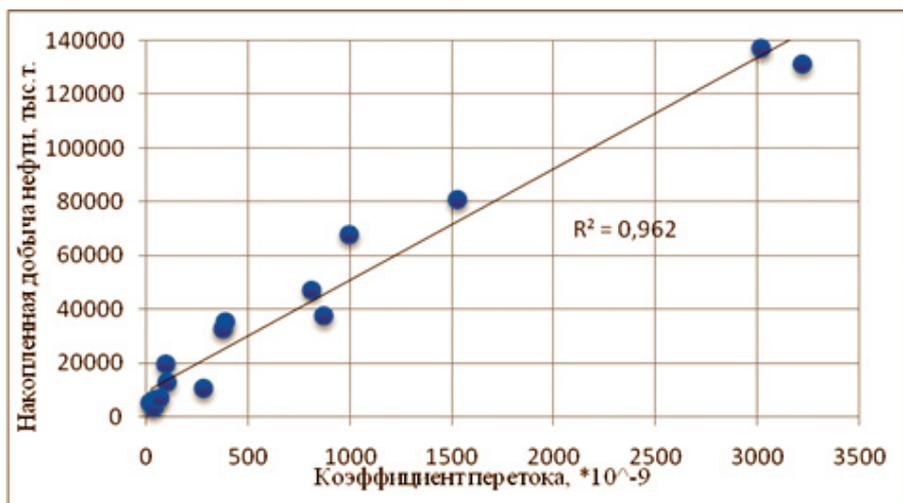


Рис. 3. Зависимость накопленной добычи нефти от коэффициента перетока.

При этом недостаточная эффективность реализованной системы ППД обусловила существенное снижение пластового давления, что повлекло за собой, в том числе, ухудшение процесса массообмена между матрицей и трещинами. Анализ представленной на рис. 5 схемы изменения коэффициента перетока по площади залежи, построенной по материалам исследований спустя пять лет интенсивной выработки запасов, позволяет сделать вывод о существенном уменьшении размеров зоны с интенсивным массообменном системы «матрица – трещины».

Основные выводы

1. Одним из основных показателей интенсивности процесса выработки запасов из трещинно-порового коллектора является коэффициент перетока нефти из матрицы в трещину; его величина может быть определена при обработке кривой восстановления давления в соответствии с моделью Уоррена-Рута.

2. Максимальные объёмы нефти за пять лет разработки залежи получены из областей, для которых характерны максимальные начальные значения коэффициентов перетока.

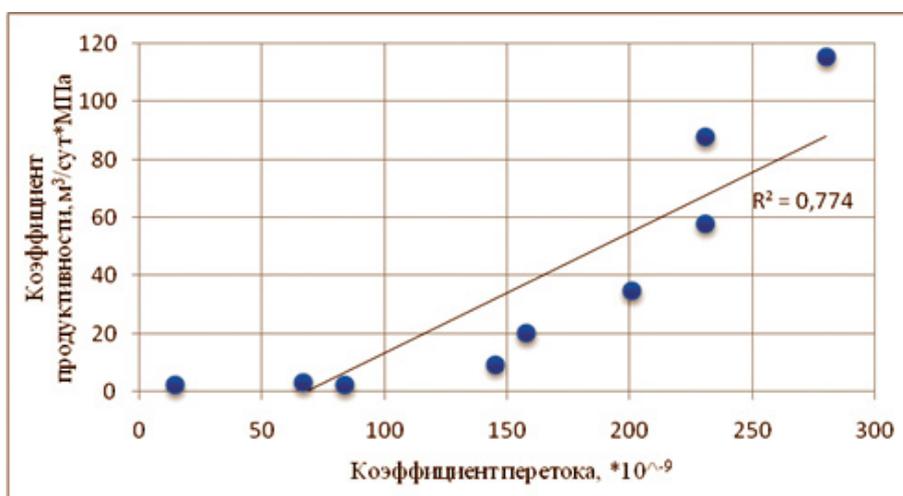


Рис. 4. График зависимости коэффициента продуктивности скважины от коэффициента перетока.

Таблица 2. Результаты определения коэффициента перетока и показатели эксплуатации скважины №414.

Дата	$P_{пл},$ МПа	$P_{заб},$ МПа	$K_{ПРОД},$ м ³ /(сут · МПа)	К-т перетока, ·10 ⁻⁹
марта.06	11,66	11,40	115,38	280,0
марта.07	9,88	9,30	87,93	231,0
мая.07	10,80	9,95	58,00	231,0
апр.08	10,93	9,91	34,71	201,0
дек.08	12,58	9,95	20,15	158,0
мая.09	12,43	10,12	9,35	145,0
нояб.09	12,91	8,70	2,38	84,0
апр.10	12,54	8,60	3,10	67,0
июня.11	11,91	6,25	2,30	14,5

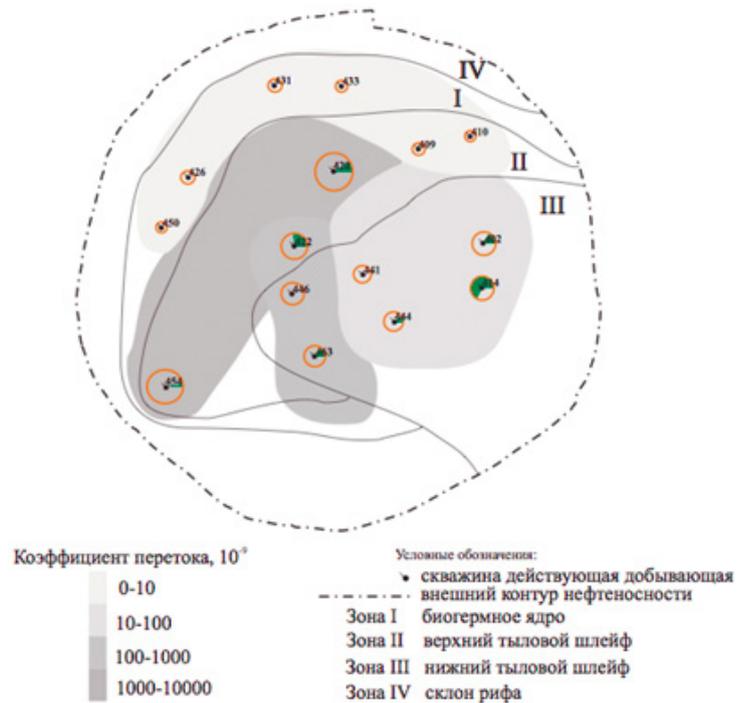


Рис. 5. Схема изменения коэффициента перетока по площади залежи через 5 лет ее эксплуатации.

3. По мере снижения забойного давления величина коэффициента перетока существенно уменьшается, что приводит к снижению коэффициента продуктивности скважины.

4. Вероятное ухудшение процесса массообмена между матрицей и трещинами необходимо учитывать при обосновании величин допустимых забойных давлений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. Электронные издательские системы. - Пермь, 2004. - 334 с.
2. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения). // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - Пермь: ПНИПУ, 2015. - №14. - с. 6-12.
3. Голф-Рахт, Теодор Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов (пер. с англ.) - М.: Недра, 1986. - 608 с.
4. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов (Перевод с английского). - М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. - 868 с.
5. Houze O., Viturat D., Fjaere O. S. Dinamic Data Analysis, Kappa Eng., 2008.
6. Warren J.E. and Root P.J. «The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs». Soc. Petrol. Eng. J., Sept, 1963.
7. Tiab D. Modern Core Analysis, Vol. 1 – Theory, Core Laboratories, Houston, Texas, May 1993, 200 pp.

REFERENCES

1. Denk S.O Problems fractured productive objects. Electronic publishing systems. Perm: 2004. – p. 334.
2. Cherepanov S.S. Comprehensive study of fractured carbonate reservoirs by the method of Warren-root the device using the data of seismic facies analysis (for example turne-famenian deposits of Lacustrine deposits). Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. – Perm: PNRPU, 2015. - No. 14. - p. 6-12.
3. Golf-Racht, Theodore D. Basics of oilfield Geology and development of fractured reservoirs (translated from English.) - M.: Nedra, 1986. - 608 p.
4. Tiab Dzh., Donaldson Jerl Ch. Petrophysics: theory and practice study of reservoir properties of rocks and formation fluids (Translated from English). - M.: ООО "Premium Engineering", 2009. - 868 p .
5. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dinamic Data Analysis, Kappa Eng., 2008.
6. Warren J.E. and Root P.J. «The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs». Soc. Petrol. Eng. J., Sept, 1963.
7. Tiab D. Modern Core Analysis, Vol. 1 – Theory, Core Laboratories, Houston, Texas, May 1993, 200 pp.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

8. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предурального краевого прогиба. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2013. – №3. – с. 62-65.

9. Черепанов С.С., Пономарева И.Н., Ерофеев А.А., Галкин С.В. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. №2. с. 94-96.

10. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: ПНИПУ, 2014. – 285 с.

11. Путилов И.С., Потехин Д.В. Разработка методики многовариантного 3D моделирования с контролем качества реализацией для повышения достоверности геологических моделей. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2015. – №1. с. 15-17.

12. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С., Горланов Н.П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин озерного месторождения. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: ПНИПУ, 2015. – №14. с. 32-38.

13. Трутнева М.А. Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Кряжевского месторождения по результатам гидродинамических исследований. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь: ПНИПУ, 2005. – №6. – с. 39-43.

REFERENCES (ending)

8. Cherepanov S.S., Martjushev D.A., Ponomareva I.N. Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoirs of Pre-Ural foredeep - Oil industry. – M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2013. – #3. – p. 62-65.

9. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Determination of fracture parameters of rocks on the basis of an integrated analysis of data from core analysis, hydrodynamic and geophysical studies of wells. - Oil industry. M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2014. - #2. - p. 94-96.

10. Putilov I.S. Development of technologies of complex study of the geological structure and distribution of deposits of oil and gas. – Perm: PNRPU, 2014. – 285 p.

11. Putilov I.S., Potehin D.V. Development of multivariate 3D modeling technique with quality control implementation to improve the reliability of geological models. - Oil industry. – M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 2015. – #1. – p. 15-17.

12. Mordvinov V.A., Martjushev D.A., Ladejshnikova T.S., Gorlanov N.P. Evaluation of effect of natural fracture reservoir on the dynamics of the wells productivity of lacustrine deposits. - Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. – Perm: PNRPU, 2015. – #14. – p. 32-38.

13. Trutneva M.A. Evaluation of filtration-capacitive properties of the reservoir rocks Kryazhevski field according to the results of the hydrodynamic studies. - Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. – Perm: PERM national research Polytechnic University, 2005. – #6. – p. 39-43.

УДК 622.276.64

Исследование влияния ингибиторов солеотложений на эффективность применения ингибиторов коррозии в нефтяных скважинах

Д.А. Султанова – аспирант; Д.В. Мардашов – канд. техн. наук, доцент; Р.Р. Хусаинов – канд. техн. наук, ассистент
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Проблема коррозии внутрискважинного оборудования (ВСО) становится с каждым годом все актуальнее. Помимо того, что эксплуатация нефтяных скважин проходит в условиях высоких температур и давлений, постоянное взаимодействие с агрессивной средой, особенно на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции, приводит к преждевременному выходу оборудования из строя.

В наибольшей степени коррозионному износу подвержен корпус погружного электродвигателя, рабочие органы и корпус электроцентробежного насоса, внутренняя поверхность насосно-компрессорных труб, броня кабеля. Дополнительным осложнением от протекающих коррозионных процессов может являться снижение проницаемости призабойной зоны пласта в случае попадания в нее продуктов коррозии [1].

Еще одной важной проблемой, связанной с увеличением обводненности добываемой продукции при разработке нефтяных месторождений, является отложение неорганических солей.

Устранение последствий, связанных с коррозионными разрушениями и отложением солей, значительно повышает эксплуатационные затраты нефтегазодобывающих предприятий, что негативно отражается на себестоимости добываемой нефти.

Коррозия ВСО на месторождениях Западной Сибири развивается преимущественно по уголекислотному механизму, в процессе которого происходит диссоциация угольной кислоты на бикарбонат-ион и ион водорода, с образованием осадка карбонатных соединений железа и кальция [2].

Уголекислотная коррозия отличается многообразием видов коррозионных повреждений. Помимо встречающегося равномерного разрушения материала возникают опасные, наиболее характерные для нефтегазовой отрасли, локальные коррозионные повреждения с высокой скоростью проникновения. На месторождениях Западной Сибири наиболее часто встречаются локальные повреждения глубинно-насосного оборудования с образованием язв и питтингов.

Для защиты внутрискважинного оборудования от коррозии наиболее часто используются следующие методы:

- применение коррозионностойких материалов, защитных покрытий;
- протекторная защита;
- ограничение водопритока, снижение скорости движения жидкости;
- применение химических реагентов (ингибиторов коррозии).

Применение ингибиторной защиты наиболее характерно в случае необходимости принятия оперативных мер по предупреждению коррозионного разрушения внутрискважинного оборудования.

Для предотвращения уголекислотной коррозии в большинстве случаев применяют неорганические ингибиторы катодного и анодного действия, защитный эффект которых сопряжен с формированием пассивирующих пленок. Механизм действия подобных ингибиторов заключается в торможении коррозионного разрушения путем его воздействия на скорость прохождения катодного, анодного, либо обоих коррозионных процессов.

Для оценки защитных свойств ингибиторов коррозии применяются электрохимический, гравиметрический и аналитический методы.

В представленной работе оценка эффективности ингибитора коррозии осуществлялась методом поляризационного сопротивления на потенциостате Gill 12, который относится к электрохимическим методам.

Преимущество метода линейного поляризационного сопротивления заключается в скорости измерений и простоте постановки эксперимента, а также в возможности произвести замер скорости коррозии в режиме реального времени [3].

При взаимодействии металла с электролитически проводящей средой с достаточной окислительной способностью, он будет корродировать. Этот процесс протекает по двум одновременным реакциям. На анодных участках происходит переход частиц металла из твердой поверхности в раствор. В результате этого на поверхности материала возникает избыток электронов, перемещающихся в близлежащие катодные участки (рис. 1).

Анодные и катодные участки постоянно изменяют положение, что делает прямое измерение тока коррозии невозможным. Небольшие внешние потенциальные сдвиги продуцируют умеренное течение тока на разрушаемом

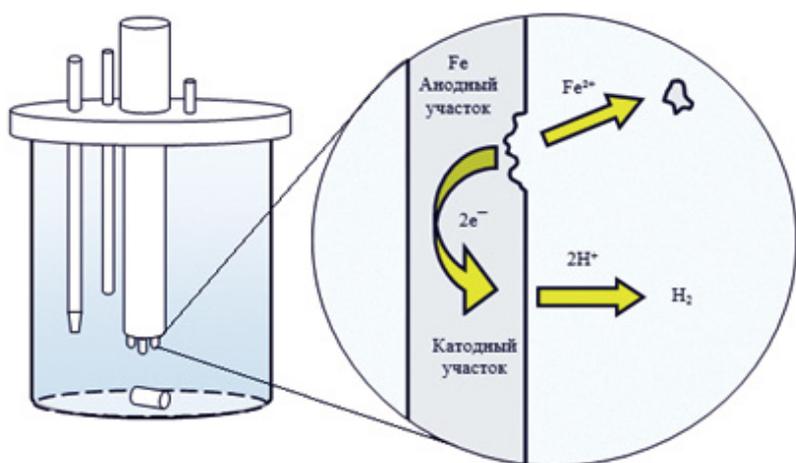


Рис. 1. Схема протекания электрохимического процесса.

электроде [4]. При малых значениях потенциала сила тока прямо пропорциональна току коррозии, а значит и скорости коррозии. Данные зависимости отражены в теоретических производных уравнениях Штерна-Гери:

$$\frac{\Delta E}{\Delta I} = \frac{ba \cdot bc}{2,3 \cdot I_{КОР} \cdot (ba + bc)}$$

где $\Delta E / \Delta I$ - поляризационное сопротивление, Ом;
 $I_{КОР}$ - ток коррозии, А.

Данное уравнение можно упростить, приняв во внимание, то, что числа ba и bc являются эмпирическими константами скорости Тафеля. Тогда получим:

$$I_{КОР} = \frac{I}{E}$$

где E - внешний потенциал, В;
 I - сила тока, А.

На рис. 2 представлена схема лабораторной установки, которая использовалась в данной работе для оценки эффективности ингибиторной защиты.

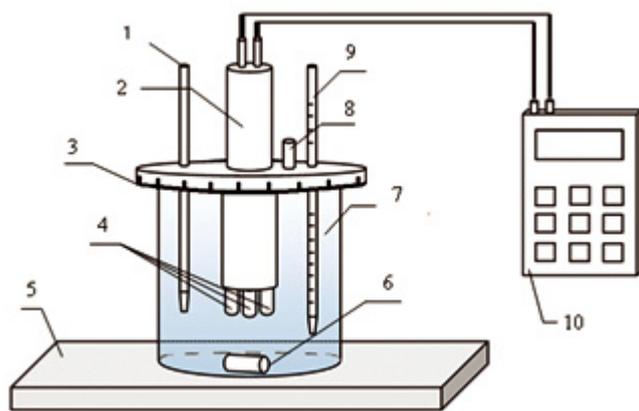


Рис. 2. Схема электрохимической установки:
 1 - вход CO₂; 2 - зонд (держатель электродов);
 3 - кольцевое уплотнение; 4 - электрод;
 5 - магнитная мешалка; 6 - магнитный якорь;
 7 - вода пластовая; 8 - выход CO₂;
 9 - термометр; 10 - коррозиметр.

На рис. 3 представлен зонд, включающий три измерительных электрода из одного материала. После погружения зонда в коррозионный раствор на электроды подается небольшое напряжение и измеряется результирующий ток, возникающий в результате тех же коррозионных процессов.

В ходе проведения эксперимента первоначально прибор имеет нулевую остаточную разность потенциалов между «электродом сравнения» и «тест-электродом». Далее происходит постепенное увеличение скорости протекания тока от вспомогательного электрода на «тест-электрод». Этот процесс длится до тех пор, пока потенциал «тест-электрода» не сдвинется на 10 мВ относительно «электрода сравнения». Значение поляризующего напряжения от 10 мВ, используемое в приборе, достаточно мало, поэтому не оказывает

влияния на процесс коррозии. При этом в данных пределах имеет место линейная зависимость между током коррозии и поляризационным сопротивлением [4].

Прибор отображает значение скорости коррозии в миллидюмах в год, а используемый коэффициент пропорциональности, является эмпирическим числом, который определен путем сравнения значения поляризационного сопротивления с величиной потери веса. По итогам тестирования рассчитывается защитный эффект ингибиторов коррозии.

Исследования по определению влияния ингибиторов солеотложения (ИС) на эффективность ингибиторов коррозии (ИК) проводились с моделированием пластовых условий, наиболее характерных для нефтяных скважин Западной Сибири. Состав модели пластовой воды, подготавливаемой для экспериментов, соответствовал усредненному составу вод данного региона (таб. 1).

Для проведения испытаний в качестве модели пластовой нефти использовалась углеводородная смесь, приготовленная согласно [5] и состоящая из керосина, изооктана и орто-кислота, взятых в равных объемах. При проведении экспериментов моделировалась обводненность скважинной продукции 90%. Ингибитор коррозии дозировался при 5-ти концентрациях: 10, 20, 30, 40, 50 мг/л, а ингибитор коррозии при одной концентрации (25 мг/л).

В ходе лабораторных экспериментов были проведены следующие исследования.

1. Оценка влияния ингибиторов солеотложения на коррозионную агрессивность среды.

2. Оценка эффективности ингибитора коррозии.

3. Оценка эффективности ингибитора коррозии на основе азотосодержащих органических соединений в условиях совместного применения с фосфоорганическими ингибиторами солеотложений.

Перед началом проведения лабораторных экспериментов модельная пластовая вода насыщалась двуокисью углерода в течение 0,5 часа с целью деаэрации. При проведении

исследований производилось постоянное барботирование испытуемой среды углекислым газом с рекомендуемым расходом газа – 1-2 пузырька в секунду.

Результаты исследования влияния ингибиторов солеотложения на коррозионную агрессивность среды представлены на рис. 4.

Выполненные исследования влияния ингибиторов солеотложения на коррозионную агрессивность модели пластовой воды позволяют сделать вывод о том, что ИС при концентрации 25 мг/л способствуют ускорению коррозионных процессов. Из рис. 4 видно, что после дозирования ингибиторов солеотложения скорость коррозии резко падает. Это можно объяснить тем, что реагент адсорбируется на электроде, образуя пленку. Далее происходит рост скорости коррозии, что говорит о слабых адсорбционных свойствах образовавшегося слоя. При длительном взаимодействии с электродами (более 2 часов) тестируемые ингибиторы солеотложения способствуют увеличению скорости коррозии.

На рис. 5 представлены результаты оценки эффективности ингибитора коррозии при различных концентрациях, а также оценка эффективности ингибиторов коррозии в условиях совместного применения с ингибиторами солеотложений.

По результатам оценки эффективности ингибитора коррозии можно сделать следующие выводы.

1. Исследуемый ингибитор коррозии проявляет защитное действие свыше 90% во всем диапазоне концентраций (от 10 до 50 мг/л).

2. Для данных условий максимальная эффективность ИК достигается при дозировке 30 мг/л.

3. Отмечено снижение защитного действия ингибитора коррозии при повышении его концентрации выше 30 мг/л, что можно объяснить наличием в реагенте активного вещества, способного разрушать образующую защитную пленку при избыточных концентрациях.

Анализ результатов исследований по оценке влияния ингибиторов солеотложения на защитное действие ингибитора коррозии показал, что данные реагенты снижают эффективность защиты от коррозионных процессов. Например, при дозировке в 30 мг/л эффективность ингибитора коррозии снизилась на 12% при совместном применении с ИС №1 и на 3% – при применении с ИС №2.

Стоит отметить, что ингибиторы солеотложений оказывают различное влияние на действие ингибитора коррозии. При добавлении ИС №1 эффективность ИК снизилась во всем диапазоне концентраций (от 10 до 50 мг/л). Однако, при совместном применении ИС №2 и ИК в



Рис. 3. Трёхэлектродный зонд.

Таблица 1. Солевой состав модели пластовой воды.

Солевой состав, г/дм ³							
CaCl ₂	MgCl ₂	KCl	SrCl ₂ ×6H ₂ O	BaCl ₂ ×2H ₂ O	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃	NaCl
2,122	0,878	0,15	0,794	0,92	0,013	0,563	30,927

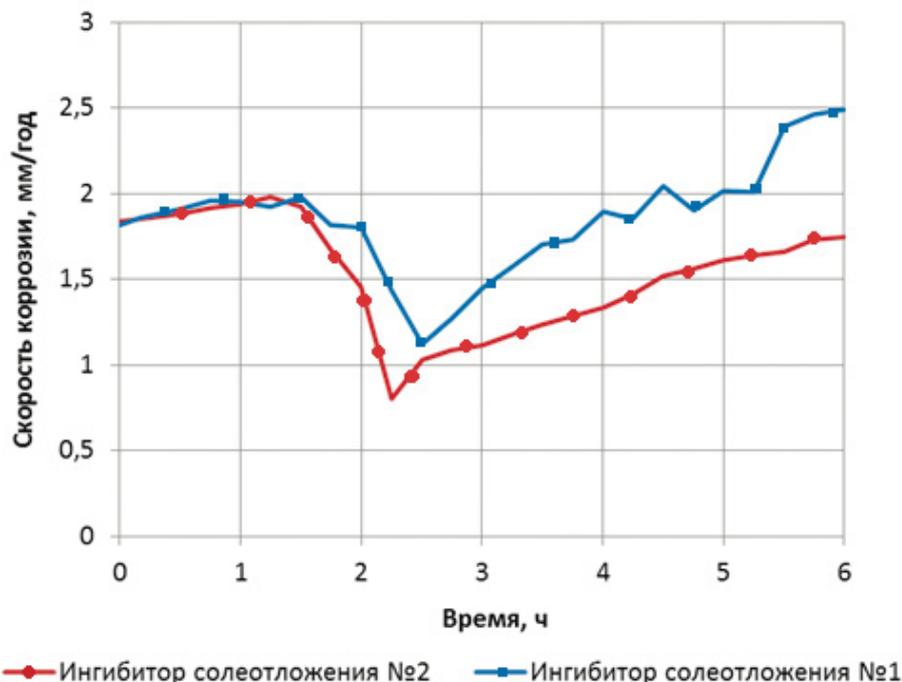


Рис. 4. Динамика скорости коррозии металла при введении в раствор ингибиторов солеотложения (25 мг/л).

области концентраций от 40 до 50 мг/л происходит рост защитного эффекта от коррозии, в сравнении с чистым ИК. В то же время в области концентраций от 20 до 40 мг/л совместное воздействие реагентов на эффективность ингибирования незначительно уступает чистому ИК.

Выводы

1. По результатам проведенного исследования выявлено, что ингибиторы солеотложений могут как повысить защитную способность ингибиторов коррозии, так и снизить ее.

2. Для обеспечения эффективной защиты внутрискважинного оборудования химическими реагентами различного назначения рекомендуется предварительно проводить комплекс лабораторного тестирования по подбору «совместимых» ингибиторов.

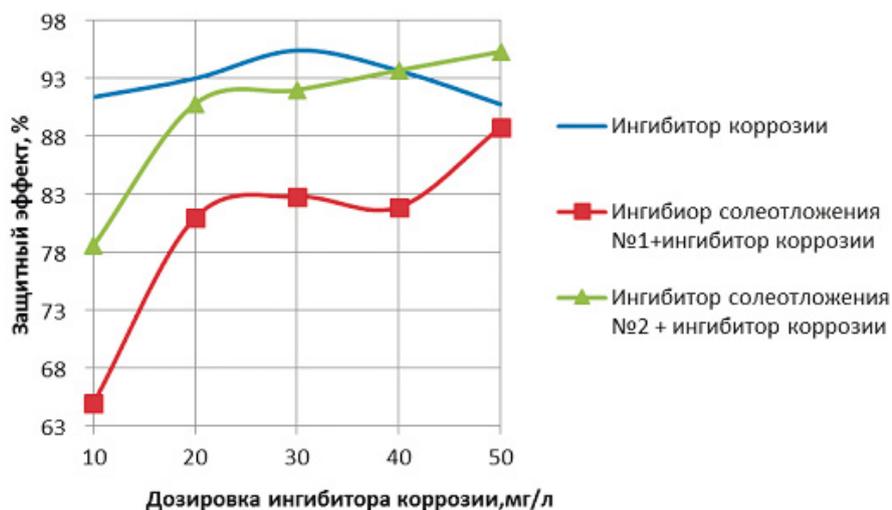


Рис. 5. Динамика защитного эффекта ингибитора коррозии при различных концентрациях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мавлиев А.Р., Рогачев М.К., Мардашов Д.В., Стрижнев К.В. Исследование антикоррозионных свойств технологических жидкостей для скважинной добычи нефти. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - Уфа: УГНТУ, 2011. - №3. - с. 462–471.
2. Маркин А.Н., Подкопай А.Ю., Низамов Р.Э. Коррозионные повреждения насосно-компрессорных труб на месторождениях Западной Сибири. // Нефтяное хозяйство. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 1995. - №5. - с. 30–33.
3. Габитов А.И. Технологии производства и применения ингибиторов коррозии на нефтехимических и нефтедобывающих предприятиях.: Автореф. ... дис. д-ра тех. наук. - Уфа, 1998. - 60 с.
4. Мониторинг скорости коррозии по методу линейного поляризационного сопротивления (LPR) [Электронный ресурс]// URL: <http://advanter-rf.com/lprintro.htm> (дата обращения 14.01.2016).
5. NACE Paper No.2345. Corrosion Mechanism of Carbon steel in MDEA-Based CO2 Capture Plants. - USA, 2013.

REFERENCES

1. Mavliev A.R., Rogachev M.K., Mardashov D.V., Strizhnev K.V. Study of anticorrosive properties of the process liquids for the borehole oil production. The electronic scientific journal "Oil and gas business", 2011. - №3. - p. 462–471.
2. Markin A.N., Podkopaj A.Ju., Nizamov R.Je. Corrosion damage to the tubing on the oil fields of Western Siberia. Oil industry. - M.: CJSC "Publishing house "Oil industry", 1995. - #5. - p. 30–33.
3. Gabitov A.I. Technology of production and application of corrosion inhibitors in the petrochemical and oil producing facilities: extended abstract of dissertation of Dr. of technical Sciences. - Ufa, 1998. - 60 p.
4. Monitoring of corrosion rate by the method of linear polarization resistance (LPR) [Electronic resource] // URL: <http://advanter-rf.com/lprintro.htm> (accessed date 14.01.2016).
5. NACE Paper No.2345. Corrosion Mechanism of Carbon steel in MDEA-Based CO2 Capture Plants. - USA, 2013.

УДК 504.054

Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края

А.Л. Яковлев - Директор департамента проектирования
(ООО «КНГК-Групп»)

О.В. Савенок – доктор техн. наук, доцент
(«Кубанский государственный технологический университет - КубГТУ»)

Загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами является одной из основных экологических проблем Краснодарского края. В настоящее время процесс нефтяного загрязнения в крае формирует зоны экологического бедствия. В этих зонах по данным доклада «О состоянии природопользования и охране окружающей среды Краснодарского края в 2008 году» [1] из-за утечек нефтепродуктов (керосина, бензина) из локальных трубопроводов на военных аэродромах (г. Ейск, ст. Кущёвская), на крупных нефтебазах (г. Тихорецк), нефтеперегонных заводах (г. Туапсе) образовались подземные линзы нефтепродуктов с запасами в несколько тысяч тонн. Утерянные в результате технологических и аварийных утечек нефтепродукты просачиваются в землю и через горные породы аэрации достигают первого от поверхности водоносного горизонта.

Поскольку подавляющее большинство нефтепродуктов легче воды, они накапливаются на поверхности грунтовых вод, образуя подповерхностные скопления («линзы») нефтепродуктов различного размера и конфигурации, плавающие на поверхности грунтовых вод и движущиеся вместе с последними к местам их разгрузки – естественным (реки, моря и т.д.) или искусственным (водозаборные скважины, колодцы, дренажи и т.д.).

В городах Ейске, Туапсе «линзы» разгружаются в море, в Тихорецке - в колодцы селитебных зон, где толщина слоя нефтепродуктов доходила до 0,5 см, создавая зоны с кризисным состоянием окружающей среды.

В настоящее время из всех обследованных районов в Краснодарском крае наиболее интенсивно загрязнены нефтепродуктами почвы и поверхностные воды в Апшеронском районе. Почвы горных отводов нефтяных месторождений здесь загрязнены в опасной и чрезвычайно опасной категории на 47% площади, что согласно критериям определяет их как критическое состояние. Поверхностные воды (реки, ручьи) загрязнены в чрезвычайно опасной категории на 28% от общей их протяжённости.

Нефть при попадании в почву даёт глубокие необратимые изменения физических, физико-химических и микробиологических свойств, что приводит к потере загрязнёнными почвами плодородия, к их засолению и отторжению площадей из сельскохозяйственного использования. Срок восстановления, саморекультивации почв, загрязнённых нефтью, составляет от 1-2 до 10-15 лет.

В почве нефть и нефтесодержащие продукты подавляют жизнедеятельность азотфиксирующих, нитрофиксирующих, целлюлозоразрушающих и других бактерий, снижается содержание азота и фосфора, исчезают нитраты. Всё это сказывается на питательной ценности почв. Содержание нефти в почве даже небольшой концентрации (0,15%) снижает урожай зерновых культур.

Нефть оказывает влияние почти на все группы почвенных беспозвоночных. Быстрее всего погибают крупные виды (насекомые, черви), значительно угнетается жизнедеятельность членистоногих.

При попадании нефти и нефтепродуктов в почву формируется несколько видов загрязнения геологической среды:

- загрязнение почвогрунтов;
- загрязнение грунтов зоны аэрации;
- загрязнение горизонта грунтовых вод.

Загрязнения почвогрунтов формируются в основном в местах пролива нефтепродуктов – первичное загрязнение. При этом наиболее сильно почвы загрязняются тяжёлыми и вязкими нефтепродуктами, неспособными к глубокому проникновению в недра. В некоторых случаях происходит вторичное загрязнение в результате подъёма уровня грунтовых вод.

Загрязнение зоны аэрации возможно двумя путями – проникновением утерянных нефтепродуктов вниз по разрезу или в процессе естественного колебания уровня грунтовых вод с плавающей «линзой» нефтепродуктов. В первом случае загрязнение формируется преимущественно в местах пролива, во втором – по всей площади подземной «линзы». Объём нефтепродуктов, который может накопиться в зоне аэрации, зависит от типа почвы и

слагающих её пород, состава нефтепродуктов. Чем тяжелее нефтепродукты, чем менее проницаема и более неоднородна зона аэрации, тем больше нефтепродуктов в ней может накопиться.

Наиболее опасным является загрязнение горизонта грунтовых вод, так как оно обладает способностью относительно быстро распространяться далеко за пределы первоначального очага и проникать в поверхностные водоёмы и водотоки, тесно связанные с грунтовыми водами, а также к водозаборным сооружениям, эксплуатирующим подземные воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В некоторых населённых пунктах на садовых участках жители получают питьевую воду из подземных источников, т.е. в виде грунтовых вод, накапливающихся под землёй в пустотах, трещинах или пространствах между частицами почвы. Такую воду обычно считали относительно чистой и свободной от ряда вредных примесей. Неглубоко залегающие грунтовые воды в самом деле довольно чисты, так как почва и почвенные микроорганизмы отфильтровывают или разрушают многие примеси. Тем не менее, в ходе этих процессов не удаляется большая часть синтетических органических соединений, а также многие нефтепродукты. Органические вещества часто бывают летучими и, в принципе, могли бы испаряться с поверхностных вод, однако в грунтовых водах они оказываются в ловушке. Кроме того, после фильтрации в верхних слоях грунтовые воды проникают в более глубокие слои, где очистки от загрязнений уже не происходит.

При снижении пескопроявления нефтяных скважин в окружающую среду поступает большое количество загрязняющих веществ различной степени токсичности, которые оказывают значительный вред всем компонентам окружающей среды. Источники загрязнения при снижении пескопроявления скважин условно можно разделить на постоянные и временные [2].

Антропогенное влияние на подземные воды в районах разработки и освоения нефтегазоносных месторождений вследствие интенсивного техногенного воздействия процессов разбухания и эксплуатации стало особенно заметно в последнее время. При этом наиболее негативное влияние на грунтовые и подземные воды оказывают процессы строительства скважин [3].

Наиболее подвержены загрязнению пресные грунтовые и сравнительно неглубоко залегающие напорные воды, используемые как для питьевых, так и для хозяйственно-бытовых и технических целей. Пресные подземные воды сконцентрированы главным образом в верхней части земной коры (педосфере), в зоне активного водообмена на глубинах до 150-200 м, редко глубже; ниже, в зоне замедленного подземного стока, располагаются воды повышенной минерализации.

На изменение естественного природного химического состава пресных подземных вод влияют многие природные и техногенные факторы, основными из которых являются физико-химические свойства и состав загрязнённых сточных вод, и физико-химическое взаимодействие с вмещающими породами разнообразного состава и структуры при движении воды от областей питания к участкам разгрузки или понижения водоносного горизонта. Проникновение загрязнителей в водоносные горизонты происходит за счёт просачивания технологических стоков через проницаемые слои и литологические окна, привлечение речного стока, оросительных систем и др. Характер загрязнения зависит от климатических условий,

характера почвенного покрова и растительности, рельефа, густоты и врезанности гидрографической сети.

Источники поступления загрязняющих веществ от объектов нефтедобычи в окружающую среду достаточно разнообразны. Постоянными источниками загрязнения атмосферы, почвы, подземных и поверхностных вод являются шламовые амбары, которые представляют собой природоохранные сооружения, предназначенные для централизованного сбора, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов бурения нефтяных скважин. При строительстве амбаров вырубается деревья, кустарники, уничтожается надпочвенный покров, происходит отчуждение земель. Шламовые амбары с токсичным буровым шламом выводят из оборота значительные площади земель. Общие объёмы отходов зависят от применяемой технологии бурения, глубины и продолжительности строительства скважины, систем водоснабжения и водоотведения, природно-климатических факторов и т.д. Буровые отходы представлены следующими основными разновидностями:

- выбуренные породы (ВБ);
- отработанные буровые растворы (ОБР);
- буровые сточные воды (БСВ) и их отстой;
- буровой шлам (БШ) и др. [4].

По масштабу влияния на водоносные горизонты выделяются локальные и региональные загрязнения подземных вод.

Под локальным источником загрязнения (шламовые амбары) формируется ареал загрязнения подземных вод, формы и размеры которого в плане, а также проникновение в глубину водоносного горизонта изменяются в широких пределах, и зависят:

1) от интенсивности и характера поступления загрязнений (постоянное, периодическое), химического состава, плотности и вязкости фильтрующихся загрязнённых вод;

2) от гидрогеологических условий участка – литологического строения, гидрогеологических параметров зоны аэрации и водоносного горизонта, направления и скорости движения подземных вод;

3) от характера проявления процессов физико-химического взаимодействия между загрязняющими компонентами и подземными водами и породами.

При многокомпонентном составе фильтрующихся загрязнённых сточных вод (буровых сточных вод) формируется сложный ареал загрязнения.

Под действием многочисленных локальных источников, совокупность которых обуславливает площадной характер загрязнения, оно становится региональным. Такое загрязнение характерно для крупных нефтегазовых месторождений, особенно с плотной сеткой разбухания. При этом основным источником загрязнения подземных вод являются шламовые амбары с содержащимися в них производственно-технологическими отходами бурения и продуктами освоения скважин. Причиной же загрязнения следует считать, прежде всего, некачественную гидроизоляцию дна и стенок амбаров, особенно сооружаемых в проницаемых породах. Проникновение в почвогрунт загрязнителей происходит при коэффициенте фильтрации грунта более 10^{-5} см/с.

Подземные воды по сравнению с поверхностными водами в целом лучше защищены от загрязнения, так как водоносный горизонт перекрыт более или менее мощной толщей почвы и пород. Однако если покрывающий пласт водопроницаем и имеет небольшую толщину, то инфильтрующиеся с поверхности загрязнённые воды

быстро проникают в водоносный горизонт и загрязняют его. Только когда над водоносным горизонтом залегают водонепроницаемые породы, они могут предохранить его от загрязнения.

Грунтовые воды, не перекрытые водоупорными породами, как правило, защищены значительно меньше, чем нижележащие горизонты напорных подземных вод, и обычно принимают основную часть инфильтрирующихся с поверхности загрязнений. Из грунтовых вод загрязнения могут затем проникать в более глубокие напорные и безнапорные горизонты с пониженными напорами – через литологические окна в водоупорах, при перетоке через слабопроницаемые отдельные горизонты, по заколонному пространству скважин вследствие их некачественного цементирования и т.д.

Степень естественной защищённости подземных вод от поверхностного загрязнения зависит от факторов, определяющих возможность, скорость и время инфильтрации загрязнений с поверхности в водоносный горизонт. К таким факторам следует отнести:

- толщина, водопроницаемость перекрывающих пород;
- значение перепада уровней (напоров) между загрязнёнными и подземными водами рассматриваемого водоносного горизонта с учётом понижения уровня воды при работе водозабора;
- вид и химический состав загрязнений, интенсивность и характер их поступления в подземные воды;
- физико-химические, в частности, сорбционные свойства перекрывающих пород и загрязняющих веществ, определяющие возможность полного или частичного поглощения загрязнений данного состава или их трансформацию в безвредное состояние.

Применительно к вопросам охраны подземных вод от загрязнения в процессах бурения скважин необходима оценка степени естественной их защищённости.

К защищённым относятся напорные и безнапорные межпластовые воды, имеющие в рассматриваемом районе сплошную водоупорную кровлю и не получившие здесь как в естественных, так и в нарушенных условиях питания из вышележащих грунтовых вод, рек и водоёмов через разделяющие слои или гидрогеологические окна. К недостаточно защищённым подземным водам относятся грунтовые воды, получившие питание на площади распространения, а также напорные и безнапорные межпластовые воды, которые в природных условиях получают питание из вышележащих подземных вод через разделяющие слои или гидрогеологические окна, из рек и водоёмов при непосредственной гидравлической связи.

Наиболее негативными загрязнителями подпочвенных и подземных вод являются нефть и нефтепродукты. Нефть и большинство нефтепродуктов с водой не смешиваются, растворимость их невелика. Для жидких парафинов и нафтеновых углеводородов она составляет 40-150 мг/л, что во много раз превышает ПДК. Растворимость ароматических углеводородов ещё выше и достигает 500 мг/л для толуола и 1800 мг/л для бензола.

При малом количестве разлившихся нефтепродуктов они остаются в зоне аэрации, обволакивая поверхность зёрен и трещин в породе, а если достигают капиллярной каймы, то распространяются на некоторое расстояние и в горизонтальном направлении. При этом загрязнение грунтовых вод растворимыми углеводородами происходит в результате промывания пород зоны аэрации атмосферными осадками. Сезонные колебания поверхности грунтовых вод несколько изменяют высотное положение

нефтепродуктов, сосредоточенных в капиллярной кайме, что увеличивает размеры загрязнённой части пород зоны аэрации.

Движение нефтепродуктов через зону аэрации сопровождается их частичным расслоением, адсорбцией в породах, биохимическим распадом и испарением. При большом количестве проникших нефтепродуктов в процессе вертикальной инфильтрации они заполняют всю зону аэрации, капиллярную кайму и расплываются на поверхности грунтовых вод в виде слоя той или иной толщины. Эмульгированные и растворённые углеводороды вместе с потоком подземных вод мигрируют в водоносном горизонте в направлении движения подземных вод. Линза нефтепродуктов тоже может передвигаться, скорость её распространения обычно меньше скорости потока подземных вод и зависит от физических свойств нефтепродуктов (вязкость, плотность, поверхностное натяжение) и водовмещающих проб (гранулометрический состав, трещиноватость, проницаемость, содержание воды) [3].

Рассмотрим подробнее воздействие ингибирующего шлама на окружающую природную среду. Так как в составе ингибирующего шлама присутствует порода (60-80%), органическое вещество (8-10%), водорастворимые соли (6%), нефть, разнообразные реагенты и т.п. [5], то основное воздействие на окружающую среду будет заключаться в загрязнении объектов природной среды химическими реагентами, минеральными солями и нефтепродуктами. Воздействие ингибирующего шлама на атмосферу происходит путём испарения лёгких фракций нефтепродуктов с поверхности шламового амбара, а также при таянии снега на загрязнённой шламом территории. Воздействие ингибирующего шлама на подземные и поверхностные воды обусловлено, в основном, ненормативным обустройством шламового амбара (нарушение либо отсутствие гидроизоляции амбара, отсутствие обваловок, водоотводных канав и т.п.), а также при контакте ингибирующего шлама, расположенного на территории буровой вне шламового амбара, с атмосферными осадками, подтоплении территории буровой в период интенсивного снеготаяния. При нарушении гидроизоляции шламового амбара снижается продуктивность почвенного покрова, происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов и, как следствие, загрязнение подземных и поверхностных вод. В результате атмосферных осадков и снеготаяния происходит переход растворимых солей из бурового шлама в водные растворы с миграцией этих веществ в водоносные горизонты. В результате загрязнения подземных и поверхностных вод нефтепродуктами происходит угнетение и подавление нормальной органической жизни, изменение состава биоценозов, заморы рыбы и гибель нерестилищ [6].

Воздействие ингибирующего шлама на почву, растительный и животный мир в основном сводится к загрязнению нефтепродуктами. При загрязнении почв нефтепродуктами происходит нарушение воздушного режима и водных свойств почв. В результате воздействия на почвенный покров нефтепродуктов отмечается изменение населяющих почву живых микроорганизмов: снижается численность целлюлозоразлагающих микроорганизмов и бактерий, усваивающих соединения азота. Происходит угнетение окислительно-восстановительных ферментативных процессов, что, в конечном счёте, снижает биологическую активность и плодородие почв. Ингибирующие шламы в большинстве случаев имеют

щелочную реакцию, что способствует образованию легкорастворимых гуматов, которые вымываются из поверхностного слоя почв, снижая общее содержание гумуса. Растительность на участках загрязнения буровыми шламами погибает полностью. При толщине слоя шлама 5-10 см вред, причиняемый лесу, сопоставим с нефтяным загрязнением сильной степени [4].

Помимо ингибирующих буровых растворов активно применяются смолы на основе фенолоформальдегидного олигомера. Фенолоформальдегидный олигомер (далее ФФО) – один из классических промышленных олигомеров, до сих пор находит широкое применение в машиностроении, электротехнике, технологии приготовления покрытий и т.д. Современные масштабы развития техники всё более ужесточают требования, предъявляемые к ФФО. Изменение свойств ФФО осуществляется методом физической и химической модификации. Физически модифицированные олигомеры из-за отсутствия прочной химической связи между ингредиентами часто подвергаются растрескиванию, расслоению и другим нежелательным явлениям. Однако для направленного изменения свойств олигомеров чаще всего используют метод химической модификации. Этот метод является одним из перспективных и реальных путей, позволяющих, изменив структуры целевого продукта, улучшить их физико-механические, электрофизические свойства и достичь значительного увеличения срока их службы.

Существующие ФФО, наряду с хорошими показателями физико-механических свойств, имеют ряд недостатков, таких как низкая диэлектрическая проницаемость, хрупкость, недостаточная адгезионная прочность. В то же время ФФО токсичны из-за содержания в них от 5 до 15% (масс.) свободного фенола.

Высокая экологическая опасность производства ФФО обусловлена, с одной стороны, техническими свойствами применяемых материалов и содержащихся в них вредных веществ, с другой стороны – образованием реакционных вод при их синтезе, которые загрязнены как исходными веществами, так и продуктами реакции. Кислые и щелочные реакционные воды (реакция проводилась в кислой или щелочной среде) в виде сточных вод, попадая в водоём, понижают или повышают значение рН водной среды и это приводит к гибели микроорганизмов, растительности и т.д. В технологическом процессе сушки ФФО также удаляются летучие продукты – вода, формальдегид, некоторые побочные продукты реакции и часть непрореагировавшего фенола. Перечисленные вещества являются довольно токсичными – фенол отрицательно влияет на центральную нервную систему. Всё это ставит перед наукой и производством задачу их локализации, сбора и нейтрализации. Достичь коренного улучшения экологической ситуации в отрасли получения ФФО невозможно, поскольку многие проблемы могут быть разрешены только путём разработки новых технологий. В связи с этим изучаются пути уменьшения экологической опасности при получении и применении ФФО.

Для улучшения выше указанных эксплуатационных свойств ФФО их модифицируют соединениями с различными

функциональными группами [7]. Разработанные методы получения новых модифицированных ФФО по техническому оформлению не отличаются от технологии получения ФФО, могут без существенных дополнительных изменений реализоваться в существующих промышленных установках для получения ФФО, одновременно позволяя решать экологические проблемы, связанные с синтезом и применением ФФО. Модификация ФФО приводит к дополнительному связыванию фенола и формальдегида различными функциональными группами модификаторов и тем самым к снижению остаточного содержания фенола и формальдегида в модифицированном олигомере.

Материалы, применяемые в технике снижения пескопроявлений как защитные покрытия, содержат не только олигомеры, но и другие вещества, применяемые для создания композиционных материалов с заранее заданными свойствами. В качестве наполнителя использовали шлам боксита, а в качестве растворителя – ацетон при следующем соотношении компонентов, масс (%):

- модифицированный ФФО – 40-45;
- шлам боксита – 5-10;
- ацетон – остальные.

Композицию для защитного покрытия готовят следующим образом. На первом этапе готовят раствор олигомера, затем полученный раствор загружают в барабан, куда добавляют определёнными порциями по 0,5 г каждая, вводят, не прекращая перемешивания, просеянный наполнитель. После введения всей порции наполнителя перемешивание продолжают ещё в течение 30 минут. Готовый состав можно наносить на обезжиренную от продуктов коррозии поверхность объекта кистью или пульверизатором в два слоя толщиной по 50-60 мкм каждый. После чего образцы с покрытиями выдерживались в термостате для отверждения. Отверждение проводили при следующем режиме:

- при температуре 80 °С – 0,5 часа;
- при температуре 100 °С – 0,5 часа;
- при температуре 120 °С – 0,5 часа;
- при температуре 140 °С – 2,5-3,0 часа.

Определены основные характеристики композиций на основе модифицированных ФФО. Испытание образцов

Таблица 1. Физико-механические показатели покрытий на основе модифицированных ФФО бензамидом.

Показатели	в агрессивной среде	в атмосферных условиях
Прочность плёнки при ударе по прибору У-1, кД/м ²	4,0	5,0
Изгиб покрытия, мм	3,0	5,0
Адгезия покрытия по методу решетчатого надреза, баллы	1	1
Набухаемость в течение 30 сут., при температуре 20 ± 5 °С, %	10-15	–
Золь фракции	0,9	0,6
Твёрдость по МЭ-3	0,4	0,6
Электрическая прочность, кВ/мм	24	28

проводили после их отверждения. Отверждённые олигомерные композиции с трёхмерно-сетчатой структурой обладают хорошими физико-механическими и защитными свойствами (таблица 1).

Рассмотренные композиционные покрытия обладают высокой стойкостью, что позволяет рекомендовать их в качестве покрытия для защиты от пескопроявления в условиях неустойчивых коллекторов и нефтеловушек.

ЛИТЕРАТУРА

1. Доклад «О состоянии природопользования и об охране окружающей среды Краснодарского края в 2008 году». – Краснодар: ООО РИА «АлВи дизайн», 2009. – 328 с.
2. Аксёнова Н.А. Исследование и разработка техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: дис. канд. техн. наук. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2004.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
4. Рогозина Е.А. Актуальные вопросы проблемы очистки нефтезагрязнённых почв. // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электронный научный журнал, 2006. – №1 Электронный ресурс. Режим доступа: <http://www.ngtp.ru>.
5. Тананыхин Д.С. Обоснование технологии крепления слабосцементированных песчаников в призабойной зоне нефтяных и газовых скважин химическим способом: дис. канд. техн. наук. – СПб.: ФГБОУ ВП «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2013.
6. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе: учебное пособие. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 352 с.
7. Новый справочник химика и технолога. Сырьё и продукты промышленности органических и неорганических веществ. – СПб.: АНО НПО «Профессионал», 2005. – 1142 с.

REFERENCES

1. The report "the status of natural resources and environmental protection of the Krasnodar territory in 2008". – Krasnodar: LLC RIA "Alvi design", 2009. – 328 p.
2. Aksjonova N.A. Research and development of technology, completion technology of wells with unstable manifolds: Ph.D. thesis in Engineering Science. – Tyumen: Tyumen state oil and gas University, 2004.
3. Bulatov A.I., Voloshhenko E.Ju., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells: textbook for University students. – Krasnodar: Prosveschenie-Yug, 2011. – 603 p.
4. Rogozina E.A. Urgent issues on oil-contaminated soil purification. Neftegazovaya Geologiya. Theory and practice: electronic scientific magazine, 2006. – #1 - [Electronic resource]. Mode of access: <http://www.ngtp.ru>.
5. Tananyhin D.S. Substantiation of the technology of mounting laborcentrifugen sandstones in the bottomhole zone of oil and gas wells by chemical means: Ph.D. thesis in Engineering Science. – SPb.: SEI VP national mineral resources University "Mining", 2013.
6. Tetel'min V.V., Jazev V.A. Environmental protection in oil and gas complex: study guide. – Dolgoprudny: Intellect, 2009. – 352 p.
7. New reference book for chemist and technologist. Raw materials and products industry of organic and inorganic substances. – SPb.: ANO NPO "Professional", 2005. – 1142 p.

УДК 622.692

Научно-методическое обоснование проведения учебно-тренажерной практики для студентов по направлению «Нефтегазовое дело»

Д.Г. Петраков – канд. техн. наук, доцент, декан нефтегазового факультета; Е.А. Любин – канд. техн. наук, доцент; Г.Х. Самигуллин – канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой; Н.В. Соколов – магистрант; Е.А. Чебаненко – магистрант
(Санкт-Петербургский Горный университет)

Введение

Нефтегазовый сектор экономики Российской Федерации является основой для формирования бюджета страны, поэтому разрабатывается множество инвестиционных проектов в сфере инновационных разработок по добыче углеводородов на шельфе, ввод новых объектов транспорта и хранения и др. 12 марта 2015 года вступил в силу приказ Министерства образования и науки Российской Федерации об утверждении федерального государственного образовательного стандарта высшего образования по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело (уровень бакалавр). Выпускник программы бакалавриата с присвоением квалификации «академический бакалавр» и «прикладной бакалавр», в соответствии с видом (видами) профессиональной деятельности, на который (которые) ориентирована программа бакалавриата, готов решать следующие профессиональные задачи:

- осуществлять технологические процессы трубопроводного транспорта нефти и газа, подземного хранения газа;
- эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при трубопроводном транспорте нефти и газа, подземном хранении газа;
- осуществлять технологические процессы хранения и сбыта нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов с учетом требований промышленной и пожарной безопасности;
- планировать, организовывать, управлять работой первичных производственных подразделений предприятий, осуществляющих трубопроводный транспорт нефти и газа;
- документировать процессы планирования, организации и управления первичных производственных подразделений предприятий, осуществляющих транспорт и хранение нефти и газа [4].

В связи с переходом на новый стандарт образования и с изменением требований к профессиональным навыкам необходимо обеспечить высококачественное практическое обучение посредством создания учебно-технологического полигона по транспорту нефти и газа. Исходя из вышесказанного, подготовка высококвалифицированных специалистов является обязательным условием экс-

плуатационной деятельности объектов транспорта и хранения нефти и газа.

На территории учебных заведений существует небольшое количество площадок для отработки практических навыков, максимально приближенных к реальным рабочим условиям. Создание дополнительных учебных баз даст возможность подготовить высококвалифицированных специалистов по направлению «Нефтегазовое дело». В настоящее время руководители ВУЗов стремятся объединить усилия в области создания универсальных учебных и тренировочных баз.

Целью данной работы является разработка проекта учебно-технологического полигона по транспорту и хранению нефти, который может быть расположен на территории учебной базы Саблино Санкт-Петербургского горного университета в п. Ульяновка, Ленинградской области.

Учебно-технологический полигон предназначен для прохождения обучения:

- при повышении квалификации слушателей курсов дополнительного профессионального образования (ДПО) и сотрудников Горного университета;
 - при получении рабочих профессий студентами нефтегазового факультета;
 - при отработке практических навыков на лабораторных работах студентов направления «Нефтегазовое дело»;
 - при выполнении исследовательских разделов выпускных квалификационных работ аспирантов и магистрантов нефтегазового факультета.
- Основными задачами, встречающимися на производстве в реальных рабочих условиях, являются:
- хранение нефтепродуктов в резервуарном парке нефтебазы;
 - внутри- и межстанционная перекачка нефтепродуктов по трубопроводу;
 - запуск средств очистки и диагностики (СОД);
 - комплексная диагностика и обслуживание оборудования и труб;
 - решение задачи преодоления естественных и искусственных преград при сооружении объектов транспорта углеводородов.

Для решения поставленных задач в рамках учебно-технологического полигона планируется создание условий для имитации и отработки вышеперечисленных процессов и операций, часть которых представлена в табл. 1.

Проект учебно-технологического полигона

Учебно-технологический полигон (рис. 1) представляет собой современный комплекс для отработки практических навыков, проведения исследований, повышения квалификации специалистов.

Для создания полигона была выбрана территория площадью один гектар с отведением дождевых вод, с возможностью беспрепятственного подъезда а/м транспорта и техники.

Согласно [1] для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и других специальных конструкций, изготовленные из спокойных низколегированных сталей. На полигоне предусмотрены стальные трубопроводы диаметром 530, 325 и 159 мм. Для основной магистрали выбран трубопровод $D_n = 325$ мм. При таком диаметре и расходе в 1000 м³/час потери на трение составят не более 25 м, что удовлетворяет условиям оптимальной перекачки нефтепродукта. Для наглядного изменения потерь давления по длине и скорости протекания жидкости в качестве лупинга были применены два диаметра: 530 и 159 мм. Общая протяженность трубопровода составляет не более 700 м.

Таблица 1. Формирование практических навыков на учебно-технологическом полигоне.

№	Формируемые компетенции	Название оборудования	Получаемые навыки
1	Способность эксплуатировать и обслуживать технологическое оборудование, используемое при транспорте нефти и газа	Насос центробежный	Сборка/разборка насосного оборудования, управление потоком посредством запуска/остановки насоса, получение навыков управления режимами перекачки (параллельная, последовательная).
2		Запорная арматура	Получение навыков ручного и автоматического управления потоком посредством открытия/закрытия задвижки, навыки управления потоком методом дросселирования, сборка/разборка запорной арматуры.
3	Способность осуществлять технологические процессы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов	Резервуарный парк	Получение навыков по обслуживанию и диагностике, эксплуатации резервуарного оборудования, определение потерь углеводородов от испарения, сливно-наливные операции.
4		Трубопровод стальной	Получение навыков по строительномонтажным и ремонтным работам, диагностика трубопровода, в том числе сварных и фланцевых соединений, запуск/прием очистных устройств.

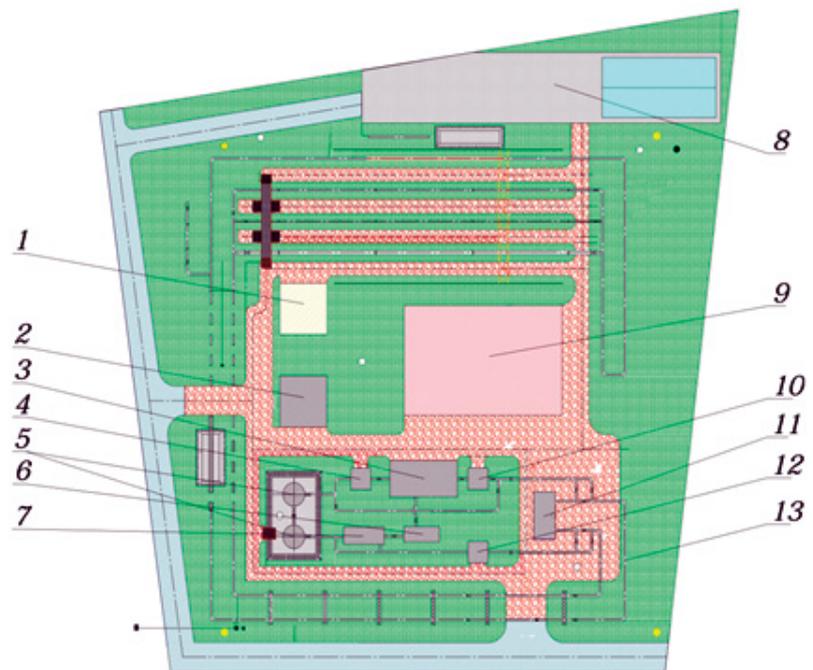


Рис. 1. Схема учебно-технологического полигона

- 1 – площадка мини-АЭС; 2 – операторная полигона с АСУ; 3 – насосная с системой маслоснабжения и вентиляцией;
- 4 – узел фильтров-грязеуловителей; 5 – резервуар для хранения нефтепродукта РВС-65;
- 6 – дренажная емкость; 7 – система сглаживания волн давления;
- 8 – площадка с навесом для хранения оборудования;
- 9 – полигон для газоснабжения и газораспределения; 10 – узел учета (СИКН);
- 11 – площадка пуска-приема СОД; 12 – узел фильтров-грязеуловителей; 13 – трубопровод.

Для проведения обучения и исследований в условиях низких и высоких температур, максимально приближенных к реальным условиям, учебно-технологический полигон предполагается использовать круглогодично. Применяемая на полигоне по транспорту нефти рабочая жидкость должна быть: схожа по физико-химическим свойствам с углеводородными жидкостями, перекачиваемыми по магистральным трубопроводам; дешевой и иметь температуру застывания ниже минимальной температуры для данного района равной $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ (согласно СП131.13330.2012 «Строительная климатология»).

В связи с этим, в качестве перекачиваемого нефтепродукта выбрано зимнее дизельное топливо, которое используется в различных климатических зонах при температуре окружающей среды от $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и отвечает поставленным задачам (табл. 2):

- температура застывания топлива составляет $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$, что ниже минимальной температуры в зимний период для выбранной климатической зоны;

- зимнее дизельное топливо является основным продуктом, перекачиваемым по магистральными нефтепродуктопроводам.

На учебно-технологическом полигоне, помимо имитации линейной части магистрального нефтепродуктопровода с необходимым оборудованием, установлены: резервуарный парк, насосная станция с насосными агрегатами и системой смазки, охлаждения и откачки утечек, фильтры-грязеуловители, узел регулирования давления, узлы с предохранительными устройствами, узел учета, системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, автоматики, телемеханики, автоматизированная система управления, система связи, производственно-бытовые здания и сооружения.

Согласно «Технологический регламент НПС» в состав НПС входит насосная станция с магистральными насосными агрегатами, системой смазки, охлаждения и откачки утечек [2].

Для перекачки выбранного нефтепродукта на полигоне планируется установить площадку насосного оборудования с системой маслоснабжения и вентиляцией.

В реальных условиях на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах в основном используются центробежные насосы с электроприводом и частотно-регулируемым приводом (ЧРП), их преимуществами являются:

- малая металлоемкость;
- высокая производительность;
- простота пуска и регулирования, ремонта и обслуживания;
- высокая надежность в работе и долговечность.

Исходя из технологических решений, для максимальной имитации процесса перекачки нефтепродукта на учебном полигоне принято решение использовать центробежный насос типа НДс с электроприводом. На данном насосе можно проводить ряд операций: разборку и сборку насоса, замену деталей ротора,

Таблица 2. Зависимость вязкости топлива от температуры.

Дизельное топливо зимнее	Кинематическая вязкость, при температуре, $^{\circ}\text{C}$			
	20	0	-10	-20
	4,26	8,36	12,43	20,6

балансировку осей вала, проводить вибродиагностику, регулирование режимов работы насосного агрегата.

Для подбора оборудования был произведен полный гидравлический расчет, исходя из результатов которого подобрано два насоса 14НДсН с электродвигателями общей мощностью 308 кВт и ЧРП. Насосы установлены и подключены таким образом, что перекачку нефтепродукта можно осуществлять как последовательно, так и параллельно (рис. 2).

На полигоне планируется установка двух резервуаров типа РВС для хранения выбранного нефтепродукта. Для проведения качественного обучения РВС оснащены оборудованием: клапаны дыхательные, патрубок приемный и раздаточный, патрубок вентиляционный, уровнемер, люк замерный, люк-лаз, предохранитель огневой.

Резервуары соединены друг с другом при помощи трубопровода, на котором установлен насос с реверсивным потоком (рис. 3). Это необходимо для того, что бы можно было производить перекачку нефтепродукта из одного резервуара в другой и наоборот.

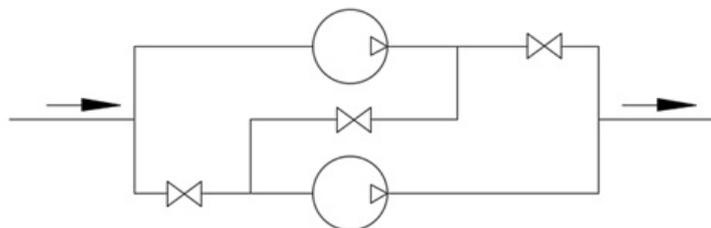


Рис. 2. Схема подключения насосов.

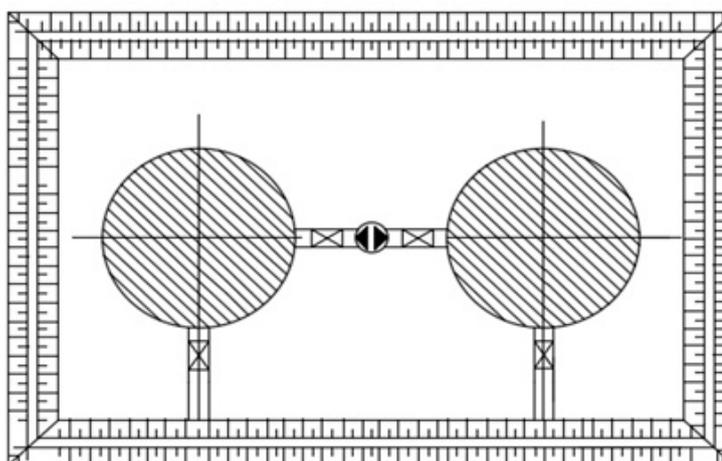


Рис. 3. Схема резервуарного парка.

Во избежание утечек и разлива нефтепродукта спроектировано и рассчитано обвалование резервуаров.

На учебно-технологическом полигоне трубопроводы представляют собой замкнутую цепь. Для очистки нефтепродукта и во избежание поломки насосного оборудования предусматривается установка фильтров грязеуловителей (рис. 1, п. 4, 12) до входа в насосную и непосредственно перед входом в резервуарный парк.

Для мониторинга качества и подсчета объема перекачиваемого зимнего дизельного топлива спроектирован узел учета (СИКН – система измерения количества и показателей качества нефтепродукта) (рис. 1 п. 10), который выполняет следующие функции:

- автоматизированное измерение массы нефтепродукта;
- автоматизированное измерение технологических параметров;
- автоматизированное измерение качественных показателей;
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверка рабочих и эталонных средств измерений (СИ) на месте эксплуатации без нарушений технологических процессов;
- контроль метрологических характеристик (КМХ) СИ на месте эксплуатации без нарушения технологического процесса;
- передачу данных на верхний уровень.

На трубопроводе должны быть предусмотрены узлы пуска и приема очистных и разделительных устройств, конструкция которых определяется проектной документацией [1].

На учебном полигоне спроектирована площадка СОД (рис. 1, п. 11). СОД предназначены для периодического запуска в трубопровод и приема из него внутренних снарядов-дефектоскопов, очистных скребков и других поточных средств. Для использования на полигоне предусматривается устройство запуска УЗПЗ ЗМ-300-8,0-Л(П) и устройство приема УЗПП ЗМ-300-8,0-Л(П).

Согласно СНиП «Магистральные трубопроводы» трубопроводы должны быть оснащены системой сглаживания волн давления (ССВД). Данная система предназначена для защиты трубопровода от осевых разъединений фланцевых соединений, нарушения целостности сварных швов, усталостного разрушения труб, образования продольных трещин в трубах, нарушения соосности насосов и подводящих/отводящих труб, серьезных повреждений трубопровода и опорных конструкций [1].

На учебно-технологическом полигоне необходима установка системы сглаживания волн давления ССВД-2000 (рис.1, п. 7). Избытки нефтепродукта при помощи системы будут сбрасываться в специальную дренажную емкость – резервуар горизонтальный стальной (РГС) (рис. 1, п. 6), находящуюся в 2-х метрах от ССВД-2000.

Согласно [1] (за исключением надземных) от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Для активной защиты трубопроводов и оборудования от коррозии предполагается установка станции катодной защиты «Тверца-900». В качестве пассивной защиты на выбранный трубопровод будет нанесена двухслойная полимерная изоляция.

Согласно [2] в состав НПС входят системы автоматики, телемеханики, автоматизированные системы управления (АСУ),

с помощью которых выполняется контроль и управление всеми узлами станции.

Для подготовки специалистов-операторов на учебно-технологическом полигоне отведена площадка под операторную с АСУ (рис 1, п. 2), в которой находится:

- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ);

- приборные шкафы;
- программируемый логический контроллер;
- датчики и сигнализаторы и др.

Для подготовки специалистов по эксплуатации и обслуживанию автомобильных заправочных станций (АЗС) на полигоне спроектирована площадка мини-АЗС (рис. 1, п. 1). На ней находится подземный стальной резервуар горизонтального типа, две топливораздаточные колонки (одна разобрана для проведения ремонта и изучения внутреннего оборудования), насосное оборудование и запорная арматура.

Для хранения оборудования на территории полигона предусмотрена площадка с навесом площадью 500 м² (рис. 1, п. 8). Под навесом планируется складировать:

- очистную машину - предназначена для предварительной механической очистки наружной поверхности линейных участков трубопроводов от старой изоляции различного типа, оборудование входит в состав работ по капитальному ремонту. Для использования данного оборудования на полигоне предусмотрен участок трубы в траншее длиной 10 м;
- изоляционную машину - предназначена для нанесения на наружную поверхность линейных участков трубопроводов пластичного изоляционного материала методом экструдирования с одновременным нанесением армирующей сетки и защитной ленточной обертки. Оборудование входит в состав работ по строительству и капитальному ремонту. Использование данного оборудования предусмотрено на вышеуказанном участке трубы;
- сварочный аппарат - предназначен на полигоне для тренировки и отработки навыков сварочных работ.

На открытом участке площадки планируется размещение запорной арматуры, образцов труб и насосов для использования в учебных целях.

Образцы труб представляют собой участки трубопровода разного диаметра, материала и внутренней шероховатостью. Необходимы для замены участков лупинга посредством балочного крана, например, для отслеживания изменения режимов течения перекачиваемого продукта.

Выводы

Для обеспечения подготовки высококвалифицированных специалистов по транспорту и хранению нефти и газа разработаны основные параметры учебно-технологического полигона для круглогодичного использования. Подбранное оборудование и технологические установки позволят подготовить высококвалифицированные кадры. Полигон является имитацией реальных нефтеперекачивающих станций, линейных магистральных участков, что позволит получить полный комплекс практических и теоретических знаний в области проектирования, сооружения, эксплуатации и ремонта объектов магистральных трубопроводов и НПС, а также транспортировки и хранения углеводородов. Проект выполнен в соответствии с требованием нормативных документов по проектированию и строительству объектов транспорта и хранения углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 85*. Минстрой России. – М.: Издательство стандартов, 2013. – 31, 72, 83 с.
2. ОР_07.00-60.30.00-КТН-010-1-00 «Технологический регламент НПС». – М.: 2003. – 2 с.
3. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология». М.: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 63 с.
4. Приказ № 36671 от 12 марта 2015 года «Об утверждении федерального государственного образовательного стандарта высшего образования по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело (уровень бакалавриата)» / Министерство образования и науки Российской Федерации. – М.: 2015. – 4, 5, 6, 7 с.

REFERENCES

1. SP 36.13330.2012 "Pipelines". The updated edition of SNiP 2.05.06 85*. The Ministry of Construction of Russia. – M.: Standards Publishing house, 2013. – 31, 72, 83 p.
2. OP_07.00-60.30.00-KTN-010-1-00 "Technological regulation of the NPC". – M.: 2003. – 2.
3. SP 131.13330.2012 "Construction climatology". Moscow: Ministry of regional development of the Russian Federation.
4. Order #36671 12 March 2015 "On approval of the Federal state educational standard of higher education in the direction of training 21.03.01 Oil and gas engineering (bachelor degree level)" / Ministry of education and science of the Russian Federation. Moscow, 2015. – 4, 5, 6, 7 C.

Аннотации статей

150-ЛЕТНИЙ ЮБИЛЕЙ РУССКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА (С. 5)

Валерий Владимирович Кульчицкий

НИИБТ РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991 Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 65
E-mail: centrdipo@gubkin.ru

РосНИО как исторический преемник РТО, а Межрегиональное НТО нефтяников и газовиков Бакинского и Терского отделений готовятся к научно-техническим профессиональным и региональным юбилейным мероприятиям. Исторические уроки приобретают особое значение в связи с необходимостью преодоления сырьевой независимости российской экономики, разумного импортонезависимости, системы подготовки инженерных кадров «русским методом». Краткое изложение истории создания Русского технического общества, предпосылок и целей, успехов и достижений ученых и профессоров позволит оценить прогрессивный характер деятельности РТО, упрочнение его позиций наличием в составе видных промышленников и представителей власти, доведение до правительственных кругов пожеланий технической общественности и производства.

Ключевые слова: научно-техническая общественность; русское техническое общество; инженерные кадры; инженер.

УДК 622.24 ЭНЕРГЕТИКА ВДАВЛИВАНИЯ ИНДЕНТОРА В ГОРНУЮ ПОРОДУ И ВОЗМОЖНОСТИ СНИЖЕНИЯ ЕЁ ТВЕРДОСТИ (С. 9)

Виктор Дмитриевич Евсеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: evseevvd@mail.ru

Возможности жидкости влиять на разрушение минералов-диэлектриков и горных пород определяются создаваемым напряженным состоянием. При одноосном растяжении образцов снижение прочности определяется величиной эффекта Ребиндера, и разрушение реализуется через развитие магистральной трещины нормального отрыва. При вдавливании индентора в поверхность образца горной породы из-за возникновения под пятном контакта трехосного напряженного состояния сжатия реализуется сдвиговое разрушение, которому предшествует измельчение компонент

горной породы. Возможности жидкости влиять на разрушение расширяются: помимо эффекта Ребиндера в подготовке сдвигового разрушения активно участвуют силы внешнего трения и дилатансия. Для снижения твердости горной породы жидкость, в присутствии которой происходит вдавливание индентора, должна иметь большую электропроводность, обеспечивать подвижность частицам измельчаемых минералов при больших усилиях вдавливания индентора и иметь малую сжимаемость.

Ключевые слова: горная порода; вдавливание индентора; измельчение; сдвиговая деформация; дилатансия; внешнее трение; сжимаемость раствора.

УДК 622. 24: 622. 23.01 МОДЕЛИ *INSITU* В РАЗВЕДОЧНОМ И ПАРАМЕТРИЧЕСКОМ БУРЕНИИ (С. 15)

Станислав Васильевич Синев

МНПП «Дриллексп»
121069, Москва, Новинский б-р, 18/26
E-mail: stanislav-vs@mail.ru

Рассматривается разработка «модели *in situ*» для разведочного и параметрического бурения. Цель

работы показать менее затратную физическую модель *in situ*, получаемую непосредственно на буровой установке в процессе строительства скважины, удобную в эксплуатации и в «режиме реального времени». На сегодня это единственная модель, которую можно оптимизировать в момент ее формирования. В статье модель представлена в виде 2D и 3D. С помощью оптимизации модели выделяют лучшее долото, режимные параметры бурения и т.д. Описываются условия разведочного и параметрического бурения, не позволяющие использования иных моделей. Приводятся четыре модификации долот, выделенных *in situ* из одиннадцати, с превосходством над серийными до 300%.

Ключевые слова: порода; шарошечное долото; модель бурения; нагрузка на долото; частота вращения; разведочное и параметрическое бурение.

УДК 622.143

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ОДНОШАРОШЕЧНЫХ БУРОВЫХ ДОЛОТ (с. 24)

¹Игорь Дмитриевич Бронников
²Жавохир Буриевич Тошов
³Хожиақбар Нурмаатович Нахангов

¹МГРИ-РГГРУ
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23,
E-mail: nvs@mgri-rggru.ru
²Ташкентский государственный технический университет, Узбекистан
100095, Узбекистан, г. Ташкент, ул. Университетская, дом 2
E-mail: tdtu_info@tdtu.uz

В работе рассматриваются кинематические критерии одношарошечного бурового долота, которые определяются кинематическими параметрами. Путь контакта зуба шарошки, удельные контактные и объемные работы разрушения, сравнительный анализ работоспособности буровых долот.

Ключевые слова: буровое долото; забой скважины; шарошка; кинематика; кинетика.

УДК 622.24

КОМПЕНСАЦИЯ РЕЛАКСАЦИОННЫХ КОЛЕБАНИЙ ДВИГАТЕЛЯ ПРИВОДА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (с. 27)

¹Борис Алексеевич Перминов
²Виктор Борисович Перминов
³Зафар Хангусейн оглы Ягубов
⁴Эмин Зафар оглы Ягубов
⁵Павел Владимирович Заикин

¹Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru
²ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Ухта, пр. Ленина, д. 39/2
E-mail: vperminov@sgr.gazprom.ru

При критических осевых нагрузках бурильной колонны в режиме бурения происходит потеря продольной устойчивости. Это приводит к появлению изгибных полуволн, их прижатию к стенкам скважины, существенному увеличению момента сопротивления вращению, временному останову участка бурильной колонны в месте касания, накоплению потенциальной энергии растянутой части колонны, срыву в движение заторможенного участка с ускорением и, как следствие, возникновению релаксационных колебаний. При этом происходит увеличение затрат мощности от двигателя привода практически до порогового значения, что вызывает гармонические изменения мощности двигателя привода. Нарушение устойчивой работы двигателя привода может привести к аварийной ситуации всей системы управления «бурильная колонна – привод». Авторы предлагают рациональное решение поставленной задачи компенсации релаксационных колебаний бурильной колонны путем использования способа противофазного управления мощностью двигателя привода. Показаны экспериментальные результаты при испытании противофазного способа компенсации релаксационных колебаний.

Ключевые слова: релаксационные колебания; компенсация колебаний; привод бурильной колонны; управление электропривода постоянного тока; вариационная структура измерения.

УДК 662.24

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ (РУС) ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ПРЕДПРИЯТИИ ВЬЕТСОВПЕТРО (СРВ) (с. 31)

Нгуен Тиен Хунг

МГРИ-РГГРУ
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23,
E-mail: rggru1@gmail.com

Представлен анализ двух систем, ВЗД и РУС, применяемых при бурении наклонно направленных скважин с точки зрения величины отклоняющей силы, действующей на долото. Обработаны фактические результаты бурения наклонно направленных скважин на предприятии Вьетсовпетро (СРВ), позволившие оценить главные факторы, определяющие эффективность применения РУС по сравнению с ВЗД. Выработаны рекомендации повышения эффективности бурения наклонно направленных скважин.

Ключевые слова: бурение; направленное бурение; перемежающиеся по твердости породы; эффективности процесса бурения; роторная управляемая система; винтовой забойный двигатель; отклонитель.

УДК 622.24

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ КРУТЯЩИХ МОМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВАРИАЦИОННЫХ СТРУКТУР (с. 38)

¹Борис Алексеевич Перминов
²Виктор Борисович Перминов
³Зафар Хангусейн оглы Ягубов
⁴Эмин Зафар оглы Ягубов
⁵Евгений Николаевич Сесюк

¹Ухтинский государственный технический университет
169300, Ухта, ул. Первомайская, 13
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.ru
²ООО «Газпром трансгаз Ухта»
169300, Ухта, пр. Ленина, д. 39/2
E-mail: vperminov@sgr.gazprom.ru
³«Центральные электрические сети», Ухта
169300, Республика Коми, Ухта г., ул. Севастопольская, 2а

Во многих случаях построение систем управления и регулирования процесса бурения базируется на использовании динамических приращений того или иного параметра. Чаще всего для этих целей используют приращение крутящего момента как наиболее информативного параметра. В этой

связи разработка методов измерения динамических приращений крутящего момента весьма актуальна. В работе рассмотрены особенности измерения крутящих моментов с использованием вариационных структур.

Ключевые слова: вариационная структура измерения; приращение крутящего момента; динамическое приращение крутящего момента; передаточная функция; инерционное звено.

УДК 622.243.23

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПЛОСКИХ И ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ (с. 42)

Михаил Залманович Кравец

ООО «СамараНИПИнефть»
443010, Самара, ул. Вилоновская, 18
E-mail: kravetsmz@samnipineft.ru

В статье предложены алгоритмы автоматического расчета профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов. Для расчета профиля скважины необходимо указать целевую точку, тип профиля и задать начало набора зенитного угла и интенсивности изменения углов. Для расчета бокового ствола дополнительно задают инклинометрию скважины, угол клина-отклонителя и длину направления. Алгоритм расчета профиля бокового ствола «сканирует» инклинометрию скважины и находит точку, в которой длина траектории бокового ствола минимальна.

Ключевые слова: целевая точка; прямоугольные и радиальные координаты; плоский и пространственный профиль скважины; зенитный и азимутальный углы.

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ В ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ПРИВЛЕЧЕНИЕМ ДАННЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ) (с. 48)

Дмитрий Александрович Мартюшев
Инна Николаевна Пономарева

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29
E-mail: martyushev@inbox.ru

Статья посвящена изучению процесса перетока нефти из матрицы в трещины. С этой целью привлечены материалы гидродинамических исследований скважин, обработанные в соответствии с моделью Уоррена-Рута с определением коэффициента перетока. Совместный анализ результатов расчетов и промыслового материала позволил установить, что максимальные объемы нефти получены из участков залежи с максимальными значениями коэффициентов перетока. Также установлено, что снижение забойных давлений влечет за собой существенное уменьшение коэффициента перетока, и, как следствие, ухудшает продуктивные характеристики скважины.

Ключевые слова: трещинно-поровые коллектора; параметры трещиноватости; коэффициент перетока; модель Уоррена-Рута; коэффициент продуктивности.

УДК 622.276.64

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ (с. 53)

Дина Анасовна Султанова
Дмитрий Владимирович Мардашов
Радмир Расимович Хусаинов

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

Представлены результаты лабораторных исследований влияния ингибиторов солеотложения на эффективность применения ингибиторов коррозии с учетом механизма коррозии внутри-скважинного оборудования. Выявлено, что ингибиторы солеотложения могут оказывать разное воздействие на защитные свойства ингибиторов коррозии: одни усиливают эффективность ингибирования, другие – значительно понижают ее.

Ключевые слова: ингибиторы коррозии; ингибиторы солеотложения; скорость коррозии; эффективность; минерализация воды.

УДК 504.054

АНАЛИЗ ПРИЧИН И ПОСЛЕДСТВИЙ НАРУШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ (с. 57)

¹Алексей Леонидович Яковлев

²Ольга Вадимовна Савенок

¹ООО «КНГК-Групп»
350000, г. Краснодар, ул. им. Буденного, 117/1
E-mail: yakovlev@i-npz.ru

²«Кубанский государственный технологический университет - КубГУ»
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
E-mail: olgasavenok@mail.ru

В статье приводится анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края. Показано негативное влияние нефти и нефтепродуктов при попадании их в почву, подземные и грунтовые воды. Приведены факторы, определяющие возможность, скорость и время инфильтрации загрязнений с поверхности в водоносный горизонт. Рассмотрены локальные (шламовые амбары) и региональные источники загрязнения. Дается оценка степени естественной защищенности подземных вод от загрязнения применительно к вопросам охраны окружающей среды в процессах бурения скважин. Подробно рассмотрено воздействие ингибирующего шлама на окружающую природную среду.

Ключевые слова: экологическая безопасность; загрязнение геологической среды; загрязнение зоны аэрации; источники загрязнения при снижении пескопроявления скважин; источники поступления загрязняющих веществ от объектов нефтедобычи; локальные и региональные загрязнения подземных вод; оценка степени естественной защищенности.

УДК 622.692

НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ УЧЕБНО-ТРЕНАЖЕРНОЙ ПРАКТИКИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО НАПРАВЛЕНИЮ «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО» (с. 62)

Дмитрий Геннадьевич Петраков
Евгений Анатольевич Любин

117997, Russia
E-mail: nvs@mgri-rggru.ru
²Toshkent state technical university
2, Universitetskaya Str., Tashkent,
Uzbekistan, 100095
E-mail: tdtu_info@tdtu.uz

It is in-process observed kinetic criteria of one cone bit the drill bit which is defined by the kinematic parameter. Contact path of tooth of the milling cutter, specific contact and volume works of destruction, the comparative analysis of working capacity of drill bits.

Key words: the drill bit; hole face; the milling cutter; kinematics; kinetics.

**COMPENSATION RELAXATION
OSCILLATIONS OF THE DRILL STRING
DRIVE MOTOR (p. 27)**

¹Boris Alekseyevich Perminov
²Viktor Borisovich Perminov
¹Zafar Khanguseyn ogly Yagubov
¹Emin Zafar ogly Yagubov
¹Pavel Vladimirovich Zaikin

¹Ukhta state technical university,
Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: boris.perminoff2013@yandex.
ru

²Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

When a critical axial load of the drill string in the drilling mode is a loss of longitudinal stability. This leads to the appearance of flexural half waves, their adherence to the walls of the wells, a substantial increase of the moment of resistance to rotation, temporary shutdown of the site of the drill string in place of touch. Storage of the potential energy of the stretched portion of the column, a breakdown in a movement retarded phase with acceleration and, as consequence, occurrence of relaxation oscillations. . Thus there is an increase in the cost of power from the engine drive almost to the thresholds that cause harmonic changes of engine power to the drive. Violation of the stable operation of the drive motor may lead to an emergency situation of the entire system control "drill string drive". The authors propose a rational solution to the problem

of compensation of the relaxation oscillations of the drill string by using the method of reversed-phase control motor power drive. Shows the experimental results when testing opposite-ways of compensating for relaxation oscillations.

Key words: relaxation oscillations; vibrations compensation; drive a drill string; controlling the DC motor; variation of the dimension structure.

**EFFICIENCY OF APPLICATION OF
THE ROTOR CONTROLLED SYSTEM
(RCS) FOR DRILLING IN THE
VIETSOVPETRO COMPANY (SOCIALIST
REPUBLIC OF VIETNAM) (p. 31)**

Nguyen Tiyen Khung

Russian State Geological Prospecting
University (MGPI-RSGPU)
23 Miklukho-Maklaja str., Moscow,
117997, Russia
E-mail: rggru1@gmail.com

The author analyzed two bottom-hole assemblies (BHA), in which Positive Displacement Motor (PDM) and Rotary Steerable System (RSS) is used for drilling directional wells from the perspective of the value of the deflecting side force acting on the bit. Combing with the handling actual data of directional wells in Joint Venture Vetsovetpetro, the main factors that determine the effectiveness of drilling operations used RSS in comparison with PDM are assessed. Recommendations is suggested to improving the efficiency of directional drilling.

Key words: drilling; directional drilling; heterogeneous rock hardness; the efficiency of the drilling operation; the rotary steerable system RSS; positive displacement motor; deflector.

**FEATURES MEASUREMENT OF
TORQUE USING VARIATIONAL
STRUCTURES (p. 38)**

¹Boris Alekseyevich Perminov
²Viktor Borisovich Perminov
¹Zafar Khanguseyn ogly Yagubov
¹Emin Zafar ogly Yagubov
³Evgeniy Nikolayevich Sesyuk

¹Ukhta state technical university,
Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

E-mail: boris.perminoff2013@yandex.
ru

²Ltd. "Gazprom transgaz Ukhta" Ukhta
39/2, Leninsky prospect, Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: vperminov@sgp.gazprom.ru

³«Tsentralnyye elektricheskije seti».
Ukhta
Dld. 2a, Sevastopolskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia

In many cases, the construction of systems of control and regulation of the drilling process based on the use of dynamic increment of the corresponding parameter. Most often used for this purpose, the increment in torque as the most informative parameter. In this regard, the development of methods for the measurement of the dynamic increment of torque is very relevant. The paper discusses the peculiarities of measurement of torque using variational structures.

Key words: variational dimension structure; the increment of the torque; dynamic increment of torque; transfer function; inertial link.

**FEATURES OF DESIGN OF PLANAR
AND SPATIAL TRAJECTORIES OF THE
WELLS AND SIDETRACKS (p. 42)**

Mikhail Zalmanovich Kravets

«SamaraNIPIneft'» LLC
18, Vilonovskaja str., Samara. 443010,
Russia
E-mail: kravetsmz@samnipineft.ru

The paper proposed algorithms for the automatic calculation of the profile of the inclined and horizontal wells and sidetracks. For calculating the well profile, you must specify the target point, the profile type and set the beginning of a set of Zenith angle and intensity of change of angle. To calculate the side of the barrel is further set inclinometry well, the angle of the whipstock and the length direction. The algorithm for calculating the profile of the lateral stem "scans" a directional survey of the well and finds the point at which the path length of a side of the barrel is minimal.

Key words: target point; rectangular and radial coordinates; planar and spatial profile of the well; zenithal and azimuthal angles.

RESEARCH OF FEATURES OF DEVELOPMENT OF RESERVES IN FRACTURED-POROUS RESERVOIRS INVOLVING DATA OF WELLS HYDRODYNAMIC RESEARCH (ON THE EXAMPLE OF THE FAMENNIAN DEPOSITS LACUSTRINE DEPOSITS) (p. 48)

**Dmitriy Aleksandrovich Martyushev
Inna Nikolayevna Ponomareva**

Perm National Research Polytechnic University
29, Komsomol'skiy prospect, Perm', 614990, Russia
E-mail: martyushevdi@inbox.ru

The article is devoted to the study of the flow process of oil from the matrix to the fractures. To this end the materials involved in well testing, treated in accordance with the model of Warren-Root with the definition of the coefficient of overflow. The joint analysis of the results of calculations and fishing material revealed that the maximum amount of oil produced from the reservoir areas with maximum values of flow coefficients. Also revealed that decrease bottomhole pressures entails significant decrease flow rate and, consequently, degrades the productive characteristics of the well.

Key words: fractured porous reservoir; parameters fracture; overflow coefficient; Warren-Root model; coefficient of productivity.

STUDY OF SALTING INHIBITORS EFFICACY FOR CORROSION INHIBITORS IN OIL WELLS (p. 53)

**Dina Anasovna Sultanova
Dmitriy Vladimirovich Mardashov
Radmir Rasimovich Khusainov**

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: dasultanova@gmail.com

It is revealed that the inhibitors

scale inhibitors can have different effects on the protective properties of corrosion inhibitors: some enhance the efficiency of inhibition, others greatly reduce it

Key words: corrosion inhibitors; scale inhibitors; corrosion rate; efficiency; salinity of water.

THE ANALYSIS OF THE CAUSES AND THEIR CONSEQUENCES OF ECOLOGICAL SAFETY VIOLATION IF OIL PRODUCTION INTENSIFICATION AT THE FIELDS IN KRASNODAR REGION (p. 57)

**¹Aleksey Leonidovich Yakovlev
²Olga Vadimovna Savenok**

¹LLC «KNGK-Grupp»
117/1, Budennogo Str., Krasnodar, 350000, Russia
E-mail: yakovlev@i-npz.ru
²Kuban State University of Technology
2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia
E-mail: olgasavenok@mail.ru

The article provides an analysis of the causes and consequences of violations of environmental safety in the stimulation of oil deposits in the Krasnodar region. The negative impact of oil and oil products in contact with them in the soil, groundwater and groundwater is revealed. Presents The factor determining the possibility of infiltration rate and time of contaminants from the surface to the aquifer is discussed. The evaluation of local (slurry pits) and regional sources of pollution degree considered. The evaluation degree of the natural groundwater vulnerability versus pollution in relation to environmental matters in the drilling process is given. The impact of inhibiting the sludge on the environment considered in detail.

Key words: environmental safety; contamination of the geological environment; contamination of the aeration zone; sources of pollution while reducing sand production wells; sources of pollutants from oil

production facilities; local and regional groundwater pollution; assessment of the vulnerability of the natural.

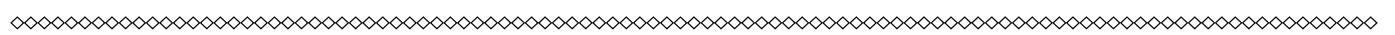
SCIENTIFIC-METHODICAL SUBSTANTIATION OF TRAINING AND PRACTICE EXERCISE FOR STUDENTS IN THE FIELD OF «OIL AND GAS BUSINESS» (p. 62)

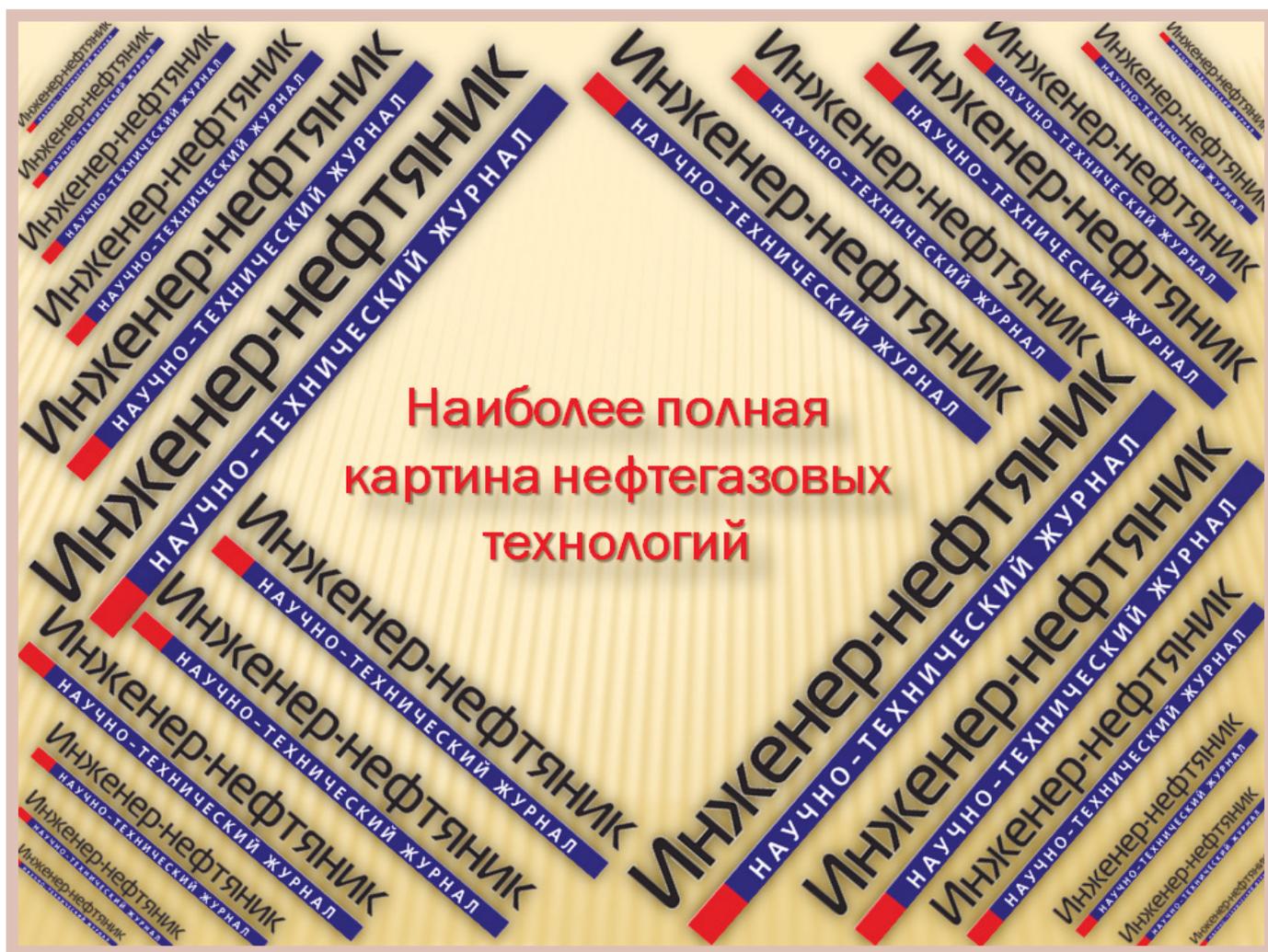
**Dmitriy Gennadyevich Petrakov
Evgeniy Anatolyevich Lyubin
Gafur Khalafovich Samigullin
Nikolay Vladimirovich Sokolov
Evgeniy Aleksandrovich Chebanenko**

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: petrakovdg@mail.ru

One of the important aspects of operational activities of enterprises working in the field of hydrocarbons transportation and storage is staff training. The level and quality of training greatly influences the technical and environmental safety of systems for oil and gas transportation and storage. Currently the theoretical knowledge acquired at the universities is not sufficient for preparation of highly qualified oil and gas specialists. In order to do that they should have an opportunity to put theory into practice at specially designated training sites, which have the conditions close to real work. The educational institutions, as a rule, have variety of laboratories and equipment to drill practical skills. These simulators do not provide a full picture and understanding of how the transportation and storage of oil, gas and refined products is done in reality. This article describes and justifies the layout of the training-technological site for transportation and storage of hydrocarbons and relevant equipment.

Key words: oil; gas; training-technological site; practical skills; training; transport of oil and gas; storage of oil and gas.





Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2016 год!

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";
- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"

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

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

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

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

Адрес для переписки:
127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10
Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241
Факс: (495) 543 9612