

Инженер-нефтяник

№2'2008

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

КАЧЕСТВО

ПРОФЕССИОНАЛИЗМ



СЕРВИС

2008
вбглэп
Волгавуртмаш



ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- разработка и согласование с заказчиком программ подбора и отработки долот при бурении роторным способом, с применением ГЗД, и с отбором керна;
- подбор и поставка комплекта долот шарошечных и PDC, технологическое сопровождение при бурении интервала или всей скважины;
- инженерное сопровождение процесса отбора керна при бурении роторным способом и забойным двигателем с применением усовершенствованных керноотборных устройств;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, ГЗД и отбора керна с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения.

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

- полный комплекс технологического обеспечения проводки ствола скважины по проектному профилю с ориентированием и установкой клина отклонителя в наклонном или вертикальном участке обсаженной скважины, вырезание окна в обсадной колонне и бурение бокового ствола;
- навигационное сопровождение направленного бурения с проведением резистивиметрии и гамма-каротажа с использованием телесистем GEOLINK(UK), Губит, ЗИС-4ЭМ.

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

- разработка оптимальной рецептуры бурового раствора для конкретной скважины;
- поставка химических реагентов и приготовление бурового раствора;
- разработка программы по буровому раствору;
- контроль параметров и технологическое сопровождение бурового раствора в процессе бурения с использованием лабораторного оборудования по стандартам API.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- разработка проектно-сметной документации на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения.



Современные технологии разработки месторождений сформировали промысел по добыче нефти и газа как целостную систему, все элементы которой находятся в чёткой, органической взаимосвязи. В процессе создания принципиально новые технологии, которые коренным образом изменят наши представления о методах и способах добычи нефти и газа. Применение научноёмких технологий в нефтегазовой сфере приводит к устареванию оборудования и инструмента ещё до того, как происходит его широкое внедрение.

Расширение обмена научно-технической информацией даст возможность профильным специалистам своевременно учитывать изменения в технологии добычи нефти и газа при создании новых технических решений и материалов, а также при проектировании нефтегазопромысловых объектов.

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

Журнал приглашает к сотрудничеству российских ученых, инженеров, специалистов и руководителей, работающих в университетах, научно-исследовательских и проектных институтах, нефтегазовых и сервисных компаниях.

На страницах журнала планируется размещение сведений не только о новых технико-технологических решениях, но и рекомендации по вопросам проектирования и строительства нефтепромысловых сооружений, эксплуатации и ремонтного обслуживания.

6

Совершенствование и разработка долот для бурения высокотехнологичных скважин. ОАО «Волгабурмаш» – 60 лет работы по созданию буровых долот
Гавриленко М.В., Некрасов И.Н., Мухаметшин М.М., Морозов А.В., Кочуков В.В., Иносаридзе Е.М.

9

Инженерные решения при проектировании горизонтальных скважин для эксплуатации сложнопостроенных газоконденсатных залежей
Гаджиев С.Б., Виноградов Р.А., Никарадзе В.В., Повалихин А.С., Шатровский А.Г.

12

Буровой супервайзинг – основа дистанционного интерактивно-производственного обучения. 15 лет российскому буровому супервайзингу
Кульчицкий В.В.

15

Формирование информационной системы поддержки принятия решений при планировании замен трубопроводной запорной арматуры
Быков И.Ю., Качан О.В., Ермоленко Н.М., Адаменко С.В.

17

Восстановление герметичности муфтовых соединений эксплуатационных колонн методом вальцевания раздвижным расширителем
Мелинг К.В.; Ахмадишин Ф.Ф., Хабибуллин Р.Я., Мухаметшин А.А., Насыров А.Л., Ратанов К.А., Максимов Д.В. (ТатНИПИнефть), Мелинг В.К. (ООО «Наука»)

19

Механизм разупрочнения глинистых пород буровыми технологическими жидкостями
Балаба В.И.

23

Разграничение свойств глинистых отложений в разрезе бурения скважины и выбор методов управления их состоянием
Шарафутдинова Р.З.

28

Расчёт основных параметров аэрированной жидкости для вскрытия продуктивных пластов
Куликов В.В.

29

Расчётное определение концентраций компонентов промывочных жидкостей методом пропорций
Куликов В.В.

31

Пространственный профиль скважин и возможности его реализации
Сесюнин Н.А., Ермолов А.А.

33

Актуальные вопросы технологии проводки наклонно-направленных скважин по проектному профилю
Повалихин А.С.

35

История бурового дела (продолжение)
Калинин А.Г.

Учредитель научно технического журнала «Инженер-нефтяник»: 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз».

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., начальник департамента 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз» (научный редактор);

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор; ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института;

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., начальник управления по бурению газовых и газоконденсатных скважин ОАО «Газпром»;

Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор кафедры геологоразведочного бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе;

Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;

Нечаев Владимир Иванович – генеральный директор 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз»

Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор; заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» 000 «ВНИИГАЗ»;

Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор; заведующий кафедрой геологоразведочного бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе.

Руководитель информационно-рекламной группы А.В. Дубасов.

Адрес редакции: 127422 Россия, Москва, Дмитровский проезд, дом 10.

Телефон редакции: (495) 543-91-16.

Факс: (495) 543-96-12.

Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров нефтегазовой отрасли России, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.



Уважаемые коллеги, друзья!

Примите наши искренние поздравления с 60-летним юбилеем ОАО «Волгабурмаш»!

Наши коллективы связывают настойчивое сотрудничество, добрые человеческие взаимоотношения.

Верим, что и в будущем мы сохраним традиции партнёрства и взаимовыгодного сотрудничества.

Большая и славная история, коллектив специалистов высочайшей квалификации, большой производственный потенциал помогут вам в выполнении поставленных задач.

Верность своему профессиональному долгу и самоотверженность в работе являются традициями поколений инженеров, техников и рабочих, создавших основы вашего предприятия.

Современный уровень развития ОАО «Волгабурмаш» позволяет говорить о том, что традиции, заложенные основателями, успешно продолжаются современным поколением.

В день юбилея желаем вам дальнейшего процветания, эффективной творческой работы, стабильного развития и реализации накопленного интеллектуального и производственного потенциала.

Генеральный директор
ООО «Интеллект Дрilling Сервисиз»
В.И.Нечаев

Уважаемые коллеги!

От лица коллектива ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, от додолотчиков ВНИИБТ разных поколений и от себя лично, сердечно поздравляю славный коллектив ОАО «ВОЛГАБУРМАШ» с прекрасным юбилеем – 60-летием со дня основания предприятия!

«ВОЛГАБУРМАШ» и ВНИИБТ – практически ровесники, поскольку наш институт образован в 1953 г. на базе СКБ по долоту и турбобурам, которое было создано в 1949 г. И, более чем полвека, «ВОЛГАБУРМАШ» и ВНИИБТ были главными центрами создания отечественных буровых долот, с помощью которых и разбурены все основные месторождения нашей страны.

В условиях рыночной экономики, когда в большинстве нефтегазодобывающих районов возникла острая конкуренция со стороны ведущих мировых долотопроизводителей, «ВОЛГАБУРМАШ» успешно выдержал этот написк и создал широкую гамму буровых шарошечных долот нового поколения, в целом ряде условий, не уступающих и даже превосходящих лучшие мировые образцы.

В самое последнее время инженеры и конструкторы «ВОЛГАБУРМАШ» создали перспективные разработки в области долот PDC и мы уверены, что в ближайшие годы и этот класс буровых долот, изготовленных вашим предприятием, также выйдет на мировой уровень.

Желаю талантливому и целеустремленному коллективу «ВОЛГАБУРМАШ» дальнейших творческих и производственных успехов на благо развития нефтегазодобывающей отрасли России!

Здоровья Вам и процветания!

Генеральный директор
ОАО НПО «Буровая техника»
Г.С.Оганов.

Уважаемые коллеги!

От всей души поздравляю Вас со знаменательным юбилеем – 60-летием Вашего предприятия. ВОЛГАБУРМАШ на протяжении всей своей истории являлся флагманом отечественного долотостроения. Продуманный, эффективный менеджмент позволил Вашему предприятию преодолеть рифы 90-х годов и в сжатые сроки адаптировать свою деятельность к новым условиям весьма жесткой конкуренции, не утратив своих лидирующих позиций. Основой ваших успехов всегда являлся научно-технический прогресс в каждом направлении, каждом звене всей многотрудной цепи создания высокоэффективного долота. Не могу не подчеркнуть, что в течение практически всех прошедших десятилетий ВОЛГАБУРМАШ тесно сотрудничал с ВНИИБТ, взаимно обогащая друг друга своими знаниями, идеями, практическим опытом. Надеюсь, что это сотрудничество продолжится и в будущем.

Желаю всему славному коллективу ВОЛГАБУРМАШ новых высот, новых достижений, успеха во всех начинаниях и благополучия.

Доктор технических наук, профессор, член Американского Общества инженеров-механиков /ASME/, Лауреат Премии Кембриджа «2000 выдающихся ученых современности», заведующий отделом ОАО НПО «Буровая техника»-ВНИИБТ
А.М.Гусман

Совершенствование и разработка долот для бурения высокотехнологичных скважин ОАО «Волгабурмаш»: 60 лет работы в нефтегазовой отрасли

22.05.1948 г. на основании распоряжения № 6235 Совета Министров СССР и приказа № 240 от 24.05.1948 Министерства нефтяной промышленности Восточных районов с целью производства буровых долот был образован Государственный союзный Куйбышевский машиностроительный завод (с 1994 г. – ОАО «Волгабурмаш»).

Руководителями в разные годы были: Марцевич Михаил Михайлович (1948-1950 гг.); Штырлин Филипп Васильевич (1950 г.); Григорьев Вячеслав Валерьевич (1950-1954 гг.); Юдин Павел Иванович (1955-1961 гг.); Терентьев Борис Андреевич (1961-1967 г.); Сопин Петр Иванович (1967-1994 г.), Писарев Геннадий Александрович (1994-1996 гг.), Неупокоев Владимир Геннадьевич (1996-2006 гг.), Жуньков Валерий Анатольевич (с 2006 г.).

М.В. Гавриленко

(Председатель Совета директоров
ОАО «Волгабурмаш»)

И.Н. Некрасов

(директор по маркетингу ОАО
«Волгабурмаш»)

М.М. Мухаметшин

(зам. директора по маркетингу
ОАО «Волгабурмаш»)

Л.В. Морозов

(технический директор производ-
ства алмазных долот
ОАО «Волгабурмаш»)

В.В. Кочуков

(зам. директора департамента
000 «Интеллект Дрilling
Сервисиз»)

Е.М. Иносарида

(главный инженер СУБР-1 ОАО
«Сургутнефтегаз»)

Открытие и освоение крупнейшей нефтегазовой провинции в Западной Сибири относится к числу выдающихся технических достижений XX века. С 1966 года в сложном для обустройства промыслов регионе исключительно высокими темпами осуществлялось внедрение технологии строительства эксплуатационных скважин кустовым способом, что позволило менее чем за 20 лет создать основную нефтегазодобывающую базу страны, решить проблемы обеспечения углеводородным сырьем всех отраслей экономики. По Главтюменнефтегазу добыча нефти увеличилась с 31,4 млн.т. в 1970 году до 365 млн.т. или в 11,6

раза к 1984 году, что стало возможным за счёт значительного увеличения объема строительства эксплуатационных скважин.

За период с 1975 года по 1979 год объем эксплуатационного бурения в Западной Сибири увеличился более чем в 2 раза и составил более 6000 тыс.м при высоком темпе буровых работ.

Основной объем бурения при строительстве скважин под эксплуатационную колонну производился турбинным способом. При этом расход долот диаметром 215,9 мм составил 83% от общего количества долот другого диаметра. Высокие темпы буровых работ потребовали создание новых конструкций эффективных долот и внимание инженеров, конструкторов Специального Конструкторского Бюро ПО «Куйбышевбурмаш» было сосредоточено на создании долота диаметром 215,9 мм для высокооборотного бурения в горно-геологических условиях нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Результатом совместной работы СПКБ ПО «Куйбышевбурмаш» и ВНИИБТ явились шарошечные долота Ш 215,9 МЗГВ и Ш 215,9 СГН.

В 1980-1981 годах состоялись испытания установочной партии долот Ш 215,9 МЗГВ 2, изготовленных ПО «Куйбышевбурмаш», при бурении скважин на Южно-Сургутском и Фёдоровском месторождении. Испытываемые долота сравнивались в интервале бурения 400-2020 м с долотами Ш 215,9 МЗГВ серийной конструкции, а в интервале 2020 м-забой – базовым долотом являлось серийное долото Ш 215,9 СГН.

Долото Ш 215,9 МЗГВ-2 предназначалось для турбинного способа бурения скважин в абразивных мягких и средней твёрдости горных породах. Вооружение шарошек выполнено из твёрдо сплавных зубков, рабочие поверхности которых имеют увеличенные до 4 мм притупления окружных рабочих кромок и уменьшенный до 60° угол клина. Зубки диаметром 13 мм на периферийных и средних венцах шаро-

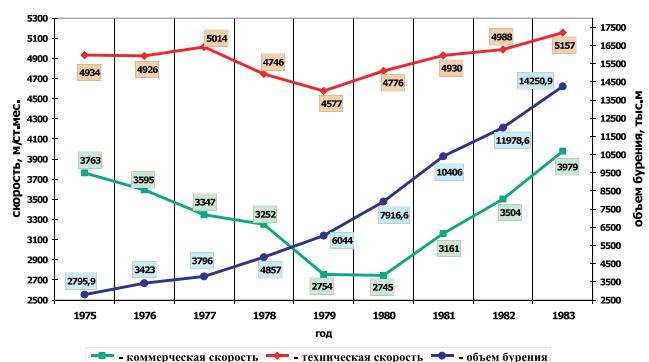


Рис.1 Показатели строительства эксплуатационных скважин на месторождениях Главтюменнефтегаза с 1975 г. по 1983 г.

шек и диаметром 11 мм на вершинных венцах имеют высоту до 8 мм.

Осевая нагрузка на долото в процессе бурения составляла 8-15тн, расход бурового раствора – 28-32 л/сек.

Строительство скважин осуществлялось с буровых установок Уралмаш 3000ЭУК и БУ-80 БрЭ, которые были оснащены буровыми насосами У8-БМ.

Данные испытаний показали, что новые долота при бурении по всему разрезу превосходят в среднем базовые долота по всем показателям и одинаково эффективны как в интервале 400-2020 м, так и в интервале от 2020 м до проектного забоя (в сравнении с долотами Ш 215,9 СГН). Например, в ПО «Сургутнефтегаз» увеличение проходки на долото по сравнению с базовыми долотами составило 44%, по стойкости – 29%, механической скорости – 11% [1]. В 1981 году долота Ш 215,9 МЗГВ-2 были внедрены в серийное производство. Уже в сентябре 1981 года ПО «Куйбышевбурмаш» изготовило и отгрузило в ПО «Сургутнефтегаз» партию долот Ш 215,9 МЗГВ-2 в количестве 736 штук.

Широкое внедрение высокопроизводительных долот Ш 215,9 МЗГВ 2 способствовало существенному повышению технико-экономических показателей бурения скважин при высоком росте объемов буровых работ. С 1979 года по 1983 год объем бурения увеличился более чем в 2 раза, при одновременном увеличении коммерческой и технической скорости бурения на 40% и 12% соответственно (рис. 1) [2].

Итогом научно-технического со-

трудничества ПО «Куйбышевбурмаш», ВНИИБТ и ПО «Сургутнефтегаз» явилось создание в 1985 году долота Ш215,9 МЗГВ-3 с асимметричной промывкой. В следующем году это долото стали отрабатывать практически на всех разбуриваемых месторождениях Западной Сибири. Благодаря применению уникальной системы промывки забоя и очистки вооружения шарошек средняя проходка на долото увеличилась с 270 м до 361 м, а в 1989 году Сургутским управлением буровых работ № 1 на Федоровском месторождении была получена рекордная по тем временам проходка на долото – 1450 метров. Работа по разработке и внедрению в производство долота была высоко оценена на правительственном уровне. В 1990 году за создание и внедрение в производство асимметричных долот Ш215,9 МЗГВ-3, обеспечивших повышение производительности буровых бригад, специалисты ПО «Куйбышевбурмаш» и ПО «Сургутнефтегаз» удостоены звания Лауреата Премии Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР.

Важнейшим результатом работы по созданию долот Ш215,9 МЗГВ-2 и Ш215,9 МЗГВ-3 являются сложившиеся традиции совместной творческой работы конструкторов ПО «Куйбышевбурмаш» и буровиков производственных предприятий Западной Сибири. За 30 лет сотрудничества с ПО «Сургутнефтегаз» было создано свыше 100 конструкций шарошечных долот, часть из которых успешно используется и в настоящее время. Например, долото 215,9 МЗГВУ-R206 после многократно вносившихся конструктивных изменений показывает стабильно высокие показатели по проходке. В 2006 году средняя проходка на указанное долото составила 517,8 м. Долота 222,3 МЗГВУ R516 и 222,3 МЗГВ-R515 разрабатывались с учётом особенностей технологии бурения скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». В 2006 году средняя проходка на долота 222,3 МЗГВУ-R516 и 222,3 МЗГВ-R515 составила 642,5 м и 513,4 м соответственно. Использующиеся с 1994 года долота 295,3 СГНУ-R58 хорошо себя зарекомендовали при бурении кондукторов, в 2007 году средняя проходка на долото составила 415,1 м.

Полученный опыт работы по созданию долот с учётом особенностей конкретного региона и принципы конструирования низкооборотных долот были использованы при создании гаммы долот для технологии бурения многозаходными винтовыми забойными двигателями при бурении горизонтальных скважин, массовое строительство которых на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири осуществляется с середины

90-х годов.

Опережающий учёт особенностей новых буровых технологий стал основополагающим принципом конструкторов и технологов ОАО «Волгабурмаш» при создании новых образцов породоразрушающего инструмента.

В 2003 году был освоен выпуск алмазных долот со стальным корпусом, которые оснащены поликристаллическими алмазными резцами (PDC). Долота типа PDC, обладают высокой износостойкостью и работоспособностью, что обеспечивает кратное увеличение проходки за долбление при высокой механической скорости бурения. В том же году первые алмазные долота внедрены на месторождениях «Сургутнефтегаза» в количестве 20 штук.

В 2005-2006 годах алмазное производство начало активно развиваться. Сроки изготовления долот PDC сократились с трёх месяцев до 24 дней. Разработаны и внедрены в производство более 80 различных конструкций долот диаметром от 83 мм до 445,5 мм, значительная часть из которых была спроектирована по рекомендациям специалистов ОАО «Сургутнефтегаз».

В 2007 году количество алмазных долот производства ОАО «Волгабурмаш», применяемых на месторождениях «Сургутнефтегаза», увеличилось в 7 раз, а средняя проходка на долото выросла в 3 раза.

В целях бесперебойного обеспечения буровых предприятий долотами, а также их сервисного обслуживания была создана Служба региональных представителей и учреждена дочерняя компания «ВБМ-Сервис», которая работает во всех основных нефтегазодобывающих регионах России.

Специалисты «ВБМ-Сервис» и Службы региональных представителей разрабатывают рациональную гамму долот для разреза каждой конкретной скважины, обеспечивают оперативную поставку и контроль за их работой непосредственно на буровой, что дает возможность существенно повысить технико-экономические показатели строительства скважин. Создание дочерней сервисной структуры позволяет на основе текущей информации о работе долот в горно-геологических условиях конкретного региона оперативно вносить усовершенствования в конструкцию долот и технологию изготовления, создавая, таким образом, региональную гамму долот.

В последнее время в Западной Сибири активно используются долота нового поколения 295,3 FD 257M-A27M, 295,3 FD257SM-A47-01, конструкция которых разработана на основании опыта бурения и пожеланий бурови-

ков ОАО «Сургутнефтегаз». Отработанная на Федоровском месторождении партия долот 295,3 FD 257M-A27M показала хорошие результаты – проходка превысила 11 тысяч метров.

Специально для бурения горизонтальных скважин была создана новая конструкция алмазного долота диаметром 220,7 мм – долото 220,7 FD368 МН-A80, первая партия которых отработана на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» и была получена механическая скорость бурения 150 м/час в интервале 750-2560 м.

Долото 220,7 FD368 МН-A80-01, разработанное на базе долота 220,7 FD 368SM A70, предназначено для бурения сплошным забоем нефтяных и газовых горизонтальных и наклонно-направленных скважин в мягких и средних абразивных горных породах с промывкой водой или буровым раствором (рис. 2).

Корпус долота 220,7 FD368 МН-A80-01 снабжён шестью лопастями, армированными износостойким материалом, и имеет восемь сменных гидромониторных насадок. Геометрия спиральных лопастей стабилизирует работу долота на забое и позволяет легко управлять им при направлен-

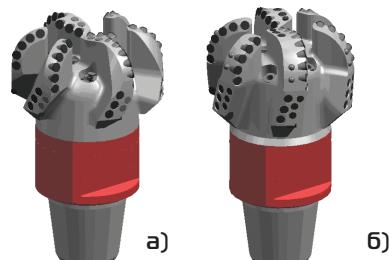


Рис. 2 Долота с поликристаллическими алмазными породоразрушающими элементами типа PDC а) 220,7 FD 368SM A70 б) 220,7 FD368 МН-A80-01

ном бурении. Самостабилизация долота обеспечивает высокую стойкость вооружения и эффективное разрушение забоя. Наличие шести лопастей в сочетании короткой калибрующей частью, расположенной под углом 27° к оси вращения, позволяет существенно уменьшить биение долота о стенки скважины. Для предотвращения сальникообразования, которое характерно в терригенных отложениях месторождений Западной Сибири, долото обработано и покрыто специальным составом.

Долото 220,7 FD368 МН-A80-01 предназначено для роторного способа бурения при комбинированном бурении гидравлическим винтовым забойным двигателем с нагрузкой на долото до 130 кН и с частотой вращения до 300 об/мин.

Отличительной особенностью кон-

Таблица 1

Показатели отработки алмазных долот при бурении направленных скважин

Типоразмер долота	Месторождение	Интервал бурения м	Средняя проходка на долото, м	Среднее время бурения, час	Средняя механическая скорость, м/час
220,7 FD220.7 368МН-A80-01	Восточно-Сургутское, скв. № 2211, 2210, 2220, 2217, 2219, 2212, 2213, 2209,	733 - 2877	3454,75	98,27	35,16
220,7 FD220.7 368МН-A80-01	Конитлорское, скв. № 2120, 3354, 1967, 3308, 3304, 3326, 3322, 1971, 3326, 2143, 3283, 2095, 2097	714 - 3064	3973,45	142,9	28
220,7 FD220.7 368МН-A80-01	Федоровское, скв. № 6909, 5929, 6908, 6828, 1324, 6909, 6813, 4744, 4796	716 - 2688	3187	98,8	32,3

струкции такого долота является наличие дополнительного подрезного резца, и усиление калибрующей части лопасти твердосплавными зубками PDC.

Долото 220,7 FD368 МН-A80-01 (№ 0260907) отработано в Сургутском УБР-1 ОАО «Сургутнефтегаз» при бурении направленных скважин на Федоровском месторождении (куст № 529). Интервал бурения по стволу – 729-2087 м (1358м) пройден за 19,6 часов при средней механической скорости бурения 69,2 м/ч.

Механическая скорость по интервалам бурения:

- 729-881 м (Талицкая и Ганькинская свиты) – 135-165 м/час;
- 881-1021м (Березовская и Кузнецковские свиты) – 84,3-110 м/час (при прохождении перемежающихся пород механическая скорость не снижалась);
- 1021-1850 м (Покуровская свита) – 74 м/час (при разбуривании пропластков механическая скорость не снижалась);
- 1850- 2087 м (Алымская и Вартовская свиты) – 39,2-41,6 м/час.

Результаты отработки долот 220,7 FD368 МН-A80-01 приведены в таблице 1.

На основании полученных результатов испытания и рекомендаций специалистов ОАО «Сургутнефтегаз» конструкция долота 220,7 FD368 МН-A80-01 совершенствуется с целью дальнейшего повышения надежности и работоспособности вооружения.

Шарошечные долота и алмазные долота с резцами PDC производства ОАО «Волгабурмаш» широко применяются на всех месторождениях Западной Сибири, показывая стабильно высокие показатели.

Партия долот 215,9 AUL-LSP43ZP-R820 была отработана на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» со средней проходкой на долото 641,5 м, средней стойкостью 38,54 час и средней механической скоростью 16,64 м/час. Благодаря использованию нового металлического уплотнения по проходке показатели были выше на 39% по сравнению с показателями ранее применявшейся конструкции. На Когалым-

ском месторождении ЗАО «Лукойл-АИК» отрабатываются долота новой конструкции AUM-LSP42X R598 со стабилизирующей площадкой на лапе. По проходке был получен результат – 2933 м.

На месторождениях БК «Евразия» хорошие результаты показывают долота 215,9 FD 368SM-A59, в частности – 215,9 FD 368SM-A59-05. Эта конструкция отличается от предыдущих модификаций измененной схемой перекрытия забоя резцами PDC и профилем лопастей режущей части долота. Были получены следующие результаты: проходка – 6444 м, стойкость – 302,8 час, механическая скорость – 21 м/час. Рекордная проходка для данного типа долота составила 8577 м.

В ходе отработки долот конструкции 295,3 FD257SM-A47M на месторождениях БК «Евразия» проходка составила 7110 м, а механическая скорость – 59,67 м/час. Эту конструкцию отличает применение PDC резцов диаметром 13 мм на калибрующей части долота, что обеспечивает повышенную износостойкость на забое.

В 2008 году ОАО «Волгабурмаш» планирует дальнейшую работу по расширению ассортимента выпускаемой продукции и модернизации существующих конструкций долот, бурголовок и калибраторов, совершенствованию технологий и подбору нового материала для породоразрушающего инструмента. Одним из основных направлений будет разработка новых конструкций бурильных головок всех существующих типоразмеров, в том числе для более крепких абразивных пород. Также будет продолжена разработка долот с резцами PDC диаметром 220 мм, 295 мм и 215,9 мм для бурения в абразивных горных породах с твёрдыми пропластками.

Необходимо отметить, что для улучшения показателей работы долот важны не только усилия производителя: увеличение номенклатуры долот, повышение качества выпускаемой продукции – то, чем непрерывно занимается ОАО «Волгабурмаш». Применение долот PDC требует высокой квалификации персонала буровой компании и особых условий

эксплуатации, а главное – умения выбрать из существующего многообразия конструкцию, максимально соответствующую геолого-техническим условиям бурения. Поэтому в ОАО «Волгабурмаш» для повышения квалификации буровиков функционирует учебный центр. Организация такого обучающего центра – пока уникальный опыт для российских компаний-производителей бурового оборудования и инструмента.

Ориентация на новые прогрессивные буровые технологии с учётом региональных горно-геологических условий проводки скважин являются основными принципами создания новых конструкций породоразрушающего инструмента, которых специалисты ОАО «Волгабурмаш» придерживаются вот уже 60 лет. Важнейшим фактором успеха является также творческое сотрудничество разработчиков долот с ведущими специалистами нефтегазовой отрасли России, занимающимися вопросами бурения скважин.

Основой достигнутых коллективом ОАО «Волгабурмаш» результатов в области создания современных, высококачественных буровых долот, бурголовок и калибраторов, отвечающих мировым стандартам, является стратегия развития, разработанная основателями ОАО «Волгабурмаш». Высокий интеллектуальный и технический потенциал современного ОАО «Волгабурмаш» послужит дальнейшему развитию топливно-энергетического комплекса России.

Литература

1. «Научно-технический отчёт производственного экспериментально-исследовательского отдела по бурению ВНИИБТ», г. Сургут, 1982 г., с. 89-121.

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

Инженерные решения при проектировании горизонтальных скважин для эксплуатации сложнопостроенных газоконденсатных залежей

С.Б.Гаджиев,
Р.А.Виноградов,
В.В.Нижарадзе (ЗАО «Нортгаз»)
А.С.Повалихин, А.Г.Шатровский (ООО
«Интеллект Дриминг Сервисис»)

Северо-Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) представляет собой вытянутую структуру с двумя локальными поднятиями – Восточным и Западным.

По результатам геологоразведочных работ в интервале залегания нижнемеловых отложений Северо-Уренгойского НГКМ открыто и разведано 37 залежей углеводородов в 30 пластах.

Ачимовская толща содержит в своем составе песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, часто известковистые, с прослойками песчано-алевритовых и глинистых пород. По текстуре песчаники однородные или горизонтально-слоистые за счет прослоек глинистого материала и углистого дегрита. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, горизонтально-слоистые. Выше ачимовской толщи в разрезе сортымской свиты залегают продуктивные пласти БУ10 – БУ11.

Тангаловская свита делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижнетангаловская подсвита состоит из глин серых, иногда аргиллитоподобных, чередующихся с песчаниками и алевролитами. К этой подсвите на месторождении приурочены отдельные монолитные песчаные пласти, с которыми связаны залежи углеводородов Восточного купола (пласти БУ0 – БУ1 и БУ4 – БУ9).

Поле газоносности самой верхней в разрезе сеноманской залежи объединяет Восточный и Западный купола месторождения, но ниже по разрезу, в пределах Западного купола пласти непродуктивны, в то время как на Восточном куполе месторождения в данном диапазоне продуктивны пласти АУ41 – БУ80.

Над пластом БУ80 на площади месторождения залегают «шоколадные» аргиллиты, тонкоплитчатые, однородные, склонные к интенсивному разрушению промывочной жидкостью в процессе бурения скважины.

Таким образом, продуктивная часть разреза месторождения представлена продуктивными пластами БУ8–БУ11, коэффициент аномальности пластового давления которых, в зависимости от степени выработанности пласта, изменяется от 0.6 до нормального значения (рис. 1).

Продуктивные пласти БУ8–БУ10 расположены на расстоянии от 10 м до 30 м относительно друг друга, а, сверху, как уже отмечалось, на расстоянии 20–30 м от пласта БУ8 расположены «шоколадные» аргиллиты, создающие значительные осложнения в процессе бурения стволов с зенитными углами выше 30°.

На нефтегазовых месторождениях России проводку типовых наклон-

ных и горизонтальных боковых стволов осуществляют по проектному профилю с радиусом кривизны более 140 м. В этом случае в условиях Северо-Уренгойского НГКМ строительство горизонтальных боковых стволов из эксплуатационных скважин в соответствии с требованиями ПБ-08-624-03 [1] необходимо осуществлять по двухколонной конструкции хвостовика. Промежуточный хвостовик необходим для перекрытия «шоколадных» аргиллитов при бурении на пласт БУ8 или несовместимых по пластовому давлению зон при строительстве боковых стволов на пласти БУ9–БУ11. Такое техническое решение существенно осложнит бурение и приведет к значительному удорожанию работ. Кроме

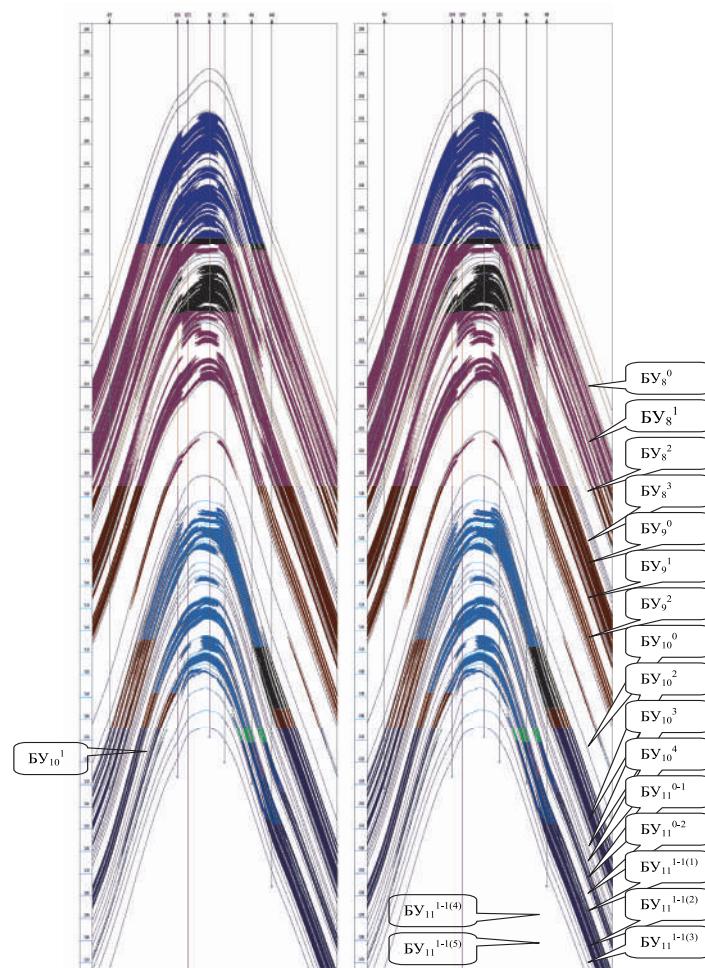


Рис. 1. Геологический разрез Северо-Уренгойского НГКМ

Таблица 1

Параметры проектного профиля бокового горизонтального ствола на пласт БУ81

Вид участка	Координаты ствола, м			Длина интервала, м	Зенитный угол, град	Азимут, град	Интенсивность °/10м	Интен-сив-ность °/10м
	Глубина Z	Север X	Восток Y					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Точка забуривания	2943,0	-1172,0	666,0	3320,0	-	42,0	136,0	-
Интервал увеличения зенитного угла	2966,7	-1209,4	702,1	3378,8	58,8	89,0	136,0	8,0
Горизонтальный участок	2970,4	-1362,4	849,9	3591,5	212,7	89,0	136,0	0

того, при двухколонной конструкции бокового ствола конечный диаметр эксплуатационной его части не может быть больше 89 мм, что негативно скажется на дебите скважины.

Задача строительства горизонтальных боковых стволов с одноколонной конструкцией «хвостовика» на Северо-Уренгойском НГКМ была решена специалистами ЗАО «Нортгаз» и ООО «Интеллект Дриллинг Сервис» в процессе разработки проекта на реконструкцию эксплуатационных скважин путём бурения бокового ствола из обсадной колонны диаметром 168 мм.

Основой проектных решений явились результаты бурения экспериментальных и опорно-технологических боковых стволов, пробуренных из эксплуатационных скважин на Уренгойском НГКМ и ГК морском месторождении Штурмовое (Украина) [2, 3]. На указанных месторождения в разное время осуществлено бурение горизонтальных боковых стволов из эксплуатационных колонн диаметром 168 мм (Уренгойское НГКМ, скважина № 12130 Ен-Яхинская) и 146 мм (ГК Штурмовое, скважины №№ 21, 22) с минимальным радиусом кривизны ствола 50 м.

Цель проекта на реконструкцию скважин на Северо-Уренгойском НГКМ на Западном куполе путём бурения из «окна» в эксплуатационной колонне горизонтального бокового ствола заключается в повышении потенциала эксплуатационных наклонно-направленных скважин.

Сущность проектного решения заключается в применении профиля со средним радиусом кривизны, который позволяет осуществлять забуривание и бурение бокового ствола до объекта эксплуатации в интервалах между продуктивными пластами.

Горизонтальные боковые стволы проектировались по профилю, состоящему из следующих участков:

- забуривания;
- увеличения зенитного угла и изменения азимута;
- тангенциального;
- увеличения зенитного угла и изменение азимутального направления;
- горизонтального участка длиной 200 м.

Размещение всего интервала бокового ствола до горизонтального участка в межпластовом интервале существенно снизит вероятность перетоков пластового флюида, будет способствовать сохранению равновесного состояния гидродинамической структуры продуктивной части разреза месторождения.

Проектный профиль и технология его реализации разработаны на примере строительства бокового ствола из существующей скважины № 1024.

При проектировании учитывались следующие требования к проектному профилю бокового ствола:

- проведение навигационных измерений в процессе бурения с помощью телесистемы;
- проведение геофизических исследований;
- обеспечение проектного смещения

при минимальной длине ствола;

- минимальный интервал направленного бурения двигателем-отклонителем;
- свободное прохождение КНБК и буровых навигационных систем через интервал забуривания;
- вскрытие продуктивного пласта с заданными значениями зенитного угла и азимута.

При строительстве бокового ствола на пласт БУ8 с целью исключения осложнений в интервале залегания «шоколадных» аргиллитов точка забуривания бокового ствола располагается на 3 м ниже их подошвы (таблица 1)

Параметры проектного профиля, бокового ствола с горизонтальным интервалом в пласте БУ81 длиной 212 м рассчитаны с использованием программного обеспечения «Наклонно-направленное бурение – ННБ» [4].

Проектный профиль бокового ствола включает участок ствола с радиусом кривизны 72 м, что соответствует интенсивности увеличения зенитного 8°/10 м (рис. 2).

Реализация данного профиля позволит осуществлять проводку бокового ствола с горизонтальным интервалом в пласте БУ81 с использованием обычного бурового раствора на водной основе при одноколонной конструкции хвостовика.

Параметры проектного профиля бокового горизонтального ствола на пласт БУ81

Сложной технической задачей является проводка бокового ствола на

Вид участка	Координаты ствола, м			Длина интервала, м	Зенитный угол, град	Азимут, град	Интенсивность °/10м	Интен-сив-ность °/10м
	Глубина Z	Север X	Восток Y					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Точка забуривания	3025,0	-1236,0	695,0	3430,0	-	36,0	132,0	-
Интервал увеличения зенитного угла	3051,2	-1270,1	732,9	3489,4	59,4	89,5	132,0	9,0
Интервал увеличения зенитного угла	3050,2	-1285,3	735,4	3511,1	21,7	96,0	132,0	3,0
Горизонтальный участок	3031,6	-1410,3	837,6	3689,4	178,3	96,0	132,0	0

Таблица 2 Параметры проектного профиля бокового горизонтального ствола на пласт БУ9

продуктивный пласт БУ9 из-за близкого залегания пласта БУ8 с низким пластовым давлением. Указанные пласти по давлению являются несогласными для бурения зонами и, поэтому, в соответствии с требованиями правил безопасности ПБ-08-624-03, пласт БУ8 подлежит перекрытию промежуточным хвостовиком.

Использованием профиля с радиусом кривизны 64 м позволяет осуществить бурение и первичное вскрытие пласта на буровом растворе с плотностью, соответствующей давлению в пласте БУ9 (рис. 3).

Параметры проектного профиля бокового горизонтального ствола на пласт БУ9

Значительная часть интервала увеличение зенитного угла располагается непосредственно в пласте БУ9, поэтому горизонтальный интервал профиля является восходящим и его проводка осуществляется под углом 96°.

Технология забуривания и бурения БС основана на применении винтовых забойных двигателей типа ДГ, технические характеристики которых позволяют осуществлять проводку скважины с минимальным радиусом кривизны 40 м [5].

Для бурения интервалов забуривания и увеличения зенитного угла проектного профиля может быть использована КНБК: долото 142.8 STX-09, калибратор К-140, ВЗДО ДГ-108 (2.5-3.0°), обратный клапан, телесистема.

Проводка горизонтального интервала профиля осуществляется стабилизирующей КНБК: долото 142.8 STX-09, калибратор К-142, ВЗДО Д-108 с центратором диаметром 136 мм, обратный клапан, телесистема

Принципиальное отличие предлагаемой технологии проводки БС заключается в бурении всего искривленного интервала профиля в режиме скольжения ВЗДО. В этом случае боковой ствола формируется без дефектов в виде локальных искривлений и уступов, что имеет место при комбинированной технологии направленного бурения.

Получение гладкого ствола имеет принципиальное значение для процесса подготовки ствола и спуска хвостовика с фильтром, а также для обеспечения герметичной крепи бокового ствола выше объекта эксплуатации.

Хвостовик собирается из труб диаметром 114 мм с фильтрами типа ФС-114. Цементирование хвостовика производится манжетным способом с использованием подвески-разъединителя УСПГХ 114/168 и заколонного пакера ПГМЦ-114. Хвостовик оснащается башмаком БК-114, центраторами ЦЦ-114/144, ПЦ-2А-114/140.

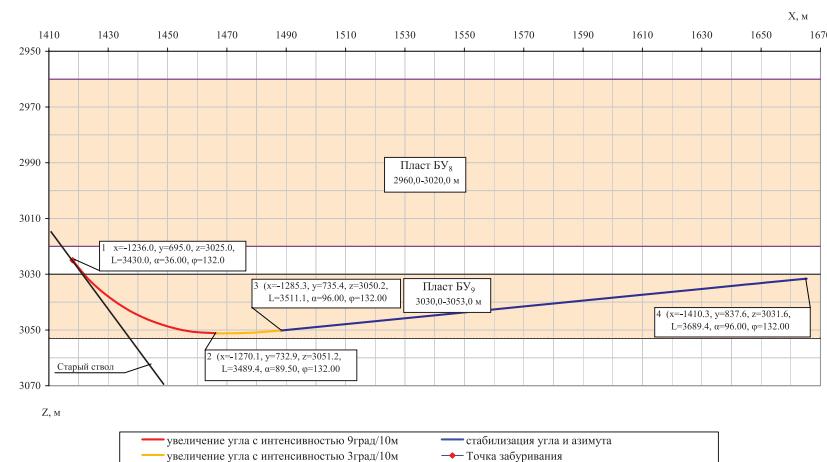


Рис. 2. Проектный профиль бокового горизонтального ствола на продуктивный пласт БУ₈

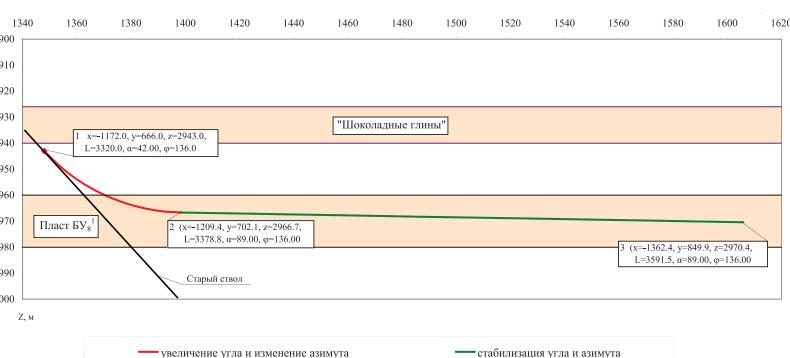


Рис. 3. Проектный профиль бокового горизонтального ствола на продуктивный пласт БУ₉

Выводы:

1. Разработанный комплекс проектных технико-технологических решений позволит осуществлять реконструкцию скважин в горно-геологических условиях Северо-Уренгойского НГКМ по одноколонной конструкции хвостовика.

2. Применение профиля бокового ствола со средним радиусом кривизны будет способствовать сохранению естественной гидродинамической структуры месторождения за счёт предупреждения межпластовых перетоков по заколонному пространству скважины.

3. Разработанные технико-технологические решения могут быть основой для технологии последовательно-выборочной эксплуатации пластов БУ8-БУ11 путём бурения горизонтальных стволов из специально пробуренной скважины на пласт БУ11, эксплуатационная колонна которой снабжена встроенными секциями с окнами и необходимыми устройствами для бурения и крепления боковых стволов.

Литература

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ-08-624-03
- Оганов А.С., Повалихин А.С., Беляев В.М., Ахметов А.А., Москвичев В.Н «Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины», журнал «Нефтяное хозяйство», № 9, 1993 г., с. 6-9
- Повалихин А.С., Мессер А.Г., Райхерт С.Л., Рогачев О.К., Ильницкий Н.К., Козлов А.В., Глушич В.Г. «Бурение горизонтального ствола из эксплуатационной колонны на шельфе Черного моря», журнал «Нефтяное хозяйство», № 2, 1997 г., с. 9-11
- Калинин А.Г., Солодкий К.М., Никитин Б.А., Повалихин А.С. «Профили направленных скважин и компоновки низа бурильной колонны», М., Недра, 1995 г.
- Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. «Винтовые забойные двигатели», М., «Недра», 1999 г., с 323-324

Буровой супервайзинг – основа дистанционного интерактивно-производственного обучения.

15 лет российскому буровому супервайзингу

В.В. Кульчицкий

(директор НИИБТ, научный руководитель Центра супервайзинга бурения и нефтегазодобычи РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина)

В 1993 году разработчик проектно-сметной документации на строительство скважин на Южном месторождении АО «Горизонт-Сервис» предложил Акционерной нефтяной компании «Магма» осуществлять не авторский надзор за качеством выполнения проектов на строительство скважин, а круглосуточный надзор (буровой супервайзинг) на буровом объекте высококвалифицированными инженерами-буровиками с опытом работ, как бурового мастера, так и проектировщика. Эта идея была поддержана руководством АНК «Магма». При подписании 26 апреля 1993 г. договора и регламента на проведение супервайзинга (рис. 1) основным аргументом стало то, что буровой подрядчик «СпецУБР» являлся коммерческим предприятием, не входящим в структуру АНК «Магма», и система контроля за качеством создаваемой скважины, отложенная при социализме, уже не существовала.

В процессе супервайзинга проектная организация встретилась с большими трудностями в преодолении стереотипов, сложившихся десятилетиями буровой практики. Требовалось постоянно доказывать Заказчику экономическую эффективность супервайзинга в складывающихся рыночных отношениях, убеждать Бурового подрядчика в целесообразности супервайзинга приходилось ежедневно, т.к. практика буровых работ в Западной Сибири, основанная на «метре любой ценой», заставляла «ловчить» при сдаче скважин. Заказчик увидел, какую информацию скрывают от хозяина скважин. Вскрылось множество отклонений (аварий, осложнений, фактов и явлений низкой организации труда, нарушений технической и экологической безопасности), которые в советские времена, как правило, не выносились за пределы буровой площадки.

Ежемесячные совещания Заказчика с приглашением Бурового подрядчика вынуждали считаться с замечаниями супервайзеров, иногда требовавших приостанавливать буровые работы, вплоть до отстранения Бурового подрядчика от работ и разрыва контракта, как это произошло со вторым Буровым подрядчиком – Геологоразведочной экспедицией.

В результате супервайзинга успешно пробурили скважину № 165 Южного месторождения с рекордным в то время отклонением забоя от вертикали 2479 м [1]. Первый отечественный супервайзинг показал большие перспективы новой специальности в нефтегазовом деле. Но для полного признания супервайзинга понадобились годы, а его законодательное оформление еще ждет своего часа. Буровой супервайзинг уже входит в стандартную международную практику, и, следовательно, деятельность независимого супервайзинга России как отдельного направления бизнеса на этом фоне выглядит вполне логично.

Рынок супервайзинговых услуг подчиняется законам развития отрасли в целом и, следовательно, требует развития системы подготовки и переподготовки кадров.

РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина ведет настойчивую работу по объединению усилий нефтегазовых вузов и менеджмента нефтегазовых компаний для совместного решения проблем подготовки специалистов для отрасли. Научно-технический прогресс в нефтегазовом деле требует создания эффективной системы инженерного образования и повышения уровня квалификации специалистов.

Промышленности требуются высококвалифицированные, нравственные, предприимчивые специалисты и молодые инженеры, самостоятельно принимающие решения в ситуации выбора, способные к сотрудничеству, отличающиеся мобильностью, динамизмом, конструктивностью, обладающие развитым чувством ответственности за порученное дело и адаптированные к конкретной инженерной деятельности [2].

Именно эти качества развивает дистанционное интерактивно-производственное обучение (ДИПО), являющееся основой мультидисциплинарного подхода в образовании, построенном на взаимодействии обучаемого с учебной средой на базе реальных производственных процессов разработки нефтегазовых месторождений [2-8].

Технологии ДИПО характеризуются тем, что обучаемые, находясь вдали от промышленного объекта, в любой момент времени имеют возможность поддерживать диалог с производством при помощи средств телекоммуникации. Технологии ДИПО являются частью производственного процесса, состоящего из непосредственно технико-технологического надзора на производственном объекте и инженерных расчетов в лабораторно-учебном классе учебного учреждения. Обучаемый, решая реальные инженерно-организационные задачи на основе информации с промышленного объекта, способен выявлять ошибки производственного процесса, его аргументированные рекомендации могут быть приняты и (или) учтены специалистом-наставником [3].

По технологии ДИПО-Бурение, в отличие от традиционной вузовской подготовки, в профессорско-преподавательский состав входят специалисты-наставники, выполняющие договорные работы по буровому супервайзингу и разработке проектно-сметной документации на строительство скважин. Инженер-стажер (студент старших курсов, обучающийся по индивидуальному плану, магистрант, аспирант) осуществляет работу на инженерном рабочем месте, ведет инженерные расчеты, выполняет функции инспектора технико-технологического надзора и пр.

ДИПО-Бурение на основе супервайзинга за буровыми процессами позволяет обучаемому приобретать производственные навыки без отрыва от общего процесса обучения. Обучаемый полноправно участвует в учебном и производственном процессах, его опыт служит основным источником учебного и практического познания. Педагог не даёт готовых знаний, но побуждает обучаемого к самостоятельному поиску. Меняется взаимодействие педагога и обучаемого: активность педагога уступает место активности обучаемых, а задачей педагога становится создание условий



Рис. 1. Первый регламент на проведение супервайзинга

вий для пробуждения и развития их инициативы. Технологии ДИПО включают действия, дающие возможность обучаемым вырабатывать критическое мышление, практиковаться на реальных задачах, приобретать навыки, необходимые для дальнейшей эффективной работы над аналогичными проблемами, возникающими на производстве, позволяют будущему специалисту почувствовать юридическую и инженерную ответственность, которая ждет его на производстве. Цель технологий ДИПО, как нового метода обучения инженерным профессиям, заключается не только в получении знания и навыков решения производственных инженерных, организационных и экономических задач, но и в предоставлении будущему инженеру возможности выбора рабочего места до того, как он приступит к работе.

Следовательно, эффективная современная система инженерного образования обязательно должна включать постоянный контакт обучаемого с производственной деятельностью профильных предприятий, т.е. отслеживание обучаемым полного объема информации, получаемой с промышленного объекта, например посредством бурового супервайзинга или разработки проектной документации, и закрепление полученных знаний на инженерных производственных практиках (рис. 2) [4].

Совместный научно-методический и практический опыт РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина и ОАО «НИПЦ ГНТ» в рамках деятельности НП «Технопарк-губкинский университет» накоплен за 6 лет бурового супервайзинга более 300 скважин на 35 месторождениях нефтегазовых компаний «Роснефть», «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз», «Славнефть-Мегионнефтегаз». Этот опыт позволяет внедрять новые образовательные технологии ДИПО на

базе учебно-производственного информационного поля бурового супервайзинга, которые становятся наиболее эффективной формой технического образования, обеспечивающей интеграцию образовательного процесса, научных исследований и нефтегазового производства в рамках Инновационной образовательной программы РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина «Развитие инновационных профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности» [4].

ОАО «НИПЦ ГНТ» финансирует опытно-экспериментальные и проектные работы, экспедиции и командировки на нефтегазовые месторождения для выполнения дипломных и докторских работ выпускников РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. Сформированные творческие коллективы из студентов, бакалавров, аспирантов и молодых преподавателей обеспечивают проведение НИР, осуществляют подготовку высококвалифицированных (элитных) кадров, выполняют научные и инновационные проекты мирового или близкого к мировому уровню. Сотни студентов и аспирантов семи кафедр РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина получили доступ к промышленной информации и оборудованию нефтегазодобывающего предприятия посредством технологий ДИПО [5].

Эффективной формой интеграции производства, образования и науки в рамках ДИПО являются:

- командный метод разработки проектно-сметной документации на строительство горизонтальных скважин с элементами гидродинамического моделирования (разработано 18 проектов и смет на строительство скважин, в т.ч. горизонтальных, многозабойных и с отдаленным забоем под акваторию Арктического шельфа);

- обслуживание бурового супервайзинга на 17 постах 14 нефтегазовых месторождений, в т.ч. Арктического шельфа (выполнено более 300 отчетов по результатам супервайзинга бурения, капитального ремонта скважин, восстановления скважин боковыми стволами, освоения скважин на 35 месторождениях Европейского Севера, Западной и Восточной Сибири).

На примере бурового супервайзинга ОАО «НИПЦ ГНТ» отмечается (см. рис. 3 и 4) прямая зависимость роста числа привлеченных студентов и профессорско-преподавательского состава от объема работ по буровому супервайзингу. Поэтому нефтегазодобывающие предприятия должны способствовать расширению договорных отношений с профильными

высшими учебными заведениями и их инжиниринговыми структурами. В противном случае «дикий» рынок прервёт тонкую нить, связывающую буровое образование с производством, и нечем будет удержать отток молодых преподавателей и ученых из стареющих коллективов специализированных кафедр.

С 2007 года впервые в России организована система подготовки и повышения квалификации буровых супервайзеров. В РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина при Учебно-исследовательском центре повышения квалификации создана Школа бурового супервайзинга, а Институт проблем развития кадрового потенциала ТЭК

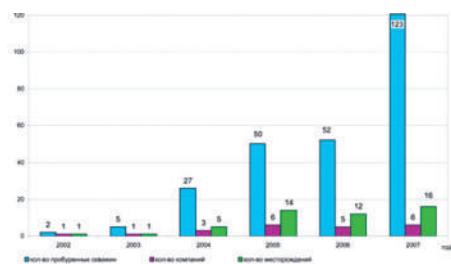


Рис. 3. Динамика бурового супервайзинга

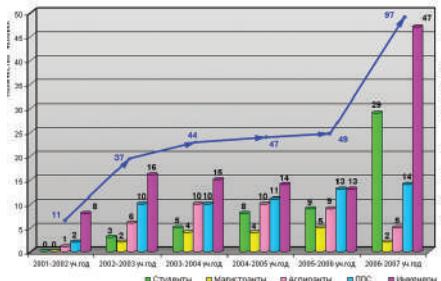


Рис. 4. Динамика привлеченных преподавателей и студентов РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

реализует профессиональную образовательную программу для получения дополнительной квалификации «Специалист технологического надзора и контроля при строительстве скважин (Буровой супервайзер)» [2-7].

В настоящее время завершается обучение первой группы буровых супервайзеров нефтяных компаний ОАО «Роснефть» и ОАО «Сургутнефтегаз» по 1030-часовой программе с существенным объемом практических занятий.

Каждый из трехнедельных образовательных модулей носит характерную специализацию:

- 1-й модуль (май-июнь 2007г.) – Принципы и методология бурового супервайзинга, освоение программного комплекса «АРМ Супервайзера», управление качеством строительства скважин;

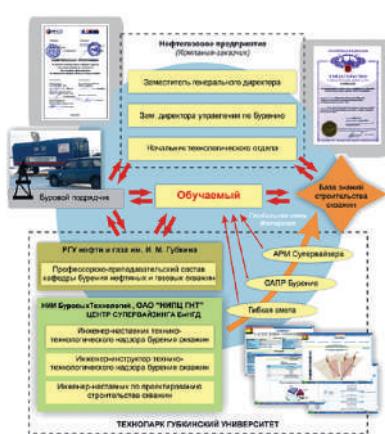


Рис. 2. Учебно-научно-производственное поле ДИПО-Бурение

2-й модуль (сентябрь 2007г.) – Предупреждение и ликвидация газо-нефтеводопроявлений при бурении и капитальном ремонте скважин (обучение на буровом тренажере с выдачей международного сертификата IWCF).

3-й модуль (декабрь 2007г.) – Освоение системы автоматизированного проектирования строительства скважин, основ геонавигации и интеллектуальных скважинных систем.

4-й модуль (май 2008г.) выполнение и защита дипломных проектов (аттестационных работ) по конкретным технико-технологическим и организационно-управленческим проблемам строительства скважин в нефтегазовых компаниях ОАО «Роснефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».

В РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина создаются и развиваются не только образовательные, но и научно-исследовательские, проектные и производственные структуры, предоставляющие услуги супервайзинга для нефтегазодобывающих предприятий. Так, одним из направлений деятельности Научно-исследовательского института буровых технологий (НИИБТ), созданного при кафедре Бурения нефтяных и газовых скважин, является научно-техническая и программная поддержка бурового супервайзинга. Если супервайзер сомневается в каких-то расчетах, то он сможет связаться со специалистами НИИБТ (лабораторий режимов бурения; тампонажных, промывочных и специальных жидкостей и материалов; геонавигации и интеллектуальных скважинных систем; заканчивания скважин; предупреждения осложнений при строительстве скважин; реконструкции и ремонта скважин; разработки проектной документации; экологических и сметных расчетов) и получить соответствующие рекомендации. В ближайшие год-два планируется существенно поднять уровень услуг бурового супервайзинга, что позволит получить более высокую рентабельность этого вида деятельности [6].

В соответствии с конкурсной образовательной программой «Развитие профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности», выполняемой в рамках приоритетного национального проекта «Образование» Министерства образования и науки Российской Федерации в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина ведутся работы по созданию совместно с ведущими нефтегазодобывающими предприятиями Полигонов дистанционного интерактивно-производственного обучения ДИПО-Бурение, объединяющих буровое оборудование и бригады, лабораторно-учебный класс кафедры

бурения нефтяных и газовых скважин (ЛУК-Бурение), сервисные фирмы, буровое и добывающее предприятия для обеспечения функционирования системы автоматизированных средств обучения профессии бурового супервайзера комплексным групповым и индивидуальным способом [7]. Для эффективного функционирования Полигона в его состав должен входить как обязательный элемент Модуль интерактивно-производственного обучения (МИПО) на базе мобильного вагончика, включающего рабочий кабинет, комнату отдыха, хозяйственный блок и компьютерный комплекс, оснащенный программным продуктом «АРМ Супервайзера» и системой спутниковой связи.

Технологии дистанционного интерактивно-производственного обучения получили более широкое распространение в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина благодаря реализации инновационной образовательной программы и стали четвертой компонентой – интерактивно-производственной, реализуемой с помощью информационных каналов, в том числе спутниковых, связывающих АРМы виртуальных месторождений с АРМами и полигонами реальных месторождений [4]. Программой впервые предусмотрено обучение по инновационным технологиям ДИПО, когда обучаемые реально или виртуально, посредством Интернет-технологий стажируются на буровом объекте, где РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина ведет надзор, и буровой супервайзер становится наставником обучаемого. На буровом объекте связь с обучаемым обеспечивается супервайзером-наставником, формирующим информацию в специальной программе «АРМ Супервайзера» (см. рис. 2) [8].

В соответствии с рекомендациями ОАО «НК «Роснефть» при согласовании дополнительной образовательной программы «Специалист технологического надзора и контроля при строительстве скважин (Буровой супервайзер)» существенно увеличен объем практических занятий по проектированию строительства скважин. При этом обучаемые под кураторством супервайзера и проектного подразделения РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина – Научно-исследовательского института буровых технологий (НИИБТ) примут участие в буровом супервайзинге и разработке проектно-сметной документации на строительство реальных скважин своей компании с использованием программных продуктов САПР-Бурение и MathCAD [6].

В рамках дальнейшего инновационного развития супервайзинга нефтегазодобычи в соответствии с кон-

курсной образовательной программой «Развитие профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности» в РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина создан Центр супервайзинга бурения и нефтегазодобычи для научно-методического и практического развития супервайзинга не только по направлениям бурения, освоения и капитального ремонта скважин, но и гидродинамического мониторинга вскрытия пласта горизонтальными стволами, подземного ремонта скважин, эксплуатации механизированного фонда скважин [4].

РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина планирует на V-ом Международном семинаре «Горизонтальные скважины» учредить Ассоциацию супервайзинга бурения. Ассоциация создается не только для популяризации бурового супервайзинга, но и для социальной защиты представителей этой новой и весьма трудной профессии, которую можно сравнить по своей напряженности и ответственности не только с профессией бурового мастера, но и авиационного диспетчера.

Литература

1. Кульчицкий В.В., Ахметшин М.А. Проектирование строительства горизонтальных скважин в Западной Сибири. Бурение и нефть. № 4 – 2004, с. 10-14.
2. Владимиров А.И., Мартынов В.Г., Кульчицкий В.В., Шульев Ю.В., Александров А.А. Интерактивно-производственное обучение в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Газовая промышленность. № 7 – 2006, с. 52-55.
3. Кульчицкий В.В. Метод интерактивно-производственного обучения инженерным профессиям. Свидетельство Российского авторского общества № 9228 от 02.11.2005 г.
4. Кульчицкий В.В. Дистанционное интерактивно-производственное обучение нефтегазовому делу: Методическое пособие для вузов. – М.: «Недра», 2007, 207 с.
5. Кульчицкий В.В. Инновационные технологии дистанционного интерактивно-производственного обучения специалистов. Нефть, газ и бизнес. № 12-2007, с.32-36.
6. Мартынов В.Г., Шейнбаум В.С. Кульчицкий В.В. Новая специальность – буровой супервайзинг. Нефть, газ и бизнес. № 10 – 2007г., с. 3-7.
7. Владимиров А.И., Кульчицкий В.В. Инновационная интеграция образования и газовой промышленности. Газовая промышленность. № 7 – 2007, с. 26-29.
8. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л. Учебное пособие. Технико-технологический надзор строительства нефтегазовых скважин (Буровой супервайзинг). М. 2007, ГУП издательства «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, с. 125.

Формирование информационной системы поддержки принятия решений при планировании замен трубопроводной запорной арматуры

И.Ю.Быков, О.В.Качан (Ухтинский государственный технический университет)
Н.М.Ермоленко, С.В.Адаменко (Инженерно-технический центр и Нюксенское АГУ
ООО «Севергазпром»)

В работе [1] предпринята попытка оценки показателей надежности трубопроводной запорной арматуры на основе статистического анализа выборки замен (сроков службы) шаровых кранов $D_u = 700 - 1000$ м на примере структурных подразделений (ЛПУ) ООО «Севергазпром» за пятилетний период. Таких наблюдений за указанный период зафиксировано $N_{\Sigma} = 105$. После исключения грубых ошибок к дальнейшей обработке [2] был принят статистический ряд с общим числом наблюдений $N_0 = 99$ в границах числовых значений $x_{\min} = 16$ и $x_{\max} = 30$ включительно. Такой объем ($N_0 = 99$) статистики позволяет получить вероятностную оценку показателей надежности с уровнем абсолютной погрешности не хуже 10% ($1 \Delta P_{\max} = 0,1$) при доверительности 95 % ($\gamma = 0,95$). Показано также [1], что рассматриваемая выборка описывается нормальным законом распределения с параметрами: средний срок службы $t = 22$ года; стандартное отклонение = 2,965 года. Рассчитанная на его основе кривая безотказности работы показывает, что период нормальной эксплуатации шарового крана можно принять равным $T_h(p = 0,88) = 18,5$ лет при оптимальном значении вероятности этого показателя, равного 88% или $P_p = 0,88$, что соответствует третьему классу надежности [3].

Все это относится к полной выборке, характеризующей обобщенную картину надежности работы шаровых кранов по предприятию в целом независимо от производителя изделия

Таблица 2

№	ЛПУ	Период нормальной эксплуатации
1	Юбилейное	18,0
2	Приводинское	18,0
3	Синдорское	21,3
4	Нюксенское	22,0
5	Шекснинское	22,5

и эксплуатирующего его владельца, от геометрических размеров и года монтажа, от рабочего давления и других существенных факторов, определяющих уровень агрессивности эксплуатационной среды. Если разбить объекты запорной арматуры, представленные в выборке, по признакам, то можно обнаружить отклонения расчетных показателей от общей тенденции. В частности, для шаровых кранов $D_u = 1000$ и $P_u = 75$, произведенных фирмой Борзиг, но обслуживаемых различными ЛПУ, как видно из таблицы 1, средний срок службы и отклонения от среднего заметно отличаются (расчет выполнен в предположении, что выборочные данные по разным ЛПУ распределены по нормальному закону).

Как видно из таблицы 1, размах показателей средних сроков службы в полученных выборках составляет $24,5 - 19,1 = 5,4$ года. Для кранов, установленных в разное время (1981 г. и 1978 г.), эта разница уменьшается, но, всё же, остается значительной, что необходимо иметь в виду при планировании замен.

Если учесть изменения стандартного отклонения, то становится очевидным, что значения показателей надежности также будут отличаться, т.к. они напрямую зависят от закона распределения и упомянутых его параметров.

Так, например, периоды нормальной эксплуатации рассмотренных выше групп кранов также отклоняются от соответствующего показателя общей выборки ($T_h(p = 0,88) = 18,5$ лет), что демонстрирует таблица 2.

Приведенные статистические расчеты свидетельствуют о важности учета различий отдельных эксплуатационных групп шаровых кранов при планировании ремонтов и замен запорной арматуры. Систему расчетов показателей надежности с учетом особенностей эксплуатации объектов можно представить в виде дерева решений [4], «листьями» которого служат законы распределения с вычисленными параметрами. Вершины дерева могут располагаться в различном порядке, но с учетом правила: чем больше объектов содержит вершина, тем ближе она находится к корню дерева. Это положение демонстрируется на рис.1 в виде фрагмента дерева принятия решений.

Качество принятия решений, безусловно, будет зависеть от разветвления дерева, т.е. чем больше нюансов, касающихся эксплуатации объектов запорной арматуры будет учтено в виде вершин и чем больше законов распределения отдельных групп будет выявлено, тем точнее определится прогноз о потребности замены или ремонта объекта. В случае необходимости представления нескольких вариантов классификации возможно построение нескольких деревьев принятия решения.

При формировании конфигурации дерева следует предусматривать гибкость трансформации его структуры в связи с возможностью интенсивного «раз-

Таблица 1

Производитель	№	ЛПУ	Год установки	Количество шаровых кранов	Средний срок службы	Стандартное отклонение
фирма «Бор-зиг»	1	Юбилейное	1981	7	19,1	0,900
	2	Приводинское	1981	9	19,7	1,414
	3	Синдорское	1978	13	22,7	1,272
	4	Нюксенское	1978	8	23,3	1,035
	5	Шекснинское	1978	11	24,5	1,753

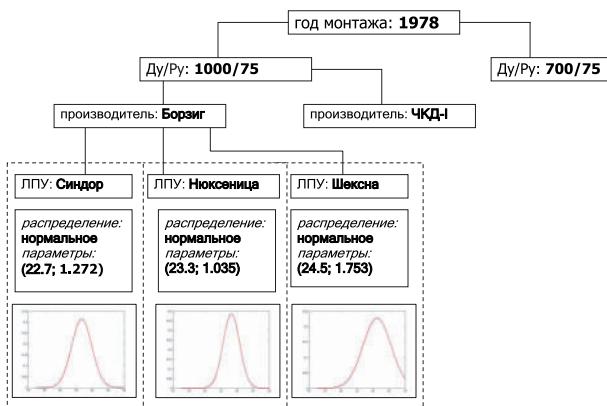


Рис.1 Фрагмент дерева принятия решений

ветвления» из-за каких-то неучтенных обстоятельств.

Кроме того, дерево может изменяться при появлении новых данных и выявлении новых законов. Другими словами, дерево решений должно отражать как накопленный опыт в определении значений показателей надежности, так и новые тенденции, складывающиеся в связи с изменением поставщиков, модулей, условий эксплуатации и т.д.

Задачи анализа отдельных групп статистических выборок, сравнения рассчитанных показателей надежности этих групп, формирования структуры древ и отыскания по ним оптимальных решений являются достаточно трудоемкими. Для их эффективного решения нужна автоматизированная информационная система. Причем, исходя из сути упомянутых задач, такую систему можно определить как систему поддержки принятия решений или экспертную систему.

Экспертную систему планирования замен трубопроводной арматуры в первую очередь необходимо рассмотреть как подсистему автоматизированной информационной системы расчета показателей надежности, которая станет инструментом исследователя в решении таких вспомогательных задач:

- сбор данных об эксплуатации шаровых кранов;
- формирование базы алгоритмов методов исследования;
- выделение типовых целей исследований и соответствующих им профилей;
- выделение однородных групп объектов запорной арматуры.

В результате накопления подобного опыта исследований, информационная подсистема позволит сформировать базу для работы экспертной системы, цель которой – автоматическая генерация плана замен объектов запорной арматуры на год или обозримую перспективу. Структура базы

знаний приведена на рис. 2.

Поскольку шаровые краны относятся к категории дорогостоящего оборудования, то каждая рекомендуемая системой замена должна быть обоснована. Для генерации обоснований предлагаемой системой решений планируется использовать производственную модель представления знаний. Основу для

работы этой модели представляют две части базы фактов:

- декларативные факты;
- процедурные факты в виде правил «если ... то...».

База фактов описывает состав и структуру исследованных на текущий момент путей поиска. Кроме того, она хранит знания о возможных вариантах интерпретации рассчитанных показателей и других результатов исследования. Таким образом, в проектируемой экспертной системе в базу фактов будут включены следующие группы знаний:

- данные объектов и исследований, накопленные в результате учета;
- факты о соответствии законов распределения объектам с заданными характеристиками;
- факты интерпретации значений показателей надежности;
- факты условий применения статистических методов;
- факты условий применения профилей исследования.

ет изменение «опыта» экспертной системы.

Для поддержания актуальности система должна саморазвиваться, поэтому в нее необходимо заложить алгоритмы синтеза законов распределения для новых групп объектов на базе существующих шаблонов и профилей исследования. Таким образом, часть правил должна предусматривать генерацию не только новых фактов, но и новых правил. Такие правила можно условно назвать метаправилами.

Основными группами метаправил являются:

- метаправила стратегии, управляющие порядком применения имеющихся в базе данных статистических методов;
- метаправила модификации и генерации продукции, управляющих формированием суждений для интерпретации показателей надежности и обоснования предлагаемых системой решений.

Реализация подобного проекта позволит значительно упростить процесс формирования планов замены трубопроводной арматуры и повысить его точность и прозрачность принимаемых решений. Последнее связано с тем, что даже очень хорошие специалисты часто принимают решения интуитивно и не всегда дают четкое и однозначное обоснование своим решениям. Экспертная система в этом случае не заменяет специалиста, т.к. ответственность за принятое решение всегда остается за человеком, а помогает ему скорректировать неточности в этом решении и найти ему наилучшее обоснование.

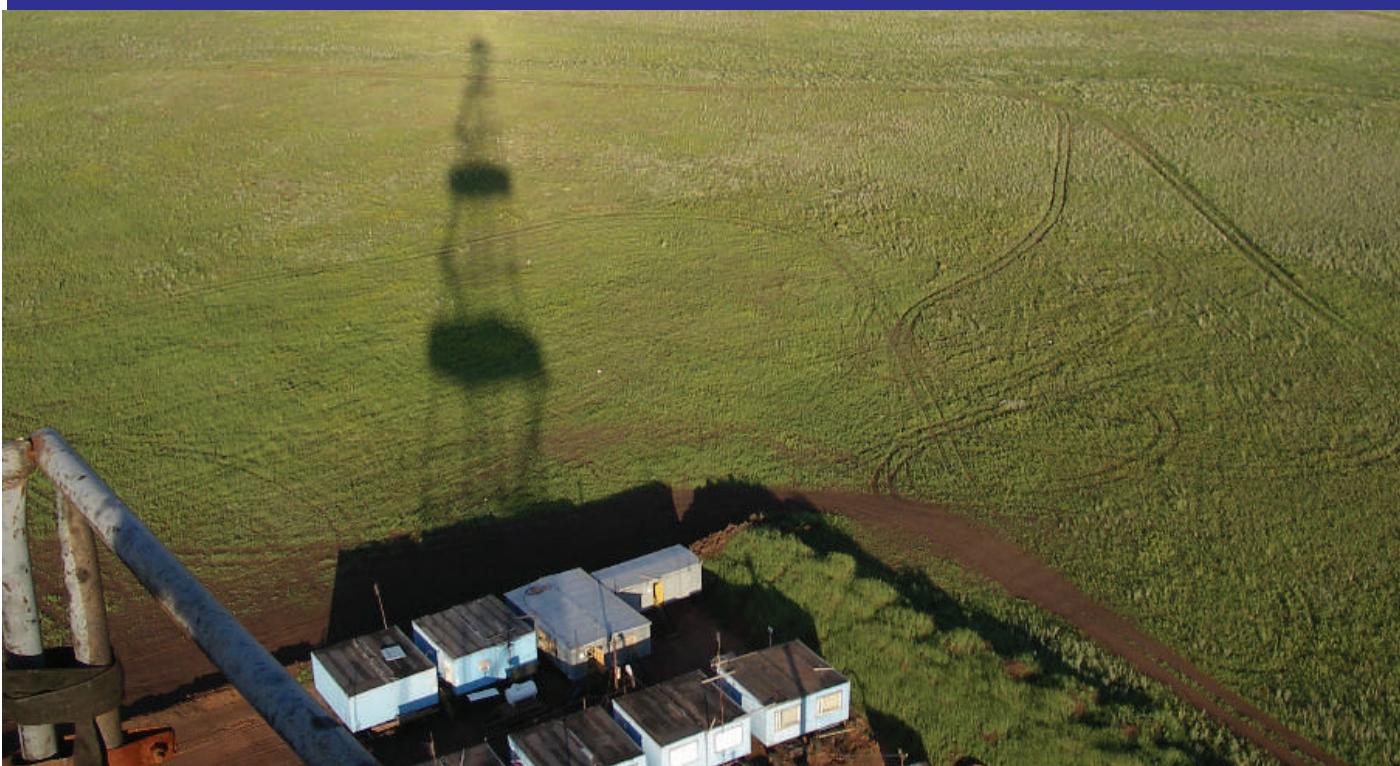


Рис. 2 Структура базы знаний

Чтобы система могла накапливать опыт на основе уже имеющихся или поступающих в систему новых данных, ее базу фактов необходимо модифицировать в соответствии с этими данными. Образование новых фактов, как и редактирование уже имеющихся, выполняется за счет обработки базы фактов правилами, что фактически и отража-

Литература

1. Быков И.Ю., Ермоленко Н.М., Адаменко С.В., Колотовский А.Н. Оценка показателей надежности трубопроводной запорной арматуры (на примере ООО «Севергазпром»)/ Под общей редакцией д.т.н., профессора И.Ю. Быкова. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – 107 с.
2. Гумрман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: Высшая школа, 1999. – 479 с.
3. Быков И.Ю., Цхадая Н.Д. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин. – Ухта: Ухт. госуд. техн. ун-т, 2004. – 196 с.



Восстановление герметичности муфтовых соединений эксплуатационных колонн методом вальцевания раздвижным расширителем

К. В. Мелинг, Ф. Ф Ахмадишин, Р. Я. Хабибуллин, А. А. Мухаметшин, А. Л. Насыров, К. А. Ратанов, Д. В. Максимов (ТатНИПИнефть), В. К. Мелинг (ООО «Наука»)

При креплении скважин имеют место случаи негерметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн. Изоляция малых зазоров в резьбе традиционными методами с применением тампонирующих составов не дает положительных результатов.

В институте «ТатНИПИнефть» разработан способ восстановления герметичности резьбового соединения обсадной колонны раздвижным расширителем с гладкими шарошками (патент РФ № 2291945).

При реализации способа заполнение резьбового зазора герметизирующим материалом происходит в результате радиального деформирования ниппеля по всей длине резьбового соединения, а герметизирующими материалом является материал ниппеля и муфты в зоне резьбового соединения, подвергнутого пластической деформации. При этом между ниппелем и муфтой в зоне резьбового соединения создается натяг.

Величина относительной деформации ниппеля в месте резьбового сое-

динения определяется из следующего соотношения:

$$1\% \leq \varepsilon(\sigma_T) \leq 3\%, \quad (1)$$

$$\text{где } \varepsilon(\sigma_T) = \frac{d_1(\sigma_T) - d_0 + 2 \cdot (\delta_1(\sigma_T) - \delta_0)}{d_0} \cdot 100\%, \quad (2)$$

$\varepsilon(\sigma_T)$ – функция относительной деформации ниппеля резьбового соединения обсадной трубы от предела текучести σ_T материала трубы;

d_0 – внутренний диаметр ниппеля резьбового соединения до раздачи, мм;

$d_1(\sigma_T)$ – рабочий диаметр вальцовщего инструмента (шарошек расширителя), обеспечивающий затекание материала ниппеля в зазоры между витками резьбы и создание напряженного состояния в резьбовом соединении до предела текучести материала, мм;

δ_0 и $\delta_1(\sigma_T)$ – толщина ниппеля до и после раздачи, соответственно, мм.

Процесс радиального деформирования ниппеля осуществляют

ступенчато с постепенным увеличением диаметра раздвижного расширителя, сочетая каждый раз с проверкой герметичности резьбового соединения.

Герметичность эксплуатационной колонны определяется ме-

тодом снижения уровня жидкости

в скважине, при этом фиксируется объем притока жидкости через зазоры резьбового соединения между муфтой и ниппелем обсадной трубы.

Восстановление герметичности резьбового соединения эксплуатационной колонны в скважине осуществляют с использованием расширителя скважин по патенту РФ № 2117747 (рис. 1), который имеет

гладкие и калибранные по диаметру шарошки. Для выполнения технологического процесса собирают компоновку в составе: расширитель, бурильная труба, репер и колонна бурильных труб.

Подготовленный и испытанный на поверхности расширитель спускают в скважину на бурильных трубах в транспортном положении.

Привязку расширителя к интервалу нарушения резьбового соединения производят путем отбивки репера с использованием данных локатора муфт и гамма каротажа.



Рис. 1 – Расширитель PPY конструкции «ТатНИПИнефть»

№ п/п	Площадь	Номер скважины	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина негерметичной муфты, м	Интервалы разバルцовки обсадной колонны, м	Год ремонта	Рабочий диаметр расширителя, мм	Время работы, ч.	Механическая скорость, м/ч	Состояние обсадной колонны
1	Минибаевская	32323	168	287	286,5-288,8	2004	153,5	0,5	7,6	герм
2	Северо-Альметьевская	21424д	168	1695 1705	1694-1696 1704-1706	2006	153,5	0,4 0,4	5 5	герм герм
3	Альметьевская	20708	146	1117 1210	1115-1120 1205-1215	2006	134	0,7 1,2	7,14 8,3	герм герм
4	Альметьевская	20965	168	1696 1905,5	1695-1697 1904-1907	2006	153,5	0,3 0,55	5,71 5,45	герм герм
5	Ерсубайкинское м-е	4915	146	1497 1507 1600	1496-1498 1506-1508 1599-1601	2006	136	0,4 0,4 0,4	5 5 5	герм герм герм
6	Ново-Елховское м-е	1008р	146	900	899-901	2006	134	0,4	5	герм

После установки расширителя в верхней части ремонтируемого резьбового соединения, давлением промывочной жидкости до 7 МПа переводят расширитель в рабочее положение и вращая колонну бурильных труб производят радиальное деформирование внутренней поверхности обсадных труб в резьбовом соединении. Поддерживая расчетную осевую нагрузку, производят проработку сверху вниз в пределах резьбового соединения. Шарошки расширителя деформируют поверхность (рис. 2) ниппеля и вдавливают его материал в зазоры между витками резьбового соединения.

После проведения указанных операций останавливают ротор, прекращают циркуляцию жидкости и производят подъем расширителя из скважины. При этом рабочие органы расширителя занимают транспортное положение.

Проверяют герметичность резьбового соединения отремонтированного участка методом снижения уровня жидкости в скважине. Если герметичность обсадной колонны недостаточна, то вышеописанную операцию при прежнем режиме повторяют, увеличивая каждый раз рабочий диаметр расширителя на 1-1,5 мм, до тех пор, пока герметичность резьбового соединения обсадной колонны не будет восстановлена.

Такое ступенчатое осуществление способа позволяет избежать резкого возрастания радиальных напряжений в теле обсадной колонны при деформации резьбового соединения, что предохраняет обсадную колонну от возникновения трещин и других нарушений при чрезмерных напряжениях. Кроме того, такая последовательность операций позволяет быстро адаптировать параметры процесса к конкретным условиям в скважине: к различной степени нарушения герметичности, к различным типоразмерам обсадных колонн, т. е. позволяет создать «щадящий» режим осуществления способа.

Преимущества предлагаемого способа основываются на том, что резьбовое соединение обсадной колонны восстанавливается за счет проникновения материала резьбового соединения в зазоры между витками, что повышает качество герметизации резьбового соединения.

Кроме того, предлагаемый способ позволяет:

- создавать меньшие нагрузки при деформировании резьбового соединения, что повышает надежность выполнения ремонтных работ, снижает их трудоемкость и обеспечивает безаварийное проведение работ;
- сохранить внутреннее поперечное сечение эксплуатационной колонны, что дает возможность проводить необходимые технологические процессы в скважине, спускать и поднимать различное оборудование, приборы и т. д.;
- многократно повторять технологический процесс без значительных изменений и материальных затрат;
- осуществлять надежный контроль за технологическим процессом и конечным результатом.

Впервые способ восстановления герметичности эксплуатационных колонн методом вальцевания резьбового соединения применен в скважине № 32323 Минибаевской площади.

Испытание эксплуатационной колонны методом снижения уровня жидкости выявило негерметичность резьбового соединения на глубине 287 м.

Расширитель РРУ-134/152 после гидравлического опробования на устье скважины спустили на бурильных трубах до глубины 286,5 м в составе следующей компоновки: расширитель с вальцовочными шарошками диа-

метром 151 мм; центратор; переводники (М-76/76, П-86/76); две бурильные трубы (длиной 9,14 м и 9,13 м); репер (длиной 5 м), бурильные трубы БН 73x9,19. Привязку расширителя провели при помощи локатора муфт и гамма-каротажа.

В интервале 286,5-288,8 м провели операцию по вальцеванию дефектного резьбового соединения

эксплуатационной колонны в течение 30 мин. После подъема расширителя провели исследование эксплуатационной колонны методом снижения уровня, которое показало уменьшение притока жидкости через резьбовое соединение (уровень жидкости в скважине поднялся на 18 м вместо 42 м в предыдущем исследовании).

Ступенчато увеличивая рабочий диаметр расширителя РРУ 134/152 сначала до 152 мм, затем до 153,5 мм продолжили работы по разバルцовке резьбового соединения до восстановления его герметичности. Общее время работы по вальцеванию резьбового соединения составило 2,5 часа. Износ шарошек расширителя не превысил 0,5 мм по диаметру.

Таким образом, герметичность резьбового соединения была восстановлена за счет уплотнения зазоров в резьбовом соединении.

Аналогичные работы по герметизации резьбовых соединений эксплуатационных колонн данным способом были проведены на скважинах ОАО «Татнефть» №№ 21424д, 20708, 20965, 4915, 1008р.

Результаты, применения данной технологии, приведены в таблице.

Опыт работ на б скважинах показал, что данным способом восстановлена герметичность эксплуатационных колонн. Эффективность способа составила 100%.

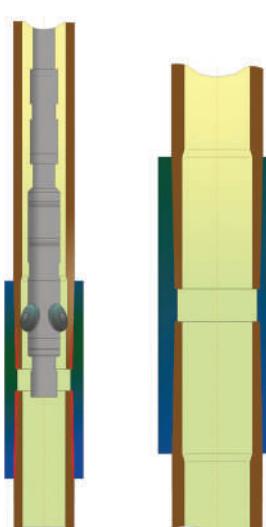


Рис. 2. Схема разバルцовки резьбовых соединений эксплуатационной колонны при помощи расширителя РРУ конструкции «ТатНИПИнефть»



Механизм разупрочнения глинистых пород буровыми технологическими жидкостями

В.И.Балаба, к.т.н. (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)

Актуальность проблемы. Бурение нефтяных и газовых скважин осуществляется практически исключительно в осадочных отложениях, наибольшую долю среди которых (65-80 %) занимают глинистые породы. Специфической особенностью глинистых пород является их способность разупрочняться под воздействием дисперсионной среды буровых технологических жидкостей. Вследствие этого при бурении в глинистых отложениях неизбежно возникают две проблемы: деформационная неустойчивость стенки скважины и диспергирование выбуренной породы в промывочной жидкости.

Так, анализ регламентов для 352 площадей бурения 20 нефтегазодобывающих производственных объединений [1] показал, что из 775 зон осложнений, которые в регламентах оценены как склонные к сдвигам и обвалам в процессе бурения, 758 (или 97,8%) представлены глинами, 9 (1,5%) - аргиллитами и только 8 (1%) - неглинистыми горными породами (алевриты, известняки и нефтеносные песчаники). Таким образом, в 99% случаев наличие глин и глинистых горных пород обуславливает нарушение устойчивости стенок скважины.

Затраты времени на предупреждение и ликвидацию осложнений деформационного характера составляют в среднем 20-25% от общего календарного времени бурения [2, 3].

В стоимостном выражении современные мировые затраты, связанные с проблемой неустойчивости ствола скважины в глинистых горных породах, по оценке компании Амосо достигают 600-1000 млн. долларов в год [3].

Что же касается диспергирования глинистого шлама, то его отрицательные последствия проявляются в образовании избыточных объемов буровой промывочной жидкости (БПЖ). Это влечет за собой увеличение объемов технологических отходов бурения, рост затрат на кондиционирование БПЖ и размещение отходов.

В связи с ростом объемов бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин проблема сохранения

прочности глинистых пород стала еще более актуальной, что обусловлено следующими основными причинами:

- управление траекторией бурения можно эффективно осуществлять только в устойчивых горных породах. При проводке ствола в интервале залегания глинистых пород точность реализации проектного профиля скважины снижается;
- по мере отклонения ствола скважины от вертикали ухудшаются условия для обеспечения устойчивости ствола скважины. Практикой бурения установлено, что при зенитном угле более 45° разрушаются глинистые породы, сохранившие при прочих равных условиях устойчивость в вертикальном стволе;
- с увеличением зенитного угла ствола скважины возрастает продолжительность бурения в интервале глинистых отложений и, следовательно, время воздействия дисперсионной среды БПЖ на глинистые породы. Это является неблагоприятным фактором, как для деформационной устойчивости ствола скважины, так и с точки зрения возникновения других опасных технологических осложнений, например, сальникообразования, затяжек и прихватов;
- при значительном (более 45°) отклонении ствола скважины от вертикали усложняется его очистка от выбуренной породы. Увеличение продолжительности нахождения шлама в промывочной жидкости способствует диспергированию глинистых частиц;
- градиент гидроразрыва пород в горизонтальном стволе ниже, чем в вертикальном, приближаясь к градиенту порового давления. Поэтому возможности повышения плотности промывочной жидкости, как средства частичной компенсации напряжений в приствольном массиве пород, в горизонтальной скважине ограничены. Следовательно, основным средством профилактики осложнений деформационного характера в горизонтальной скважине является использование БПЖ, обладающих низкой разупрочняющей способностью.

Таким образом, интервалы ствола скважины, представленные глинистыми породами, являются зонами высокого риска. В соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) рабочие проекты на строительство скважин должны обеспечивать безаварийную проводку ствола, безопасность труда в процессе строительства скважин, их надежность и противоаварийную устойчивость при последующей эксплуатации в качестве опасных производственных объектов (п. 1.3.1). При этом проектная организация при разработке проектной документации на строительство скважин должна осуществлять анализ опасности и риска проектируемых объектов (п. 1.2.14). Рабочий проект на строительство скважины, не содержащий такого анализа, не может быть объектом экспертизы промышленной и экологической безопасности.

Из выше изложенного следует, что ещё на этапе проектирования в соответствии с методологией управления риском (рис. 1) эти интервалы, наряду с другими зонами риска, следует идентифицировать, оценить величину риска, разработать мероприятия по снижению и последующему контролю риска.

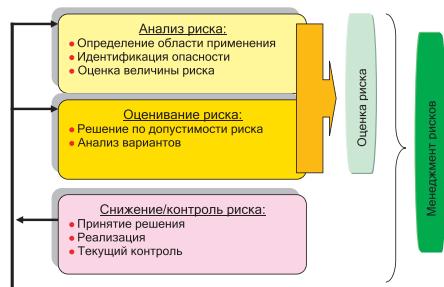


Рис. 1. Структура процесса управления риском по ГОСТ Р 51901-2002 «Управление надежностью. Анализ риска технологических систем»

Разработка мероприятий по снижению деформационной неустойчивости стенок скважины возможна только при известном механизме процесса разупрочнения. Все многообразие причин этого явления можно свести к факторам макро- и микроуровня.

К факторам макроуровня (силовые факторы) относятся, прежде всего, изменение сложного напряженно-деформированного состояния пород в результате формирования ствола скважины (образование горной подсистемы), колебания давления жидкости в скважине, механическое воздействие долота и бурильного инструмента на горные породы, эрозионное воздействие технологических жидкостей и др.

Макроуровень объединяет физико-химические факторы, обусловленные

взаимодействием буровых технологических жидкостей с глинистыми породами (различные виды массопереноса, гидратация и модифицирование глинистых частиц и т.д.).

Значимость каждого отдельного фактора макро- и микроуровня зависит от конкретных условий. Так, пластичные (переувлажненные) глины практически не подвержены действию физико-химических факторов, поскольку возможности их доувлажнения исчерпаны.

Многообразие причин, вызывающих неустойчивость горной подсистемы скважины, предопределяет необходимость принятия адекватных мер противодействия. При этом максимальный эффект будет достигнут если профилактические мероприятия направлены на компенсацию всей совокупности дестабилизирующих факторов макро- и микроуровня.

Автором под руководством профессора Е.Г. Леонова были выполнены экспериментальные исследования [4], в результате которых был установлен изложенный ниже механизм физико-химического разупрочнения глинистых пород фильтратом БПЖ.

Методика исследований. В исследовательской практике существуют два подхода к изучению механизма физико-химического разупрочнения глинистых горных пород. Одна группа исследователей пытается использовать для этого физико-химические свойства жидкости, как правило, вязкость, активность, поверхностное натяжение, диэлектрическую проницаемость, концентрацию ионов водорода, вторая - интегральные показатели, характеризующие одновременно совокупность свойств жидкости и породы, например, параметры набухания.

На начальном этапе исследований была предпринята попытка применить оба вышеуказанных подхода. Однако оказалось, что физико-химические свойства жидкостей сложным образом взаимосвязаны и варьировать при проведении опытов величиной одного параметра при фиксированных значениях остальных не представляется возможным. Поэтому первый путь реализовать не удалось, хотя он является желательным, так как дает возможность прогнозировать использование того или иного вещества в составе БПЖ по его физико-химическим свойствам. В качестве интегральных показателей чаще используют параметры процессов увлажнения и набухания, в связи с чем была принята рабочая гипотеза, заключающаяся в том, что разупрочняющее влияние промывочной жидкости на образцы глинистой породы определяется тремя факторами: продолжительностью взаимодей-

ствия жидкости с образцом, скоростью увлажнения образца дисперсионной средой промывочной жидкости и скоростью набухания.

Для проверки рабочей гипотезы исследовали параллельно прочность глинистых образцов на сжатие и кинетики их увлажнения и набухания в фильтратах различных БПЖ.

В исследованиях на одноосное сжатие по оригинальной методике определяли коэффициент разупрочнения Кр:

$$K_r = \frac{P_{0,j}}{P_{0,c}}$$

где $P_{0,j}$ и $P_{0,c}$ прочность образца глинистой породы на одноосное сжатие, исходная и после взаимодействия с жидкостью соответственно, МПа.

Для упрощения экспериментов за счет исключения фактора времени длительность выдерживания образцов в жидкости при определении коэффициента разупрочнения сохранялась неизменной.

Методика, как показали результаты визуального осмотра разрезанных образцов, обеспечивает достоверные испытания образцов при глубине проникновения фильтрата не более чем на 3/4 их радиуса. В этом случае, как и в стенке скважины, помимо области, охваченной воздействием фильтрата, сохраняется зона, в которой порода обладает своими первоначальными свойствами.

Образцы для испытаний приготавливали методом прессования из мелкодисперсного бентонита, единственным глинистым минералом которого, как показал рентгенофазовый анализ, является монтмориллонит. Поскольку этот минерал наиболее чувствителен к увлажнению, то, таким образом, были созданы условия, наиболее благоприятные для физико-химического разупрочнения. Для получения образцов с требуемой по условиям опыта исходной влажностью блюски с навесками глиноземистого порошка перед прессованием и готовые образцы выдерживали в эксикаторе над насыщенным раствором электролита с известным относительным давлением паров воды.

Для изучения процессов увлажнения и набухания глинистых образцов в фильтратах БПЖ использовали комплексный набухометр (рис. 2), который позволяет измерять приращение объема образца глинистой породы и количество поглощенной им жидкости. Для этого образец 1 глинистой горной породы через мерную трубку 2 заливают исследуемой жидкостью и через равные промежутки времени измеряют объем образца V_{nb} (по индикатору 3 линейного перемещения) и впитываемой жидкости V_{uv} (по мерной трубке 2).

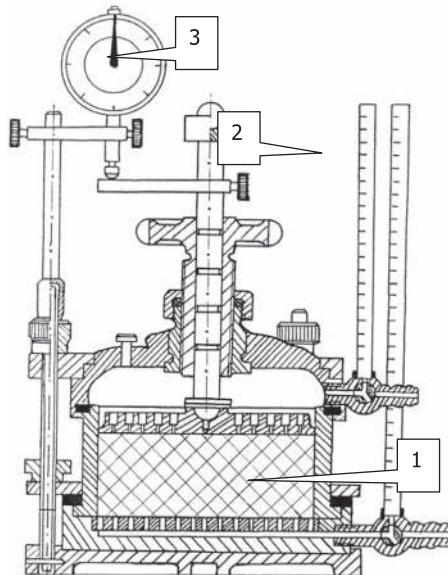


Рис. 2. Комплексный набухометр

Были использованы промывочные жидкости как не относящиеся к ингибиторам (гуматная, лигносульфонатная), так и ингибитирующие (кальциевая, калиевая, гидрогельмагниевая, алюминизированная). Такой выбор БПЖ, а также разнообразие их ингредиентов вызваны необходимостью получения рецептур с широким диапазоном изменения изучаемых параметров (таблица 1).

Результаты исследований. Первый этап исследований заключался в изучении кинетики увлажнения $V_{ув} = f(t)$ и набухания $V_{нб} = f(t)$ образцов в фильтратах БПЖ.

Из анализа типичных графиков кинетики увлажнения и набухания (рис. 3) следует, что процесс увлажнения (кривая $V_{ув}$) наиболее интенсивно протекает на начальной стадии контакта глинистого образца с жидкостью. Поскольку при этом увеличения объема образца (кривая $V_{нб}$) практически не происходит, то логично предположить, что вся впитавшаяся в образец жидкость расходуется на заполнение его порового пространства, то есть на пропитку образца. Объем $V_{пр}$ жидкости, расходуемой на пропитку образца представляет собой разность между объемом $V_{ув}$ всей жидкости, поглощенной образцом, и

той её частью $V_{нб}$, которая перешла в жидкость набухания, то есть:

$$V_{пр}(t) = V_{ув}(t) - V_{нб}(t).$$

Таким образом, скорость $\dot{W}_{ув}$ увлажнения исследуемого образца породы может быть представлена через скорость $\dot{W}_{нб}$ набухания и скорость $\dot{W}_{пр}$ пропитки:

$$\dot{W}_{ув} = f(\dot{W}_{нб}, \dot{W}_{пр}).$$

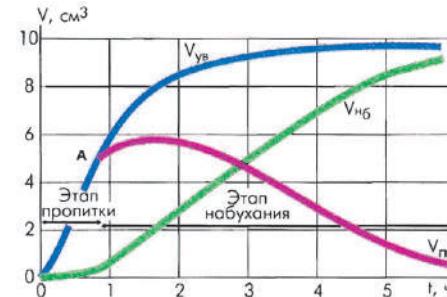


Рис. 3. Типичные зависимости изменения объемов увлажнения, набухания и пропитки бентонитового образца фильтратом промывочной жидкости

Возвращаясь к анализу графиков, представленных на рис. 3, отметим, что в процессе увлажнения образца можно выделить два этапа, характеризующихся разными скоростями, и, что более существенно, разными механизмами увлажнения. На начальном этапе увлажнение осуществляется по механизму пропитки, то есть зависит от текучести жидкости и гидропроводности образца. При этом объем образца меняется незначительно. На следующем этапе доминирующим является процесс набухания, и увлажнение образца зависит от его способности набухать (изменять объем) в данной конкретной жидкости. Таким образом, увлажнение глинистой породы происходит в результате развития двух различных по своей природе процессов – пропитки и набухания. Следовательно, для того чтобы с наибольшей эффективностью воздействовать на него следует учитывать специфику процессов пропитки и набухания. Исходя из этого, для описания процесса разупрочнения предложено использовать два независимых параметра – скорость набухания и скорость пропитки:

$$K_p = f(W_{нб}, W_{пр}, t). \quad (1)$$

Для изучения указанной зависимости использовалась методика, предусматривающая раздельное определение параметров $W_{нб}$ и $W_{пр}$. Этап пропитки завершается в точке А, в которой происходит расслоение кривых $V_{ув}$ и $V_{пр}$ (рис. 3).

Анализ экспериментальных данных показал, что функциональная зависимость (1) с учетом условия $K_p = 1$ при $W_{пр} = 0$ или $W_{нб} = 0$ при фиксированной продолжительности контакта образцов с жидкостью может быть представлена следующей формулой (модель разупрочнения):

$$K_p = P_{сж} / (P_{сж} + b W_{пр}^n \cdot W_{нб}^m) \quad (2)$$

где K_p – коэффициент разупрочнения;

$P_{сж}$ – прочность образца на сжатие, МПа;

$W_{нб}$ – скорость набухания, см/ч;

$W_{пр}$ – скорость пропитки, см/ч;

b , n , m – эмпирические коэффициенты.

Для бентонитовых образцов ($P_{сж} = 22,6$ МПа, $b=1,9 \times 10^9$ (ч/см) $^{n+m}$ МПа, $n = 0,709$, $m = 1,573$) достигается хорошее качество аппроксимации экспериментальных данных (коэффициент корреляции r при уровне значимости $\alpha = 0,05$ по Z-преобразованию Фишера находится в следующих доверительных границах: $r_{min} = 0,953 < r = 0,975 < r_{max} = 0,987$).

Механизм физико-химического разупрочнения глинистых пород фильтратом БПЖ. В соответствии с современными представлениями физико-химической механики дисперсных систем прочность глинистых пород является суммой прочностей индивидуальных контактов между глинистыми частицами, т.е. зависит от количества и прочности единичных контактов. Следовательно, разупрочнение глинистых пород в стенке скважины зависит от снижения прочности единичного контакта и количества единичных контактов, подверженных разупрочняющему влиянию фильтрата промывочной жидкости. В модели разупрочнения (2) прочность единичного контакта

Таблица 1.

Характеристика исследованных промывочных жидкостей на водной основе

Тип БПЖ	Количество исследованных рецептур	Пределы изменения исследуемых параметров		
		$W_{пр}$, см/ч	$W_{нб}$, см/ч	K_p
Гуматная	6	0,240-0,432	0,053-0,072	0,13-0,25
Лигносульфонатная	6	0,115-0,435	0,048-0,070	0,15-0,38
Кальциевая	4	0,150-0,420	0,016-0,051	0,28-0,65
Алюминизированная	11	0,050-0,430	0,016-0,031	0,33-0,73
Гидрогельмагниевая	8	0,090-0,429	0,016-0,031	0,25-0,73
Калиевая	6	0,070-0,430	0,016-0,027	0,30-0,70

Таблица 2.

Частота применения ингибитирующих промывочных жидкостей

Промывочная жидкость	Количество интервалов	Частота применения, %
Хлоркалиевая	2	0,6
Известковая	48	15,4
Хлоркальциевая	97	31,2
Соленасыщенная крахмальная	18	5,8
На нефтяной основе	3	1,0
Нефтеэмulsionная с активным водным компонентом	38	12,2
Соленасыщенная	19	6,1
Силикатная	31	10,0
Кайнитовая	35	11,3
Минерализованная пластовой водой	20	6,4
Итого:	331	100

определяется скоростью W_{nb} набухания глинистых частиц, а количество единичных контактов, подверженных разупрочняющему влиянию фильтрата промывочной жидкости, скоростью W_{pr} пропитки.

Таким образом, для эффективного снижения разупрочняющей способности буровых технологических жидкостей в общем случае недостаточно воздействовать, как это зачастую принято в промысловой практике, отдельно только на процесс набухания или пропитки. Это воздействие должно быть комплексным, то есть направленным на снижение одновременно двух параметров - W_{nb} и W_{pr} . Вместе с тем следует отметить, свойства глинистых горных пород изменяются в широких пределах, поэтому при определенных условиях превалирующим может оказаться один из этих параметров. В этом случае целесообразно оптимизировать свойства технологической жидкости, прежде всего, по превалирующему фактору разупрочнения.

Специфика механизма физико-химического разупрочнения глинистых пород фильтратом минерализованных БПЖ. Профилактика осложнений деформационного характера связана, прежде всего, с использованием минерализованных промывочных жидкостей. По данным [1] большинство используемых в интервалах неустойчивых глинистых горных пород промывочных жидкостей (89,0 %) относится к минерализованным (таблица 2). Частота применения растворов на нефтяной основе составляет 1,0 %, а силикатных - 10,0%.

Специфика минерализованных БПЖ заключается в том, что состав филь-

тата по мере движения его вглубь горной породы постоянно изменяется. Поэтому оценка разупрочняющего действия минерализованной промывочной жидкости по первоначальному составу ее дисперсионной среды может быть некорректной.

Так, О.К. Ангелопуло и У.С. Карабалин [5], изучая изменение химического состава фильтрата по мере его продвижения вглубь образца глинистой горной породы, установили, что концентрированные растворы солей вытесняют обменные ионы и продукты реакций раствора с горной породой. Силикат-ионы и алюминат-ионы задерживаются в средней части глинистого образца, реагируя с ионами и солями, содержащимися в пропитывающей жидкости. Дальше проникают только растворы KCl или $NaCl$, а также щелочные продукты гидролиза ингибиторов.

Опытами по двухрастворной пропитке глин (с использованием пресной воды и насыщенного раствора KCl , $NaCl$ или $MgCl_2$) было установлено, что если глина вначале пропитана насыщенным раствором соли, то большая часть порового раствора может быть легко вытеснена за счет пропитки водой. При этом образцы глин быстро разупрочняются. Напротив, вытеснить воду из пор глины солевым раствором и несколько увеличить силы сцепления между ее частицами удавалось лишь в единичных опытах. При этом фильтрат калийной промывочной жидкости не только легко пропитывает гидратированные глинистые породы, но и за счет совместной диффузии увлекает за собой анионоактивные ингибито-

ры, например силикаты, алюминаты, карбонаты. Поэтому, несмотря на высокую проникающую способность фильтрата калийной промывочной жидкости, скорость набухания глинистых частиц можно уменьшить добавками солей магния, железа, алюминия и органических реагентов.

Литература

1. Аветисян Н.Г., Булатов А.И., Кошелев Н.Н. Регламентирование типа и показателей свойств буровых растворов при бурении для предупреждения осыпей и обвалов//Бурение. - 1979. - № 9. - С. 23-26.
2. Пеньков А.И. Буровые растворы для проводки скважин в сложных условиях//Бурение, 1981, № 5. - С. 19-23.
3. Васильченко С.В., Потапов А.Г., Гноевых А.Н. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин//Обзор. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. - М.: ИРЦ Газпром, 1998.
4. Балаба В.И., Леонов Е.Г. О связи увлажнения глинистых пород с процессом разупрочнения их буровым раствором. Деп. во ВНИИЭгазпроме 17.05.88 г. № 1056-88.
5. Ангелопуло О.К., Карабалин У.С. Взаимодействие глин с минерализованными буровыми растворами//Реф. сб. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. - М.: ВНИИЭгазпром, 1977. - С. 27-30.

Разграничение свойств глинистых отложений в разрезе бурения скважины и выбор методов управления их состоянием

Р.З. Шарафутдинова
(ОАО «НК РОСНЕФТЬ»)

Одной из актуальных технических проблем в области строительстве скважин является обеспечение устойчивости глинистых отложений, вскрываемых в процессе бурения, и ликвидация осложнений, вызванных их высокой гидратационной активностью. Для предупреждения осложнений буровые растворы обрабатывают специальными добавками, способствующими стабилизации глинистых отложений. К таким добавкам относятся: хлористый калий, формиат и ацетат натрия, кремнеорганические жидкости, жидкое стекло, гидролизованный поликариламид или низкомолекулярные поликарилаты натрия, а также другие реагенты, способные предотвратить разрушение глины [1, 5, 10]. В случае низкой эффективности указанных добавок применяют буровые растворы на основе эмульсий или углеводородных жидкостей, что требует решения сложных экологических и технологических вопросов по их утилизации [5, 9].

Применение буровых растворов на водной основе не всегда позволяет обеспечить стабильность глинистых отложений в процессе бурения, что осложняет выбор решений, обеспечивающих строительство скважин с требуемым качеством. Технические ошибки по управлению свойствами буровых растворов с использованием различных ингибиторов разрушения глины во многих случаях обусловлены тем, что при выборе и применении реагентов не всегда учитывают изменения, вносимые ими в состояние воды в составе бурового раствора и в поведение различных глин. Поэтому необходима разработка подходов к формированию свойств буровых растворов для успешного решения технических проблем при строительстве скважин в интервалах, представленных неустойчивыми глинистыми отложениями.

Традиционно в химии буровых растворов воду рассматривают только как ионно-молекулярное вещество [5], в то время как она также способна проявлять свойства атомных и металлических веществ [2, 4, 7, 11]. В

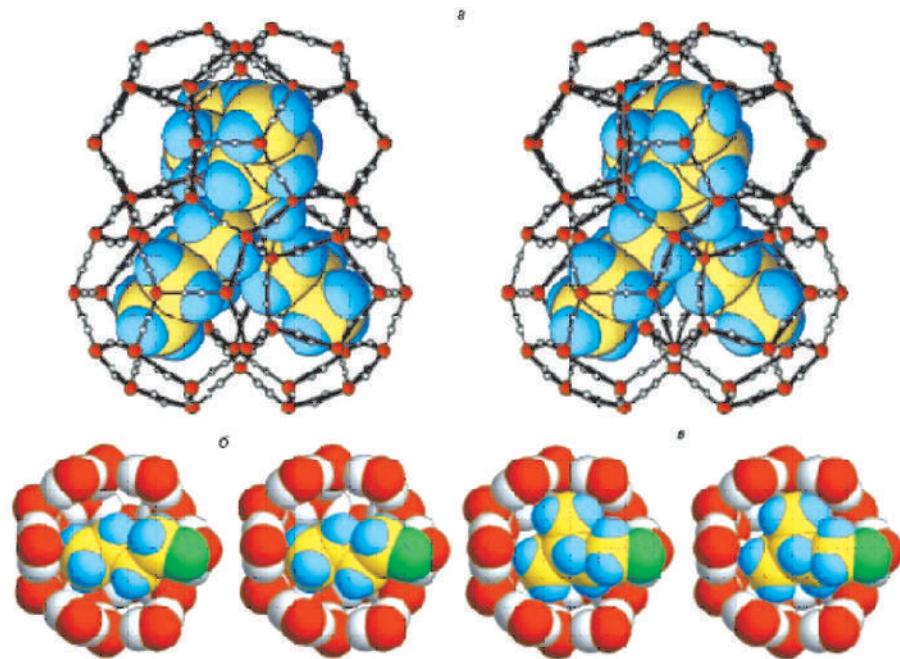


Рис.1 Внедрение пералкиламмониевого катиона в водный каркас (стереопары)
а – тетра-*p*-бутиламмониевый катион в T_4 -полости; б – *p*-бутильный и *v*-*i*-амильный радикалы в T -полости. Атомы кислорода окрашены в красный цвет, азота – в зеленый, водорода воды – в белый, водорода углеводорода – в синий, углерода – в желтый цвет

зависимости от того, свойства какого вещества проявляет вода, меняются свойства буровых растворов, используемых при строительстве скважин, и возможность стабилизации состояния глинистых отложений. Поэтому, необходимо рассмотреть изменение свойств воды в различных условиях и ее влияние на поведение глины.

Воде и изучению ее свойств посвящено большое число исследований [4, 8, 12]. В природе вода проявляет свойства четырех крайних типов веществ: молекулярных, ионных, атомных, а при высоких давлениях и металлических. Проявление свойств того или иного вещества определяется действием в нем тех или иных межмолекулярных сил и термодинамическими условиями существования воды [4, 7, 11]. Водородная связь в воде способна дискретно изменять свое состояние от ионной до ковалентной. Состояние водородной связи определяется качеством наполнения ее внутренней структуры и природой атома ее образовавшего. Ковалентное

состояние водородной связи предложено называть гидратным. При образовании прочной гидратной связи ($O^{2-} - H^{+1} - O^{2-}$) вода превращается в твердое тело. Такое затвердевание воды называли гидратной полимеризацией [2]. Примером этому являются гидраты кремнезема, глинозема, газогидраты и т.п.

Соединения, растворяющиеся в воде, создают растворы замещения и растворы внедрения. Соединения, формирующие растворы замещения, придают воде свойства ионномолекулярного вещества, т.е. превращают воду в ионы и молекулы. Раствор внедрения в воде представляет собой структуру, состоящую из полимеризованной воды и наполнителя ее структурных пустот. Растворы внедрения усиливают проявление у воды свойств атомного вещества, т.е. в нем молекулы воды создают пространственный полимер. В качестве наполнителей пространственной структуры могут выступать отдельные молекулы, ионы, углеводородные со-

Таблица 1.

Разновидность глинистых грунтов	Показатель текучести I_L
- твердые	< 0
- полутвердые	0 – 0,25
- тугопластичные	0,25 – 0,50
- мягкопластичные	0,50 – 0,75
- текучепластичные	0,75 – 1,00
- текучие	> 1,00

единения. Заполнение структуры воды наполнителем блокирует её внутреннюю структуру, усиливает у неё проявление свойств атомного вещества и придает ей гидрофобность. Крайним состоянием раствора внедрения являются клатраты (соединения включения, аддукты, газогидраты) [4].

Клатраты (раствор внедрения, соединения включения, аддукты) являются типичными представителями надмолекулярных образований. Клатраты можно определить как соединения, образованные включением молекул одного сорта, называемых гостями, в полости кристаллического каркаса из молекул другого сорта (или в полость одной большой молекулы), называемых хозяевами без образования какой-либо специфической химической связи между гостем и хозяином [3]. Между гостем и хозяином (водный кратратный каркас) существуют только слабые межмолекулярные дисперсионные взаимодействия. Гидратообразующие вещества, будучи заключенными в водный кратратный

каркас, сохраняют свою химическую индивидуальность наравне с водой (рис.1).

Вода способна строить гидратные структуры, различающиеся по строению в зависимости от размеров и формы молекул гостя, созданных условий [3, 11]. Пространственная структура молекул хозяина приводит к формированию многоразмерных полостей в гидратной структуре. Известно больше полутора десятка кратратных каркасов [3]. Отсутствие возможности заполнить все полости в структуре гидратов приводит к тому, что дисперсионные силы, требуя плотной упаковки от структуры хозяина, разрушают кратрат или способствуют формированию кратрата с более плотной упаковкой. Равновесие достигается только при компромиссе между химическими и дисперсионными связями, т.е. при таком соответствии структурных размеров полости хозяина и молекул наполнителя-гостя, что это приводит к упрочнению связей внутри хозяйской сетки. Отсутствие компромисса между

действием дисперсионных и химических сил ослабляет связи в структуре хозяина и способствует формированию гелевой структуры, или разрушению кратрата. Упрочнить связи и повысить устойчивость кратратов становится возможным при использовании калиброванного наполнителя, т.е. если использовать смесь углеводородов, обладающих различным размером молекул и способных заполнить большую часть полостей в гидратных структурах воды. Среди углеводородов создавать соединения включения способны соединения, обладающие в процессе растворения значительной величиной вклада энтропийного показателя, т.е. образующие в воде раствор внедрения. К ним относятся формиат и ацетат натрия, соли полиакриловой и метакриловой кислоты, жирные кислоты и спирты и мн. др.

Рассмотрим свойства и поведение глины. В большинстве технических подходов, определяющих методы управления поведением глины, её характеризуют минеральным составом

Таблица 2.

Разновидность глинистых грунтов	Число пластичности
- мягкопластичные	1 – 7
- текучепластичные	7 – 17
- текучие	> 17

[5, 6]. Многие глинистые минералы не обладают свойствами глины. Описания структуры глинистых минералов [6] построено на положениях, не допускающих их применение по отношению к условиям образования глины и свойствам химических связей. Классическое изображение структуры глины носит описательный характер, отвергает возможность выработки строгого инженерного подхода к описанию её свойств.

Поэтому для снятия противоречий в представлениях о структуре глины в работе [2] предлагается рассматривать их как соединения включения, которые сложены полимерными гидратами кремния и глинозема (магния, кальция, железа и др.), а их поверхность представлена гидросиликатной оболочкой. Свойства глины определяются качеством заполнения внутренней структуры полимерного гидрата кремния и количества связываемой им воды. Вода в составе глины существует в гидратной и гелевой формах связи [2, 3]. Эти представления позволяют связать между собой свойства глины и ее структуру.

Глина является физической характеристикой и состоянием вещества. Глину следует рассматривать через призму её исходного состояния и характеризовать инженерными параметрами, принятыми в ГОСТ 25100-95: пластичность, текучесть и набухаемость. Число пластичности I_p – разность влажностей, соответствующая двум состояниям грунта: на границе текучести W_L и на границе раскатывания W_p . Показатель текучести I_L – отношение разности влажностей, соответствующих двум состояниям грунта: естественному W и на границе раскатывания W_p , к числу пластичности I_p .

Число пластичности характеризует способность глины к водопоглощению без диспергирования и содержание в ней инертных составляющих (таблица 2). Чем меньше пластичность глины, тем быстрее она будет размокать и диспергироваться. С увеличением пластичности растет ее впитывающая способность по отношению к воде. Текучесть характеризует, насколько затруднен процесс формирования ствола скважины из-за пластических свойств исходной глины. Чем больше текучесть, тем более глина способна к формированию сальников, что усложняет работу породоразрушающего инструмента. Применительно к бурению скважин, наиболее информативным инженерным показателем, характеризующим свойства глины, является показатель текучести глины, включающий в себя и показатель пластич-

ности. Показатель пластичности и текучести для глины представлены в таблицах 1, 2.

Исходя из показателей, приведенных в таблицах 1 и 2, глины по показателю текучести равному $I_L = 0,25$ можно разделить на пластичные и непластичные глины. Пластичные глины – это глины, содержащие в себе значительное количество воды в гидросиликатной (силикагелевой) оболочке и обладающие повышенными показателями пластичности $I_p > 7$ и текучести $I_L > 0,25$. Непластичные глины – это глины, подвергшиеся изменениям своего состава вследствие термодинамических условий их существования и обладающие низкими показателями пластичности $I_p < 7$ и текучести $I_L < 0,25$.

По числу пластичности I_p глинистые грунты подразделяют согласно таблице 2.

Различные природные и искусственные тела, конгломераты, сложенные на основе водородных (гидратных) связей, в том числе и глина, под действием приложенной к ним нагрузки обладают и последовательно проявляют свойства атомного и металлического веществ. Это выражается через проявление ими свойств упругости, пластичности (текучести). Преобладающее проявление этих свойств зависит от содержания воды в составе рассматриваемых веществ и приложенной к ним нагрузки.

Устойчивость стенки скважины, сложенных пластичными глинами определяется разностью между пределом текучести глины и величиной напряжений, действующих в ней со стороны горного давления. Чем она больше, тем устойчивее глина. При контакте воды с глиной, обладающей пластичной гидросиликатной оболочкой, процесс ее разрушения растянут во времени. Это обусловлено скоростью проникновения воды в пластичную глину из среды бурового раствора и временем, необходимым для достижения предела текучести. Такая глина способна впитывать воду вплоть до наличия у неё гелевого состояния ($I_L > 0,25$), поэтому с увеличением внешнего давления у нее начинают проявляться свойства текучести [1].

Для предупреждения образования сальников и проявления осложнений, связанных с ними, следует:

- осуществлять рациональный выбор бурильного инструмента;
 - строго соблюдать гидравлическую программу бурения, построенную на условии выноса шлама;
 - не позволять глинистому шламу диспергировать в растворе до его выхода на устье скважины;
 - обеспечивать эффективную очистку раствора от шлама.
- Необходимость стабилизации состояния пластичной глины определяется временем нахождения её в устойчивом состоянии и временем, требующимся для бурения ствола скважины и спуска обсадной колонны.
- Увеличение сроков бурения до значений, отвечающих потере устойчивого состояния пластичной глины, требует принятия решений, включающих в себя создание условий для защиты глины от разрушающего действия бурового раствора. В число таких решений входит использование буровых растворов, уменьшающих проникновение воды в глину и предотвращающих диспергирование шлама в растворе. Для этого применяются соединения, блокирующие внутреннюю структуру воды в глине и предотвращающие доступ в нее для мономеров воды. К таким соединениям можно отнести все соединения, формирующие растворы внедрения в водной структуре глины, например, низкомолекулярные полиакрилаты (метакрилаты) натрия, формиат и ацетат натрия, различные спирты, соли калия и мн. др. [2, 11].
- Недопустимо использовать соединения, способствующие приданию воде в составе бурового раствора свойств ионно-молекулярного вещества [11]. К ним относятся различные поверхностно-активные вещества, включая лигносульфонаты. Они разрушают структуру воды до молекулярного состояния, усиливают её проникающую способность в глину, а также способствуют диспергированию частиц шлама. Аналогично действуют малые концентрации электролитов и других полярных соединений. В области малых концентраций все низкомолекулярные водорастворимые соединения интенсифицируют процесс гидратации и диспергирования глины.
- Необходимо высказать отдельное наблюдение за действием некоторых реагентов ингибиторов разрушения глины. Стабилизатор глины должен обладать определенными размерами, т.е. молекулярной массой, которая не должна быть слишком высока. При значительной величине молекулярной массы (это подразумевает и размер молекулы реагента) стабилизатор глины формирует в составе раствора собственный порядок, что снижает возможность и скорость взаимодействия реагента с глиной и способствует объемному разрушению глины в средах, содержащих подобные соединения [1].
- Намного сложнее осуществлять процесс бурения при бурении в не-

пластичных, осыпающихся глинах. В случае непластичных глин, обладающих величинами пластичности и текучести $I_p < 7$, $I_L < 0,25$, исходная гидросиликатная оболочка частиц такой глины претерпела значительные изменения состава в процессе своего существования. В результате прохождения процесса синерезиса, сопровождающегося частичной дегидратацией гидросиликатной оболочки, глина отличается малой пластичностью и не способна впитывать в себя значительные количества воды. Объединять частицы глины между собой в массиве породы будут только гидратные связи. При малых величинах горного давления глина, частицы которой скреплены гидратными связями, ведет себя как тело, обладающее атомным строением (гидратный полимер [2]). Однако данное положение следует реализовывать с поправкой на их состояние применительно к конкретным термодинамическим и горно-геологическим условиям.

Гидратный полимер одновременно аналогичен: а) атомному веществу, т.к. его элементарными частицами являются атомы, скрепленные прочными и жесткими химическими связями; б) ионному веществу, т.к. атомы ионизированы и связаны электростатическими силами; в) похож на металлическое вещество, т.к. протон является элементарной электрической частицей. Поэтому гидратная полимеризация – нечто среднее между атомной, ионной и металлической полимеризациями. Простейшим и наименее прочным гидратным полимером является обычный лед, в котором полной гибридизации валентных и водородных связей нет, поскольку из-за отсутствия молекул наполнителей полностью не устранено действие дисперсионных сил. Водородные связи усилены только ослаблением теплового движения. Поэтому структура обычного льда, хотя и тетраэдрическая, но не идеально симметричная как в алмазе, а несколько искажена дисперсионными силами. Из химической природы гидратного полимера следует, что его поведение будет определяться свойствами среды, взаимодействующей с ней. С изменением условий существования гидратный полимер будет проявлять свойства атомного, ионного или металлического вещества.

При высоких давлениях вода способна переупаковывать себя с повышением своей плотности до $1500 \text{ кг}/\text{м}^3$ (по некоторым данным $1800-2000 \text{ кг}/\text{м}^3$). Для гидратного полимера это фиксируется по формированию льдов с различной плотностью, с увеличением в них, по мере роста давления, свойств метал-

лического вещества [4, 7]. Снятие давления приводит к возврату гидратного полимера из уплотненного состояния в исходное. Анализ известных данных по поведению воды показывает, что подобные явления начинают себя проявлять при величинах давления более 100 МПа [11], а полностью металлические свойства вода приобретает при давлениях более 2000 МПа [7]. Поэтому при величинах горного давления более 100 МПа вода в составе глины имеет более плотную упаковку по сравнению с нормальными условиями. Таким образом, вода в составе глины, подвергшейся каким либо перемещениям под действием геологических процессов, а также залегающая на глубинах более ~4000-5000 м, под действием горного давления меняет свою упаковку с одновременной ее металлизацией. Подобная металлизация воды в первую очередь вносит свои поправки на свойства глины в виде порового давления в ней.

В процессе вскрытия глины, происходит ее разгрузка от напряжений, действующих на нее со стороны вышележащих пород. У воды в составе глины происходит уменьшение плотности, сопровождающееся увеличением объема исходной (вскрываемой) глины. Это сопровождается ее интенсивным растрескиванием, «котстрелом» частиц породы, с постоянным осыпанием и обвалом стенок скважины. Разрушение глины и сложенных ею стенок скважины в среде бурового раствора происходит быстро, с распадом на отдельные частицы или блоки.

Процесс бурения в непластичных глинах будет характеризоваться интенсивным разрушением ствола скважины, усиленным выносом шлама. Поэтому для стабилизации состояния стенок скважины в глинистых отложениях, должны использоваться технические мероприятия, отличающиеся от методов управления состоянием пластичной глины.

Первоочередной задачей при бурении в твердых, осыпающихся глинах ($I_L < 0,25$) является укрепление глины и стабилизация состояния стенки скважины. Начальным мероприятием, реализуемым еще до их вскрытия, является изучение напряженного состояния твердой глины и определение давления, необходимого для обеспечения устойчивости стенок скважины. Методология проведения инженерно-технических расчетов и выбора необходимой плотности бурового раствора разработана А.Н. Поповым и др., и приведена в работе [8].

Из свойств твердой глины следует, что все известные мероприятия: снижение показателя фильтрации бурового раствора, применение высокомолекулярных, стабилизирующих полимеров, малоэффективны. Это обусловлено тем, что частицы такой глины не требуют значительного количества воды для своего раз渲ла, а повышенная вязкость буровых растворов, обработанных высокомолекулярными стабилизаторами, значительно усложняет работу блока очистки. Солевые ингибиторы в этих условиях неприменимы, т.к. повышение их концентрации в количествах, обеспечивающих устойчивость глины, придает воде свойства ионно-молекулярного вещества. Это интенсифицирует процесс разрушения твердой глины. Поэтому в процессе бурения имеет место интенсивное насыщение раствора шламом и значительное кавернообразование в интервалах, представленных твердыми глинами.

Разрушение твердой глины предотвращается путем создания необходимого противодавления и полного исключения её контакта с водными средами или созданием в глине гидратного полимера, способного скрепить прогидратированные частицы глины между собой [1]. Этот метод стабилизации назван «гидратным». Он основан на том, что для водной структуры глины необходимо подобрать такие соединения, которые наполнят структуру воды в глине, создавая с ней единый структурный каркас. Подобная структура будет представлять собой гидратный полимер, упрочняющий вскрываемую глину и обеспечивающий тем самым её устойчивое состояние. Для этих целей применимы эмульсионные растворы, а также растворы, в составе которых присутствуют соединения, способные создавать в глине клатраты. К клатратообразующим соединениям из состава эмульсионных растворов и растворов на водной основе выдвигается требование обладать широким спектром по размерному ряду и иметь линейное строение для обеспечения стабильности и прочности формируемого ими гидратного полимера. Гидратные полимеры создаются поликарилатами натрия с формиатом натрия, спиртами, эмульсионными растворами и мн. др. [1]. При бурении в твердых глинах технически рациональным решением является использование эмульсионных или углеводородных растворов. Буровые растворы на водной основе в подобных горно-геологических условиях необходимо применять только при отсутствии возможности реализовать мероприятия по обеспечению эко-

логической безопасности при строительстве скважины с использованием растворов на углеводородной основе.

Таким образом, предложен подход к методам управления составом и свойствами буровых растворов для бурения в неустойчивых глинистых отложениях, основанный на учете состояния воды в составе глины и её строения, который включает следующие основные положения.

1. Глина является соединением включения на основе полимерных гидратов кремнезема и глиноzemа (железа, магния, кальция т.п.), поверхность глины представлена полимерным гидратом кремнезема. Свойства глины (пластичность, текучесть, набухаемость) определяются степенью гидратации и состоянием полимерного гидрата кремния.

2. Применительно к строительству скважин глины из состава глинистых отложений можно разделить на пластичные и непластичные. Пластичные глины – это глины, обладающие показателями пластичности $I_p > 7$ и текучести $I_L > 0,25$. Непластичные глины – это глины, обладающие низкими показателями пластичности $I_p < 7$ и текучести $I_L < 0,25$.

3. Вода, связываемая глиной, подразделяется по форме связи на гидратную и гелевую. Наличие гидратной воды, вплоть до её гелевого состояния характеризует пластичные глины. У непластичных глин возможно содержание воды только в гидратной форме. Вода в составе глины, подвергшейся геологическим перемещениям или залегающей на глубинах более ~4000-5000 м, меняет свою упаковку с одновременной ее металлизацией. Подобная металлизация воды вносит поправки на свойства глины в виде порового давления.

4. Необходимость стабилизации состояния пластичной глины в процессе бурения определяется временем нахождения ее в устойчивом состоянии и временем, необходимым для бурения ствола скважин или спуска обсадной колонны. С целью предотвращения процессов набухания и достижения глиной предела текучести в составе бурового раствора используются соединения, блокирующие внутреннюю структуру воды в глине и предотвращающие доступ для поступления мономеров воды.

5. Разрушение непластичной глины и стенки скважины в среде бурового

раствора происходит быстро, с распадом на отдельные частицы или блоки. Предотвратить постоянное разрушение стенки скважины и распад непластичной глины становится возможным при создании противодавления на ствол скважины с одновременным использованием буровых растворов на углеводородной основе или способных создавать в глине гидратный полимер, скрепляющий прогидратированные частицы глины между собой.

Литература

1. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: Справ. /3.3. Шарафутдинов, Ф.А.Чегодаев, Р.З. Шарафутдинова. – СПб: НПО «Профессионал», 2007. – 416 с.
2. Гидратная полимеризация и формы ее проявления в горном деле. /Шарафутдинов 3.3., Чегодаев Ф.А., Мавлютов М.Р. // Горный вестник, № 4, 1998, с.153-154;
3. Дядин Ю.А., Удачин К.А., Бондарюк И.В. Соединения включения. – Новосибирск: Издательство Новосиб. гос. ун-та, 1988. – 92с.
4. Зацепина Г.Н. Физические свойства и структура воды. –2-е изд., перераб. – М.: Издательство МГУ, 1987. – 171с.
5. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов – М.: Недра, 1973.
6. Куковский Е.Г. Особенности строения и физико-химические свойства глинистых минералов. – Киев: Наукова Думка, 1966.
7. Маэно Н. Наука о льде: Пер. с яп. – М.: Мир, 1988. – 231с.
8. Обоснование прочностных расчетов стенок наклонной скважины/ Р.А. Исмаков, А.Н. Попов, Р.А. Валитов//Нефтегазовое дело: научно-технический журнал. – Уфа, 2003.- № 1.- с. 105-110.
9. Токунов В.И., Сашин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004, - 711с.
10. Управление поведением глинистых отложений при строительстве скважин /Шарафутдинов 3.3., Мавлютов М.Р., Чегодаев Ф.А., Мандель А.Я. //Научно-технические достижения газовой промышленности: Сб. науч. Тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ. 2001, с. 58-77;
11. Эйзенберг Д., Кацман В. Структура и свойства воды. – Л.: Гидрометеоиздат, 1975.

Расчет основных параметров аэрированной жидкости для вскрытия продуктивных пластов

В.В.Куликов (РГГРУ)

Вскрытие продуктивного пласта на равновесии или депрессии с использованием аэрированных жидкостей (АЖ) является, во многих случаях, наиболее эффективным способом сохранения естественной проницаемости прискальной зоны пласта (ПЗП) [3; 4].

Рассмотрим произвольную наклонную скважину, заполненную (для примера) АЖ. Смесь примем неподвижной, а проскальзыванием пузырьков газа в жидкости пренебрежим. Структуру такой АЖ именуют эмульсионной [5], или пузырьковой [2]. Подобная статическая задача частично была рассмотрена в работе [6].

Обозначим:

$$\mathcal{Q}_0 = \frac{\varphi_0}{1 - \varphi_0} = \frac{V_0}{V}, \quad (1)$$

$$\varphi_0 = \frac{q_0}{1 + q_0} = \frac{V_0}{V_{cm_0}}, \quad (2)$$

где q_0 – объемная концентрация газа в жидкости (степень аэрации) на устье скважины, т.е. при $P = P_0$ (P_0 – атмосферное давление), м³;

φ_0 – объемная концентрация газа в ГЖС на устье скважины, т.е при $P = P_0$;

V_0 – объем газа на устье скважины, м³;

V_{cm_0} – объем АЖ на устье скважины, м³.

Тогда:

$$\rho_{cm_0} = \rho_0 \varphi_0 + \rho(1 - \varphi_0), \quad (3)$$

где ρ_{cm_0} – плотность АЖ на устье скважины, кг/м³;

ρ_0 – плотность атмосферного воздуха, кг/м³;

ρ – плотность жидкости, кг/м³.

На забое скважины глубиной $L \cdot \cos\theta$ (L – длина ствола скважины, θ – среднее значение зенитного угла), где абсолютное давление P , объем смеси уменьшится. При этом объем воздуха в силу закона Бойля-Мариотта (изотермический процесс) уменьшится в $\frac{P_0}{P}$ раз.

Следовательно,

$$\rho_{cm} = \frac{\rho_{cm_0}}{1 - \varphi_0 + \varphi_0 \frac{P_0}{P}}, \quad (4)$$

где ρ_{cm} – плотность газожидкостной смеси на забое скважины, кг/м³.

В соответствии с основным уравнением гидростатики в дифференциальной форме:

$$dP = \rho_{cm}(P) g \cos\theta dL. \quad (5)$$

После подстановки (4) в (5) и интегрирования получим:

$$P = P_0 \left(1 - q_0 \ln \frac{P}{P_0} \right) + \rho g L \cos\theta \left(1 + q_0 \frac{\rho_0}{\rho} \right). \quad (6)$$

Так как $\rho_0 \ll \rho$, то $\frac{\rho_0}{\rho} \rightarrow 0$, поэтому (6) можно упростить:

$$P = P_0 + \rho g L \cos\theta - P_0 q_0 \ln \frac{P}{P_0}. \quad (7)$$

С другой стороны:

$$P = P_0 + \rho_{cm_0} g L \cos\theta, \quad (8)$$

где ρ_{cm_0} – средняя плотность АЖ, кг/м³.

Приравнивая (7) и (8) имеем

$$\rho_{cm_0} = \rho - \frac{P_0 q_0}{g L \cos\theta} \cdot \ln \frac{P}{P_0}. \quad (9)$$

После преобразований (6) с учетом (1) окончательно получим:

$$q_0 = \frac{P_0 + \rho g L \cos\theta - P}{P_0 \ln \frac{P}{P_0} - \rho_0 g L \cos\theta}. \quad (10)$$

$$\varphi_0 = \frac{P_0 + \rho g L \cos\theta - P}{P_0 \left(1 + \ln \frac{P}{P_0} \right) + \rho g L \cos\theta \left(1 - \frac{\rho_0}{\rho} \right) - P}. \quad (11)$$

При движении АЖ можно принять [1]:

$$\text{при } \frac{\mathcal{Q}_0}{Q_{cm_0}} \leq 0,9 \text{ имеем } \varphi_0 = 0,82 \frac{\mathcal{Q}_0}{Q_{cm_0}} \quad (12)$$

$$\text{а при } \frac{\mathcal{Q}_0}{Q_{cm_0}} > 0,9 \quad \varphi_0 = 2,503 \frac{\mathcal{Q}_0}{Q_{cm_0}} - \quad (13)$$

Следовательно,

$$\text{если } \varphi_0 \leq 0,738, \text{ то } \frac{\mathcal{Q}_0}{Q_{cm_0}} = \frac{\varphi_0}{0,82}, \quad (14)$$

$$\text{а если } \varphi_0 \geq 0,738, \text{ то } \frac{\mathcal{Q}_0}{Q_{cm_0}} = \frac{\varphi_0}{0,82}, \quad (15)$$

где \mathcal{Q}_0 и Q_{cm_0} – объемный расход при $P = P_0$ газовой фазы и смеси соответственно, м³.

В качестве примера рассчитаем параметры АЖ (аэрированный известковый буровой раствор), для следующих условий: длина ствола скважины $L=2500$ м, зенитный угол $\theta=0^0$ (скважина вертикальная), плотность неаэрированного раствора $\rho_0=1130$ кг/м³, абсолютное пластовое давление $P_{pl}=200 \cdot 10^5$ Па, атмосферное давление $\rho_0=10^5$ Па, плотность атмосферного воздуха $\rho_0=1,2$ кг/м³.

Примем для условия вскрытия продуктивного пласта на равновесии $P=P_{pl}$ (при вскрытии на депрессии $P < P_{pl}$).

Решая уравнение (11) получим $\varphi_0 = 0,9398$. Тогда в соответствии с (15) $\frac{\mathcal{Q}_0}{Q_{cm_0}} = 0,976$. Вблизи устья скважины по (3) $\rho_{cm_0} = 69,15$ кг/м³, а на забое по (4) $\rho_{cm} = 1065,56$ кг/м³. Уравнения (1) и (10) дают величину $q_0 = 15,61$. Следовательно, средняя по скважине плотность смеси (9) $\rho_{cm_0} = 792,77$ кг/м³.

Литература:

- Гукасов Н.А. Механика жидкости и газа: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1996, 443 с.
- Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987, 304 с.
- Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер.с рум. – М.: Недра, 1986, 536с.
- Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: 000 «Недра-Бизнесцентр», 2003, 160 с.
- Теория и практика газлифта. /Ю.В.Зайцев, Р.А.Максутов, О.В.Чубанов и др. – М.: Недра, 1987, 256 с.
- Шищенко Р.И., Есьман Б.И. Практическая гидравлика в бурении. – М.: Недра, 1966, 320 с.



Расчётное определение концентраций компонентов промывочных жидкостей методом пропорций

В.В.Куликов (РГГРУ)

При выборе рецептур и разработке технологии приготовления и использования промывочных жидкостей для целей бурения скважин в различных геологических условиях возникает необходимость производства расчетов концентраций и масс отдельных компонентов и смесей в целом.

Причем, каждая из возникающих задач данного класса и способ ее решения носят индивидуальный (разовый) характер. Какой-либо обобщенный стандартизованный метод (схема) решения отсутствует не только в специализированной технической литературе по очистным агентам, но и в общеобразовательной (математика, физика) и в специальной профильной (химия) научной литературе.

В результате может сложиться впечатление, что универсальной обобщенной схемы решения задач данного класса и быть не может. Однако, это не так.

Кроме того, следует заметить, что хотя задачи по расчету концентраций веществ методом пропорций и относятся по уровню используемо-

го метода вычислений к разделу элементарной математики, но, пожалуй, даже у профильных специалистов вызывают трудности в поиске правильного ответа и полученные решения нередко сопровождаются ошибками. В этом легко убедиться, например, задав себе вопрос: при каком соотношении масс 40% и 60% сходных растворов вещества возможно получение 55% раствора (правильное решение приведено ниже, пример 4)?

Актуальность нахождения обобщенного метода решения указанных задач обусловлена большим разнообразием на рынке отечественных и зарубежных реагентов и компонентов промывочных жидкостей, как по количеству видов, так и по концентрациям полезного компонента в товарном продукте.

Расчеты масс следует производить в единицах СИ (килограммах), а концентрации – в процентах по массе (либо в долях единицы – массовых долях). Это позволит исключить потенциальные ошибки, которые могут возникнуть при рассмотрении смесей жидких фаз вследствие контракции

– уменьшения объема смеси в сравнении с суммой исходных объемов смешиваемых жидкостей.

Понятие «раствор вещества» будем использовать в широком смысловом значении: и при отсутствии растворенного вещества, и при его наличии в растворе, и при отсутствии растворителя. Термин «раствор» для удобства изложения будем условно распространять, в том числе, и на механические смеси жидких и нерасторимых твердых веществ.

Сформулируем постановку обобщенной задачи по расчету концентраций компонентов в смеси.

Пусть масса $x\%$ -ного ($x=0-100\%$, при $x=0\%$ растворенный компонент в смеси отсутствует) раствора вещества (компоненты смеси, реагента) – a . К нему добавляется $y\%$ -ный ($y=0-100\%$) раствор того же вещества массой b (или масса b вещества удаляется из $x\%$ -ного раствора, в этом случае $b < 0$, то есть величина b – алгебраическая). В результате из двух исходных растворов получается $z\%$ -ный ($z=0-100\%$) раствор вещества массой m (в силу закона сохранения массы $m=a+b$).

Итак,

$$\begin{cases} a-x\%, \\ b-y\%, \\ m=a+b-z\%. \end{cases} \quad (1)$$

Система соотношений (1) после преобразований позволяет получить:

– условие эквивалентности растворов по массам растворенного компонента

$$\frac{a}{b} = \frac{z-y}{x-z}; \quad (2)$$

– отношение масс двух исходных растворов

$$\frac{a}{b} = \frac{z-y}{x-z}; \quad (3)$$

– массы растворов (смесей)

$$b = m \cdot \frac{x-z}{x-y}, \quad (4)$$

$$a = m \cdot \frac{z-y}{x-y}, \quad (5)$$

$$m = a + b = b \cdot \frac{x-y}{x-z} = a \cdot \frac{x-y}{z-y}. \quad (6)$$

Рассмотрим на конкретных, наиболее часто встречающихся в буровой практике примерах использование полученных решений.

Какой массе 40% раствора каустической соды (гидроксида натрия NaOH) соответствует по содержанию ее 8,5% раствор массой 50 кг?

Решение.

В соответствии с (1)

$$\begin{cases} a=? & x=40\%, \\ b=50 \text{ кг} & y=8,5\%. \end{cases}$$

Тогда из (2)

$$a = \frac{b \cdot y}{x} = \frac{50 \cdot 8,5}{40} \approx 10,6 \text{ кг}.$$

Следовательно, в 10,6 кг 40% раствора каустической соды содержится столько последней, сколько и в 50 кг ее 8,5% раствора.

Использованную схему решения распространим на последующие примеры.

Какую массу воды следует добавить к 3% раствору хлорида натрия (NaCl) массой 70 кг, чтобы получить 0,5% солевой раствор? Определить массу этого раствора.

Решение.

$$\begin{cases} a=70 \text{ кг} & x=3\%, \\ b=? & y=0\%(\text{вода}), \\ m=70+b & z=0,5\%. \end{cases}$$

В соответствии с (3)

$$b = a \cdot \frac{x-z}{z-y} = 70 \cdot \frac{3-0,5}{0,5-0} = 350 \text{ кг}.$$

Используя (6) имеем

$$m = 70 + 350 = 420 \text{ кг}.$$

Буровая скважина промывается 4%-ным глинистым раствором ис-

ходной массой 10 000 кг. В результате отложения глинистой корки на стенках скважины глинистый раствор стал 2% -ным. Найти массу глинистой корки и конечную массу раствора. Миграцией воды в горную породу стенки скважины вследствие её осмотического перетока пренебречь.

Решение.

$$\begin{cases} a=10000 \text{ кг} & x=4\%, \\ b=? & y=100\%(\text{глина}), \\ m=2000+b & z=2\%. \end{cases}$$

$$b = a \cdot \frac{x-z}{z-y} = 10000 \cdot \frac{4-2}{2-100} \approx -204,1 \text{ кг}$$

(знак минус означает удаление глины из раствора).

$$m = 10000 - 204,1 = 9795,9 \text{ кг}.$$

Имеются 40% и 60% исходные растворы сульфит – спиртовой барды (ССБ). Нужно получить 55% раствор ССБ. Найти соотношение масс исходных растворов.

Решение.

$$\begin{cases} a=? & x=40\%, \\ b=? & y=60\%, \\ m=a+b & z=55\%. \end{cases}$$

Тогда

$$a = \frac{z-y}{x-z} = \frac{55-60}{40-55} \approx 0,33.$$

То есть, масса 60% раствора должна быть в 3 раза больше массы 40% раствора.

Определить, сколько необходимо налить в ёмкость, вмещающую 3000 кг смеси, электролита (KCl), если последний добавляют из расчета 40 кг на 1000 кг глинистого раствора?

Решение.

$$\begin{cases} a=? & x=100\%(\text{KCl}), \\ b=? & y=0\%(\text{глинистый раствор}), \\ m=a+b=3000 \text{ кг} & z=? \end{cases}$$

$$z = \frac{40}{1000+40} \cdot 100 \approx 3,8\%.$$

$$a = \frac{z-y}{x-z} = \frac{3,8-0}{100-3,8} \approx 0,04.$$

$$m = a+b = 0,04 \cdot b + b = 1,04 \cdot b = 3000 \text{ кг}.$$

Откуда

$$b = \frac{3000}{1,04} \approx 2844,6 \text{ кг}.$$

$$a = m - b = 3000 - 2844,6 = 115,4 \text{ кг}.$$

Возможен иной способ решения. Используя (4) и (5) получим:

$$b = m \cdot \frac{x-z}{x-y} = 3000 \cdot \frac{100-3,8}{100-0} = 2886 \text{ кг}.$$

$$a = m \cdot \frac{z-y}{x-y} = 3000 \cdot \frac{3,8-0}{100-0} = 114 \text{ кг}.$$

Небольшие расхождения в конечных числах ответов вызваны округлением дробных чисел в промежуточных вычислениях.

Определить, сколько кальцинированной соды (Na_2CO_3) следует растворить в 1 кг воды, чтобы раствор был 0,5% -ным?

Решение.

$$\begin{cases} a=? & x=100\%(\text{Na}_2\text{CO}_3), \\ b=1 \text{ кг} & y=0\%(\text{вода}), \\ m=a+b & z=0,5\%. \end{cases}$$

$$\frac{a}{b} = \frac{z-y}{x-z} = \frac{0,5-0}{100-0,5} = 5,3 \cdot 10^{-3}.$$

$$a = b \cdot 5,3 \cdot 10^{-3} = 5,3 \cdot 10^{-3} \text{ кг} = 5,3 \text{ г}.$$

$$m = 1 + 5,3 \cdot 10^{-3} = 1,0053 \text{ кг}.$$

Следовательно, на 1 кг воды нужно добавлять 5,3 г кальцинированной соды, при этом масса раствора $m = 1,0053 \text{ кг}$.

Имеется 10% раствор $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в известковом молочке. Сколько $\text{Ca}(\text{OH})_2$ следует добавить к 200 кг раствора, чтобы последний стал 15%?

Решение.

$$\begin{cases} a=200 \text{ кг} & x=10\%, \\ b=? & y=100\%(\text{Ca}(\text{OH})_2), \\ m=a+b & z=15\%. \end{cases}$$

$$\frac{a}{b} = \frac{z-y}{x-z} = \frac{15-10}{10-15} = 17.$$

$$b = \frac{a}{17} = \frac{200}{17} \approx 11,7 \text{ кг}.$$

$$m = 200 + 11,7 = 211,7 \text{ кг}.$$

Буровая скважина промывается 5% глинистым раствором. Его масса – 10 000 кг. В результате фильтрации воды в стенки скважины, содержание глины в растворе стало 7%. Найти количество убывшей воды и конечную массу смеси. Изменением концентрации глины в растворе из-за образования глинистой корки на стенках скважины пренебречь.

Решение.

$$\begin{cases} a=10000 \text{ кг} & x=5\%, \\ b=? & y=0\%(\text{вода}), \\ m=a+b & z=7\%. \end{cases}$$

$$\frac{a}{b} = \frac{z-y}{x-z} = \frac{7-0}{5-7} = -3,5$$

(знак минус означает удаление воды из раствора).

$$b = \frac{a}{-3,5} = \frac{10000}{-3,5} \approx -2857,1 \text{ кг}.$$

$$m = a + b = 10000 - 2857,1 \approx 7142,9 \text{ кг}.$$

В рассмотренных примерах для удобства практического использования полученные результаты можно перевести из массовых единиц в объемные, а также рассчитать плотность.

Предложенная обобщенная методика расчета концентраций компонентов промывочных жидкостей и рассмотренные примеры её использования позволяет упростить, ускорить, стандартизировать и компьютеризовать поиск искомых решений.

Пространственный профиль скважины и возможность его реализации

Н. А. Сесюнин, А. А. Ермолов

(Рязанский институт бизнеса и управления, Рязанский институт МГОУ)

Для районов со сложными горно-геологическими условиями, а также шельфовых зон морей и океанов особое значение приобретают вопросы проектирования и проведения скважин пространственного профиля.

Как показывает практика бурения, плоский профиль скважин фактически не реализуется. В процессе проходки возникают незапланированные отклонения скважины в азимутальном направлении. В результате этого ось скважины приобретает форму пространственной кривой, близкой к винтовой линии [2, 4].

Теоретические исследования [3] показали, что основной причиной пространственного искривления скважин с плоским проектным профилем является изгиб низа бурильной колонны по линии двоякой кривизны. Учитывая это, постановка и решение более сложных задач проектирования и управления проводкой скважин пространственного профиля должны опираться на результаты теории трехмерного стесненного изгиба низа бурильной колонны в прямолинейной скважине. Суть теории показана далее на одном из характерных примеров расчета компоновки низа бурильной колонны в наклонной скважине [3].

В данном примере стенки скважины рассматриваются как односторонние гладкие связи, имеющие форму цилиндрической поверхности. Бурильная колонна представлена в виде неоднородного по длине весомого стержня, на перемещения которого ($x(s)$ и $y(s)$) наложены ограничения в виде нестрогих неравенств:

$$x^2(s) + y^2(s) \leq \delta^2(s) \quad (1)$$

где δ – зазор на сторону между стержнем и стенками цилиндрической поверхности.

Границные условия по концам бурильной колонны записываются как для идеальной шаровой опоры:

$$x(0) = y(0) = x''(0) = y''(0) = x(177) = y(177) = x''(177) = y''(177) = 0 \quad (2)$$

Здесь x'' , y'' – вторая производная от прогиба колонны в плоскости xz и yz соответственно, $l = 177$ м – длина бурильной колонны и КНБК.

Численное решение задачи производится на ЭВМ путем минимизации функционала, выражающего полную потенциальную энергию деформации изгиба:

$$\begin{aligned} E_n = & 0,5 \left(\int_0^{l_1} \left(EJ_1 \kappa^2 + q_1 \cdot \cos \alpha \cdot (l_1 - s) \cdot (x'^2 + y'^2) - x(s) \cdot q_1 \cdot \sin \alpha \right) ds + \right. \\ & + \int_{l_1}^{l_1+l_2} \left(EJ_2 \kappa^2 + q_2 \cdot \cos \alpha \cdot (l_2 - s) \cdot (x'^2 + y'^2) - x(s) \cdot q_2 \cdot \sin \alpha \right) ds + \\ & \left. + \int_{l_1+l_2}^L \left(EJ_3 \kappa^2 + q_3 \cdot \cos \alpha \cdot (L - s) \cdot (x'^2 + y'^2) - x(s) \cdot q_3 \cdot \sin \alpha \right) ds \right) \end{aligned}$$

где κ – пространственная кривизна упругой оси бурильной колонны, $1/m$;

EJ_i , gi – жесткость на изгиб ($N \cdot m^2$) и вес (N) одного метра i -ой секции бурильной колонны соответственно;

α – зенитный угол, $^{\circ}$.

В результате прямого решения вариационной задачи в постановке трехмерного изгиба для КНБК (долото 215,9 мм; калибратор 214,0 мм; турбобур ЗТСШ -195; УБТ – 146; БТ 114 Ч 7; бурильные замки ЗН – 140) получены следующие результаты:

– определены участки и точки прилегания турбобура, УБТ и бурильных замков к стенкам скважины, как по углу, так и по длине;

- вычислена сила давления бурильных замков, бурильных труб (между замками), турбобура, калибратора и УБТ на стенку скважины;
- определены углы наклона оси долота к оси скважины в зенитной и азимутальной плоскости, а также попечевые силы на долоте.

Осевая нагрузка на долото составила 9,5·10 Н при зенитных углах $\alpha = 15^{\circ}$ и $\alpha = 35^{\circ}$.

Формы изгиба рассматриваемой КНБК в наклонной скважине представлены на рис. 1

При значении зенитного угла $\alpha = 15^{\circ}$ в верхней сжатой части бурильной колонны образовался пространственный изгиб с витками спирали (на рис. 1. не показан) переходящий плавно в нижней, более жесткой части колонны, в плоский изгиб.

Турбобур и УБТ прогибаются практически в одной вертикальной плоскости, и ложатся на нижнюю стенку скважины. Давление турбобура и УБТ на стенку скважины зависит от веса вышележащей части колонны и нормальной составляющей собственного веса.

Изогнутая бурильная колонна, при значении зенитного угла $\alpha = 15^{\circ}$, контактирует со стенками скважины только бурильными замками. Наибольшее давление (≈ 476 Н) на стенку скважины оказывает первый от УБТ бурильный замок.

При значении зенитного угла $\alpha = 35^{\circ}$ форма изгиба КНБК плоская.

Участки прилегания турбобура и УБТ к стенке скважины увеличиваются по сравнению с зенитным углом $\alpha = 15^{\circ}$, бурильная колонна между замками прогибается и опирается о стенку скважины. Несмотря на появление дополнительной опоры за счет прогиба бурильной колонны давление первого замка на стенку скважины выросло почти в два раза.

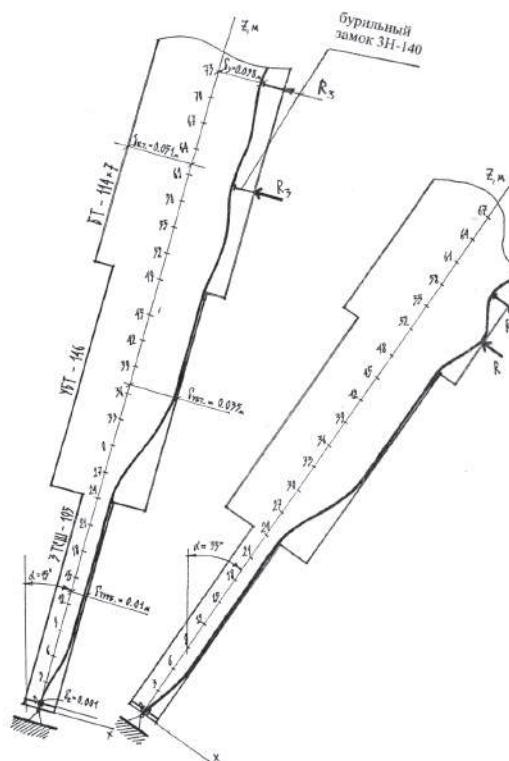


Рис. 1. Формы изгиба КНБК с бурильными замками в зависимости от зенитного угла наклонной скважины

Достоверность предложенной математической модели и численного метода расчета проверена при решении более простых задач трехмерного стесненного изгиба стержня в цилиндрической полости. В частности, при изгибе упругого стержня по винтовой линии внутри цилиндрического пространства. Результаты расчетов подтверждены экспериментальными исследованиями П.В.Балицкого [5] на моделях бурильных труб внутри модели вертикальной скважины. На возможность образования трехмерного изгиба бурильной колонны в скважине указывает своих трудах [2, 6] А.Г.Калинин и др. авторы.

Задачи проектирования и реализации пространственного профиля скважин на порядок сложнее тех задач, которые рассмотрены в работе [3], и потребуют экспериментальной проверки.

Для проверки результатов расчета КНБК внутри криволинейной пространственной скважины разработана и защищена патентом РФ экспериментальная установка [7], которая позволяет создавать статические и динамические режимы нагружения модели бурильной колонны при изгибе с кручением (рис. 2.). За счет шарниров Гука достигается дополнительная возможность создания переменного крутящего момента.

Устройство содержит станины 1, 13, установленные на них правую 9 и левую 3 шпиндельные бабки с электродвигателями 2 и 10, с закрепленными на них захватом 4 для фиксации образца 5 и захватом 8 для фиксации одного выхода шарнира Гука 7. Устройство для создания переменного крутящего момента состоит из шарнира Гука 7, который может быть выполнен двойным. Один выход шарнира Гука 7 жестко соединен с дополнительным захватом для испытуемого материала 6, а другой его выход соединен с захватом правой бабки 8, которая выполнена с возможностью перемещения для создания требуемого крутящего момента. Кроме того, устройство содержит механизм для создания циклических изгибных напряжений 11, например, в виде винтовой передачи. Циклические изгибные напряжения создаются за счет вращения образца 5 при перемещении захвата образца 6. Шпиндель правой бабки 9 кинематически связан с дополнительным электродвигателем 10, создающим требуемый крутящий момент. Дополнительный электродвигатель 10 правой шпиндельной бабки 9 и электродвигатель 2 левой шпиндельной бабки 3 электрически связаны между собой блоком управления 12. Блок управления 12 предназначен для установки требуемой величины крутящего момента.

Работает устройство следующим образом. С помощью механизма для создания циклических изгибных напряжений 11 один конец испытуемого образца перемещают захватом испытуемого образца 6, электродвигатель 2 через

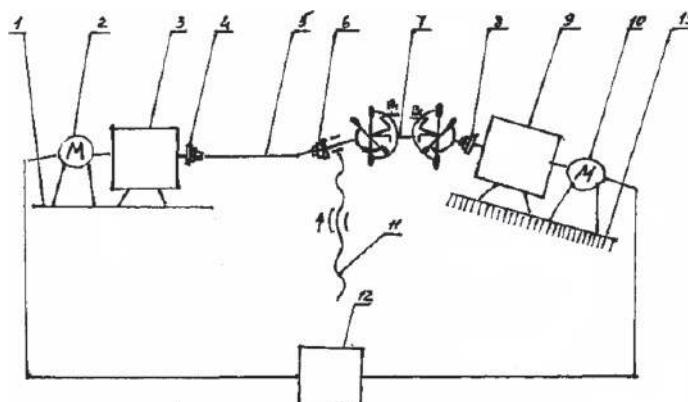


Рис. 2. Кинематическая схема устройства для испытания деталей и узлов на изгиб с кручением.

левую шпиндельную бабку 3 вращает захват 4 совместно с предварительно изогнутым образцом 5. При этом материал образца 5 испытывает деформации растяжения-сжатия, изменяющиеся по симметричному гармоническому закону. Образец 5 дополнительно нагружают заданным переменным крутящим моментом определенной величины. Величина изменения крутящего момента в течение цикла регулируется с помощью изменения углов β_1 и β_2 шарнира Гука 7 за счет перемещения правой бабки 9 и величиной скольжения ротора относительно статора электродвигателя 10, которая регулируется блоком управления 12. Варьируя величину скольжения ротора относительно статора электродвигателя 10, углы β_1 и β_2 шарнира Гука 7 и перемещение захвата испытуемого образца 6, изменяют нормальные касательные напряжения, возникающие в испытуемом образце в течение цикла, в широких пределах, существующих в реальных механизмах и машинах.

Сочетание численных методов расчета с проверкой результатов на экспериментальной установке [7] позволит оперативно решать задачи оптимального проектирования и управления стволом скважины, в том числе с криволинейной пространственной осью.

Литература

1. Повалихин А.С., Махмудов Р. Р., Солодкий К.М. Проектирование пространственного профиля и контроль траектории бурения многоствольной скважины. 6-я Международная конференция по горизонтальному бурению, г. Ижевск, 23 -25 октября, 2001 г.
2. Калинин А.Г. Искривление буровых скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1963 г..
3. Сесюнин Н.А. Некоторые задачи стесненного пространственного изгиба упругих стержней, диссертация на соискание учёной степени доктор технических наук, М: 1997 г.– С.256.
4. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982 г..
5. Балицкий П.В. Исследования взаимодействия бурильной колонны с забоем при бурении вертикальных скважин шарошечными долотами с забойными двигателями, диссертация на соискание учёной степени доктор технических наук, М., 1970 г., с. 658.
6. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Повалихин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильной колонны. – М.: Недра, 1995 г.
7. Устройство для испытаний образцов и узлов на усталостную прочность, патент РФ на изобретение № 2273837 от 28.06.2004.

Актуальные вопросы технологии проводки наклонно-направленных скважин по проектному профилю

А.С.Повалихин
(ООО «Интеллект Дрilling Сервисиз»)

Проектирование наклонно-направленных скважин осуществляют по профилю, состоящему из сопряжённых прямолинейных участков и дуг окружности. Выбор такого профиля обусловлен, прежде всего, стремлением проектировщиков минимизировать длину наклонной скважины за счёт искривления ствола с постоянной интенсивностью увеличения зенитного угла. В некоторых случаях, например, при проектировании S образного профиля участок уменьшения зенитного угла выполняют в виде интервала естественного уменьшения зенитного угла, который сопряжён с расположенным выше тангенциальным интервалом или участком увеличения зенитного угла.

В точках сопряжения участков график кривизны проектного профиля имеет разрывы, что отмечено, например, в работе [1]. При этом возникает противоречие между применяемым методом проектирования профиля наклонной скважины и существующей технологией направленного бурения, которая не позволяет реализовать стыковку участков профиля со скачком кривизны. В данной статье рассмотрим технико-технологический аспект проводки наклонно-направленных скважин по типовому проектному профилю.

Современная технология направленного бурения основана на применении гидравлического винтового забойного двигателя-отклонителя (ГВЗДО), с помощью которого осуществляют проводку начального интервала увеличения зенитного угла и различных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с опорно-центрирующими элементами для проводки тангенциальных интервалов и участков малоинтенсивного увеличения зенитного угла.

Существует комбинированная технология направленного бурения, основанная на ГВЗДО, с помощью которой осуществляют бурение нескольких сопряжённых интервалов профиля за одно долбление. Реализация комбинированной технологии сопровождается теми же проблемами, что и при поинтервальном углублении ствола скважины различными КНБК.

На рис. 1 представлена схема распределения сил, действующих на турбинный отклонитель ТО 240, который расположен в вертикальном стволе скважины диаметром 295.3 мм. Шпиндельная и турбинная секции ТО 240 длиной 3.5 м и 9 м соответственно соединены искривленным переводником с углом перекоса 1.5°.

Долото при осевой нагрузке 160 кН давит на стенку ствола скважины с силой 20 кН, что способствует интенсивному фрезерованию стенки скважины в сторону увеличения зенитного угла. Расчётный радиус искривления ствола при бурении данным турбинным отклонителем составляет 382 м.

Если стабилизирующую КНБК, включающую долото диаметром 295.3 мм, УБТ 203 с двумя центраторами диаметром 295 мм 292 мм, установленными на расстоянии 4 м и 20 м от долота соответственно, расположить в искривленном стволе скважины с указанным радиусом, то на долоте будет действовать отклоняющая сила, равная 10 кН (рис. 2).

Таким образом, при размещении стабилизирующей КНБК в искривленном стволе скважины на долоте будет действовать отклоняющая сила, под действием которой долото будет фрезеровать стенку ствола скважины в сторону уменьшения кривизны скважины, формируя резко искривленный интервал ствола.

Рассмотрим механизм формирования локальных искривлений ствола при бурении из ствола скважины, кривизна которого не соответствует показателю назначения применяемой КНБК.

Необходимо отметить, что как в практике бурения, так и в предыдущих

исследовательских работах в области направленного бурения, влияние геометрии стартового интервала ствола скважины либо игнорировалось вообще, либо предполагалось, что через сравнительно небольшой стыковочный интервал бурения, соизмеримый с длиной КНБК, кривизна формируемого ствола будет близка к расчетному значению. При этом стыковочный интервал между соседними участками профиля будет представлять собой плавную кривую линию, кривизна которой по концам равна кривизне сопрягаемых интервалов проектного профиля. Поскольку предполагалось, что длина такого стыковочного интервала незначительна в сравнении с длиной соседних интервалов профиля, то при проектировании профиля его не учитывают.

Рассмотрим процесс формирования ствола скважины искривляющей КНБК на основе ГВЗД с одним центратором диаметром 214 мм и долотом диаметром 215.9 мм из прямолинейного начального интервала [2]. Центратор в данной КНБК установлен на расстоянии 2.5 м от долота, что в соответствии с расчётом обеспечивает интенсивность увеличения зенитного угла 7°/100м. (рис. 3)

В прямолинейном стволе скважины отклоняющая сила на долоте искривляющей КНБК равна 4.7 кН и направлена в сторону увеличения зенитного угла. Под действием отклоняющей силы долото будет фрезеровать стенку ствола скважины до получения радиуса кривизны ствола 330 м. В этом положении направляющая секция находится в искривленном стволе скважины, а остальная часть КНБК расположена в прямолинейном стволе.

После бурения очередного интервала, равного длине направляющей секции КНБК, центратор будет находиться уже в конце предыдущего интервала искривления, а точка опоры УБТ на стенку скважины – в прямолинейном стволе. Как следует из схемы, такое взаимное положение центратора и точки опоры УБТ равнозначно увеличению диаметра центратора на 9.5 мм. Это приведет к увеличению расстояния от центратора до точки опоры УБТ на стенку

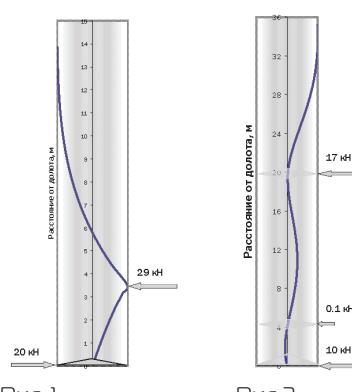


Рис.1.

Рис.2.

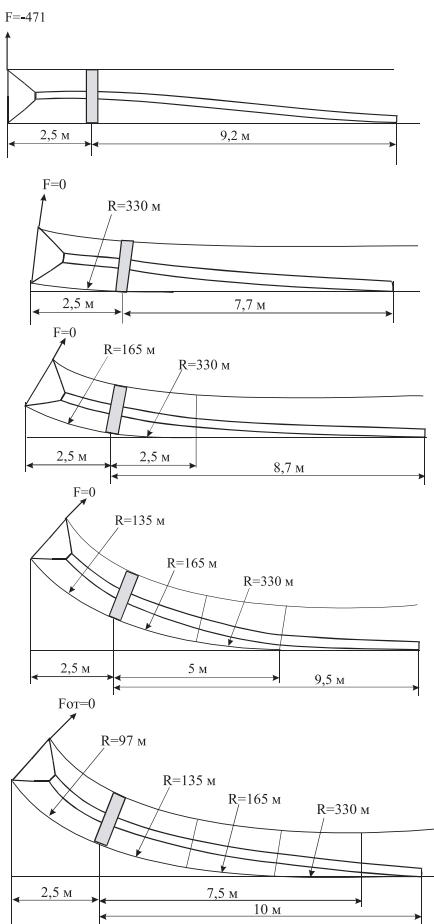


Рис.3. Схема искривления ствола скважины КНБК из прямолинейного интервала

скважины и, соответственно, к увеличению отклоняющей силы на долоте. При этом радиус кривизны ствола вновь пробуренного интервала будет меньше радиуса кривизны предыдущего интервала.

В результате бурения следующего интервала бурения центратор окажется еще выше точки опоры УБТ на стенку скважины, что еще больше увеличит мнимый диаметр центратора и, соответственно, отклоняющую силу на долоте и радиус кривизны ствола скважины уменьшится.

В рассматриваемом примере скважина будет искривляться с нарастающей кривизной до тех пор, пока УБТ не коснется верхней стенки ствола скважины. При этом отклоняющая сила изменит свое направление и будет направлена в сторону уменьшения зенитного угла, а кривизна ствола скважины будет уменьшаться. При некоторой кривизне ствола скважины УБТ оторвется от верхней стенки ствола скважины и КНБК опять будет иметь возможность искривлять ствол скважины в направлении увеличения зенитного угла, что приведет к повторению описанного выше цикла. Таким образом, как следует из рассмотренного примера, первичное локальное искривление скважины

является основной причиной формирования извилистой траектории при дальнейшем углублении скважины. При этом траектория бурения в рассматриваемом примере будет формироваться в виде восходящих и нисходящих дуг, что не соответствует проектному профилю.

Практическое подтверждение рассмотренного механизма формирования ствола в при смене КНБК было получено автором в процессе проводки специальной скважины № 101 на месторождении Тенгиз [3].

Для проводки роторным способом прямолинейного интервала указанной наклонной скважины была использована КНБК в составе: долото S115/8», калибратор диаметром 295.3 мм, УБТ-203 длиной 2.5 м, центратор диаметром 295 мм, УБТ-203 длиной 14 м, центратор диаметром 290 мм, УБТ-203.

Стартовый интервал, в котором располагалась стабилизирующая КНБК, пробурен турбобуром с искривленным переводником со средней интенсивностью увеличения зенитного угла 7°/100м.

С целью получения достоверных данных о характере искривления ствола скважины в интервале применения КНБК после окончания долбления проводились многократные измерения зенитного угла и азимута с помощью двух инклинометров ИН1-721 и инклинометров типа КИТ. Измерения инклинометром ИН1-721 проводили в непрерывном и точечном режимах с минимальным интервалом между точками измерения 5 метров. Всего в интервале 1250-1445 м было сделано два рейса инклинометра типа КИТ, 4 рейса инклинометра ИН1-721.

Результаты статистического анализа измерений представлены в виде графика зависимости среднего значения зенитного угла от длины ствола (рис. 4). Доверительный интервал измерений зенитного угла не превышает

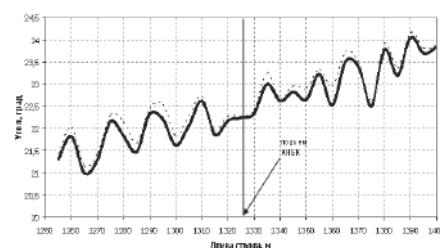


Рис. 4. Зависимость среднего значения зенитного угла от длины ствола, пробуренного стабилизирующей КНБК в составе: долото S115/8», калибратор диаметром 295.3 мм, УБТ-203 длиной 2.5 м, центратор диаметром 295 мм, УБТ-203 длиной 14 м, центратор диаметром 290 мм, УБТ-203.

погрешность измерения инклинометра ИН1-721 по зенитному углу на всем интервале измерений.

Расчеты на основе измеренных значений зенитного угла от длины ствола показывают, что ствол скважины в интервале (1250-1400 м) бурения стабилизирующей КНБК осложнен ритмическими локальными искривлениями с длиной волн 15-20 м и амплитудой 0.2-0.3 м относительно средней оси.

Выводы:

- При бурении из интервала ствола, кривизна которого существенно отличается от расчетного значения для используемой КНБК, формируется резко искривленный интервал, который является основной причиной извилистой траектории бурения.
- В целях снижения интенсивности искривления скважины в интервале сопряжения участков профиля и смены КНБК могут быть использованы следующие технико-технологические решения:

– применение гибкого звена для снижения жесткости КНБК, что позволит уменьшить величину отклоняющей силы на долоте в момент бурения из стартового интервала ствола и снизить интенсивность локального искривления ствола скважины;

– формировать стартовый интервал ствола, кривизна которого близка проектной интенсивности искривления используемой КНБК.

Литература

- Барский И.Л. «О новых подходах к математическому обеспечению проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин», журнал «Технологии ТЭК», июнь, 2005 Г., с.
- Козлов А.В. «Разработка технологии управления траекторией горизонтального ствола при строительстве скважин в акватории Чёрного моря», автореферат на соискание учёной степени кандидата технических наук, МГГА, 2001, с. 14-16.
- Повалихин А.С. «Разработка метода проектирования отклонителей и компоновок низа бурильной колонны для наклонного и горизонтального бурения», диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук, МГГА, 1998 г., с. 183-185.



Развитие бурового дела (продолжение)

Калинин А.Г., д.т.н., профессор
(ООО «Интеллект Дрilling Сервисиз»)

1944-1950 гг. В НИГРИзолото (Я.А.Романцов, А.М.Зархин) и ВИМС (Л.М.Шамовский) разработана конструкция мелкоалмазных коронок и технология их изготовления. Опытные образцы при испытаниях показали преимущество по производительности перед коронками, армированными крупными алмазами. Однако в производственных условиях себестоимость бурения этими коронками была выше, чем при дробовом способе из-за недостаточной частоты вращения (240 об/мин) на имеющихся станках типа КАМ. Кроме того, работы осложнялись необходимостью приобретения алмазов за рубежом.

1945 г. В Московском геологоразведочном институте начата подготовка горных инженеров по новой специальности – «техника разведочного дела», позднее – «техника разведки». Инициаторами и основоположниками этой специальности являются профессора Н.И.Куличихин, В.М.Крейтер, Б.И.Воздвиженский, доцент С.А.Волков. Первым заведующим кафедрой техники разведки стал профессор Н.И. Куличихин, его заместителем – Б.И.Воздвиженский. В 1951 г. кафедра разделилась на две кафедры: разведочного бурения и горного дела. Заведующим кафедрой разведочного бурения был назначен Б.И.Воздвиженский (до 1962 г.). В дальнейшем кафедру возглавляли профессора В.С.Владиславлев, Д.Н.Башкатов, А.Г.Калинин, в настоящее время – Н.В.Соловьев.

1945 г. В СССР выпущен буровой станок ГП-1 с дифференциальной винтовой подачей для подземного бурения

вращательным способом, разработанный И.И.Воробьевым под руководством Б.И. Воздвиженского.

1945-1946 гг. Начат выпуск модернизированных станков КА-2М-300 (частота вращения шпинделя 140 об/мин) и КАМ-500 (72, 120 и 200 об/мин), которые широко использовались до середины 50-х годов.

1946 г. Комитет по делам геологии при СНК СССР преобразован в Министерство геологии СССР. Развитие бурения стало одним из основных направлений в деятельности Технического совета и его секции техники разведки и технического перевооружения. В работе секции участвовали ведущие ученые и специалисты научно-исследовательских и производственных организаций страны. Председателями секции были Б.И.Воздвиженский (1947-1950), С.А.Волков (1950-1956). Позднее (1956) Технический совет был преобразован в Техническое управление, объединяющее предприятия по разработке и производству новой техники, и созданы экспертно-координационные советы по приоритетным направлениям технического прогресса в бурении. Техническое управление в разное время возглавляли Ю.Д.Бугаков, Е.А.Козловский, В.Ф.Рогов, С.И.Голиков.

1946 г. Н.Г.Гамовым предложена конструкция гидроударника с золотниковым устройством.

1946-1947 гг. Под руководством С.Н.Соколова заводом им. В.В.Воровского разработаны многоскоростные буровые станки ЗИВ-75 и ЗИВ-150 с дифференциальной рычажно-винтовой подачей инструмента и выпущена опытная серия. Станок ЗИВ-150 выпускался до 1978 г. в составе самоходной буровой установки СБУД-150-ЗИВ.

1947 г. Проведены испытания гидроударников конструкции А.К.Кузнецова, Н.Г.Гамова и др., которые подтвердили перспективность ударно-вращательного бурения.

1948 г. В Татарии с помощью буровых работ открыто знаменитое Ромашкинское месторождение нефти.

1948 г. В Ленинградском горном институте Ф.А.Шамшев организует новую кафедру – техники разведки и руководит ею до 1976 г. К работе на кафедре в качестве преподавателей привлечены опытные производственники – А.С.Денисов, Н.П.Кнюпфер, Н.И.Николаев, М.В.Романов, С.Н.Тараканов, в 1953 г. – молодые специалисты первого выпуска О.С.Головин, А.М.Яковлев, позднее А.Ф.Мершалов, Б.Б.Кудряшов, Ю.М.Парийский, Н.Д.Михайлова, И.Г.Шелковников и др.

1948 г. 22.05.1948 г. на основании распоряжения № 6235 Совета Министров СССР и приказа № 240 от 24.05.1948 Министерства нефтяной промышленности Восточных районов с целью производства буровых долот был образован Государственный союзный Куйбышевский машиностроительный завод (с 1994 г. – ОАО «Волгабурмаш»). В 1958 г. на заводе работает специальное конструкторское бюро по долотам.

Руководителями – ОАО «Волгабурмаш» в разные годы были: Марцевич Михаил Михайлович (1948 – 1950 г.); Штырлин Филипп Васильевич (1950 г.); Григорьев Вячеслав Валерьевич (1950 – 1954 г.); Юдин Павел Иванович (1955 г. – 1961 г.); Терентьев Борис Андреевич (1961-1967 г.); Сопин Петр Иванович (1967 -1994 г.), Писарев Геннадий Александрович (1994 – 1996 г.), Неупокоев Владимир Геннадьевич

(1996–2006 гг.), Жуньков Валерий Анатольевич (с 2006 г.).

Непосредственные разработчики и руководители работ по созданию новых конструкций долот и технологии их изготовления: Богомолов Родион Михайлович, Крылов Сергей Михайлович, Суслников Александр Васильевич, Мокроусов Вячеслав Петрович.

1948 г. Начало внедрения бурильных труб геологоразведочного сортамента с муфтовозамковым соединением, разработанных специалистами Мингео СССР А.Д.Егоровым и Л.Я.Вейцелем.

1948–1950 гг. В Донбассе широко применяется колонковое бурение глубоких скважин; в начале 50-х годов была достигнута глубина 1600–2000 м. В неустойчивых породах начали применять глинистые растворы, заимствованные из практики нефтяного бурения. После этого качественные промывочные жидкости стали применять и на других месторождениях.

1948–1949 гг. Заводом им. Фрунзе (сейчас «Алтайгеомаш») был начат серийный выпуск буровых станков ЗИФ-300, ЗИФ-650 и ЗИФ-1200 с гидравлической подачей в комплекте с двухцилиндровым поршневым насосом ЗИФ-200/40, которые получили широкое распространение при бурении в нашей стране и за рубежом и в модернизированном виде (СКТО-65 и СКТО-75) используются до сих пор.

1949 г. По инициативе Н.К.Байбакова при Министерстве нефтяной промышленности СССР создано СКБ-2 для совершенствования бурового керноотборного инструмента. Под руководством Р.А.Иоанесяна и М.Т.Гусмана были созданы турбодолота с полым валом для отбора керна, которые в 1953–1955 гг. получили широкое распространение в отечественной практике, вытеснив роторные керноотборные компоновки.

1949 г. В г. Усть-Каменогорске (Казахстан) было организовано первое в стране специальное подразделение в структуре производственной организации «Алтайцветметразведка», выполняющей большие объёмы буровых работ, создана физико-техническая лаборатория (С.А.Павлюченко, А.С.Пеньков и др.) под руководством инженера Н.А.Грибского. Разработки лаборатории получили распространение в производственных организациях страны. Позднее (1953–1955) в г. Балее в структуре «Забайкальцветметразведка» под руководством Л.И.Петракова было создано подобное подразделение (В.К.Шкурыгин, А.Ф.Моржин и др.) с опытно-экспериментальной буровой, которое успешно занималось разработкой первых передвижных буровых зданий, технических средств искусственного искривления, перебуриванием интервалов скважин для повторного опробования, алмазным бурением скважин крупноал-

мазными коронками диаметром 112 мм местного изготовления и другими проблемами в технологии бурения.

1949 г. Применение двустольного параллельного бурения на морском месторождении Изберг (Дагестан).

1949 г. Р.А.Иоанесяном, М.Т.Гусманом впервые предложен и разработан реактивно-турбинный способ бурения скважин большого диаметра (394–2600 мм и более).

1949 г. Появление шарошечных долот с твердосплавными вставками.

1949 г. Издана книга «Разведочное бурение» Б.И.Воздвиженского, Н.И.Куличихина – основоположников общей теории разведочного бурения. Она является учебным пособием для многих поколений буровиков, оказала существенное влияние на все последующие теоретические разработки в области разведочного бурения.

1949 г. К.Г.Володченко разработана первая классификация горных пород по сложности взятия керна, которая в качестве нормативной была утверждена Мингео СССР.

1950 г. Инженеры Э.И.Тагиев, С.Л.Залкин, М.А.Гейман и другие разработали технику бурения двустольных и многосткольных скважин, что значительно уменьшило объём строительно-монтажных работ и сокращало затраты времени на спуск и подъём бурильного инструмента.

1950 г. ЦКБ совместно с ВИМ-Сом были созданы (К.П.Бандурко, М.И.Койфман) и широко распространены самозатачивающиеся твёрдосплавные коронки с тонкоштыревыми и тонкопластинчатыми резцами, которые быстро вытеснили дробовое бурение в породах средних категорий, превосходя его по скорости в 4–6 раз. В 1958 г. бригадой Б.М.Куликова в Норильской ГРЭ при бурении пород У1–У111 категорий по буризости самозатачивающимися штыревыми коронками БТ-45 была достигнута техническая скорость бурения до 1200 м/станко-мес., что в 3 раза превышало показатели при использовании других твердосплавных коронок.

1950 г. Начало производства первой специализированной буровой установки БС-3А для шнекового бурения, созданием которой занимались В.К.Русаков и Б.Г.Ромашкин.

1950 г. Годовой объём бурения скважин в СССР на твёрдые полезные ископаемые составил 7402 тыс. м, скорость бурения достигла 138 м/станко-мес.

1951 г. В СССР впервые в мире осуществлено бурение наклонных скважин с использованием электробура на трубах.

1953 г. 28 февраля основе Отдела технологии многосткольного бурения и конструкторских лабораторий института Гипронефтемаш в соответствии с По-

становлением Совета Министров СССР «О расширении научно-исследовательских работ в области бурения нефтяных и газовых скважин и создания высокопроизводительных долот для бурения» был организован институт буровых технологий ВНИИБурнефть (с 1957 года ВНИИБТ, а с 2002 года – НПО «Буровая техника»).

Руководителями института в разные годы были: Поронджанов Д.Г., Иоаннесян Р.А., Луценко Н.А., Тагиев Э.И., Асан Нури А.А., Палий П.А., Вадецкий Ю.В., Ильясов Е.П., Апанович Ю.Г., Мнацаканов А.В., Мессер А.Г., Андряшин В.П., Оганов Г.С. – по настоящее время.

Важнейшими научными направлениями в институте руководили известные учёные: Баршай Г.С., Буллах Г.И., Гайворонский А.А., Григорян А.М., Гусман М.Т., Васильев Ю.С., Калинин А.Г., Кистер Э.Г., Липкес М.И., Миттельман Б.И., Мокшин А.С., Любимов Г.А., Тимофеев Н.С., Щербюк Н.Д..

1953 гг. Под руководством инженера А.М.Григоряна успешно пробурена первая многостольная горизонтальная скважина на Карташевском нефтяном месторождении. Скважина имела 10 наклонных и горизонтальных стволов. При глубине по вертикалам 600 м общая длина стволов составила 1993 м, из которых 1768 м расположены в продуктивном пласте. Дебит скважины по нефти составил 120 т/сут при среднем дебите вертикальных скважин на месторождении 7 т/сут. Удорожание работ в 1,5 раза и снижение скорости бурения в 1,2 раза из-за дополнительных работ на направленное бурение компенсировались 17-кратным увеличением дебита скважин.

1952–1957 гг. Проводятся интенсивные работы по механизации спуско-подъёмных операций при геологоразведочном бурении. Специалистами СКБ (Ю.А.Доронин, А.Д.Дьяков) и ряда производственных организаций (Д.И.Кадочников, Г.П.Шилов, М.Е.Снитковский и др.) разработаны различные конструкции полуавтоматических элеваторов, наголовников, свечеукладчиков, подсвечников, труборазворотов и др., организовано мелкосерийное производство наиболее перспективных образцов и их широкое испытание в ряде производственных организаций.

1953 г. В Западной Сибири (в Березове) из буровой скважины ударили первый газовый фонтан. Позднее здесь были открыты Самотлорское нефтяное, Медвежье, Уренгойское и Ярюнгское газовые месторождения.

1953 г. Начало серийного производства гидромониторных долот.

1954 г. Издана книга «Буровая механика» Б.И.Воздвиженского, М.Г.Васильева, в которой впервые в систематизированном виде изложены многие вопросы, возникающие при стати-

ческих, кинематических и динамических расчётах в бурении.

1955 г. Приказом Министра геологии и охраны недр в Ленинграде от 14 июля и при активном участии проф. Ф.А.Шамшева создан Всесоюзный научно-исследовательский институт методики и техники разведки (ВИТР), основу научного коллектива которого, составили горные инженеры по технике разведки - выпускники первого, второго и последующих выпусков Ленинградского горного института. Первым директором ВИТРа стал Г.К.Волосюк.

1955 г. На Урале по предложению Б.Д.Дурнова и С.Г.Заводчикова впервые в отечественной практике при разведке россыпных месторождений применено вращательное колонковое бурение вместо ударно-канатного. Бурение производилось без промывки и с призабойной циркуляцией промывочной жидкости (безнасосное бурение) с применением станков КАМ-500.

1956 г. Начало производства буровой установки УГБ-50 для шнекового и ударного бурения скважин на воду, разработанной с участием С.Н.Соколова, В.К.Русакова и Б.Г.Ромашкина.

1956 г. Б.Ф.Сафоновым предложен снаряд для искусственного искривления, отличающийся подпружиненным выдвижным ползуном. Этот снаряд в дальнейшем послужил прототипом ряда новых оригинальных отечественных отклонителей непрерывного действия.

1956 г. Начало широкого использования методов направленного бурения скважин при разведке твёрдых полезных ископаемых в Казахстане с использованием клиновых отклонителей и ориентаторов М.И.Казанцева, Н.А.Грибского, С.А.Павлюченко, А.С.Пенькова. За период 1956-1964 гг. пробурено 109 многоствольных скважин.

1957 г. Начало разработки гидроударных машин геологоразведочного сортимента специалистами СКБ Мингео ССР (Л.Э.Граф, А.Т.Киселёв, Д.И.Коган, Ю.А.Меламед и др.). Были созданы работоспособные гидроударники, специальный породоразрушающий и вспомогательный инструмент для бурения скважин малого диаметра, организовано их серийное производство, и в короткие сроки вращательно-гидроударное бурение получило широкое распространение в производственных организациях.

1957 г. В Ленинградском горном институте начаты первые исследования по бурению с продувкой. Были разработаны способы и средства охлаждения. Внедрение продувки воздухом скважин проводилось под руководством Б.С.Филатова, Н.С.Макурина, Б.Б.Кудряшова, А.И.Кирсанова, В.К.Чистякова, В.И.Коваленко и др.

1957 г. Под редакцией проф. Б.И.Воздвиженского издан учебник «Разведочное колонковое бурение» (ав-

торы: Б.И.Воздвиженский, С.А.Волков, Б.С.Филатов, Н.И.Любимов, И.А.Трусов).

1958 г. Издана книга «Разрушение горных пород при бурении скважин» – фундаментальная работа проф. МГРИ В.С.Владиславлева, одного из крупных исследователей в области теории бурения.

1958 г. Заводом «Баррикады» начат выпуск буровых установок для бурения скважин на глубину до 2500 м (БУ-75 БрД и БУ-75 БрЭ-1).

1958 г. На Камчатке (СССР) начато использование буровых скважин для целей гидротермальной энергетики. В Паужетке пробурена первая скважина, фонтанирующая пароводяной смесью с температурой около 200°C. Несколько таких скважин обеспечили паром и водой гидротермальную Паужетскую ГеоТЭС.

1958 г. В СССР начато применение алмазных буровых коронок, изготовленных с использованием якутских алмазов. В ВИТРе первоначально под руководством Ф.А.Шамшева была создана лаборатория алмазного бурения и проведены обширные исследования (М.И.Исаев, М.В.Дроздков, Н.И.Корнилов, В.А.Баюнчиков, А.Л.Николас и др.) по технологии изготовления отечественного алмазного инструмента.

1959 г. С.А.Волковым (МГРИ) предложена новая классификация пород и полезных ископаемых по отбору керна, в основу которой положены два фактора воздействия на керновую пробу: механическое (разрушение от вращения и вибрации снаряда, размывания промывочной жидкостью и т.п.) и химическое (изменение состава породы в результате растворимости). Классификация С.А.Волкова была утверждена в качестве нормативной для геологоразведочной отрасли.

1960 г. Л.В.Верещагиным и В.Н.Бакулем синтезирован эльбор – сверхтвёрдый материал, пригодный для армирования породоразрушающего инструмента.

1960 г. Начало фундаментальных исследований основных вопросов теории и практики направленного бурения разведочных скважин в Томском (С.С.Сулакшин) и Казахском (Е.Л.Лиманов) политехнических институтах, в ВИТРе (Ю.Т.Морозов), КазИМСе (И.Н.Страбыкин), ИМР (И.Е.Данильченко) и ЗабНИИ (Ю.С.Костин).

1960-1961 гг. Специалистами ВНИИБТ Ю.С.Васильевым, А.С.Бронзовым и М.С.Онищенко разработан турбинный отклонитель, обеспечивающий асимметричное разрушение забоя скважины.

1961 г. Группой авторов под общей редакцией проф. Н.И.Шацова издан учебник «Бурение нефтяных и газовых скважин».

1962 г. 18 марта из напорной скв. 1 (около с. Марково) получен, первый в Восточной Сибири, фонтан нефти.

1964 г. На Марковском нефтяном месторождении заложена первая наклонная в Восточной Сибири скважина № 5-Р, которая под руководством А.Г.Калинина была успешно пробурена с отклонением ствола от вертикали, равным 700 м.

1964 г. На территории Коми при разведке бурением открыто Вуктыльское газовое месторождение.

1965 г. С участием сотрудников ВНИИБТ построена первая экспериментальная наклонно направленная скважина № 501 на месторождении Усть-Балык в Западной Сибири, при бурении которой были отработаны основные технико-технологические решения для строительства скважин кустовых способом.

1965 г. Впервые в Восточной Сибири под руководством А.М.Григоряна на Марковском месторождении с использованием отечественного оборудования пробурена горизонтальная скважина № 34 с отклонением, равным 632 м, и с дополнительным вторым стволом при вертикальной глубине 2250 м.

1965 г. Н.Н.Суманеев, М.И.Плеханов, Б.В.Калинин, В.Н.Глаголев (Тульское отделение ЦНИГРИ, сейчас ТулНИГП) разработали одинарный (ОЭС) и двойной (ДЭА) эжекторные колонковые снаряды в комплексе с алмазными коронками типа 16И4 и ДЭА для обеспечения отбора кондиционного керна при алмазном бурении трещиноватых пород. Научно обоснованные параметры эжекторного устройства, высокого изобретательского уровня технические решения, большой объём экспериментальных исследований в различных горно-геологических условиях позволили создать первые (1970 г.) промышленные образцы снарядов малого диаметра, которые в дальнейшем получили широкое распространение в производственных организациях страны.

1966 г. М.Т.Гусман, С.С.Никомаров, Ю.В.Захаров и др. (ВНИИБТ) предложили новый забойный буровой двигатель, рабочие органы которого выполнены на базе многозаходного героторного механизма. Предложенная схема послужила основой разработанных в 1967-1976 гг. гидравлических винтовых двигателей типа Д диаметром 85, 172, 195, 127 и 54 мм для нефтяного бурения.

1966 г. Издана книга основоположника и организатора сибирской школы направленного бурения геологоразведочных скважин проф. С.С.Сулакшина «Закономерности искривления и направленное бурение геологоразведочных скважин».

1966 г. Специалисты Донбасса Э.Я.Кипко, Г.Т.Николаенко и Ф.К.Бондаренко предложили и успешно внедрили способ изоляции горной выработки при пересечении её скважиной, заключающийся в установке потайной обсадной колонны труб и напорном тампонировании глиноцементной смесью с разбухающими наполнителями.

Уважаемые коллеги!

Если вы обладаете актуальным материалом, представляющим интерес для аудитории журнала – приглашаем вас стать нашим автором!

Для ускорения публикации ваших статей просим принять к сведению:

1. Редакция принимает к рассмотрению материалы в электронном виде.

Прислать статью (рекламу и другие материалы) можно по электронной почте:
povalihin@ids-corp.ru

2. Требования к материалам:

- Текстовый материал - в формате Word.
- Формулы - в программе Microsoft Equation 3.0., встроенные в документ.
- Таблицы и графики - в формате Excel.
- Иллюстрации, рисунки, фотографии - в виде исходных файлов, разрешением не менее 300 пикселей на дюйм.
- Названия файлов должны соответствовать их позициям в тексте (например: "tabl1.xls", "risunok2.jpg", "foto3.tiff").

3. И, пожалуйста, не забывайте предоставлять сведения о себе:

- Фамилию, имя, отчество (ФИО) - полностью,
- Место работы и должность,
- Контактные телефоны (служебный и домашний),
- Адрес электронной почты для переписки,
- Адрес для рассылки авторских экземпляров журнала,
- Фотографию.

4. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная.

С уважением,

Научный редактор А.С.Повалихин

Наиболее полная картина отраслевых технологий

Инженер-нефтяник
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



С 2007 года издаётся отраслевой научно-технический журнал «Инженер-нефтяник»

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

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

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

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

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



ПОСВЯЩАЕТСЯ

55-летию первой в мире многозабойной горизонтальной скважины Карташёвского месторождения
и 95-летию пионера горизонтального бурения А.М. Григоряна



13-14 ноября 2008 г.

V Международный семинар «Горизонтальные скважины»

В семинаре предполагается участие руководителей и ведущих специалистов ОАО «Газпром», ОАО «РИТЭК», ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпромгеофизика», ОАО «Зарубежнефть», ООО «ВНИИГаз», ОАО «ВНИИнефть», научно-исследовательских институтов, вузов и других предприятий нефтегазового комплекса России, а также ведущих зарубежных компаний Baker Hughes, Schlumberger, M-I SWACO.

Проводимый РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина Международный семинар «Горизонтальные скважины» стал форумом обмена опытом научно-технических и производственных достижений мировой нефтегазовой отрасли в разработке месторождений углеводородов горизонтальными и многозабойными скважинами, интеллектуальными системами заканчивания и скважинами сложной пространственной архитектуры. Международный семинар «Горизонтальные скважины» проводится с 1993 г.

Программа семинара предусматривает работу по направлениям:

- ↳ **Бурение скважин**
- ↳ **Разработка нефтяных и газовых месторождений**

Тезисы докладов будут опубликованы к началу работы семинара.

Семинар проводится в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

По вопросам участия в юбилейном V международном семинаре «Горизонтальные скважины» обращаться к секретарю Оргкомитета **Гришину Дмитрию Вячеславовичу** по телефону: +7 (499) 135-83-96 (ежедневно с 14 до 16 часов).

Заявки на участие в семинаре с указанием реквизитов для оформления финансовых документов принимаются **до 1 октября 2008 г.** Размер оргвзноса 1000 руб.

АДРЕС ОРГКОМИТЕТА СЕМИНАРА:

119991, Москва, В-296, Ленинский пр-т., 63/2, офис 2916, 2908

Научно-исследовательский институт буровых технологий

Телефоны: +7 (499) 135-83-96, +7 (495) 930-90-30 **факс:** +7 (499) 135-83-96

E-mail: conference@gasoilcenter.ru

Интернет-сайт: www.conference.gasoilcenter.ru