

Инженер-нефтяник

№4'2010

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Бурение в донных отложениях озера Байкал

Предупреждение пескопроявления - технические решения

Оценка эффективности строительства скважин

Улучшение условий работы долота

Расширяющиеся тампонажные составы

Стендовые испытания вышек подъёмных установок



**Интегрированный
буровой сервис**



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

INTELLECT DRILLING SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

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

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№ 4 2010 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

5

Цели и задачи бурения с отбором керна в донных отложениях озера Байкал: буровое оборудование Кочуков В.В., Хахаев Б.Н.

Технико-технологические рекомендации по предупреждению пескопроявления и нарушения обсадных колонн Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Исламов Р.Ф., Момаев З.Х., Еганьянц Р.Т.

Жизненный цикл эксплуатационной скважины
Балаба В.И.

Сравнительная оценка эффективности технологий строительства нефтяных и газовых скважин по конечным результатам работы Ребрик Б.М., Куликов В.В.

Разработка научного метода объективной оценки динамических процессов разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия класса PDC Борисов К.И.

Улучшение условий работы шарошечного долота за счет применения пульсирующей промывки Тунгусов С.А., Тунгусов А.А.

Полимерная смазка в открытой опоре шарошечного долота
Щелчкова И.Н., Синев С.В.

Аналитические зависимости интенсивностей искривления скважин от различных сочетаний длин плеч отклоняющей КНБК Морозов Ю.Т., Зарипов Р.Р.

Опыт применения метода акустической эмиссии при проведении стендовых испытаний вышек подъемных установок Быков И.Ю., Смирнов А.А., Ляпин М.Н., Зайцев А.П.

Предварительные результаты исследований по созданию расширяющихся тампонажных составов для цементирования обсадных колонн в условиях поглощения цементного раствора Николаев Н.И., Мелехин А.А., Сторчак А.В.

Работа цементного кольца крепи скважины и причины трещинообразования в цементном камне Беляев К.В., Орешкин Д.В.

К методике определения объема потерь металла при сплошной коррозии
Быков И.Ю., Чупров И.Ф., Селиванов Д.Г.

О требованиях к программному обеспечению перевода технической документации
Орлов Н.А., Черниченко В.В.

Аннотации статей

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

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

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Новосёлов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета

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

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

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н.

Кочуков Вячеслав Васильевич – к.т.н., генеральный директор ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

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

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

Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экспертный совет журнала:

Ангелопуло Олег Константинович – д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Бородавкин Пётр Петрович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор, зав. кафедрой машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

Дёмин Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Рогачёв Михаил Константинович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета)

Сазонов Алексей Алексеевич – к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Фортунова Наталья Константиновна – д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адрес электронной почты: rovalihin@ids-corp.ru

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

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» – 35836

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

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

Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

Цели и задачи бурения с отбором керна в донных отложениях озера Байкал: буровое оборудование

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

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

Глобальные изменения природной среды и климата являются предметом интенсивного и тщательного исследования ряда международных и национальных программ последнего десятилетия. Реконструкция палеоклимата может выявить закономерности, позволяющие прогнозировать климатические изменения на ближайшее время и на отдалённое будущее.

Одним из ключевых регионов для палеоклиматических реконструкций кайнозойского времени является внутриконтинентальная область Центральной Азии и, в частности, Байкальский регион. Главным объектом исследования этого региона является озеро Байкал, осадки которого представляют исключительно благоприятную возможность для изучения палеоклимата и геологических эволюций в пределах указанного района. Озеро Байкал содержит непрерывный разрез осадочных отложений возрастом более 30 млн. лет, представляющих собой своеобразную летопись климатических и геодинамических событий как Байкальской рифтовой зоны (БРЗ), так и всей центральной части Азиатского континента.

Исследование последних десятилетий позволили подтвердить гипотезу ученых о том, что Байкал является зарождающим океаном. Это подтверждается тем, что берега озера расходятся со скоростью до 2 см в год, подобно тому, как расходятся континенты Африки и Южной Америки. Тектонические движения, вызвавшие образование Байкала, продолжаются и в наше время, о чем свидетельствует повышенная сейсмическая активность всего региона, где землетрясения достигают 10-11 баллов. В 1862 г. при землетрясении в 10–10,5 баллов, образовался залив Провал площадью 200 км², в дельте реки Селенга. При этом произошло практически внезапно опускание суши вместе с поселениями с образованием залива глубиной 5-6 м. В 1959 г. в средней котловине озера наблюдалось землетрясение в 9 баллов, в результате которого дно озера опустилось на 15-20 м. Ежегодно в районе озера регистрируются около 2 тысяч более слабых землетрясений.

В 1989 году АН СССР приняла комплексную программу научных исследований "Глубоководная экология, палеолимнология и геодинамика Байкала". В рамках этой программы получил, в дальнейшем, развитие международный проект "Байкал-бурение", одной из задач которого было бурение в зимний период со льда для получения полного разреза осадочной толщи и изучения свойств осадков путем непрерывного отбора керна.

В том же 1989 г, по инициативе Д.Вильяса, в Университете Южная Каролина (США) было проведено рабочее со-

вещание о возможностях реализации программы с участием М.И. Кузьмина, Л.П. Зоненшайна, М.А. Грачева, Н.А. Логачева (АН Россия), Б.Н. Хахаева (ФГУП НПЦ "Недра"), Д. Вильяма (Университет Южная Каролина, США.), П. Херна (геологическая служба США) и др. В марте 1991 г. международной рабочей группой проекта (Н.Л. Добрецов, Л.П. Зоненшайн, М.А. Грачев, М.И. Кузьмин, Б.Н. Хахаев, Д. Вильямс, П. Херн, и др.) было принято решение о реализации научного бурения донных отложений озера со сплошным отбором кондиционного керна с сохраненной структурой и выносом кернового материала не менее 85%. Места расположения скважин и их проектные глубины были определены на базе исследовательских работ, проведенных ранее. (Д.Р. Хатчисон, А.Ю. Гольмшток, Л.П. Зоненшайн, Т.К. Мур, К.А. Шольц, К.Д. Клитгорд, М.И. Кузьмин, В.А. Фиалков, Н.А. Логачев, Е.Б. Карабанов, А.А. Бухаров и др.). Они проводились по трём направлениям:

- многоканальное сейсмическое зондирование, которое позволило охарактеризовать структуру и строение осадочной толщи;

- геологическое наблюдение с помощью подводных обитаемых аппаратов "Пайсис";

- исследование верхнего слоя осадков, в основном до 10 м, с помощью инерционных пробоотборников Кулинберга и дночерпателей, что позволило определить на первоначальной стадии скорость осадконакопления и вещественный состав верхних осадков.

Первые скважины предполагалось бурить глубиной до 100 м при глубине воды до 800 м, а в последующем - до 300 м и 1500...2000 м.

Реализацию буровой части проекта приняло на себя Федеральное государственное унитарное предприятие "Научно-производственный центр по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр земли" (ФГУП НПЦ "Недра") Министерства природных ресурсов РФ.

В подготовительный период рассматривались различные способы реализации проекта. Обсуждались варианты бурения: с берега, с чистой воды (летом) и со льда (зимой). Первые два варианта были вскоре отвергнуты потому, что требовали затрат, несоизмеримых с фактическим финансированием программы. Был признан экономически целесообразным вариант бурения со льда в период стабильного ледостава.

В течение 1991-1992 г.г. для бурения 100-300-метровых скважин группой ученых и сотрудников ФГУП НПЦ "Недра" (зам. генерального директора по науке - Л.А. Певзнер, начальник НИО СГБ - А.Ф. Синдеев, нач. отдела - Ю.П. Калмыков,

зав. сектором - В.В. Кочуков, сотрудники - И.В. Горохов, А.А. Камкин, Д.В. Лыков, Ю.С. Семченков, Ю.А. Синдеев, С.А. Руссков) под руководством генерального директора Б.Н. Хахаева был разработан буровой комплекс "Байкал-Недра" на базе бурового станка УРБ-3М грузоподъемностью 150 кН. Комплекс был смонтирован на саях и состоял из четырех блоков: бурового, энергетического, блока приготовления технологических жидкостей и склада-накопителя бурового инструмента. Буровой станок снабжен силовым вертлюгом, позволяющим производить наращивание бурильной колонны, не приподнимая её, что способствовало ускорению работ и получению качественного керна. Кернаотборное устройство УКСБ-178/56-79 "Байкал-2" разработано учеными ФГУП НПЦ "Недра" (В.В. Кочуков, Д.В. Лыков) совместно с конструкторами ВНИИБТ (А.Г. Мессер, Д.В. Сурков). Комплекс был испытан при бурении скважины на озере Слюдянское. Основным результатом испытания явилось решение об отказе от саяного варианта и создании плавучего бурового комплекса, размещенного на барже водоизмещением 400 т. Таким образом, в 1992 году был создан плавучий буровой комплекс (ПБК), названный "Недра-Байкал-600", способный обеспечить бурение скважин глубиной до 300 м при глубине воды 300...800 м.

Первая научная глубоководная скважина BDP-93 (начальник экспедиции Ю.П. Калмыков, главный технолог В.В. Кочуков) с тремя стволами на озере Байкал пробурена с помощью данного ПБК зимой 1993 г. в акватории Бугульдейской перемычки. В зимнюю экспедицию 1996 года (начальник экспедиции Д.В. Лыков, главный технолог И.В. Горохов) с использованием того же бурового комплекса пробурена скважина BDP-96 с двумя стволами.

Практически одновременно с реализацией второго этапа Проекта проводились подготовительные работы и обсуждения программы выполнения третьего этапа. Так, в мае 1995 г. создается Международный руководящий комитет "Байкал-бурение" (председатель – член-корр. РАН, директор института "Геохимия" СО РАН - М.И. Кузьмин), а в ноябре 1995 г. участниками Международного совещания BDP в Новом Орлеане (США) (Д. Вильямс, Т. Каваи, М. Кузьмин, Б. Хахаев, П. Херн, А. Гольмшток, Д. Хатчинсон, В. Казмин, К. Клитгорд, Т. Моор, К. Шульц и др.) рассматривались вопросы бурения глубоководных скважин глубиной 1000 м. Местоположение первой тысячеметровой скважины было определено в южной акватории Северной котловины озера Байкал.

Для решения задач третьего этапа, учитывая ограниченную грузоподъемность комплекса "Недра-Байкал-600", в 1997 году большой группой ученых и сотрудников ФГУП НПЦ "Недра" (главный инженер - Е.Я. Оксенойд, зам. генерального директора - Л.А. Певзнер, зав. сектором - В.В. Кочуков, нач. экспедиции - В.И. Ромашов, ст. механик - В.И. Рыпаков, ст. геофизик - Н.А. Кудряшов, сотрудники - И.В. Горохов, Ю.А. Синдеев, О.Г. Бадалов, Е.И. Волкова, Л.Р. Максимова, П.Ф. Осипов) под руководством генерального директора Б.Н. Хахаева был создан новый плавучий буровой комплекс "Недра-Байкал-2000", базовым элементом которого являлась буровая установка СКБ-8 грузоподъемностью 500 кН. Энергонасыщенность и уровень автономности ПБК позволяли осуществить бурение глубоководных скважин при общей длине бурильной колонны 2000 м и обеспечить спуск водоотделяющей колонны на глубину до 1000 м (от уровня воды в озере). В этот же период совместной группой ученых ФГУП НПЦ "Недра" (Б.Н. Хахаев, В.В. Кочуков, И.В. Горохов) и ВНИИБТ (А.Г. Мессер, Д.В. Сурков) создается новое кернаотборное устройство КУСК 185/56-79 "Байкал-Глобал" для отбора керна в скважинах глубиной 1000

м и более. С использованием "Недра-Байкал-2000" были реализованы проекты бурения скважин: BDP-97 (нач. экспедиции - В.И. Ромашов, гл. технолог - Я.П. Станько), BDP-98 (нач. экспедиции - В.И. Ромашов, гл. технолог - В.В. Кочуков) и BDP-99 (нач. экспедиции - В.И. Ромашов, гл. инженер-технолог - В.В. Кочуков). Расположение скважин, пробуренных в процессе реализации проекта "Байкал-бурение", и их глубины показаны на обзорной схеме (рис. 1).

Геолого-геофизическое обеспечение буровых работ, обработку и интерпретацию геофизического материала осуществляли специалисты ФГУП НПЦ "Недра" (Н.А. Кудряшов, О.Г. Бадалов, О.А. Есипко, М.Л. Мячин) под руководством зам. генерального директора Л.А. Певзнера, института "Геохимия" СО РАН (А.Ф. Гелетий, Г.А. Калмычкова), лимнологического института СО РАН (О.М. Хлыстова, А. Федорова). Организационные работы и материально-техническое обеспечение экспедиций осуществляли сотрудники института Геохимии СО РАН (В. Антипин, Б. Томилов, А. Гвоздков, В. Гнилуша, В. Шибанов) под руководством зам. нач. экспедиции А.В. Горегляда. Самоотверженная работа моторизованного отряда ледовой разведки (В.Н. Вотяков), обеспечила безопасную и надежную автомобильную связь ПБК с береговыми базами. Высокий профессионализм экипажей судов обеспечения "Каптюг" (М.И. Казаков) и "Байкал" (А.Н. Битюцкий), осуществивших в разное время проводку ПБК в районы работ обеспечил успешность научного бурения в сложнейших условиях байкальского льда.

В 1998 году впервые при бурении скважины BDP-98 в районе Академического хребта был осуществлен спуск водоотделяющей колонны, выполняющей одновременно функцию

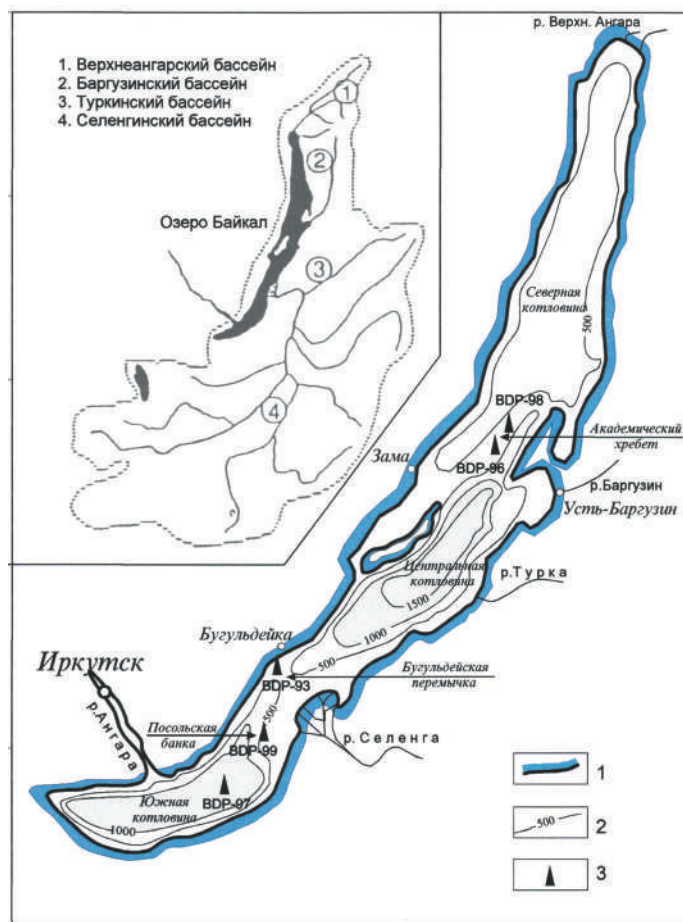


Рис. 1 Обзорная схема Байкальского бурового проекта

кондуктора, составленной из легкосплавных труб диаметром 240 мм и стальных труб диаметром 244,5 мм. Колонна длиной 517 м была спущена на глубину 190 м (от дна озера) и зацементирована. Водоотделяющая колонна применялась в 1999 году при бурении второго ствола скважины BDP-99.

Климатические особенности озера определяются географической широтой и положением вблизи центра Азиатского материка с присущей ему континентальностью. Температура воздуха над озером в основном определяется температурой водной поверхности. В течение года средняя температура меняется от -21°C зимой и до +15°C летом. Максимальная скорость ветра на озере отмечается в апреле, мае и ноябре, минимальная - в феврале и июле. Волнения на Байкале почти постоянны, наибольшая высота волны достигает 5,5 м и более. Озеро ежегодно полностью замерзает. Толщина льда в среднем составляет 1 м. Взлом льда начинается 25-30 апреля на юге, а в последнюю очередь очищается ото льда северная часть озера (9...14 июня). Колебание сроков взлома ледяного покрова достигает 30 дней.

Озеро состоит из трех впадин заполненных кайнозойскими осадками толщиной от сотен метров и до 7500 м в районе реки Селенги. Литологически комплекс горных пород в разрезе представлен в основном глинисто-песчанистыми разностями плотностью от 1250 до 1900 кг/м³ и более с переслаиванием грубообломочного материала (щебень, галька). Байкал – единственное в мире пресноводное озеро с чистой водой, насыщенной кислородом на всю глубину, что обеспечивает свободную жизнедеятельность организмов даже в нижних, придонных слоях водной среды. Помимо больших размеров, озеро уникально органическим миром, обеспечивающим постоянное функционирование присущей ему особой биогеоценотической системы, поддерживающей качество воды в озере.

Учитывая уникальность озера, буровые работы в акватории должны включать полный комплекс мероприятий, необходимых для предотвращения загрязнения воздушной и водной среды, а также сложившегося тысячелетиями характера развития Байкальского природного комплекса.

Буровой комплекс «Недра-Байкал-600 на санном основании

С целью реализации задач проекта “Байкал-бурение” НИО ФГУП НПЦ “Недра” (Ярославль, Россия) в 1992 г. был разработан буровой комплекс на базе буровой установки УРБ-3АЗ, которая переоборудована для бурения скважин применительно к условиям бурения на озере Байкал (табл. 1). Буровое оборудование установки состоит из 4-х блоков и смонтировано на санном основании (рис. 2).

Установка состоит из следующих основных блоков:

- бурового;
- силового;
- энергетического;
- блока приготовления промывочной жидкости (БППЖ);
- приемные мостки.

В буровой блок входят мачта, ротор, лебедка, верхний вращатель колонны труб и лебедка для подъема керноприёмников.

Таблица 1. Техническая характеристика буровой установки

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Величина
1	Количество блоков установки	шт.	4
2	Размеры блоков	м	6х3
3	Общий вес буровой установки	кН	300
4	Допускаемая нагрузка на крюке	кН	150
5	Условная глубина бурения с учетом водной толщи	м	900
6	Диаметр ствола скважины	мм	212,7
7	Оснастка талевой системы	-	2х3
8	Диаметр талевого каната	мм	19
9	Ротор – Р410	диаметр проходного отверстия	м
		частота вращения	с ⁻¹
		максимальный крутящий момент	кН·м
10	Привод лебедки, ротора, насоса	тип	ДВС
11	Потребляемая мощность силового привода	кВт	75
12	Мощность электропривода силового вертлюга	кВт	37
13	Максимальный крутящий момент силового вертлюга	Нм	7500
14	Максимальный свободный ход вертлюга	м	10
15	Буровой насос	тип	НБ-50
16	Производительность бурового насоса	л/с	5-11
17	Максимальное давление на выходе насоса	мПа	6,3
18	Мощность основного дизель-генератора	кВт	60

Мачта, с открытой передней гранью, поднимается и складывается с помощью собственной гидросистемы буровой установки и гидродомкратов двойного действия. На передней грани мачты жестко закреплены направляющие для перемещения верхнего вращателя. Ноги передней части мачты оснащены винтовыми домкратами для оперативной центровки вышки. Лебедка однобарабанного типа с натяжением каната – 50 кН. Верхний вращатель колонны труб (силовой вертлюг) смонтирован на специальной подвижной каретке, которая свободно перемещается по направляющим мачты. Привод имеет максимальный момент вращения – 5,5 кН·м, выполнен в двух вариантах:

- от гидродвигателя через гидросистему питания от автономной гидростанции;
- от электродвигателя мощностью 3,5 кВт.



Рис. 2 Общий вид бурового комплекса «Недра-Байкал-600»

Силовой блок включает: автономный дизельный двигатель А-41 мощностью 75 кВт для привода насоса, лебедки и ротора, а также буровой насос НБ-50. Энергетический блок состоит из генератора постоянного тока мощностью 66 кВт; дизель - генератора АД60С-Р мощностью 66 кВт; электродвигателя гидростанции мощностью 37 кВт; заправочной емкости для дизельного топлива. Блок приготовления промывочной жидкости включает приемную ёмкость, объемом 6 м³ и подкачивающую помпу.

Керн хранился в специальных производственных помещениях, где поддерживалась постоянная температура +40°C.

Буровой комплекс был полностью укрыт брезентом (рис. 2).

Комплекс был разработан с учетом жёстких экологических требований. Дизельные двигатели оснащены индивидуальными поддонами, исключающими случайный разлив масел и топлива. Выхлопные трубы дизелей оснащены нейтрализаторами газов. Комплекс оснащен биотуалетами.

Перемещение комплекса по льду осуществлялось легким тягачом.

Плавающий буровой комплекс «Недра-Байкал-600»

Комплект бурового оборудования был смонтирован на барже водоизмещением 400 т типа Р (в речном исполнении).

Буровая установка укомплектована геофизической лебедкой для спуска и подъема керноприёмников.

Техническая характеристика бурового оборудования приведена в табл. 1.

Запас топлива на весь сезон хранится в трюмных отсеках в специальных резиновых контейнерах. Из трюма топливо откачивается насосом в заправочную ёмкость объемом 3 м³, расположенную в энергетическом блоке. На мостках размещается райзер, бурильный инструмент и технические средства для отбора керна. Хранение керна и первичная обработка проводится в производственных помещениях на барже, где поддерживается постоянная температура +4°C. От атмосферных осадков силовой блок укрыт рифленым листом из легкого металла, а вышка до кронблока - брезентом.

Баржа имеет три шахтных направления диаметром 720 мм, сваренных в корпус баржи с полутораметровым расстоянием

между ними, что дает возможность бурить последовательно три ствола. При забурировании нового ствола, бурильный инструмент поднимают, и санное основание вместе с ротором и вышкой передвигается по палубе к следующей шахте.

В качестве буксира использовался теплоход «Каптюг», который оставался на зимовку вместе с баржей. На теплоходе отдыхали свободные от вахты буровики, научные сотрудники и инженеры экспедиции.

Плавающий буровой комплекс «Недра-Байкал-2000»

Плавающий буровой комплекс (ПБК) создан ФГУП НПЦ «Недра» в 1997 году и состоит из модернизированного варианта буровой установки СКБ-8 на электроприводе, размещенной на барже (класса М) водоизмещением 1300 т.

Общий вид бурового комплекса «Недра-Байкал-2000» показан на рис. 3, 4.

Выбор баржи производился из расчета максимальной грузоподъемности буровой установки, её массы, массы всего бурового оборудования, технических средств для обеспечения буровых работ, наличия ГСМ и материалов на весь период буровых работ. Вывод бурового комплекса в точку бурения осуществлялся с поднятой вышкой, заякоренной в роторе, при помощи талевой системы буровой установки. Ввиду ограниченного пространства на палубе баржи,



Рис. 3 Общий вид бурового комплекса «Недра-Байкал-2000»



Рис. 4 Буксировка бурового комплекса «Недра-Байкал-2000» к точке бурения

в трюме оборудован блок подготовки керноприёмников и кернохранилище. Вмонтированное в баржу шахтное направление, диаметром 426 мм, постоянно обогревается электротенами, что предотвращает намерзание льда при наращивании инструмента и других видах работ.

Топливо для дизелей (120 м³) размещается в трюмных отсеках, изолированных от других отсеков двойными перегородками. Перекачка топлива из трюмных отсеков в топливные баки дизель-генераторной установки осуществляется специальными насосами с электроприводом в искробезопасном исполнении.

В состав буровой установки входят:

1. Буровой блок;
 2. Насосный блок;
 3. Блок технических жидкостей (приема, очистки и приготовления);
 4. Блок энергетический;
 5. Блок производственных и жилых помещений;
 6. Механическая мастерская;
 7. Приемные мостки;
 8. Грузоподъемные механизмы;
 9. Каротажная станция;
 10. Каротажный подъемник;
- Буровой блок включает в себя:
- лебедку основную и вспомогательную СКБ-8;
 - вышку В-26/50;
 - ротор БУ-75;
 - главный привод СКБ-8;
 - регулятор подачи долота СКБ-8;
 - вертлюг БУ-75;
 - верхний вращатель на базе АКБ-33.

Техническая характеристика бурового оборудования СКБ-8 приведена в табл. 2.

Ёмкость для приготовления технических жидкостей оборудована механическими и гидравлическими перемешивателями. Ёмкость для горячей воды оснащена электротенами мощностью 30 кВт и обвязана с нагнетательной системой насосов, что предотвращает замерзанию последних при подъеме керноприёмников из скважины.

Производственные помещения (две каюты общей площадью 10 м²) используются для первичной обработки кернового материала, проведения научных и лабораторных исследований (определения физико-механических свойств кернового материала, отбора газовых проб и др.). На палубе размещены два жилых вагончика для проживания 8 членов экспедиции. Механическая мастерская оснащена токарным (трубонарезным), сверлильным станками, слесарным столом, газовым и электросварочным оборудованием.

Таблица 2. Технические характеристики бурового оборудования

№ п/п	Показатели		Единица измерения	Величина
1	Максимальная грузоподъемность		кН	600
2	Натяжение ходового конца лебёдки		кН	37
3	Приводной двигатель лебёдки		тип	Д-816
4	Мощность двигателя лебёдки		кВт	150
5	Диаметр талевого каната		мм	25
6	Максимальный крутящий момент ротора		кН·м	35
7	Частота вращения стола ротора		мин ⁻¹	до 120
8	Диаметр отверстия в столе ротора		мм	400
9	Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора		кН	350
10	Приводной электродвигатель ротора		тип	Д-812
11	Мощность приводного электродвигателя ротора		кВт	75
12	Регулятор подачи долота	Номинальное натяжение ходового конца каната	кН	60
		Максимально допустимое натяжение ходового конца каната	кН	90
13	Главный привод (электро-машинный преобразователь)	Тип электродвигателя переменного тока	тип	АКЗ-31552-4
		Мощность двигателя	кВт	160
		Генератор постоянного тока	тип	2ЛН3151 ЛУХЛ4
		Мощность генератора	кВт	180
		Частота вращения вала	об/мин	1500
		Масса	кг	3000
14	Буровая вышка В-26/50	Вышка	тип	башенный
		Номинальная статическая нагрузка	кН	500
		Максимальная кратковременная нагрузка	кН	600
		Высота	м	27,6
		Масса в сборе	кг	12660
15	Вертлюг БУ-75	грузоподъемность	кН	750
		Рабочее давление	мПа	20
		Условный диаметр ствола	мм	100
		Масса	кг	1226

Приёмные мостки оборудованы специальными стеллажами для размещения бурильного инструмента (2300 м), райзера (1000 м), керноотборного инструмента, породоразрушающего инструмента, ключей и другого вспомогательного оборудования (рис. 5).

Обслуживание приемных мостков производится телескопическим гидравлическим краном грузоподъемностью 120 кН с вылетом стрелы до 12 м. Кран установлен с возможностью вести погрузочно-разгрузочные работы непосредственно на приемных мостках, со льда или пирса.

Для перемещения сыпучих материалов и других грузов используется кран с тельфером грузоподъемностью 30кН расположенный в механической мастерской.

Каротажная станция АКС/Л-7 имеет возможность проводить геофизические исследования в широком спектре используемых методов. Каротажный подъемник ПКС-3.5 с электроприводом использовался для проведения геофизических работ и спуско-подъемных операций с керноприёмниками в процессе отбора керна. Мощность привода лебедки 5 кВт, максимальная емкость барабана 4000 м. Тип кабеля – КГ-3-60-180.

Все блоки буровой установки, кроме буровой вышки, полностью закрыты брезентовым укрытием на металлодеревянном каркасе.

Вывод плавающего бурового комплекса в точку бурения проводился буксировочным кораблем, в основном,

Таблица 2 (окончание). Технические характеристики бурового оборудования

№ п/п	Показатели		Единица измерения	Величина
16	Насосный блок	Насос 9 МГР (один с регулируемой подачей)	шт.	2
		Насос ОШ-8	шт.	1
		Насос НБ-125 (с регулируемой подачей)	шт.	1
17	Энергетический блок	Дизель-генераторная установка ДГ-390	шт.	2
		Аварийная электростанция ДГ-30	шт.	1
18	Блок приёма, приготовления, очистки бурового раствора	Две приёмные ёмкости с суммарным объёмом	м³	33
		Ёмкости приготовления	м³	6
		Вибросита	тип	СВГ
		Гидроциклоны	тип	ПГ60/300
		Ёмкости для подогрева воды	м³	3

в дневное время суток при толщине льда до 30 см (рис. 4). Однако в ночное время комплекс сносило на значительное расстояние (до 10 км), поэтому приходилось вести постоянную корректировку направления движения. С учетом остойчивости баржи, буксировка комплекса проводилась с поднятой вышкой.

Буровая вышка крепилась растяжками к барже в два яруса тросом диаметром 12 мм. Первый ярус - на уровне рамы кронблока, второй - на расстоянии 2/3 высоты вышки, считая от поверхности палубы. Талевая система установки при этом закреплялась под ротором и натягивалась с достаточным усилием собственной лебедкой.

Вмораживание комплекса осуществлялось по данным метеопрогнозов и с учетом конкретной ледовой обстановки.

Буровые работы начинались после того, как координаты местонахождения бурового комплекса (по данным навигационных приборов) оставались неизменными в течение не менее 2 суток.

Буровой комплекс "Недра-Байкал-2000" рассчитан на автономный режим работы, в течение трех месяцев, вместе с судном сопровождения, которое является местом проживания буровой бригады, экипажа и научных сотрудников экспедиции (рис. 6).

В качестве судна сопровождения в 1996-1997 г.г. использовалось судно "Капюг", а в сезоны 1998-1999 г.г.



Рис. 5 Размещение бурильных и обсадных труб на приёмных мостках буровой установки



Рис. 6 Буровой комплекс "Недра-Байкал-2000" с судном сопровождения

– судно "Байкал". Имеющаяся на буровом комплексе механическая мастерская с оборудованием, позволяет оперативно решать вопросы ремонта бурового оборудования и технических средств в процессе буровых работ. Для обеспечения материально-технического снабжения и технического обслуживания экспедиции в нештатных ситуациях в каждый буровой сезон создавались береговые подбазы с основной базой в институте "Геохимия" СО РАН в г. Иркутск.

Для обеспечения ледовой дороги для автотранспорта от береговой подбазы до плавающего бурового комплекса в каждый буровой сезон формировался отряд ледовой разведки. В его задачу входило создание и мониторинг ледовой дороги с целью обеспечения безопасного движения по полям сильного торошения льда, в местах стеновых трещин и при других сложных ледовых ситуациях.

УДК 622.243.24

Технико-технологические рекомендации по предупреждению пескопроявления и нарушения обсадных колонн

В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук, А.Г. Гилаев – аспирант,
Р.Ф. Исламов, Э.Х. Момаев – канд. г.-м. наук,
Р.Т. Еганьянц – канд. г.-м. наук

Представленные в работах [1, 2, 3] результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что при разработке слабосцементированных песчаных коллекторов Сладковско-Морозовской группы месторождений с аномально высоким пластовым давлением имеют место следующие основные факторы, способствующие нарушению обсадной колонны (ОК).

В процессе разработки продуктивного пласта из-за падения давления растут эффективные напряжения в скелете пласта. В рыхлых и слабосцементированных коллекторах с низкой величиной сцепления частиц горной породы рост эффективных напряжений в пласте вызывает разрушение кристаллизационных сил сцепления частиц и уплотнение пласта. Так как физические характеристики пластов, подстилающих разрабатываемый коллектор, не изменяются, то подошва залежи не может изменить свое положение в вертикальном направлении. Сжатие пласта происходит под действием веса толщи вышележащих горных пород, которая деформирует разрабатываемый пласт и его внутренние слои.

Толща горных пород, лежащая на разрабатываемом пласте, жестко связана с цементным камнем, а цементный камень имеет сцепление с ОК. Через механизм такой связи оседание вышележащего массива горных пород вслед за оседанием кровли разрабатываемого пласта передается на ОК. Чем сильнее изогнута ОК в кавернозной части ствола скважины, тем выше вероятность её разрушения под действием тангенциальных сил, приложенных к боковой поверхности колонны.

Нормальная нагрузка на поверхность ОК создается боковым горным давлением. При оседании пластов горной по-

роды боковое горное давление вызывает силы касательного сдвига, приложенные к поверхности ОК. Сдвигающее усилие, направленное вниз и вызывающее сжатие ОК, будет пропорционально коэффициенту сцепления цемента со сталью. Этот коэффициент теоретически может изменяться от 1 до 0. При хорошем сцеплении цементного камня с ОК он высок, а при отсутствии контакта – близок к нулю.

Определенную роль в механизме передачи вертикальной нагрузки на ОК могут играть и внутренние силы сцепления в самой горной породе. Если эти силы небольшие, в сравнении с силами сцепления цементного камня с ОК, то проседание массива пород может происходить по поверхности сдвига за цементным камнем в самой горной породе, не вызывая нагружения ОК вертикальными силами сжатия.

Деформация ОК существенно зависит от характера связи её с цементным кольцом. Здесь можно выделить три участка: верхний участок от кровли пласта-залежи до башмака промежуточной колонны, средний участок, соответствующий интервалу залегания дренированного пласта или кавернообразования, и нижний участок от подошвы эксплуатируемого коллектора до башмака ОК. Теоретически связь системы «массив горных пород – цементное кольцо – обсадная колонна» может быть абсолютно жесткой на всех трёх участках. Данному случаю соответствует высокое качество цементирования ОК с хорошим сцеплением цементного камня с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины.

Кумулятивная перфорация нарушает контакт цементного камня с обсадными трубами в интервале перфорации. При этом ОК в области перфорации оказывается защемленной в верхней части над зоной перфорации (над каверной)

– вышележащими горными породами, а в нижней части – горными породами, залегающими под подошвой коллектора. В случае недостаточного защемления нижней части ОК, эта часть также может оказаться под действием сжимающих сил.

При равномерном распределении бокового горного давления по поверхности ОК результирующей величиной касательных напряжений сдвига является осевая сжимающая нагрузка, приложенная к сечению колонны на уровне нижней границы интервала обжатия ОК боковым горным давлением. Эта граница может быть выше кровли разрабатываемого коллектора и верхних отверстий интервала перфорации в связи с образованием каверны напротив интервала перфорации и осыпанием подошвенной части вышележащих пластов горных пород. Таким образом, часть массива горных пород над каверной является местом концентрации напряжений и высоких контактных давлений на ОК. Это может быть объяснением того, почему часто глубина нарушения ОК наблюдается на несколько метров выше верхних отверстий интервала перфорации.

Под действием сжимающей нагрузки оказывается вся часть ОК от верхней границы каверны (или области перфорации) до башмака ОК. Величина деформации сжатия ОК может быть равной величине осадки пласта. В начале процесса деформации пласта, при небольших осевых усилиях ОК изгибается в кавернозной части ствола скважины, а при возрастающих усилиях начинается ее пластическая деформация и разрушение. При этом часть ОК, расположенная внутри промежуточной колонны, растягивается.

При отсутствии сцепления цементного камня с обсадными трубами массив горной породы скользит по поверхности колонны не вызывая усилий сжатия, а при отсутствии контакта между цементом и стенкой скважины вышележащий массив горных пород скользит по поверхности цементного камня. Таким образом, в случае некачественного цементирования усилие сжатия, действующие на обсадную колонну в процессе уплотнения пласта, будет меньше, чем в случае качественного цементирования.

С учётом установленных причин и механизма пескопроявления для этапов строительства и эксплуатации скважины разработаны технико-технологические рекомендации по предупреждению разрушения эксплуатационных колонн в области перфорации в нефтяных и газовых скважинах на площадях Сладковско-Морозовской группы.

Строительство скважины.

Первичное вскрытие продуктивного горизонта следует осуществлять с отбором керна с целью определения прочности на сжатие, пористости, проницаемости, величины сцепления, коэффициента внутреннего трения, гранулометрического состава и абразивности горных пород, слагающих продуктивный коллектор.

В комплексе ГИС после вскрытия продуктивного горизонта обязательно выполнять акустический каротаж с записью кривых T1, T2 и DT в целях определения величины интервального времени пробега акустической волны (DT) в продуктивной пачке и степени цементированности слагающих её горных пород. При этом следует иметь в виду, что пачка является потенциально пескопроявляющей при величине DT больше 300 мсек/м, а при величине DT больше 400 мсек/м вероятность пескопроявления высокая уже на ранней стадии эксплуатации скважины.

Часть ОК в области перфорации или предполагаемой зоны кавернообразования (на 10 м выше верхних отверстий интервала перфорации и на 5 м ниже нижних отверстий

в ОК) собирать из наиболее прочных обсадных труб с максимальной толщиной стенки с целью обеспечения их стойкости абразивному износу и устойчивости к действию продольных и поперечных сил.

Добиваться высокого качества крепи скважин на основе полного замещения бурового раствора цементным раствором, используя известные при этом технологии.

Для увеличения прочности и абразивной стойкости цементного камня использовать цементно-песчаную смесь, объем которой рассчитывать из условия подъема за ОК на 50–100 м выше верхних отверстий интервала перфорации скважины.

Выбор интервала перфорации ЭК осуществлять с учетом максимального снижения рисков обводнения продукции скважины за счет прорыва воды из ниже и выше залегающих водоносных пластов. Для этого целесообразно обеспечить расстояние от верхних отверстий интервала перфорации до кровли продуктивного пласта и от нижних отверстий интервала перфорации до его подошвы не менее 0,5–1,0 м. При выборе технических средств перфорации скважины предпочтение отдавать средствам, которые не разрушают цементный камень.

Применять механические средства, предупреждающие вынос песка из коллектора, например, щелевые, гравийные и проволочные фильтры, создающие преграды для проникновения песка внутрь ОК.

Гидродинамические исследования скважины.

Осуществлять плавный запуск скважины в работу путем отслеживания равновесных условий в системе скважина пласт и вызова притока из пласта в скважину при минимальных депрессиях. Определять пластовое давление в объекте разработки после отбора минимальных объемов пластовой жидкости, в начале гидродинамических исследований.

Первые исследования скважин проводить на штуцере меньшего диаметра, последовательно увеличивая диаметр штуцера. Не допускать резких и больших депрессий на пласт.

Эксплуатация скважины.

Осуществлять плавный запуск скважины. Ограничить максимально допустимую депрессию на пласт величиной 5–8 МПа для слабосцементированных пластов и 2–3 МПа для несцементированных пластов (при величине DT больше или равном 400 мсек/м).

Осуществлять систематическое измерение текущих пластовых давлений в работающих скважинах.

Не допускать резкого падения пластового давления. Считать допустимым и целесообразным падение пластового давления в залежи с темпом не более 5–8 МПа в месяц при работе скважины в режиме без пескопроявления и обводнённости продукции не более 10% в начальный период работы скважины (до 6 месяцев). При больших темпах падения пластового давления ограничить объёмы отбора пластовой жидкости. Разработать и осуществить программу поддержания пластовых давлений в первую очередь путем закачки в пласт попутного газа.

Не практиковать одновременную разработку двух пластов с существенно разнящимися величинами пластовых давлений (более 20 МПа) по разрезу одной скважины, имея в виду возможное резкое падение пластового давления в пласте с большим давлением (за счет перетока флюидов в пласт с меньшим давлением).

При резком падении пластового давления остановить

скважину. Определить причину падения пластового давления. Решение о дальнейшем режиме работы скважины принять в соответствии с установленной причиной.

Осуществлять постоянный контроль пескопроявления скважин с начала ввода их в эксплуатацию с целью своевременного обнаружения его начала и интенсивности, используя для этого современные эффективные технологии и технические средства.

При обнаружении пескопроявления и (или) резкого роста обводнённости продукции скважины остановить её работу. Установить причину резкого роста обводнённости и выполнить необходимые ремонтные работы.

Основными параметрами режима работы скважины, влияющими на возникновение пескопроявления, являются перепад давления на пласт и обводнённость продукции. Наибольший отрицательный эффект достигается при одновременном действии высокого перепада давления (более 8–10 МПа) и высокой обводнённости продукции (более 20%).

Выводы

1. Продуктивные пачки чокрапского яруса месторождений Сладковско-Морозовской группы представлены слабосцементированными и несцементированными мелкозернистыми горными породами, которые хорошо идентифицируются по данным акустического каротажа. В слабосцементированных породах величина интервального времени пробега волны находится в интервале 300–400 мсек/м; для несцементированных пород – больше 400 мсек/м.

2. Промысловые данные свидетельствуют, что параметрами, ответственными за возникновение пескопроявлений в скважинах месторождений Сладковско-Морозовской группы, являются высокий перепад давления на объекты разработки и обводнённость продукции скважин.

Причиной значительного пескопроявления может быть большая величина одного из факторов: обводнённость продукции более 30–40% и перепад давления на пласт более 10 МПа в случае, если продуктивный пласт представлен слабосцементированными породами. При одновременном действии указанных факторов их величины могут быть ниже.

3. Влияние падения пластового давления в залежи на состояние ОК уверенно не прослеживается. Во многих скважинах величина падения пластового давления очень высокая (более 30 МПа), однако пескопроявления и нарушения прочности ОК в них не установлено. Могут быть две причины такого поведения системы «ОК–цементный камень–горная порода». По одной из них цементный камень в процессе осадки разрабатываемого пласта скользит по поверхности ОК (или горная порода скользит по поверхности цементного камня), не вызывая значительных касательных сил трения. По другой – при отсутствии пескопроявления происходит уплотнение пласта под действием возрастающего эффективного напряжения, и пласт становится более устойчивым к выносу песка. Второй случай имеет важное значение для скважин, пробуренных на месторождении после падения пластового давления на некоторую величину.

4. В случае формирования в результате пескопроявления каверны нижняя часть ОК под действием продольных и поперечных сил может изгибаться. При этом в теле обсадных труб в ослабленном сечении возникают напряжения, величина которых может превысить предел текучести стали.

5. Техничко-технологические мероприятия по предупреждению пескопроявления должны быть предусмотрены уже в процессе разработки проектной документации на строительство скважины.

6. Для определения эффективности технических решений, имеющих целью предупреждение пескопроявления и нарушения целостности ОК, целесообразно проведение комплекса экспериментальных и стендовых работ:

- исследования по определению условий сводообразования на моделях щелевых перфорационных каналов с шириной щели до 1,0–1,5 мм, круглых перфорационных отверстий диаметром до 3–5 мм, используя для этого granulометрический анализ зерен горных пород, слагающих потенциально-продуктивные пачки;

- исследование условий начала пескопроявления при добыче углеводородов с целью определение критических величин перепада давления на пласты и обводнённости продукции, запускающих пескопроявление, а также определение влияния на начало пескопроявления характера смеси «нефть–вода», эмульсии типа нефть в воде или вода в нефти.

- стендовые исследования по определению осадки горных пород коллектора под действием возрастающих эффективных напряжений;

- исследования передачи нагрузки на ОК от проседания вышележащей толщи горных пород через механизм сцепления (жесткой связи) стенки ствола скважины с цементным кольцом и цементного кольца с обсадными трубами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Близнюков В.Ю., Гиалаев А.Г., Гиалаев Г.Г., Моллаев З.Х., Повалихин А.С., Еганьянц Р.Т. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Ай Ди Эс Дриллинг", 2010. - № 1. - с. 11-23.

2. Близнюков В.Ю., Гиалаев А.Г., Гиалаев Г.Г., Моллаев З.Х., Повалихин А.С., Еганьянц Р.Т. Основные причины и методы предупреждения нарушения обсадных колонн при разработке пескопроявляющих пластов // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Ай Ди Эс Дриллинг", 2010. - № 2. - с. 5-11.

3. Близнюков В.Ю., Гиалаев А.Г., Исламов Р.Ф., Моллаев З.Х., Еганьянц Р.Т. Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления на пескопроявление // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Ай Ди Эс Дриллинг", 2010. - № 3. - с. 5-9.

Жизненный цикл эксплуатационной скважины

В.И. Балаба – канд. техн. наук, доцент
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Актуальность проблемы

Современная организация нефтегазового производства основана на использовании новых принципов, в частности аутсорсинга, управления проектами, саморегулирования. Специалисту-производственнику уже не достаточно обладать узкоспециальными знаниями, умениями и навыками, он должен быть компетентен и в смежных областях деятельности, чтобы в режиме реального времени работать в команде разнопрофильных специалистов, взаимодействовать с многочисленными контрагентами предприятия, представителями органов надзора и контроля. Эти возможности реализуются в едином коммуникационном пространстве, интегрирующим фактором которого, обеспечивающим взаимопонимание его субъектов, является профессиональная терминология. Прежде всего, это касается нормативно правовых актов и нормативных документов. Однако проблема заключается в том, что действующие документы зачастую не унифицированы между собой, прежде всего терминологически.

Точность и ясность юридических формулировок, унифицированное их языковое воплощение, правильное и единообразное употребление правовой терминологии во многом определяют эффективность воздействия правовых норм на общественные отношения. В первую очередь унификация правовых терминов нужна там, где разные варианты выражения одного и того же понятия имеют юридическое значение, то есть там, где употребление иного термина или смыслового выражения должно влечь другие правовые последствия [1]. В результате различного толкования требований нормативных документов возникают споры между хозяйствующими субъектами, с налоговыми органами и органами государственного надзора и контроля, заканчивающиеся для предприятия значительными материальными издержками, а в некоторых случаях - приостановкой или, даже, прекращением его деятельности.

Такая конфликтная ситуация сложилась, в частности, с понятиями скважины, капитального ремонта и реконструкции скважин. Судебная практика показала, что эти основополагающие понятия трактуются по-разному, в том числе специалистами нефтегазового дела [2]. Поэтому существует практическая потребность в обсуждении понятия скважины и содержания этапов ее жизненного цикла.

Бессистемность ведомственных нормативных документов

Основным документом, устанавливающим требования, процедуры и условия ведения работ при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации, консервации и ликвидации производственных объектов в нефтяной и газовой промышленности являются Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Со-

гласно этому документу выделяют (п.п. 4.1.1, 4.1.2):

- *работы по капитальному ремонту скважин*, включая забуривание новых ответвлений (стволов), в том числе с горизонтальным участком;
- *реконструкцию скважин*, связанную с необходимостью проводки нового ствола с последующим изменением конструкции скважины и ее назначения;
- *восстановление скважин*, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам, с целью вскрытия новым стволом участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья.

Таким образом, понятие «работы по капитальному ремонту скважин» в правилах ПБ 08-624-03 рассматривается как родовое по отношению к понятиям «реконструкция скважин» и «восстановление скважин», поскольку включает общий терминологический признак – операцию забуривания нового ствола скважины. Если результатом этой операции является изменение конструкции и назначения скважины, то это реконструкция, а если забуривание нового ствола (в том числе из скважины, ранее ликвидированной по техническим или иным причинам) осуществлено с целью вскрытия участков с неизвлеченными запасами углеводородного сырья – то это восстановление скважины.

В Правилах охраны недр (ПБ-07-601-03) к капитальному ремонту скважин отнесены работы, связанные с изменением эксплуатационного объекта, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности цементного камня, обсадной колонны и устранением ее деформаций, резкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими сложными работами в стволе скважины. Таким образом, в этом документе резка нового ствола скважины квалифицируется как капитальный ремонт скважины независимо от того, с какой целью она осуществляется.

Подчеркнем, что различная квалификация одинаковых по содержанию работ допущена в документах, разработанных одним и тем же ведомством – Госгортехнадзором России (ранее – Ростехнадзор).

Эта ситуация еще более усугубилась в 2007 году в связи с утверждением Ростехнадзором Методических указаний о порядке обследования организаций, производящих работы по текущему, капитальному ремонту и реконструкции нефтяных и газовых скважин (РД-13-07-2007). В соответствии с этим документом к капитальному ремонту относится комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин и *повышению нефтеотдачи пластов, промышленной, экологической безопасности и охраны недр* (выделено авт.), в том числе:

- воздействие на продуктивный пласт физическими, хи-

мическими, биохимическими и другими методами;

- резка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны);

- исследование скважин;
- ликвидация скважин.

Реконструкция скважин согласно РД-13-07-2007 представляет собой комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин, связанный с *существенным* (выделено авт.) изменением их конструкции (полная замена эксплуатационной колонны с изменением ее диаметра, толщины стенки, механических свойств). Таким образом, комплекс работ по восстановлению работоспособности скважин, связанный с *несущественным* изменением их конструкции (без полной замены обсадной колонны) отнесен к капитальному ремонту, а с *существенным* – к реконструкции.

С позицией Ростехнадзора, изложенной в ведомственных нормативных документах, солидарно и Минэнерго России, которое приказом от 24 июня 2008 г. № 5 утвердило рекомендации по определению видов ремонтных работ в скважинах, согласно которым ремонтные работы в скважинах (капитальный и текущий ремонт, повышение нефтеотдачи пластов и производительности скважины) осуществляются в целях восстановления (уменьшения износа) технических характеристик для поддержания их в рабочем состоянии. При этом капитальный ремонт скважин включает в себя работы по восстановлению или замене отдельных частей скважин или целых конструкций, деталей и инженерно-технического оборудования в связи с их физическим износом и разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели по повышению нефтеотдачи пластов, промышленной и экологической безопасности, охране недр и энергетической эффективности. К капитальному ремонту относятся, в частности, воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами (гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, гидромеханическая щелевая перфорация, солянокислотная обработка пласта и т.д.), резка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны), диагностические исследования скважин, ликвидация скважин.

Анализ ведомственных нормативных и технических документов показывает, что в них не соблюдается единство терминологии, зачастую положения этих документов содержат прямое нарушение требований законодательства, противоречивы, а иногда и абсурдны [3]. Представляется, в частности, очевидным, что в результате диагностических исследований или ликвидации восстановления (уменьшения износа) технических характеристик скважин не происходит. Диагностические исследования позволяют оценить техническое состояние скважины до и после ремонта, а в результате ликвидации скважина выводится из эксплуатации и переводится в состояние, безопасное для окружающей среды. Поэтому считать ликвидацию скважины капитальным ремонтом, по меньшей мере, неразумно.

Таким образом, ведомственные нормативные документы непригодны для разрешения вопроса о соотношении понятий капитального ремонта и реконструкции скважин. Для ведомственного нормотворчества характерен не системный, а узкий подход к разрешаемой проблеме, не объективное, а соответствующее потребностям ведомства решение проблемы. Поэтому положения ведомственных нормативных документов зачастую выходят за пределы отведенной им компетенции, отражают скрытые ведомственные интересы. Действие ведомственных нормативных документов во вре-

мени, пространстве, по кругу лиц ограничено пределами той функции, во исполнение которой они изданы. Прямое цитирование фрагментов таких документов, в том числе и приведенное выше, не является корректным, так как такие заимствования должны рассматриваться с учетом области применения документа, цели его создания, контекста цитируемого фрагмента или термина и других факторов. Иными словами, термины, приведенные в ведомственных нормативных документах, не являются самодостаточными, их нельзя использовать вне текста документа, следовательно, и в качестве доказательной базы в правоприменительной практике.

Следует также отметить, что со дня вступления в силу Федерального закона «О техническом регулировании» от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ и впредь до вступления в силу соответствующих технических регламентов требования к объектам технического регулирования, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативными документами федеральных органов исполнительной власти, подлежат обязательному исполнению только в части, соответствующей целям технического регулирования (статья 46, п. 1). Поскольку терминология к таким целям не относится, то это является правовым основанием для исключения ведомственных нормативных и технических документов из доказательной базы в правоприменительной практике.

Из выше изложенного следует, что для ответа на вопрос о соотношении понятий капитального ремонта и реконструкции скважины необходимо руководствоваться определениями терминов, приведенными в федеральных законах, а также нормами русского языка. Поскольку, как известно, плясать нужно от печки, то начинать нужно с понятия «скважина».

Системные представления о скважине

В учебной и справочной литературе скважина рассматривается как горная выработка цилиндрической формы с соответствующим соотношением геометрических размеров, пройденная способом бурения с земной поверхности, из карьера или из подземной выработки. В свою очередь, горная выработка – сооружение в недрах земной коры или на ее поверхности, созданное в результате ведения горных работ [4].

С переходом к рыночным отношениям недр остались в собственности государства, а у скважины появился собственник – недропользователь, и скважина стала объектом различных правоотношений, связанных, в частности с налогообложением, техническим регулированием. Соответственно, появилась необходимость в единообразном понимании субъектами правоотношений нормативных правовых актов. Например, в Правилах охраны недр (ПБ 07-601-03) используются термины «горная выработка» и «буровая скважина», при этом горная выработка, в отличие от приведенного выше определения скважины, не рассматривается как родовое по отношению к ней понятие. Определения этих терминов указанные правила, равно как и другие нормативные документы Ростехнадзора и Минприроды России не содержат, а попытки заимствования определений терминов из других нормативных документов могут еще больше запутать ситуацию. Так, согласно Общероссийскому классификатору основных фондов ОК 013-94 нефтяная скважина определена как сооружение, рассматриваемое со всеми устройствами, составляющими с ним единое целое, например. Поэтому нефтяная скважина согласно классификатору включает в себя вышку и обсадные трубы. С таким своеобразным определением нефтяной скважины трудно согласиться, по крайней

мере, по двум соображениям:

1) Обсадные трубы – это лишь один из элементов скважины, составная часть обсадных колонн, которые, в свою очередь, являются элементом крепи скважины.

2) Вышка является частью буровой установки, которая используется на этапе бурения скважины, то есть до перевода скважины в категорию законченной строительством и постановки ее на учет в качестве основного средства производства недропользователя. Следовательно, вышка после того, как скважина переходит в категорию основного средства производства недропользователя, не является устройством, составляющим со скважиной единое целое. На этапе эксплуатации единое целое составляют крепь скважины, внутрискважинное и поверхностное (например, фонтанная арматура) оборудование.

Требования к терминологии известны: системность, независимость термина от контекста, краткость термина, его абсолютная и относительная однозначность, простота и понятность, степень внедрения термина [5]. Если следовать этим требованиям, то становится очевидной избыточность приведенного выше двухэтапного определения понятия скважины – горная выработка, сооружение. Скважина – это сооружение. Идентификация скважины как сооружения позволяет напрямую распространить на нее требования законодательства в отношении сооружений, разумеется, с учетом специфики скважины как сооружения горнотехнического, то есть созданного в недрах.

В частности, в Градостроительном кодексе применительно к объекту капитального строительства, а в Налоговом кодексе – к основному средству производства используется понятие производственной мощности. Как правило, о производственной мощности скважины судят по ее дебиту, что, по нашему мнению, является неправильным. Скважина как сооружение характеризуется пространственными и массо-геометрическими параметрами. Функциональное назначение эксплуатационной скважины – обеспечивать поступление в нее пластовых флюидов и подачу их на поверхность. Поэтому производственная мощность скважины характеризуется параметрами, определяющими ее соответствие функциональному назначению, например, диаметр эксплуатационной колонны, пространственное расположение и длина ее фильтровой части в продуктивном пласте, площадь фильтрационных отверстий. Что касается дебита, то это характеристика не скважины как сооружения, а технологии добычи углеводородов, поскольку наряду с функциональными параметрами скважины он зависит от способа и режима эксплуатации скважины, расстояния между скважинами, системы поддержания пластового давления и т.д.

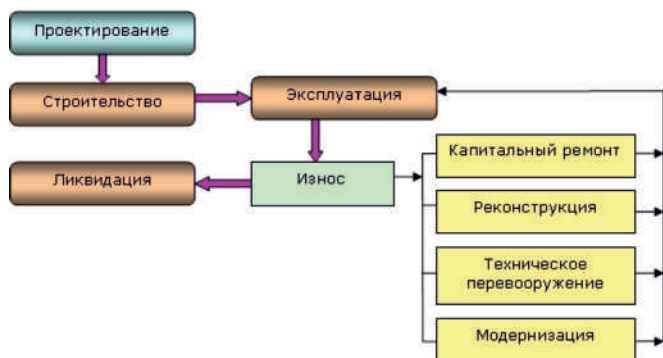


Рис. 1. Жизненный цикл скважины

Подытоживая выше изложенное, отметим, что скважина – это горнотехническое сооружение в недрах большой длины и малого (по сравнению с длиной) диаметра, созданное способом бурения без доступа в него человека. Как сооружение скважина имеет жизненный цикл, представляющий собой совокупность последовательных этапов изменения ее качественного состояния: проектирование, строительство, эксплуатация, ликвидация (рис. 1).

Проектирование скважины

На этапе проектирования скважина еще не является материальным объектом, в рабочем проекте на строительство скважины существует лишь ее модель (конструкция скважины) и описание буровой технологической системы, результатом (продукцией) функционирования которой она является.

Буровая технологическая система (БТС), представляет собой совокупность функционально взаимосвязанных средств технологического оснащения, предметов производства и исполнителей для выполнения в регламентированных условиях производства технологических процессов бурения скважины [6].

В бурении, в отличие от других видов деятельности, строгое следование проектной документации практически невозможно – управление процессом бурения осуществляется, главным образом, на основе оперативной информации. Поэтому в современных условиях наряду с рабочим проектом на строительство скважины, который необходим как юридический документ, должен разрабатываться виртуальный аналог БТС, позволяющий визуализировать ее состояние в динамике, осуществлять имитационное моделирование различных ситуаций. Это существенно облегчит взаимодействие и взаимопонимание между всеми заинтересованными сторонами, участвующими в строительстве скважины. Подчеркнем, что речь идет о виртуальном аналоге конкретной БТС, а не об автоматизированном рабочем месте специалиста, оснащенном типовыми программными продуктами.

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ скважина является опасным производственным объектом. Приказом Минрегиона России от 30.12.2009 г. № 624 работы по бурению, строительству и монтажу нефтяных и газовых скважин включены в Перечень видов работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства. Поэтому лицо, осуществляющее подготовку проектной документации такого объекта капитального строительства, согласно Градостроительному кодексу РФ от 29.12.04 № 190-ФЗ должно иметь выданное саморегулируемой организацией свидетельство о допуске к работам по организации подготовки проектной документации.

Проектная документация на строительство скважины подлежит государственной экспертизе в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности.

Строительство скважины

В соответствии с макетом рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ (РД 39-0148052-537-87, табл. 13.1) производственный цикл строительства скважины включает затраты времени на строительные-монтажные работы, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание. Такая структура производственного цикла применительно к строительству эксплуатационных скважин представляется устаревшей. Известно, что работы по строительству скважины, выполняемые в продуктивном пласте,

влияют на изменение свойств призабойной зоны пласта и, в конечном итоге, на продуктивность скважины. Поэтому в зарубежной и отечественной буровой науке сформировалось представление о необходимости выделения заключительных работ по бурению скважины в качестве отдельного этапа ее строительства под названием «заканчивание скважин» (well completion).

Вычленение работ по заканчиванию скважин из общей структуры производственного процесса их строительства теоретически и практически оправдано, прежде всего, потому, что целевые функции управления производственным процессом в продуктивном и надпродуктивном интервалах скважины различны. На начальном этапе бурения скважины (до продуктивного пласта) оптимизация технологии бурения может осуществляться по любому критерию в целях достижения высоких технико-экономических показателей бурения при условии обеспечения проектного качества скважины. В продуктивном же пласте приоритетным становится сохранение его коллекторских свойств, формирование гидродинамически совершенной призабойной зоны скважины. Поэтому все элементы технологии бурения должны быть ориентированы на достижение именно этой цели.

Таким образом, еще на этапе проектирования необходимо сосредоточить весь комплекс работ, выполняемых в продуктивном пласте, как заключительном и наиболее ответственном этапе создания скважины, в разделе рабочего проекта «Заканчивание скважины». Подраздел 10 «Испытание скважины» действующего макета рабочего проекта в совокупности с проектными решениями по заканчиванию скважины, излагаемыми в других его подразделах, не дают целостного представления о формировании системы «скважина - продуктивный пласт». Между тем, бурение горизонтальных и многоствольных скважин, количество которых постоянно возрастает, сопровождается, в частности, увеличением продолжительности техногенного воздействия на продуктивный пласт. Это обуславливает потребность в системном решении задач заключительной стадии создания скважины как на этапе проектирования, так и бурения скважины.

В связи с выше изложенным производственный процесс строительства скважины целесообразно структурировать следующим образом:

1. Строительно-монтажные и подготовительные работы к бурению скважины (землеустроительные работы, сооружение оснований и фундаментов, монтаж буровой установки, строительство вспомогательных сооружений и монтаж инженерных коммуникаций, подготовительные работы к бурению скважины).

2. Бурение скважины (углубление, промывка и крепление скважины обсадной колонной, тампонирующее за колонного пространства).

3. Заканчивание скважины (первичное вскрытие продуктивного пласта, оборудование призабойной зоны скважины, вторичное вскрытие продуктивного пласта, испытание и освоение скважины, специальные работы в скважине).

4. Заключительные работы по окончании бурения и заканчивания скважины (демонтаж буровой установки, вспомогательных сооружений и инженерных коммуникаций, утилизация и захоронение производственных отходов, рекультивация земельного участка).

На стадии строительно-монтажных и подготовительных работ к бурению скважины идет создание БТС, на стадии бурения и заканчивания скважины – её эксплуатация, а на стадии выполнения заключительных работ - расформирование БТС.

В соответствии с официальной терминологией «бурение, строительство и монтаж нефтяных и газовых скважин», как уже указывалось, отнесены к работам, оказывающим влияние на безопасность объектов капитального строительства. Поэтому их выполнение осуществляется на основании свидетельства о допуске к таким работам, выданном саморегулируемой организацией.

В силу специфики бурения фактическая конструкция скважины может отличаться от проектной. Фактическая конструкция законченной строительством скважины указывается в ее паспорте, скважина принимается заказчиком с оформлением акта приемки, ей присваивается идентификационный номер и она ставится на баланс как основное средство производства с указанием его стоимости. Важно отметить, что скважина как сооружение ограничена ее стенкой. За стенкой скважины находятся недра, которые, в отличие от скважины, не являются собственностью недропользователя, а предоставлены ему государством во временное пользование на основании и условиях лицензии.

Эксплуатации скважины

Этап эксплуатации скважины характеризуется существенным изменением ее наземного и подземного оснащения в соответствии с технологическими потребностями текущего способа добычи углеводородов. В процессе эксплуатации происходит моральный и физический износ скважины - снижение ее качества как основного средства производства недропользователя. Восстановление качества скважины осуществляется путем ремонта, реконструкции, технического перевооружения и модернизации. Важно подчеркнуть, что поскольку скважина уже закончена строительством, то к действиям со скважиной на этапе эксплуатации термин «строительство» уже не применим, ее можно дорабатывать, переустанавливать, реконструировать и т.д.

Капитальный ремонт скважины

Ремонт основных средств представляет собой частичное восстановление (уменьшение износа) объектов основных средств предприятия для поддержания их в рабочем состоянии. Капитальный ремонт - воспроизводство основных средств путем крупного, всеобъемлющего ремонта, при котором заменяются целиком изношенные детали, узлы, части машин, зданий, сооружений [7].

Поскольку скважина является сооружением, то на нее распространяется действие Градостроительного кодекса РФ, согласно которому (статья 4) капитальным признается ремонт, при проведении которого затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности объекта. Следует признать, что эта формулировка является расплывчатой, поскольку конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности объектов затрагиваются при любом ремонте. Износ сооружения сопровождается снижением его надежности и безопасности, а ремонт направлен на восстановление этих свойств. Поэтому отличительной особенностью капитального ремонта является, по нашему мнению, восстановление или замена изношенной детали, узла, части машины, здания, сооружения, как это трактуется в словаре [7]. Если следовать этой логике, то капитальный ремонт скважины - это восстановление или замена ее изношенных элементов.

Таким образом, *ремонт скважины* – это действия по поддержанию и частичному или полному восстановлению ее функциональных свойств, замена неисправных элементов, устранение изъянов, починка и т.п. [8].

Отметим, что понятие ремонта относится к скважине, то

есть сооружению в недрах. Объектом воздействия, например, при креплении рыхлых коллекторов (см. ПБ-07-601-03) являются недра, не являющиеся собственностью недропользователя. Скважина – его основное средство производства, выполняет функцию канала, через который осуществляется это воздействие. К недрам как к природному объекту понятие ремонта неприменимо.

Реконструкция скважины

В русском языке реконструкция означает действие по глаголу реконструировать, то есть переделывать, перестраивать.

Отношения по строительству объектов капитального строительства, их реконструкции, а также по капитальному ремонту, при проведении которого затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности таких объектов, регулирует законодательство о градостроительной деятельности, в частности, Градостроительный кодекс РФ. Согласно этому законодательному акту реконструкция – это изменение параметров объектов капитального строительства, их частей (высоты, количества этажей), площади, показателей производственной мощности, объема и качества инженерно-технического обеспечения (статья 1).

В Налоговом кодексе РФ (статья 257) к реконструкции отнесено *переустройство* существующих объектов основных средств, связанное с совершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

Таким образом, в Градостроительном и Налоговом кодексах понятие реконструкции трактуется одинаково и, что самое главное, в соответствии с нормами русского языка – переделывание, перестраивание.

В промышленной практике с целью с совершенствования производства и повышения его технико-экономических показателей осуществляется переустройство скважин достраиванием их дополнительным боковым стволом или путем увеличения длины ствола и/или изменения его пространственного расположения в продуктивном пласте. Предложенная в 50-х годах технология бурения дополнительных стволов из вырезанного «окна» в обсадных колоннах получила широкое применение в скважинах обводненных и аварийных

со смятыми эксплуатационными колоннами, а также расположенных в истощенной области продуктивного пласта, когда производительность бездействующих нефтяных и газовых скважин не может быть восстановлена традиционными методами [9].

Например, в ОАО «Сургутнефтегаз» бурение дополнительных боковых стволов было начато в 1989 г. на Быстринском месторождении, а к 2001 г. количество эксплуатируемых скважин с боковыми стволами достигло 101. Важно отметить, что боковые стволы проводились в скважинах, где реализация других методов интенсификации добычи была неэффективной или невозможной. Анализ работы этих скважин показал, что ввод в работу боковых стволов повышает дебиты нефти и снижает обводненность продукции как самих скважин, так и ближайших к ним. Одним из факторов увеличения нефтеотдачи является возрастание линейной скорости фильтрации за счет дополнительного отбора жидкости и приближения забоя добывающих скважин к зоне нагнетания воды [10]. Аналогичные результаты получены и в ОАО «Газпром нефть» [11, 12].

Работы по переустройству скважины путем бурения бокового ствола (наклонного, горизонтального) включают: диагностические исследования скважины, срезание участка обсадной колонны или вырезание в ней окна, установку искусственного забоя (цементный мост, клин-отклонитель), забуривание бокового ствола, бурение бокового ствола, оснащение (оборудование) бокового ствола функциональными элементами, обеспечивающими его герметичность и извлечение пластовой продукции.

Следует отметить, что принятое в правилах ПБ 08-624-03 (п.п. 4.1.1, 4.1.2) вычленение из процесса бурения бокового ствола операции забуривания и отнесение ее к капитальному ремонту скважины, а операции проводки нового ствола с последующим изменением конструкции скважины и ее назначения – к реконструкции является надуманным и деструктивным. Операция забуривания нового ствола не имеет смысла, если за ней не следует операция проводки этого ствола, причем независимо от того будет ли он иметь горизонтальное смещение.

В результате бурения бокового ствола конструкция скважины изменяется и не соответствует фактической конструкции скважины при постановке на учет как основного средства недропользователя, а именно: у скважи-

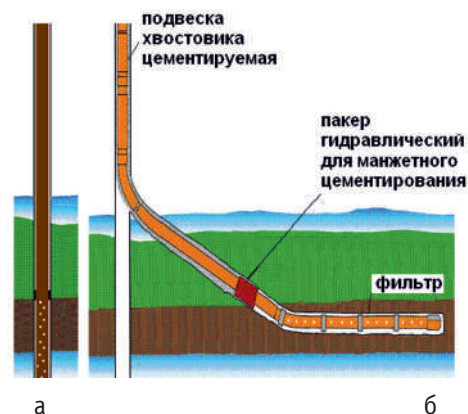


Рис. 2 Конструкция скважины до (а) и после (б) переустройства путём бурения бокового ствола

ны помимо основного ствола появился еще один дополнительный, боковой ствол. Этот ствол отличается от основного устройством, пространственным расположением и геометрическими параметрами (рис. 2, 3), следовательно, скважина реконструирована.

Переустройство (реконструкция) имеет место и при углублении скважины с целью увеличения длины ствола, и, как правило, изменения его пространственного расположения.

Обобщая вышеизложенное, отметим, что изменение любого из параметров конструкции является реконструкцией, т.е. изменением конструкции скважины.



Рис. 3. Принципиальная схема работ по переустройству скважины путем ее углубления новым стволом

Ликвидация скважины

Заключительным этапом жизненного цикла скважины является ее ликвидация в соответствии с требованиями Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов (РД 08-492-02). При этом, в отличие от других сооружений, скважина не демонтируется, а специальным образом переводится в безопасное для окружающей среды состояние. Ответственность за ликвидированную скважину несет ее владелец.

Выводы

К сожалению, нормотворчество в нефтегазовом комплексе имеет давнюю традицию лингвистического нигилизма, которая в последнее время усугубилась менеджеризацией должностей технических специалистов. Выход из создавшегося положения – создание отраслевой системы технического регулирования, включающей, в том числе лингвистическую экспертизу нормативно правовых актов и нормативных документов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Керимов Д.А. Законодательная техника: Научно-методическое и учебное пособие. - М.: Норма, 2000. - 127 с.
2. Интернет-ресурс «Российский налоговый портал» (<http://www.taxpravo.ru/arbitration/resolution>).
3. Балаба В.И. Требования промышленной безопасности как источник опасности // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. - 2008. - № 3. - с. 38-41.
4. Толковый горно-геологический словарь. Основные термины / В.А. Гладун и др. - М.: Рус. яз., 1993. - 448 с.
5. Краткое методическое пособие по разработке и упорядочению научно-технической терминологии / Составители С.И. Коршунов, Г.Г. Самбуров. - М.: Наука, 1979. - 128 с.
6. Балаба В.И. Системно-процессное управление строительством скважин // Наука и техника в газовой промышленности. - 2010. - № 1. - с. 45-47.
7. Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. 5-е изд., перераб. и доп. — М.: ИНФРА-М, 2007. - 495 с.
8. Балаба В.И. Техническое регулирование реконструкции и капитального ремонта скважин // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. - 2009. - № 4. - с. 27-35.
9. Оганов А.С., Беляев В.М., Повалихин А.С., Ахметов А.А., Москвичев В.Н. Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины // Нефтяное хозяйство. - М.: 1993. - № 9. - с. 6-7.
10. Медведев Н.Я., Малышев А.Г., Сонич В.П. Анализ применения боковых стволов в ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. - М.: 2001. - № 9. - с. 58-62.
11. Савельев В.А., Мухометзянов Р.Н., Нуриев М.Ф. Состояние и перспективы разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. - М.: 2009. - № 12. - с. 9-12.
12. Сваровская М.Г., Черепанов Е.Е., Золотухин А.Б. Выявление и эффективная разработка сложнопостроенных геологических тел на примере пласта БП12 Вынга-яхинского месторождения // Нефтяное хозяйство. - М.: 2009. - № 12. - с. 51-53.

УДК 622.24

Сравнительная оценка эффективности технологий строительства нефтяных и газовых скважин по конечным результатам работы

Б.М. Ребрик – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
В.В. Куликов – доктор техн. наук, профессор
(РГГРУ)

Одной из важнейших проблем, возникающих при оценке эффективности строительства скважин, является выбор корректного способа этой оценки. Как правило, на практике применяют оценку по одному из двух фундаментальных показателей: сравнительную оценку по стоимости при фиксированном времени строительства или сравнительную оценку

по времени строительства (т. е. по производительности) при заданной стоимости работ. Другими словами, стоимость буровых работ и время (производительность) обычно выступают как независимые величины. Одновременно и равновесно при сравнительной оценке эффективности процесса строительства скважины они не используются. «Вес» же

каждого из этих показателей при строительстве нефтяных и газовых скважин сам по себе весьма существен и с увеличением глубины скважин только возрастает. Информация об эффективности процесса, полученная при оценке только по одному из показателей, не может считаться представительной. Сколь-нибудь достоверный пересчет стоимостных величин в единицы производительности (или наоборот) практически невозможен. Его применение является источником потенциально неточных оценок. Причина заключается в том, что дать достоверную денежную оценку времени, затраченного на ведение работ, в принципе невозможно из-за приближенного характера этой оценки. В этом случае теряется сам смысл такой оценки.

Напротив, независимая одновременная оценка стоимостных затрат и времени в рамках одного показателя позволила бы избежать возникающие разночтения. Другими словами, корректная сравнительная оценка эффективности обязательно должна базироваться на одновременном независимом учёте, как стоимости, так и времени производства работ.

Такая оценка необходима для разработки стратегических направлений развития буровых организаций, выбора перспективных технико-технологических решений. Так, например, без такой оценки невозможно ответить на следующий вопрос. Строительство какой из двух скважин (при одинаковом качестве работ, но разных технологиях бурения) было более эффективным, если по результатам строительства суммарная стоимость 1 метра первой скважины оказалась выше, а затраты времени на его бурение меньше, чем те же показатели по второй скважине? Ошибка в сравнительной оценке может привести к существенным просчетам в выборе и стимулировании перспективных решений и технологий и, в конечном итоге, к низкой конкурентоспособности применяемых буровых технологий.

Следует отметить, что оценку эффективности бурового процесса одновременно и по стоимости, и по времени можно применять не только ко всей скважине, но и, например, к сооружению дополнительных (боковых) стволов.

Попытки проведения оценки эффективности процесса бурения, учитывающей одновременно и стоимостные показатели, и производительность бурения, были известны и ранее. Так, например, комплексная методика оцен-

ки определения границ рационального применения снарядов со съёмными керноприёмниками была предложена в работе [3]. Однако, по сути, в этой работе деньги и производительность, представленные в безразмерной форме, выражены друг через друга, а не учтены независимо. Следовательно, в данном случае, мы имеем дело с оценкой всего лишь по одному показателю.

Обоснование корректной, одновременной и независимой оценки эффективности строительства скважин, как по стоимостным показателям, так и по времени, хотя и представляется весьма сложной, но является, в принципе, разрешимой задачей. Рассмотрим это обоснование в развитии.

В конце 80-х годов прошлого века Б.М. Ребриком совместно с учениками был предложен, обоснован, разработан и введён в практику оценки эффективности способов бурения, технологии и технических средств разведочного бурения новый механический критерий технической эффективности [8]. В основу критерия были положены известные положения вариационных принципов классической механики – действие S_L по Лагранжу и действие S_H по Гамильтону (принцип наименьшего действия), описываемые уравнениями [7]:

$$S_L = \int_0^t 2 \cdot T \cdot dt \quad (1)$$

$$S_H = \int_0^t (T - \Pi) \cdot dt \quad (2)$$

где T – кинетическая энергия системы; Π – потенциальная энергия системы; t – время.

На основе указанных двух мер движения Лагранж сформулировал принцип наименьшего действия в следующем виде: среди пучка изознергетических траекторий механической системы в пространстве конфигураций, соединяющих два фиксированных положения системы, только для действительной траектории (для реального движения) вариация действия по Лагранжу обращается в нуль.

Как известно, мере движения (действию по Лагранжу) соответствует мера взаимодействия – произведение затраченной энергии (работы) на время. Равно, как кинетической энергии (мере движения) соответствует работа (мера взаимодействия), что послужило основанием для вывода теоремы об изменении кинетической энергии механической системы.

На этой базе и был получен интегральный механический критерий q технической эффективности бурения:

$$q = W \cdot t \quad (3)$$

где W – затраченная на бурение скважины энергия, Н·м; t – интервал времени или полное время бурения скважины, с. Отсюда размерность критерия q оказалась соответствующей Н·м·с, кг·м²·с⁻¹ или Вт·с².

Из формулы (3) следует, что для двух сравниваемых технологий бурения, двух буровых установок, двух противопоставляемых долот и т.д., те из них в механическом отношении более совершенны (рациональны), для которых q меньше.

В процессе использования критерия q выявилась настоятельная необходимость в некоторой трансформации критерия и приведении его к единому интервалу бурения. На практике сплошь и рядом различны как глубины скважин, так и интервалы бурения. Поэтому критерий q был приведен к следующему виду:

$$q_1 = \frac{N \cdot t^2 \cdot L_6^2}{L^2} \quad (4)$$

где N – потребляемая средняя мощность; t – время бурения интервала или всей скважины; L – фактический интервал бурения или длина всей скважины; L_6 – базовый интервал бурения.

Во всех случаях базовый интервал принят равным 1 м. Отсюда и индекс при критерии q_1 [9].

Все другие значимые и используемые в бурении критерии эффективности непосредственно связаны с введенными Лагранжем [7] фундаментальными механическими понятиями. Критерий K , предложенный В.Г. Кардышем и определяемый по формуле:

$$K = \frac{N}{V_M} \quad (5)$$

где N – мощность; V_M – механическая скорость, представляет собой обобщенную силу, препятствующую перемещению долота вдоль оси скважины.

Критерий K_1 , предложенный Ф. Секулой и определяемый по формуле:

$$K_1 = \frac{N}{V_M^2} \quad (6)$$

представляет собой вторую производную от действия по Лагранжу по обобщенной координате – осевому перемещению бурового снаряда (показано в работе [12]).

Предложенный в работе [9] критерий q_1 привлек внимание многих учёных и специалистов, которые цитировали или использовали его в своих работах. Среди учёных следует назвать докторов технических наук Д.Н. Башкатова [1, 2], В.И. Власюка, Б.И. Воздвиженского, Л.Г. Грабчака, Е.А. Козловского, Г.В. Лукошкова, М.В. Меркулова, И.Г. Шелковникова, кандидатов наук Ю.А. Арсентьева, В.А. Барашкова, Д.А. Ахапкина, К.А. Бежанова, А.М. Волкова, В.Н. Калининцева, В.Я. Киповского, О.Л. Лефтона, А.П. Назарова, С.Ю. Некоза, А.П. Полежаева, В.И. Скланова, Н.В. Смирнова, инженеров А.Л. Базанова, С.И. Голикова, А.С. Жарова, В.А. Равделя, А.Е. Самбурга, Д.А. Смирнова, Е.И. Сударкина и др. Например, В.Я. Киповский под руководством И.Г. Шелковникова напрямую использовал критерий q_1 для оценки конструктивных схем автоматизированных буровых станков для подводного геологоразведочного бурения [5].

Заместителем председателя Роскомнедр В.Б. Мазуром 20 декабря 1996 года были утверждены «Рекомендации по определению технического уровня буровой геологоразведочной техники», в которых в качестве основополагающего использован показатель технической эффективности C_q , вычисляемый, как обратная по отношению к q_1 величина. Таким образом, критерий q_1 получил официальную аттестацию в ведомственном нормативном документе [13].

Можно заметить, что критерий q_1 не является критерием оптимизации, это – оценочный критерий на завершающей стадии сопоставления двух альтернатив. Далее, критерий не отменяет и не противопоставляется существующим критериям, он дополняет их. Что касается физического смысла критерия q_1 , то он полностью соответствует физическому смыслу действий по Лагранжу и Гамильтону (размерности одинаковы), только первый является мерой взаимодействия, а вторые – мерами движения.

С использованием критерия q_1 можно установить, какая из двух разных буровых установок более совершенна в механическом отношении (естественно, эксплуатируемых в одинаковых условиях). Для какой установки q_1 в численном отношении будет меньше, та и лучше.

Именно эти обстоятельства побудили Л.Г. Грабчака в одной из своих работ подчеркнуть, что предложенный критерий q_1 имеет солидную теоретическую базу и может быть использован для различных сопоставлений в бурении наряду с другими критериями. Причем таких критериев может быть предложено множество, и каждый из них будет характеризовать буровой процесс с разных точек зрения и с разными требованиями [4]. Например, критерий качества бурения никак не может быть заменен критерием технической эффективности и т.д. [6].

Важнейшей задачей научных исследований в области строительства скважин является разработка комплексных, обобщенных критериев эффективности, учитывающих все стороны бурового процесса. Здесь возможны два направления исследований. Первый – путем опосредованного использования каждого отдельного критерия. Например, так, как это рекомендовано в работе [6]. Допустим, определены (в числах) три уровня (критерия) эффективности: Y_T – технический уровень (обобщенный критерий технической эффективности); Y_K – уровень качества (обобщенный критерий качества) и Y_C – уровень стоимости. Само собой, все уровни должны быть приведены к одной (скажем, пятибалльной) шкале.

Тогда комплексный (обобщенный) уровень Y можно вычислить по формуле:

$$Y = Y_T \cdot n_T + Y_K \cdot n_K + Y_C \cdot n_C \quad (7)$$

где n_T – значимость («вес») технического уровня в комплексном критерии; n_K – значимость уровня качества; n_C – значимость уровня стоимости.

Естественно,

$$n_T + n_K + n_C = 1 \quad (8)$$

Если для отдельных уровней принята пятибалльная шкала, то и комплексный уровень будет вычислен в этой же шкале.

Второе направление связано с поиском функциональных соотношений между различными уровнями (критериями). В работе [10] сделана попытка отыскания функциональной связи между двумя оценочными показателями: показателем C_q технической эффективности и экономическим показателем C_e , средней стоимости объема бурения (на примере работы буровых станков колонкового бурения). В работе [10] для семи различных вариантов было рассчитано соотношение:

$$C_q = \frac{A_1}{C_e^2} \quad (9)$$

где C_e – средняя стоимость объема бурения одним конкретным станком данной марки; A_1 – постоянный коэффициент.

$$A_1 = \frac{C_{\Sigma}^2}{L_6^2 \cdot N} \quad (10)$$

где C_{Σ} – суммарная стоимость объема бурения, выполненного всеми станками данной марки, L_6 – базовый интервал бурения, равный 1 м.

Для всех рассматриваемых станков был получен одинаковый вид зависимости (квадратичная гипербола), однако с разными значениями коэффициента A_1 . Большей средней стоимости соответствуют и меньшие значения показателя C_q , что не противоречит практике и здравому смыслу.

В настоящей статье предлагается использовать еще один подход. Важнейшим составным элементом критерия q_1 является затраченная на 1 м бурения энергия. В самом критерии она выражена через среднюю мощность и время. Но энергию можно вычислить и через расход топлива (для самоходных буровых установок). Подобный подход был использован в работе [14]:

$$q_{1T} = \frac{W_T \cdot t \cdot L_6^2}{L^2} \quad (11)$$

где q_{1T} – критерий технической эффективности, определяемый через расход топлива, литр-час; W_T – общий расход топлива на весь интервал бурения.

Оказалось, что критерий q_{1T} обратно пропорционален глубине скважины и почти линейно связан с механической скоростью бурения. Большим значениям механической скорости соответствует меньшие значения критерия q_{1T} , что вполне согласуется с общим представлением об осуществляемом процессе.

Исходя из этого, один из авторов настоящей публикации (В.В. Куликов) предложил [11] расход топлива заменить на стоимость этого топлива.

В качестве исходной была принята формула (3), которая преобразовалась в соотношение:

$$q_C = C_T \cdot t_{CKB} \quad (12)$$

где q_C – критерий q , выраженный в руб.-сутки; C_T – общая

стоимость топлива, затраченного на бурение скважины в руб.; $t_{СКВ}$ – полное время бурения всей скважины, сутки.

Произведем дальнейшие преобразования формулы (12), приведя ее к базовому интервалу бурения, равному 1 м. Для этого значение величины q_C в (12) отнесем к базовому интервалу бурения и обозначим q_{1C} . В качестве рабочих моделей примем линейные зависимости, связывающие базовые и полные значения параметров:

$$t_1 = \frac{t_{СКВ} \cdot L_6}{L} \quad (13)$$

$$C_{1T} = \frac{C_T \cdot L_6}{L} \quad (14)$$

где C_{1T} – стоимость топлива, приходящегося на 1 м бурения; t_1 – время, затраченное на 1 м бурения.

Тогда соотношение (12) приобретает вид:

$$q_{1C} = C_{1T} \cdot t_1 \quad (15)$$

Или

$$q_{1C} = \frac{C_T \cdot t_{СКВ} \cdot L_6^2}{L^2} \quad (16)$$

Формула (16) по структуре полностью соответствует формулам (4) и (11).

Продолжим рассуждения дальше. Предположим, что в стоимость в формуле (12) включена не только стоимость одного топлива, а все понесенные затраты на сооружение скважины $C_{общ}$. Тогда формула (16) примет вид:

$$(q_{1C}) = \frac{C_{общ} \cdot t_{СКВ} \cdot L_6^2}{L^2} \quad (17)$$

Но

$$C_{общ} = \frac{C_1 \cdot L}{L_6} \quad (18)$$

$$t_{СКВ} = \frac{t_1 \cdot L}{L_6} \quad (19)$$

где C_1 – стоимость строительства 1 м скважины (широко используемая в экономике величина), руб.; t_1 – время строительства 1 м скважины, сутки.

Окончательно получим:

$$(q_{1C})_{общ} = C_1 \cdot t_1 \quad (20)$$

или

$$(q_{1C})_{общ} = C_2 \cdot t_1^2 \quad (21)$$

где C_2 – стоимость 1 суток строительства скважины, руб.

Мы получили выражения (20) и (21), определяющие меру эффективности деятельности человека в области строительства скважин, учитывающие производительность труда и полные произведенные затраты.

При этом авторы отдают себе отчет в том, что примененный ими прием расширения (обобщения) исходного действия по Лагранжу на немеханические процессы требует проверки и уточнения в производственных условиях. В то же время, полученный результат не противоречит основам экономики и дает надежду на значимость решения.

Пока в стороне остается оценка качества производства работ. Но это – предмет дальнейших исследований.

Рассмотрим близкий к практике пример. Предположим, пробурена нефтяная скважина роторного бурения глубиной 2400 м. Стоимость скважины составляет 122,4 млн. рублей. Время строительства скважины 6 месяцев (180 суток). В тех же геологических условиях, с тем же качеством, при бурении гидравлическим забойным двигателем (ГЗД) пройдена скважина глубиной 2250 м стоимостью 142,8 млн. рублей за время 4,5 месяца (135 суток). Какой из способов бурения был более предпочтительным?

Несложные расчеты позволяют определить $(q_{1C})_{общ}$ для первой и второй скважины:

$$(q_{1C})_{общ1} = (122,4 \cdot 106 / 2400) \cdot (180 / 2400) = 3825 \text{ руб.} \cdot \text{сутки};$$

$$(q_{1C})_{общ2} = (142,8 \cdot 106 / 2250) \cdot (135 / 2250) = 3808 \text{ руб.} \cdot \text{сутки}.$$

Можно утверждать, что оба использованные способа бурения по данному критерию почти равноценны. Однако небольшое предпочтение следует отдать второму (с применением ГЗД) способу ($(q_{1C})_{общ2} < (q_{1C})_{общ1}$). Хотя стоимость строительства 1 метра скважины у него выше (63467 руб.), чем у первого (51000 руб.), зато суточная производительность строительства более значительна (16,6 м при бурении ГЗД и 13,3 м при роторном бурении).

Таким образом, нами предложен новый обобщенный оценочный критерий эффективности технологий и технических средств строительства нефтяных и газовых скважин, учитывающий (одновременно и независимо) стоимость строительства 1 м скважины и производительность труда.

ЛИТЕРАТУРА

1. Башкатов Д.Н. Вопросы выбора критерия оптимизации процесса бурения // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дрилинг», 2009. – №1. – с.17-19.
2. Башкатов Д.Н. О механическом критерии технической эффективности // Известия вузов. Геология и разведка. – М.: 2009. – №2. – с.76-77.
3. Боголюбский К.А., Тунгусов А.А., Пенкевич С.В. и др. Методические рекомендации по предварительной оценке целесообразности применения снарядов со съемными керноприёмниками. – Ростов-на-Дону: ПГО «Южгеология», 1986. – 25 с.
4. Грабчак Л.Г. К вопросу о критериях эффективности // Известия вузов. Геология и разведка. – М.: 2010. – №4. – с.77-78.
5. Киповский В.Я., Шелковников И.Г., Кочетов С.О. Оценка эффективности конструктивных схем автоматизированного подводного бурового станка // Записки ЛГИ. Бурение разведочных скважин, т.105. – Л.: ЛГИ, 1985. – с.108-113.
6. Козловский Е.А., Ребрик Б.М., Калинин В.Н. Комплексная оценка эффективности способов, технических средств и технологии геологоразведочного бурения. (Техника, технология и организация геологоразведочных работ). Обзор. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1998. – 26 с.
7. Лагранж Ж.Л. Аналитическая механика. Том I (594 с.). Том II (440с.). – М.-Л.: Гос. изд-во техн.-теор. литературы, 1950.
8. Ребрик Б.М. Новый механический критерий технической эффективности способов бурения и технических средств // Сборник «Основные научные направления в создании и освоении минерально-сырьевой базы страны». – М.: Недра, 1988. – с.183-189.
9. Ребрик Б.М. Механический критерий технической эффективности разведочного бурения // Разведка и охрана недр – М.: 1988. – с.24-26.
10. Ребрик Б.М., Бежанов К.А., Волков А.М., Арсентьев Ю.А., Некоз С.Ю. Взаимосвязь технического и экономического критериев эффективности буровых станков // Сборник «Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые». Вып.16: Минвуз Науч. темат., сборник /Редкол.: О.В.Ошкордин (Отв. редактор) и др. – Екатеринбург: Уральский горный институт, 1993. – с. 6-9.

ЛИТЕРАТУРА

11. Ребрик Б.М., Куликов В.В. Обобщенный оценочный критерий эффективности технологий бурения скважин // VI Международная научно-практическая конференция «Наука и новейшие технологии при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых». Избранные доклады. – М.: РГГРУ, 2010.
12. Ребрик Б.М., Смирнов Н.В., Полежаев А.П. О критериях технической эффективности процесса бурения скважин // Сборник «Технический прогресс в технике и технологии разведки месторождений полезных ископаемых. № 11. – М.: МГРИ, 1989. – с.6-21.
13. Рекомендации по определению технического уровня буровой геолого-разведочной техники. – М.: АОЗТ «Геоинформмарк», 1996. – 56 с.
14. Самбург А.Е., Жаров А.С., Ребрик Б.М. Опыт бурения гидрогеологической скважины // Известия вузов. Геология и разведка. – М.: 2009. – №1. – с.80-82.

УДК 622.24

Разработка научного метода объективной оценки процессов динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия класса PDC (часть I)

К.И. Борисов - канд. техн. наук, доцент

(Институт природных ресурсов национального исследовательского Томского политехнического университета)

Современное состояние научно-технического развития в отечественной буровой отрасли делает весьма актуальным разработку новых научных подходов для объективной оценки эффективности динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия (РСД) типа PDC. В частности, это обусловлено следующими важными факторами: расширением объемов использования инструментов РСД на основе современных материалов типа Stratapax™, как при бурении скважин на нефть и газ, так и при бурении на твердые полезные ископаемые; растущей, вследствие этого, необходимости более точно и объективно оценивать эффективность динамического разрушения горных пород инструментами РСД; отсутствием научно-обоснованной картины и физического механизма процессов динамического внедрения и резания горных пород породоразрушающими элементами (резцами); отсутствием объективного прочностного показателя горных пород всех типов и категорий буримости, оценивающего их поведение в процессе динамического резания; отсутствием объективного критерия эффективности динамического резания горных пород при работе инструментов РСД.

Указанные факторы явились важным основанием постановки комплекса исследовательских работ по экспериментальному и аналитическому изучению динамики резания горных пород современными инструментами РСД с алмазно-твердосплавными пластинами (АТП) [10,13].

Одним из главных аспектов целесообразности работ по исследованию разрушения горных пород инструментами РСД при бурении скважин является то, что реальная физическая картина динамического «резания горных пород», включающая переходные процессы, процессы истирания породы, снятия резцом «стружки» определенной величины, до сего времени комплексно не изучена, и детально не описана [2, 12, 15].

Для анализа процесса динамического резания горных пород единичным резцом произведено разделение его на сегменты вдавливания под действием вертикальной силы G_0 (рис. 1), и дальнейшего перемещения нагруженного резца вдоль плоскости резания под действием силы резания F_p [1, 4].

На первом этапе под действием постоянной осевой силы G_0 резец внедрится на определенную величину h_0 . Процесс

нагрузки G_0 и силы резания F_r , вызывающие процессы реальных объемных нарушений в горной породе и отделение частиц породы от массива при движении резца, качественно изменяют силовую картину процесса резания: взаимоотношение между силой резания и осевой нагрузкой переходит на другой уровень. Их взаимосвязь становится существенно сложнее, и определяется не только процессами трения, через коэффициент трения, но и процессами объемного разрушения через, условно названный нами «коэффициент разрушения» μ_r . Суммарная величина двух указанных характеристик определяет величину коэффициента, названного нами «коэффициентом сопротивления резанию» K_r . С учетом изложенного выражение (2) преобразуется в формулу:

$$h = \frac{G_0}{b \cdot H_{\text{вд}} \cdot K_r} \quad (3)$$

где $\mu_r = 0,1 \cdot K_l \cdot S_K$ - коэффициент разрушения; $K_r = \mu + \mu_r$ - коэффициент сопротивления резанию.

Нами сделано предположение, что с ростом абсолютных значений прикладываемых сил резания и объемов разрушения под резцом в конкретной системе «резец-порода» наступит стабилизация значения коэффициента K_r . Данный факт должен свидетельствовать о завершении «истирающе-усталостного» режима динамического резания породы, и переходе его в качественно новую, объемную стадию.

Автором для подтверждения сделанных выводов выполнено экспериментальное изучение и анализ динамического внедрения при резании горных пород в самых различных условиях резания и типах горных пород [2, 8, 9].

Комплексное экспериментальное изучение данных процессов в лабораторных условиях проводилось по предложенной автором новой методике моделирующей начальный, переходный, и установившийся режимы динамического резания горных пород [6].

В качестве режущего элемента 1 использовались стандартные стержни формы Г 5303 по ГОСТ 880-75, закрепляемые в специальной оправе - держателе 2 (рис. 4). Использование в методике такого типа режущего элемента в значительной степени моделирует резцы в современных инструментах РСД с АТП. Держатель в свою очередь крепится в трехкомпонентном цифровом динамометрическом устройстве 3 типа "Kistler", жестко зафиксированном на массивном стальном фундаменте (основании) 4. Принципиально важным

и оригинальным в методике является технология экспериментального измерительного процесса. В экспериментах по получению исходных данных для расчетов показателей регистрирующее устройство с режущим элементом находится неподвижно, а закрепленный в зажимном устройстве 5 образец горной породы - скважинный керн 6, - перемещается (подается) специальным механизмом 7 относительно режущего элемента под определенным, зафиксированным углом α .

После полного прохода керна через закрепленный резец в горной породе, вследствие «перекося керна», образуется нарастающий «след» h_i от срезанной горной породы. Силовые параметры эксперимента на режущем элементе - выталкивающая (осевая) сила R_i и сила резания F_i - записываются после преобразования на электронное устройство 8. Скорость линейного перемещения резца экспериментально подобрана и составляла от 0,057 м/с до 2,4 м/с; передний угол резания составил отрицательную величину, коррелирующую с углом наклона керна α .

Типовая «силовая картина» единичного процесса резания представлена на рис. 5. Здесь участок «1-7» характеризует начальный и переходный истирающе-усталостный периоды процесса разрушения горной породы резанием. Участок «7-10» свидетельствует о выходе процесса на стационарное объемное разрушение исследуемой горной породы, а, следовательно, и о количественной стабилизации коэффициента сопротивления K_r для конкретной пары «резец-порода». Наступление указанной стадии процесса резания является важнейшим условием данной методики измерений показателя. В случае, если по завершению конкретного эксперимента по формированию «реза» в исследуемой горной породе установлено, что не достигнут участок стабилиза-

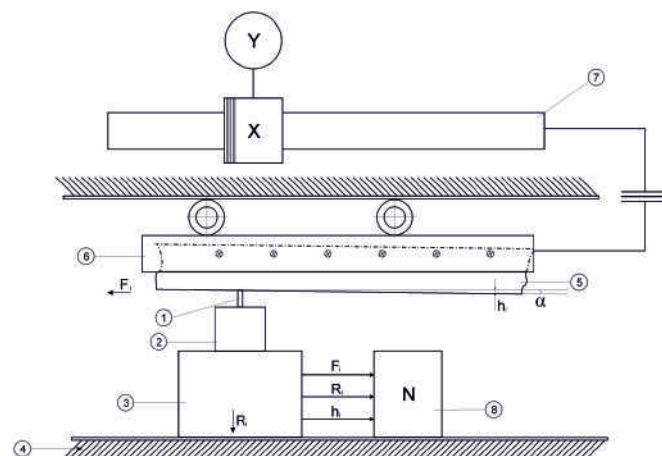


Рис.4. Схема лабораторной установки УМР

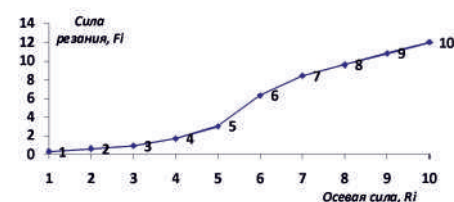


Рис. 5. Типовая силовая картина резания

ции силовой картины - участок 7-10, - изменяется в сторону увеличения угол «перекося» керна α .

В качестве образцов для исследований и получения динамических характеристик горных пород, методикой предусмотрено использование обычного специально не подготовленного скважинного керна. Это значительно упрощает проведение массовых экспериментальных работ по накоплению статистических данных динамических показателей твердости горных пород различных категорий.

На рис. 6 представлены экспериментальные данные по взаимосвязи между коэффициентом сопротивления K_r при резании песчаника с твердостью по Шрейнеру равной 174 кгс/мм², и величиной осевой нагрузки в установившемся режиме динамического резания.

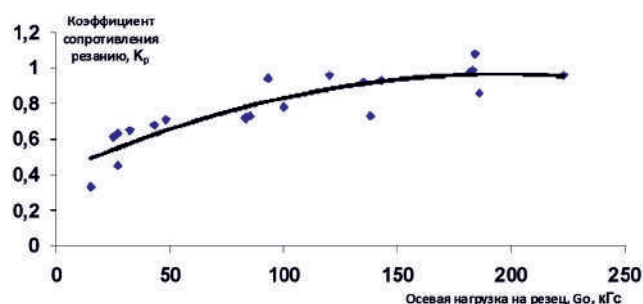


Рис. 6. Зависимость коэффициента сопротивления резанию от осевой нагрузки на резец.

Графическая зависимость коэффициента сопротивления резанию K_r от осевой нагрузки на горную породу, передаваемой через резец, подтверждает предположение о том, что количественно его значение не остается неизменным, а увеличивается от значения, определяющего ориентировочно коэффициент трения пары «сплав-песчаник», приближаясь в конкретном случае к единице, и, стабилизируясь на этом значении. Таким образом, при относительно небольших осевых нагрузках и соответствующих глубинах резания, процесс разрушения данной горной породы носит «истирающий» характер. Однако при увеличении силового воздействия на породу процесс приобретает характер так называемого «объемного» режима разрушения. При этом важным, с нашей точки зрения, является факт стабилизации величины коэффициента сопротивления резанию K_r при определенных нагрузках на разрушаемые горные породы. Исследования, проведенные для образцов других разновидностей осадочных горных пород, показали подобные результаты, т.е. стабилизацию коэффициента сопротивления K_r с приобретением процесса самого эффективного объемного режима их разрушения резанием [5].

Таким образом, экспериментально подтверждено, что начало эффективного режима работы инструментов РСД при установившемся процессе динамического резания горных пород может быть достаточно полно количественно установлено с помощью коэффициента K_r сопротивления разрушению горных пород в момент его стабилизации. При этом установившаяся величина коэффициента сопротивления в объемном режиме резания горной породы может служить важным количественным критерием достижения оптимальных характеристик процесса резания.

Другим важным направлением исследовательских работ, результаты которых основаны на использовании лабораторной станции УМР, является разработка и научное обоснование критерия объективной оценки динамической сопротивляемости разрушению горных пород в процессе их резания инструментом РСД.

В настоящее время подавляющее количество научных работ достаточно полно раскрывают качественную картину, физический механизм и количественные результаты в основном вдавливания породоразрушающих элементов в горные породы [7, 14].

Специалистами и учеными для характеристики поведения горных пород при их бурении признаются и используются методики оценки прочностных свойств горных пород, основанные на реализации только статического внедрения индентора (штампа) в исследуемую горную породу [7].

Однако, по нашему мнению, необходимо учитывать, что статическое вдавливание важный, но не единственный процесс при динамическом разрушении горных пород резанием.

На наш взгляд, процесс динамического разрушения горных пород при использовании инструментов РСД не может моделироваться только статическим вдавливанием [9, 11]. Следовательно, неправомерно использовать для оценки динамических прочностных характеристик горных пород методики, основанные на моделировании только процесса статического вдавливания.

Более того, поведение целого класса горных пород при деформации и разрушении, достаточно широко представленных при бурении скважин на все виды полезных ископаемых высоко-пластичных и пластичных мягких горных пород, вообще не описывается методиками, моделирующими процессы вдавливания, т.к. они не дают хрупкого «скола».

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов К.И. Исследование сил резания горных пород твердосплавными резцами // Технология и техника геологоразведочных работ. – 1982.- Вып. 5. – с. 117-126.
2. Борисов К.И., Сулакшин С.С. Исследование закономерностей разрушения горных пород резцами в динамическом режиме резания // Разрушение горных пород при бурении скважин: Матер. Междунар. научно-практ. конф. – Уфа, 1982. – Т.1. – вып. 3.- с. 137-141.
3. Борисов К.И. Определение сопротивляемости породы разрушению при резании // Технология и техника геологоразведочных работ. – 1987.- Вып. 10. – с. 28-30.
4. Сулакшин С.С., Борисов К.И. Результаты аналитического и экспериментального определения глубины внедрения единичного резца в горную породу // Технология и техника геологоразведочных работ. – 1985. – №8. – с. 61-66.
5. Борисов К.И. Экспериментальная количественная оценка силовых характеристик резания горных пород // Нефтегазовому образованию в Сибири – 50 лет. – 2002. – с. 255-257.
6. Борисов К.И. Количественная оценка важнейших силовых характеристик разрушения горных пород при резании // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин. – 2004. – с. 38-42.
7. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород. – М-Л.: Гостехиздат, 1950. – 256 с.
8. Борисов К.И. Методика оценки эффективности процесса динамического резания горных пород инструментами режущо-скалывающего действия // Нефтяное хозяйство. – М.: 2008. – № 8. – с. 112–113.
9. Борисов К.И. Основные положения научной методики оценки процесса динамического резания горных пород при бурении скважин // Минерально-сырьевая база Сибири: история становления и перспективы: Матер. научно-практ. конф. – Томск, 2009. – Т. 1. – с. 38–40.
10. Борисов К.И. Методика оценки динамических прочностных свойств горных пород и эффективности процесса разрушения горных пород инструментами режущо-скалывающего действия // Бурение и нефть. М.: ООО «Бурнефть», 2008. – № 1. – с. 24–27.
11. Борисов К.И. Экспериментальная количественная оценка силовых характеристик резания горных пород // Известия вузов ТПУ. – Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. Томск: – 2002. – Т. 305. – Вып. 8. – с. 216–219.
12. Борисов К.И. Исследование работы коронок режущо-скалывающего действия с целью повышения эффективности их применения при бурении геологоразведочных скважин: диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Томск: – 1981. – 206 с.
13. Борисов К.И. Прикладные аспекты нового научного метода оценки свойств и эффективности процесса разрушения горных пород // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2010. – № 3, с.24-27.
14. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении скважин - М.: Недра, 1971. – 231 с.
15. Владиславлев В.С. Формирование траектории движения резца при нестационарном режиме резания // Известия ВУЗов «Геология и разведка». – М.: 1981. – № 2. – с. 99-102.

УДК 622.243.13

Улучшение условий работы шарошечного долота за счет применения пульсирующей промывки

С.А.Тунгусов – канд. техн. наук, ведущий специалист
(ОАО "Газпром промгаз")

А.А.Тунгусов – канд. техн. наук, доцент
(Российский Государственный Геологоразведочный Университет)

Одним из эффективных способов разрушения горной породы на забое скважины является дробяще-скалывающий. Этот способ получил достаточно широкое распространение за счет применения шарошечных долот. Патент на первое шарошечное долото был получен в 1909 году Ховардом Хюзом (Howard R. Hughes) [1, 2]. С тех пор элементы шарошечного долота были не раз усовершенствованы, изменения в основном касались повышения стойкости резцов, подшипников и системы их смазки. Сама принципиальная конструкция шарошечного долота практически не претерпела никаких изменений, т.е. можно говорить о том, что найдена оптимальная на данный момент форма породоразрушающего инструмента данного типа. Следовательно, для существенного повышения эффективности бурения с применением шарошечных долот необходимо решать другие задачи, не связанные непосредственно с конструкцией долота. Одной из таких задач является эффективное удаление продуктов разрушения горной породы с забоя и тем самым уменьшение содержания твердой фазы промывочной жидкости в призабойной зоне. Частицы горной породы, остающиеся на забое, не позволяют эффективно внедряться зубьям долота, что приводит к уменьшению механической скорости бурения и дополнительным затратам энергии на повторное разрушение забоя. Повышенное содержание твердой фазы в призабойной зоне ведет к увеличенному износу долота, быстрому выходу из строя цапф, а так же к износу подшипников долота.

В настоящее время в основном используются долота, имеющие систему промывки, представленную тремя насадками, которые расположены в цапфах долота (рис. 1).

Такая схема достаточно эффективна, но имеет ряд существенных недостатков. Многие исследователи отмечают, что при такой схеме расположения насадок зачастую происходит прижатие частиц шлама горной породы к забою струями промывочной жидкости. При этом за счет эффекта эжекции, создаваемого струями, в центре долота образуется зона пониженного давления, в эту зону устремляется поток промывочной жидкости, обогащенный шламом. В центральной части забоя образуется шламовая подушка, препятствующая эффективному внедрению долота. Распределение давления на забое при использовании долота с боковой системой промывки представлено на рис. 2.

Некоторые исследователи отмечают уменьшение шламовой подушки на забое и увеличение механической скорости бурения при использовании долота с двумя рабочими и одной заглушенной насадкой, в этом случае насадки располагаются относительно друг друга не через 120°, а через 120° и 240° [3]. Такое расположение насадок позволяет уменьшить время негативного воздействия струи промывочной жид-



Рис. 1. Долото с боковым расположением каналов промывочной жидкости

кости на забой и дает возможность разрушенной породе более эффективно отделиться от забоя скважины.

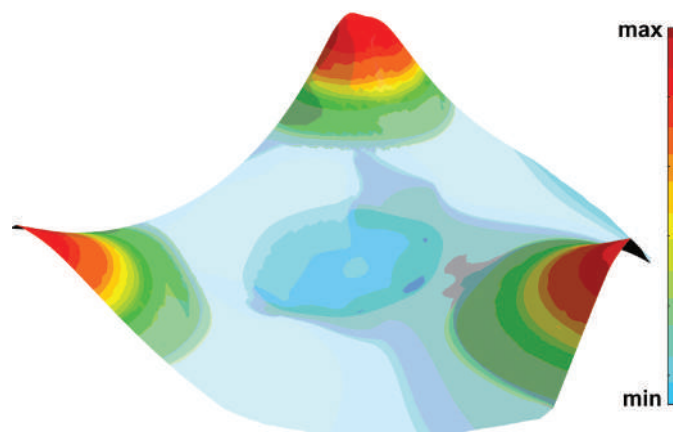


Рис. 2. Распределение давления на забое

В данной статье предлагается использовать пульсирующую промывку, что позволит в большей степени уменьшить негативное воздействие струй промывочной жидкости на забой скважины за счет того, что частицы горной породы будут иметь возможность отделиться от забоя за время, проходящее между импульсами. В зоне пониженного давления под долотом будет так же происходить его выравнивание, что позволит пульсирующему потоку эффективно удалять частицы породы из центральной части забоя скважины. При прохождении импульса скорость струй промывочной жидкости, истекающих из насадок, будет значительно выше, чем при обычной промывке, что будет способствовать перемещению бо льших по размеру частиц горной породы. При увеличении скорости движения жидкости сократится зона ламинарного течения, примыкающая к стенкам скважины и забюю. Как известно, при ламинарном течении жидкость движется слоями, обтекая препятствия и не создавая завихрений и, следовательно, для нашего случая, в меньшей степени оказывая воздействие на частички отделенной горной породы от забоя. Размер ламинарного слоя, образующегося при использовании стационарного потока, сравним с размером этих частичек. Рассмотрим обтекание частицы ламинарным потоком, движущимся слева направо (рис. 3). При таком режиме обтекания частицы перед ней и за ней образуются зоны пониженного давления, т.е. характер распределения давления, как за частицей, так и перед ней одинаковы. Это приводит к отсутствию перепада давления, и, как следствие, не возникает сил способных сдвинуть частицу. Ситуация еще больше усугубляется тем, что над частицей возникает зона повышенного давления, которое прижимает её к забюю, увеличивая тем самым силу трения частицы о забюю. Все это, в свою очередь, затрудняет удаление частиц шлама горной породы с забоя.

При применении пульсирующей промывки в некоторый момент времени скорость потока значительно возрастает, что приводит к возрастанию давления перед частицей и уменьшению его за ней (рис. 4).

За счет разницы давлений перед частицей и за ней возникнет сила, направленная в сторону движения потока, эта сила и будет способствовать движению частиц шлама по забюю. При этом интенсивное перемешивание жидкости улучшит отделение шлама от

забоя. При применении пульсирующей промывки снизится возможность образования шламовой подушки под долотом, повысится эффективность удаления шлама из призабойного пространства между долотом и стенкой скважины.

Для более эффективного использования пульсирующей промывки необходимо рационально выбирать частоту пульсаций [4]. При бурении долотами шарошечного типа частоту пульсаций можно определить, руководствуясь следующими соображениями.

Пусть в некоторый момент времени t_1 зубья шарошечного долота, расположенные на одной образующей конуса шарошки, внедрились в породу и разрушили ее. В следующий момент времени t_2 должно произойти отделение разрушенной породы от забоя, следовательно, в это время не должно оказываться динамического воздействия струями на забюю. Затем в момент времени t_3 , непосредственно перед внедрением следующих зубьев, должно произойти импульсное воздействие потока, который удалит разрушенную и отделившуюся к тому времени породу. После этого процесс повторяется. Зависимость давления P на забюю скважины от времени t , при использовании пульсирующей промывки, представлена на рис. 5.

Следовательно, зная время между воздействием зубьев долота на забюю, несложно рассчитать частоту пульсаций. Частота пульсаций будет обратно пропорциональна этому времени. Частота вращения шарошки долота определяется следующим соотношением:

$$n_{ш} = n \frac{D}{D_{ш}} \quad (1)$$

где $n_{ш}$ – частота вращения шарошки;
 n – частота вращения долота;
 D – диаметр долота;
 $D_{ш}$ – диаметр шарошки.

Следовательно, зная шаг зубьев (твердосплавных вставок) в венце и частоту вращения шарошки, несложно определить и частоту пульсаций:

$$\varphi = \frac{n_{ш}}{z} \quad (2)$$

где φ – частота пульсаций;
 z – шаг зубьев в венце.

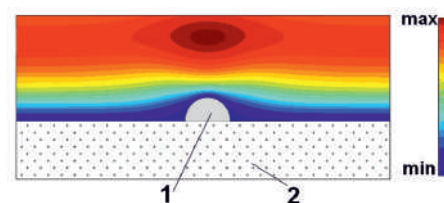


Рис. 3. Распределение давления при обтекании частицы ламинарным потоком (при стационарном режиме промывки скважины) 1 – частица, 2 – забюю.

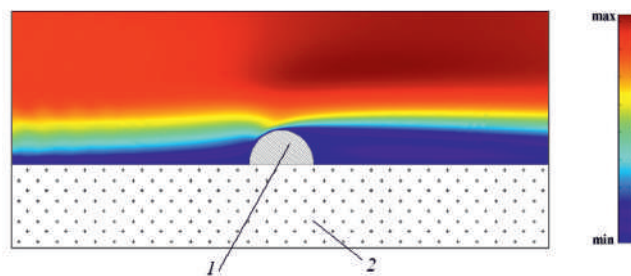


Рис. 4. Распределение давления при обтекании частицы турбулентным потоком в момент импульса 1 – частица, 2 – забюю.

Выводы

1. Применение пульсирующей промывки позволит, не внося существенных изменений в конструкцию долот, повысить механическую скорость бурения, уменьшить износ вооружения долота, сократить затраты энергии и увеличить срок службы долота в целом.

2. Частоту пульсаций для эффективного удаления частиц шлама с забоя необходимо выбирать, руководствуясь выражением 2.

3. Пульсирующая промывка улучшит очистку кольцевого (межтрубного) пространства скважины от шлама горной породы.

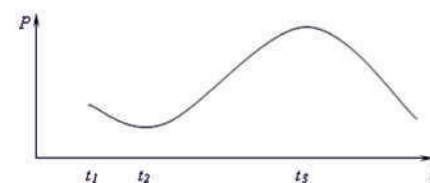


Рис. 5. Зависимость давления на забюю от времени при использовании пульсирующего потока

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. 930758 США, МПК E21B10/08; E21B10/10; E21B10/08. Sharp-Hughes Rock Bit /Howard R. Hughes - № 463642; Заявлено 20.11.1908; Опубл. 10.07.1909.
2. Пат. 930759 США, МПК E21B10/08; E21B10/08; E21B10/20; E21B10/22; E21B10/24; E21B10/08. Sharp-Hughes Rock Bit /Howard R. Hughes - № 463643; Заявлено 20.11.1908; Опубл. 10.07.1909.
3. Маковей Н. Гидравлика бурения (перевод с румынского). – М.: Недра, 1986. – с. 338-341
4. Тунгусов С.А., Выбор рационального режима работы забойного пульсатора // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2008. – № 3. – с. 26-28

УДК 622.24.051

Обоснование угла установки резцов в долотах лопастного типа

△Н. Башкатов, доктор техн. наук, профессор
(РГГРУ)

Расположение рабочих элементов (твердосплавных и алмазотвердо-сплавных резцов) в лопастном долоте определяет основные технико-экономические показатели бурения. Особую актуальность этот вопрос приобретает в связи с широким внедрением в практику бурения лопастных долот, оснащаемых резцами PDC и стратопахс [1, 2, 3, 4, 6].

Разработаны и широко используют в практике бурения различные конструкции породоразрушающих инструментов, в которых рабочие резцы устанавливаются под различными углами резания к поверхности забоя. Однако до настоящего времени нет единого мнения о рациональных углах установки резцов. В данной статье излагается метод оценки эффективности различных схем установки рабочих резцов из условий разрушения горной породы и износа резцов под действием сил трения.

Рассмотрим схему действующих сил на резец, установленный по трем схемам к оси Z (рис. 1). Используя принцип кинестатики, запишем уравнения действующих сил.

Для первой схемы (I):

$$\sum Z_i - P_z + N_z - N_l \cos \alpha_l + N_l f_x \sin \alpha_l = 0 \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \sum X_i - P_x + N_z f_x + N_l \sin \alpha_l + N_l f_x \cos \alpha_l &= 0 \\ P_z + P_x &= N_z (1 + f_x) + N_l [A_l] \end{aligned} \quad (2)$$

где $[A_l] = \sin \alpha_l (1 + f_z) - \cos \alpha_l (1 - f_z)$.

При $\alpha_l = 0$ $[A_l] = (1 - f_z)$; $\alpha_l = 90^\circ$ $[A_l] = (1 + f_z)$.

Функция $[A_l] = 0$ при $\alpha_l' = \arctg \frac{1 - f_x}{1 + f_x}$

Максимум функции $[A_l]$ имеет место при $\alpha_l = 90^\circ$.

Для второй схемы (II):

$$\sum Z_i - P_z + N_z + N_l f_z = 0 \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \sum X_i - P_x + N_l + N_l f_x &= 0 \\ P_z + P_x &= N_z (1 + f_z) + N_l (1 + f_x) \end{aligned}$$

Усилие, с которым резец действует на породу, составляет $N_l (1 + f_z)$, реакция забоя – $N_z (1 + f_x)$.

Для третьей схемы (III):