ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

№ 2'2010

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Методы предупреждения смятия обсадных колонн

Стимулирование добычи нефти на старых месторождениях

Неизученные механизмы разрушения горных пород долотом

Применение наноалмазов в бурении скважин

Герметичность замковых резьбовых соединений

Научная программа сверхглубокого бурения

GROUP IDS
INTELLECT DRILLING SERVICES

Интегрированный буровой сервис

GROUP IDS

INTELLECT DRILLING SERVICES

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

СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 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

№2 2010 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

5 Основные причины и методы предупреждения нарушения обсадных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов
Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Моллаев З.Х., Повалихин А.С., Еганьянц Р.Т.

12 Реанимация скважин и стимулирование добычи углеводородных продуктов на поздних стадиях эксплуатации нефтяных и газовых залежей
Иванников В.И.

15 О гидравлическом и других методах разрыва нефтяных и газовых пластов
Иванников В.И.

18 Неизученные механизмы разрушения горных пород в глубоком бурении (часть II)
Синёв С.В.

26 Оптимизация программы бурения за счет применения новых конструкций долот режущего типа
Арефьева В.В., Величков С.В.

28 Влияние добавок наноалмазов на физико-механические свойства и износостойкость матрицы буровых импрегнированных коронок
Богатырева Г.П., Богданов Р.К., Исонкин А.М., Ильницкая Г.Д., Соловьёв Н.В.

30 Условия обеспечения герметичности замковых резьбовых соединений УБТ и забойных двигателей
Гержберг Ю.М., Чарков В.Д., Киршин В.И.

34 Турбинные отклонители для бурения наклонно направленных скважин
Калинин А.Г.

40 Научная программа сверхглубокого бурения: Бурение скважины СГ-3 Кольская
Калинин А.Г., Повалихин А.С.

48 Аннотации статей

В соответствии с решением № 6/6 Президиума 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)
Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., начальник управления по бурению газовых и газоконденсатных скважин ОАО «Газпром»
Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор кафедры бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе
Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа имени академика И.М.Губкина
Нечаев Владимир Иванович – генеральный директор ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
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, заведующий кафедрой бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экспертный совет:

Строительство скважин – Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. академика И.М.Губкина
Разработка и эксплуатация месторождений – Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета)
Проектирование нефтепромысловых сооружений - Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. академика И.М.Губкина
Геология, геологоразведочные работы – Фортунатова Наталья Константиновна - д.г-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе
Экология природной среды и охрана недр – Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе
Проектирование нефтегазовых скважин, информационные технологии – Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н, генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич
Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12
Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru
Адрес сайта в Интернете: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.
Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

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

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

УДК 622.24.05

Основные причины и методы предупреждения нарушения обсадных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов

В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук, А.Г. Гилаев – аспирант,
Г.Г. Гилаев - доктор техн. наук, З.Х. Моллаев – канд. г-м наук,
А.С. Повалихин - доктор техн. наук, Р.Т. Еганьянц – канд. г-м наук

1. Причины нарушения обсадных эксплуатационных колонн

Как было показано в статье [1], продуктивные горизонты на площадях Сладковско-Морозовской группы в отложениях чокракского яруса характеризуются АВПД, причиной которого являются высокая глинистость разреза, линзовидный характер залегания песчаных коллекторов и высокая скорость погружения пластов. Вследствие указанных факторов высокие поровые давления сформировались в мощных глинистых толщах, перекрывающих и подстилающих маломощные запечатанные песчаные коллекторы. Осадки считаются полностью консолидированными под весом вышележащих слоев, когда поровое давление достигает величины гидростатического, и нет дальнейшего выдавливания жидкости или компрессии. Для указанных условий характерно недоуплотнение как пластов глин, так и песчаных коллекторов.

Вследствие высоких величин пластовых давлений ($К_{АН}$ = 2,1) прочностные свойства песчаных коллекторов формировались при низких эффективных нагрузках. Наряду с этим, фациальные условия их формирования и относительно молодой возраст горных пород способствовали недостаточной их литификации. Недоуплотнение песчаных пород, и, как следствие, высокая пористость, является одной из причин их низкой прочности. Таким образом, АВПД является широко распространенной причиной встречаемых в разрезе месторождений неконсолидированных песков.

В 90% скважин с нарушением ЭК одновременно установлено появление механической примеси в продукции скважины (в штуцерной камере). Кроме песка, в штуцерной камере обвязки скважины обнаружены цементная крошка, буровой раствор и частицы горной породы, размер которых превышает диаметр перфорационных каналов в ЭК. Эти данные говорят об интенсивном выносе песка из разрабатываемого пласта вместе с пластовым флюидом и абразивном износе зоны перфорации ЭК. Вместе с тем, время от даты ввода скважины в эксплуатацию до появления механических примесей изменяется в широком диапазоне – от 0,87 до 27,7 месяца. Это говорит о том, что механизм пескопроявления является многофакторным и имеет временный характер.

Другой важный фактор, на который следует обратить внимание, заключается в том, что во всех скважинах к моменту установления нарушения прочности ЭК наблюдается значительное падение пластового давления. Наибольший темп падения пластового давления составило 45,3 МПа, т.е. пластовое давление упало на 75,8%. Отметим здесь, что интенсивность падения пластового давления в линзовидных, запечатанных коллекторах пропорциональна скорости отбора жидкости из пласта и обратно пропорциональна объему порового пространства пласта.

Интервал нарушения ЭК находится в области перфорации. В половине случаев он расположен на несколько метров выше верхних перфорационных отверстий, а в одном случае совпадает с глубиной нижних отверстий фильтра. В скважинах 4 Ю-М и 9 З-Б, в которых зона перфорации представлена двумя интервалами, глубина нарушения ЭК лежит на несколько метров выше второго, (нижнего) интервала. Таким образом, можно предположить, что нарушение ЭК связано с процессами, происходящими со временем в пласте (или в прилегающей к стволу скважины области пласта) при его разработке. Таким процессом является пескопроявление (вынос песка из пласта), падение пластового давления и, связанное с ним, уплотнение пласта, а также обводнение скважины.

В отечественной литературе явлению нарушения прочности ЭК в области перфорации посвящен ряд работ [2, 3, 4, 5], при этом авторы (Ашрафьян М.О. и др.) ссылаются на зарубежные источники. Нарушение прочности обсадной колонны в области перфорации, как правило, связано с пескопроявлением в процессе добычи. В работах [6, 7] отмечается, что проблемы с выносом песка наиболее типичны для молодых третичных бассейнов осадконакопления, особенно эпохи миоцена. Хорошо известными примерами являются интенсивные, аварийные пескопроявления в таких осадочных бассейнах как Галф Кост, в бассейне Лос-Анджелеса в Калифорнии (месторождение Уилмингтон), канадские битуминозные песчаники, Индонезия, Нигерия, Тринидад и Венесуэла. Однако разрушение горной породы (пескопроявление) может происходить и в формациях более старого возраста, чем третичные отложения, когда на напряжение горных пород оказывают влияние операции по заканчиванию скважины и добыче, создающих неустойчивое состояние горных пород. Отметим здесь, что в республиках СССР с рассматриваемой проблемой сталкивались в Западном Туркменистане при разработке песчаных залежей средне плиоценового возраста (горизонт НК-3 красноцветной толщи с $К_{АН}$ начальных пластовых давлений 1,2–1,30), и в аналогичных условиях - в Азербайджане.

Рис. 1 Вид потери устойчивости обсадной колонны (изгиб) в скважине на площади Sough Pass

Вынос песка сопровождается образованием каверны за ЭК, которая при этом лишается опоры стенок скважины и в определенный момент теряет устойчивость. На рис. 1 [9] в качестве примера приведена схема потери устойчивости обсадной колонны. В скважине на площади Sough Pass шельфа Луизианы. 7" (178 мм) колонна отклонилась на 8" дюймов на вертикальном интервале 5-10 футов. Это отклонение совпало с верхней отметкой интервала перфорации. Приводятся и другие примеры [8], которые показывают, что основным видом повреждения ЭК в области продуктивного интервала на месторождении Sough Pass является её изгиб с незначительным развитием овальности труб.

Часть ЭК, расположенная в продуктивном интервале, может подвергнуться серьёзной эрозии в результате выноса песка. Фиксировалось формирование и увеличение отверстия в обсадных трубах со щелевидным фильтром [9]. Круглые промытые отверстия имели 1-2" в диаметре. Некоторые из подлежащих ремонту соединений были полностью отрезаны эрозионным разрушением. Пескопроявления часто сопровождаются выносом цемента и обломков горной породы, превышающих номинальный диаметр перфорационных каналов, что свидетельствует и об эрозии цементного камня за перфорированной обсадной колонной. Когда масштабная эрозия имеет место в сочетании с высокой осевой нагрузкой, могут происходить значительные смятия и сдвиги ЭК. Пескопроявление может вызвать значительные повреждения эксплуатационного оборудования.

Абразивная эрозия зависит от таких факторов, как распределение фаз флюида, характера и концентрации твёрдых частиц в жидкости и ее вязкости, агрессивности флюидов и способности материала труб сопротивляться эрозии. Поэтому за появлением механических примесей в скважине в процессе её эксплуатации ведется тщательный контроль. Технические средства контролирования за пескопроявлением в скважине представлены в работах [10 и 11].

Вынос песка часто сопровождается разрывом ЭК в продуктивном интервале и (или) потерей скважины. Однако пескопроявление является не единственной причиной нарушения прочности ЭК. Там, где горные породы достаточно прочны, как это имеет место в некоторых продуктивных горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями на площадях Мексиканского залива, разрушение может быть объяснено горизонтальным нагружением и более высоким осевым сжимающим усилием на колонну, вызванным оседанием пласта (плотно обхватившего обсадную колонну). Когда горная порода изначально не консолидирована, последующее уплотнение продуктивного пласта может привести к тому, что колонна окажется в необычных условиях нагружения.

При разработке пласта в процессе отбора из него пластовых флюидов на упругом режиме резко снижается пластовое давление. Так как пласт является запечатанным и не имеет гидравлической связи с региональными напорными источниками, то темп уменьшения пластового давления пропорционален скорости отбора жидкости из пласта и обратно пропорционален объему порового пространства пласта. Падение пластового давления вызывает рост эффективного напряжения на скелет пласта, вызывая его дальнейшее (в процессе эксплуатации) уплотнение. Уплотнение пласта сопровождается уменьшением его мощности и оседанием кровли пласта. Соответственно проседает и толща горных пород, лежащая на дренированном пласте. Процесс быстрого оседания горных пород в результате уплотнения пласта длится до восстановления равновесных условий, соответствующих новому напряженному состоянию, при котором напряжение в скелете пласта достигает разности горного и уменьшенного пластового давлений.

Один из наиболее важных выводов [9] состоит в том, что ЭК или хвостовик в продуктивном пласте оказываются плотно "сжатыми" окружающей неконсолидированной породой. Возможное проседание пласта было зафиксировано в результате осуществления программы исследования уплотнения и измерений укорочения обсадных труб при помощи точных измерений обсадной колонны муфтовыми локаторами.

Другим способом измерения сжатия является использование существующей аппаратуры для каротажа, которая также может определять положение и последующее перемещение радиоактивных пуль, отстрелянных в горную породу. Указанными способами было измерено укорачивание на 1 фут обсадной трубы длиной в 40 футов (12,16 м) с точностью до 0,04 фута – 12,16 мм [9]. Это огромные деформации, которые неминуемо должны были вызвать разрушение обсадных труб сжатием. В то время как секция ЭК ниже кровли проседающего пласта сжимается, верхняя часть колонны растягивается. На рис. 2 иллюстрируется случай деформации ЭК, (эксплуатационный хвостовик) в одной из скважин месторождения Уилмингтон (Калифорния).

Обсадные трубы, подвергшиеся укорачиванию (по наблюдениям на месторождении Уилмингтон), деформировались в пластической области при напряжениях, превышавшими предел упругости стали. Такие нагрузки могут приводить к серьёзному изгибу ЭК, когда горизонтальное сопротивление, обеспечиваемое окружающим пластом, теряется по мере выноса песка и формирования каверны. Если вынос песка прекращается соответствующими мерами, повреждения обсадных колонн и потеря скважины могут быть в значительной степени предотвращены. В том случае, когда песок не выносится, трубы могут лишь укорачиваться с определённым выпучиванием, раздуванием, с закрытием или открытием перфорационных щелей.

При определении величины возможных сжимающих усилий на ЭК, вызванных уплотнением разрабатываемого пласта, принимается, что деформация

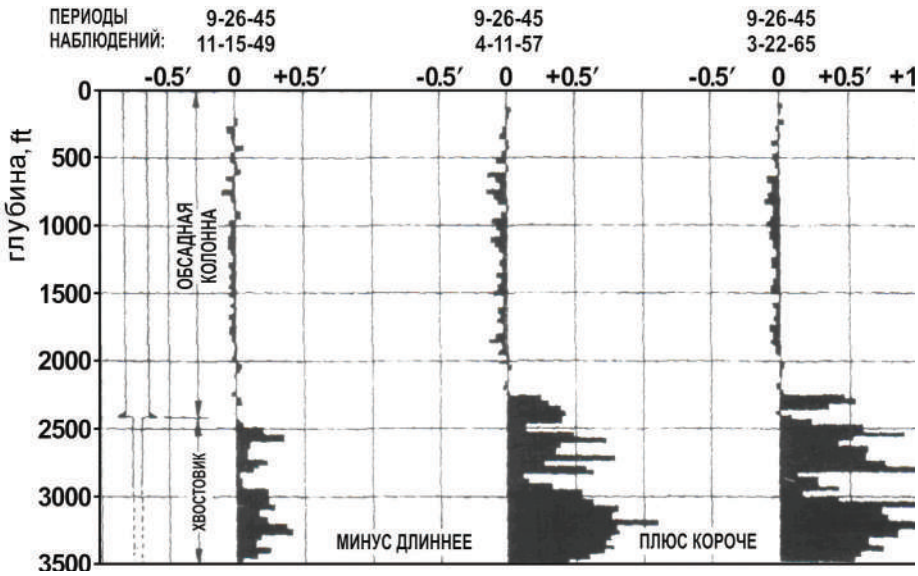


Рис. 2. Случаи деформации ЭК. Деформация одной трубы длиной 40,1 ft (12,2 м). Сжатие пласта укорачивает нижние секции обсадной колонны и удлиняет верхние растягивающей нагрузкой. Данные получены наблюдениями на скважине месторождения Уилмингтон (Калифорния). Обсадные трубы ниже глубины 2200 ft (669 м) укоротились на 3" (7,6 см) на длину одной трубы за 4 года, и свыше 1 фута (30,4 см) за 20 лет. Верхние секции менее деформированы растяжением, около 1.2" (3,04 см) на длину одной трубы [9].

сжатия ЭК может быть равной величине осадки кровли пласта. При осадке кровли разрабатываемого пласта передача нагрузки от проседания вышележащей толщи горных пород на обсадную колонну осуществляется через механизм сцепления толщи горных пород с цементным кольцом и цементного кольца с обсадной колонной. В работе [12] приводится пример, когда при уменьшении общей пористости пласта на 0,2%, (с 25 до 24,8%) (такое изменение пористости может произойти при уменьшении пластового давления на 7 МПа), напряжение сжатия в обсадной колонне может достигнуть 546 МПа. При таком напряжении предел текучести обсадных труб колонны может быть превышен. К тому же, в реальных условиях уменьшение пористости пласта может в кратное число раз превысить принятую величину 0,2%.

Максимально возможное уплотнение определяется [9] с помощью следующего выражения:

$$\Delta H = \left(\frac{\Delta e}{1 + e_0} \right) \cdot H$$

где H – толщина пласта, м;

ΔH – вертикальное уплотнение (осадка пласта), м;

e_0 – начальный коэффициент пористости, равный отношению объема пор к объему скелета пласта;

Δe – изменение коэффициента пористости.

Важно отметить следующее. Уплотнение продуктивного пласта на месторождении Уилмингтон сопровождалось поверхностным проседанием грунта на 9 м в центре чашевидной депрессии. В таких условиях более 300 добывающих скважин получили повреждения и около 120 из них были ликвидированы. Поверхностное опускание грунта над дренированными, истощенными залежами с бывшими АВПД, в которых значительно уменьшились пластовые давления, известное явление. Укажем здесь на нефтяное месторождение Экофиск, расположенное в Норвежском секторе Северного моря. По данным [13] при разработке продуктивных горизонтов, представленных мелоподобными трещиноватыми известняками мелового возраста, залегающими на глубине 3000-3200 м начальное пластовое давление с 50 МПа снизилось до 22-23 МПа за 13 лет эксплуатации. Произошло повсеместное сжатие порового пространства разрабатываемых пластов. С деформацией продуктивных горизонтов произошло опускание и вышележащих пластов горной пород. Скорость опускания морского дна составила 45 см/год. В связи с этим в 1986 г. упала буровая платформа. Обратим здесь внимание на то, что для предотвращения дальнейшего падения пластового давления на месторождении увеличили темп закачки газа, который по данным на 1989 г. составил 10 млн. $т^3$/сут. Для наблюдения за оседанием морского дна на месторождении имеется специальная скважина, которая, как и некоторые добывающие, перфорирована в различных интервалах пулями с радиоактивными элементами.

Сжатие пласта не связано с механизмом пескопроявления, который осуществляется путем отрыва и выноса частиц песка с боковой поверхности пласта, контактирующей в начальный момент с цементным камнем. В процессе длительного выноса песка за ЭК в области интервала перфорации образуется каверна, которая может быть причиной обрушения пласта за ЭК. Механизм обрушения слабосцементированного пласта демонстрируется данными рис. 3 [37]. Образовавшаяся в области интервала перфорации каверна имеет свободную поверхность. Сдвиг и обрушение горной породы вдоль потенциальной поверхности разрушения происходит, кода момент сил на объем горной породы выше потенциальной поверхности разрушения превышает момент сил внутреннего трения. Уплотнение пласта и уменьшение его толщины происходят по всей площади его дренирования при условиях, когда в пласте возрастает эффективное напряжение, определяемое разностью

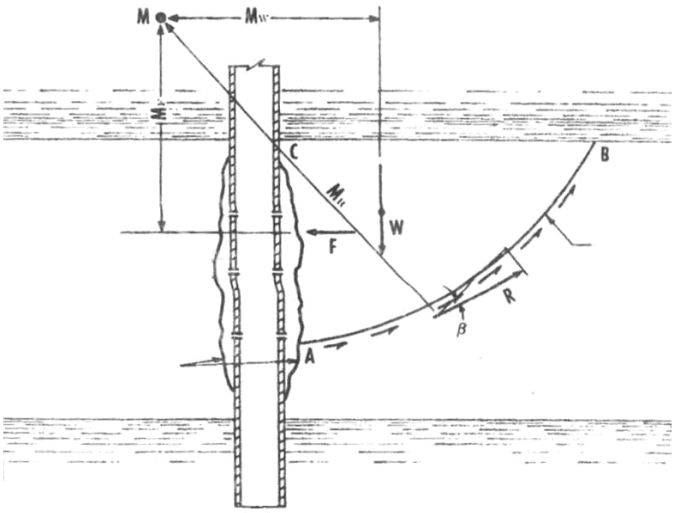


Рис. 3. Механизм разрушения пласта под действием напряжений сдвига

горного и пластового давлений.

Таким образом, представленные данные свидетельствуют о том, что при разработке слабосцементированных песчаных пластов имеют место следующие причины нарушения прочности ЭК в области перфорации:

- вынос песка из пласта с последующим абразивным износом интервала перфорации колонны;

– формирование каверны за ЭК в интервале продуктивного пласта;

- действие осевых сил на колонну, вызванное уплотнением разрабатываемого пласта и передачей нагрузки от проседания вышележащей толщи пород на обсадную колонну через механизм сцепления вышележащей толщи горных пород с цементным кольцом и цементного кольца с обсадной колонной.

2. Методы предупреждения пескопроявления

Причины, заставляющие бороться с выносом песка из пласта, связаны не только с разрушением обсадных колонн, но и с тем, что при пескопроявлении снижается производительность скважин, разрушаются щелевые фильтры и другое скважинное эксплуатационное оборудование, возникает проблема очистки добываемого продукта от песка. Промысловая практика [9] показывает, что мероприятия по предупреждению выноса песка должны быть реализованы до серьёзного разрушения приствольной части коллектора. При увеличении объёма выносимого песка становится всё труднее контролировать дальнейшее течение процесса выноса. Поэтому первоначальные действия по контролю пескопроявления гораздо более эффективны, чем последующие ремонтно-восстановительные работы. Механизм пескопроявления сложный, на него оказывает влияние весь процесс строительства скважины, начиная от первичного вскрытия пласта и до начала добычи. Отрицательное влияние факторов заканчивания связано с изменением напряженного состояния песчаного коллектора. Не вытесненный из застойных зон буровой раствор, оставшаяся на стенках скважины глинистая корка, являются факторами, способствующими пескопроявлению, так как уменьшают внешние нагрузки на коллектор, способствуют уменьшению радиальных, касательных напряжений в горной породе, контактных напряжений между зернами. В связи с этим, рекомендуется добиваться максимально высокого качества цементирования ЭК путем ее центрирования в скважине и полного вытеснения бурового раствора.

Отмечается, что тенденция к выносу песка ослабляется с увеличением глубины скважины. Это связанно с увеличением горного давления, более сильным сжатием песка. В связи с этим рекомендуется при заканчивании скважин и цементировании ЭК создавать большую нагрузку со стороны скважины на боковую поверхность продуктивных пластов [6].

Особое внимание уделяется вопросам перфорации продуктивного интервала. Качество перфорации должно обеспечить получение оптимальной продукции при низких депрессиях на пласт, так как в первую очередь высокие депрессии способствуют отрыву частиц песчаного коллектора. Дело в том, что обычная кумулятивная перфорация является процессом, при котором после создания сквозного отверстия в обсадной колонне, цементном камне и горной породе все материалы разрушения остаются в созданном канале. Перфорационные каналы остаются закупоренными распыленным, уплотненным обломочным материалом. Кроме того, даже после очистки каналов остается уплотненная зона из разрушенной горной породы, которая играет роль барьера с пониженной проницаемостью. Рекомендуется [6, 14] несколько отработанных на практике методов очистки перфорационных каналов от остатков кумулятивной перфорации.

Для борьбы с разрушением обсадной колонны и цементного камня за колонной под действием кумулятивной перфорации, а также для предупреждения пескопроявления рекомендуется [3] использовать пулевую перфорацию, обеспечивающую небольшой диаметр перфорационных каналов – 3–5 мм. При этом для обеспечения приемлемых дебитов скважины плотность перфорации должна быть увеличена.

Для выбора эффективных решений по предупреждению пескопроявлений при разработке слабосцементированных коллекторов необходимо изучать физико-механические свойства горных пород объекта эксплуатации. Характеристики пласта, которые надо определять, включают: величину сцепления зерен (начальное предельное напряжение сдвига), внутренний угол трения, зависимости пористости и проницаемости пласта от горного и пластового давлений, гранулометрический состав пород, способность зерен пласта к сводообразованию и др. В работе [11] приводятся результаты экспериментальных исследований сжимаемости песчаника Бириа под действием горного и пластового давлений. Сделан вывод, что для песчаника Бириа изменение пластового давления сильнее влияет на проницаемость пласта, чем изменение горного давления.

Однако анализ керна неконсолидированных и рыхлых горных пород представляет большую проблему в связи со сложностями отбора керна таких пород, транспортировке их и подготовке для лабораторных исследований. В [15] рассматривается керноотборное устройство с резиновым рукавом для отбора слабосцементированых пород и технология их подготовки для лабораторных исследований. В [16] приводятся результаты многопрофильных исследований сжимаемости горных пород на установке, которая обеспечивает возможность создания на образец всестороннего давления. Делается вывод, что на базе существующей техники и технологии уже возможны полные анализы керна из неконсолидированных песчаников, хотя определение аналитических взаимосвязей между характеристиками породы представляет значительную проблему.

Методы борьбы с выносом песком можно подразделить на 4 группы:

1 - использование механических средств, создающих преграды для проникновения песка, например, щелевые и проволочные фильтры, устанавливаемые в составе или внутри обсадной колонны;

2 - гравийные фильтры, внутри обсадной колонны;

3 - гравийные фильтры, устанавливаемые за обсадной колонной, и в открытом стволе;

4 - химические методы укрепления песка путем закачки и продавливания в пласт жидкостей, формирующих цементацию его зерен.

Наиболее широко распространенным методом борьбы с пескопроявлением является установка внутри или в составе обсадной колонны средств задержания песка – механических и гравийных фильтров. В таких устройствах наиболее важными конструктивными параметрами являются размеры щелей и размеры пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка [6, 17]. Размеры щелей рассчитываются таким образом, чтобы обеспечивался эффект сводообразования и полное прекращение выноса песка при допускаемой производительности скважины. Данная задача решается путем выбора оптимального соотношения размеров щелей, пор гравия и песка. Там, где песок имеет широкий фракционный состав, удовлетворительные результаты дает критерий Коберли, согласно которому ширина

щелей должна в 2 раза превышать диаметр частиц 90%-ного отсева пластового песка. Если пески более однородны и окатаны, то ширина щелей должна равняться диаметру частиц 85-90%-ного отсева пластового песка. Последний критерий с учетом тонкозернистости большинства песков, подтверждается практикой применения гравийных фильтров на месторождениях побережья США.

Щелевые фильтры имеют относительно низкую первоначальную стоимость, но они обладают некоторыми недостатками. Например, трудности выполнения щелей шириной 0,5 мм и меньше механическим способом существенно ограничивают возможности уменьшения их ширины для борьбы с выносом тонкозернистого песка. Другой важный недостаток щелевых фильтров заключается в том, что, поскольку трубы для них готовятся из низкоуглеродистой стали, то они могут подвергаться воздействию коррозии и эрозии.

Проволочные фильтры более совершенны. Среди проволочных фильтров различают фильтры, в которых проволока намотана непосредственно на трубу, на желобчатый корпус, на подкладные ребра [18] и фильтры с точечной сваркой по всем контактам [19]. Ширина щелей проволочных фильтров может быть доведена до 0,076 мм. Проволочные фильтры меньше подвержены коррозии и эрозии по сравнению с щелевыми. Имеют боле высокую пропускную способность. Однако они стоят дороже щелевых. Разновидностью рассматриваемых фильтров являются многослойные проволочные фильтры. Они имеют несколько слоев проволочной обмотки, причем каждый последующий слой от наружного к внутреннему имеет уменьшающийся зазор между витками. При такой конструкции фильтр задерживает более крупные частицы песка во внешних слоях, и более мелкие – во внутренних. Таким образом, такой фильтр частично выполняет функции гравийной набивки.

Российские ученые уделяют большое внимание перфорационным каналам в форме щели. Теоретически доказано, что самой оптимальной формой перфорационного канала, обеспечивающей максимальную продуктивность скважины, является вертикальная щель большой протяженности [4, 20, 21] Такая щель в отличие от точечной перфорации вскрывает все без исключения флюидопроводящие каналы продуктивного пласта, что значительно продлевает срок устойчивой эксплуатации скважины. Альтернативой щелевой перфорации ЭК является установка щелевых фильтров внутри ЭК, в интервале перфорации.

Одним из методов борьбы с выносом песка [5] является применение металлокерамических фильтров, которые получают методами порошковой металлургии и которые обладают способностью задерживать твердые частицы любого размера. Металлокерамические фильтры отличаются высокой прочностью и коррозионной стойкостью, а также способны выдерживать значительные перепады давлений и температур. В процессе эксплуатации их свойства, как, впрочем, и любых других фильтров снижаются, однако при проведении обратной промывки они могут восстанавливаться почти до первоначального уровня.

Там, где щелевые и проволочные фильтры не могут задерживать тонкозернистые пески и где такие фильтры с очень малым раскрытием щелей легко закупориваются, широко распространено применение в практике зарубежных нефтяных компаний щелевых фильтров с наружной гравийной обсыпкой.

Хорошие результаты получаются там, где пески содержит достаточно крупные частицы, способные образовывать устойчивые своды. В процессе исследований по выбору оптимального соотношения диаметров зерен песка и гравия

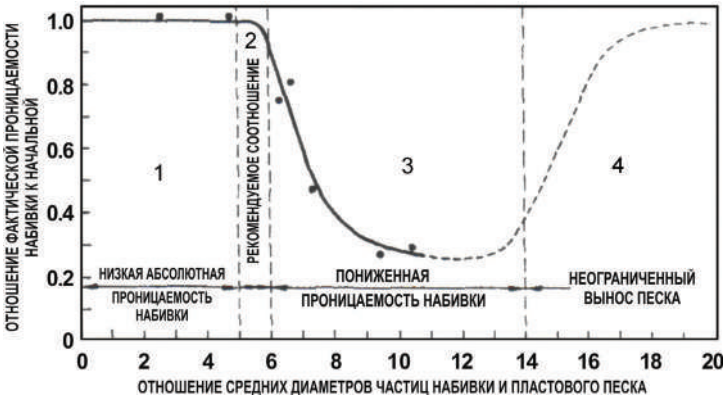


Рис. 4 Зависимость проницаемости массива гравийной набивки
1 – начальная проницаемость гравийного массива; 2 – рекомендуемое отношение медианных диаметров; 3 – снижение эффективной проницаемости гравия; вследствие проникновения в него пластового песка; 4- неограниченный вынос песка.

наблюдалась тенденция уменьшения диаметра зерен гравия. На рис. 4 представлена зависимость проницаемости массива гравийной набивки от отношения медианных диаметров гравия и песка.

При отношении медианных диаметров меньше 5 гравийный слой фильтра не пропускает песок, но при этом фильтр имеем низкую проницаемость, что ограничивает производительность скважины. При соотношении медианных диаметров 6–14 происходит снижение эффективной проницаемости гравия вследствие проникновения в него пластового песка. При рассматриваемом отношении больше 14 весь песок будет проходить через гравий. Оптимальным является отношение медианных диаметров гравия и песка 5–6, при котором полностью предотвращается проникновение пластового песка в гравийный слой, и при этом сохраняется высокая эффективная проницаемость фильтра.

Для надежной работы гравийного фильтра большое значение имеют качество гравия, его угловатость, распределение по размерам, уплотненность и проницаемость. АНИ разработана методика испытания материалов, используемых в качестве гравийной набивки [6].

Если зерна песка образуют устойчивый куполообразный свод перед входом в перфорационный канал, то в этом случае приствольная часть несцементированного коллектора может естественным образом сохранять устойчивость. На рис. 5 представлена схема свода из песчаных частиц над перфорационным каналом. Установлено, что такие своды становятся более устойчивыми при увлажнении, достаточном для образования слоя поверхностного натяжения жидкости. Однако при избытке воды зерна не будут непосредственно прижиматься друг к другу, и свод может разрушиться.

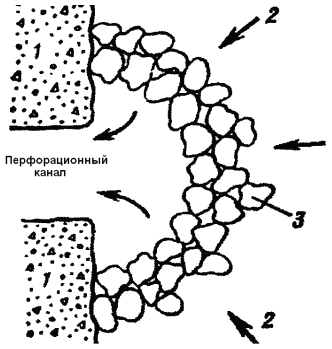


Рис. 5. Устойчивый свод, образованный под действием напряжений, прижимающих зёрна друг к другу.
1 – цементный камень;
2 – направление притока из пласта;
3 - зерна песка, находящиеся под действием трёхосных сжимающих напряжений.

Исследования арочного эффекта, определяющего устойчивость сводов, были проведены Холлом и Харрисбергером. В результате лабораторных исследований было обнаружено, что важный фактор для устойчивости сводов – степень сцепления между зернами. Нужно, чтобы песчаные зерна обладали некоторой угловатостью и шероховатостью. Присутствие глинистых минералов или кальцита повышает устойчивость сводов. Смачивающая песок жидкость также увеличивает слипание зерен друг с другом. Если песок не сжат достаточным эффективным напряжением, а сцепление обеспечивается только присутствием связной воды, то увеличение насыщенности смачивающей жидкостью может привести к уменьшению устойчивости сводов.

В [6] приводятся данные об экспериментах на лабораторной установке, в которой песок набивали между концентрично расположенными обсадными трубами и создавали в нем напряжения с помощью уплотнения, моделируя, таким образом, горное давление. Измерялись возникающие при этом горизонтальные напряжения. Через песок и моделируемые перфорационные отверстия прокачивали различные углеводороды. Результаты экспериментов ясно показали, что устойчивость сводов повышается при увеличении горизонтальных напряжений. Вместе с тем, устойчивость сводов уменьшается при увеличении прокачиваемых через отверстия расходов жидкости. Например, при эффективном напряжении 15 МПа свод устойчив, если расход жидкости составляет 235 л/сут, и разрушается - при расходе 330 л/сек. Делается вывод, что если в песке вокруг скважины создать более высокие напряжения, то можно достигнуть более высоких дебитов без пескопроявления. По данным [22, 23] устойчивые своды из песка формировались, когда образец насыщался: остаточной водой, керосином при остаточной воде и водой при остаточном минеральном масле. Когда позже образцы насыщались смачивающей жидкостью, свод разрушался. Остаточный смачивающий флюид, по-видимому, формировал кольца поверхностного напряжения жидкости вокруг контактов зерен, которые сохраняли сцепляемость через контактные напряжения. Контактное трение уменьшалось, когда образец насыщался смачивающей жидкостью. Эта связь смачиваемости и насыщения с устойчивостью сводов коррелирует с промысловыми данными. Многие скважины, законченные в неуплотненных породах, не давали песок до тех пор, пока они не выходили на режим обводнения. Образование сводов может быть очень эффективным при минимизации песчаной эрозией области перфорационных каналов.

Перфорационные каналы могут создавать высокие перепады давления, если они заполнены пластовым песком и, или если песок будет остановлен скважинным фильтром. Для предупреждения таких условий разработана технология создания гравийных фильтров, намываемых внутри перфорированной обсадной колонны. Такую технологию широко применяют в скважинах, вскрывающих продуктивные пласты, представленные пачками переслаивания, или имеющих небольшую толщину, а также там, где необходимо исключить из вскрываемого интервала водоносные или газоносные пропластки, либо прослои глин. В восьмидесятые годы в использовании этой технологии достигнут существенный прогресс.

При сооружении гравийной набивки внутри перфорированной обсадной колонны следует в процессе введения гравия в туннели перфорационных каналов продавливать жидкость в пласт для обеспечения плотной упаковки зерен гравия. Для того чтобы набить гравием все перфорационные каналы, они (каналы) должны быть перед такой операцией очищены от остатков перфорации и пластового песка. Для задавливания гравия внутрь и за пределы перфорационных каналов используется задавка под давлением. Гравий распределяется в жидкости – носителе. Чтобы предотвратить ухудшение проницаемости плата, необходимо применять жидкости - носители, очищенные от твердых частиц.

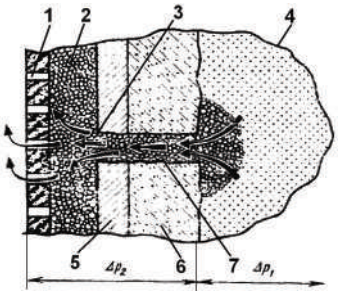


Рис. 6. Схема перфорационного канала и его выхода в пласт несцементированного песка после создания гравийной набивки [6].
1 – проволочный или щелевой фильтр;
2 – гравийная набивка;
3 – перфорационный канал;
4 – пластовый песок;
5 – обсадная колонна;
6- цементное кольцо;
7 – участок перфорационного канала через обсадную колонну и цементное кольцо.

Для более эффективного введения гравия в каждый перфорационный канал большое значение имеют состав жидкости-носителя и методика его обработки. Технологии эффективного намыва и уплотнения гравия в перфорационных каналах изложена в работах [2, 6, 23]. Схема перфорационного канала с намытым и уплотненным гравием и с гравием, намытым в пространство между фильтром внутри обсадной колонны и перфорированной обсадной колонной в последующем, на втором этапе, представлена на рис. 6.

Проницаемость перфорационного канала, набитого гравием, уменьшается, если в продукции скважины содержаться мелкие пылеватые частицы. В таких условиях при вскрытии продуктивных интервалов небольшой мощности при высоких дебитах рассматривается возможность увеличения плотности перфорации или диаметра перфорационного канала.

Химические методы укрепления пласта основаны на закачке и продавливании в пласт эпоксидных смол на водной и углеводородной основе, создающих цементацию его зерен in situ. Общая схема процесса укрепления пород призабойной зоны смолой показана на рис. 7 [6]. Процесс обычно заключается в последовательной закачке соответствующих жидкостей для предварительной обработки пласта, смолообразующего раствора и жидкости для продавливания смоляного раствора вглубь пласта. При этом происходит очистка поверхности зерен пласта и их склеивание в местах контакта друг с другом, увеличивающее прочность пласта. Избыточный смолообразующий раствор вытесняется из порового пространства дополнительными промывками.

Укрепление призабойных зон смолами может быть использовано при следующем сочетании забойных условий:

- длина обрабатываемого интервала не должна превышать 3 м, если не используется специальный инструмент для закачки смолы;
- до обработки пласта отсутствовал вынос песка (при наличии каверн или нарушении структуры пласта трудно получить однородное распределение смолы);
- тенденция к незначительному выносу песка из продуктивного горизонта;
- высокое пластовое давление;
- хорошее качество песка с достаточной вертикальной проницаемостью.

При правильно проведенной операции прочность породы увеличивается, а проницаемость уменьшается. Обычно эти данные получают при испытаниях в лабораторных условиях.

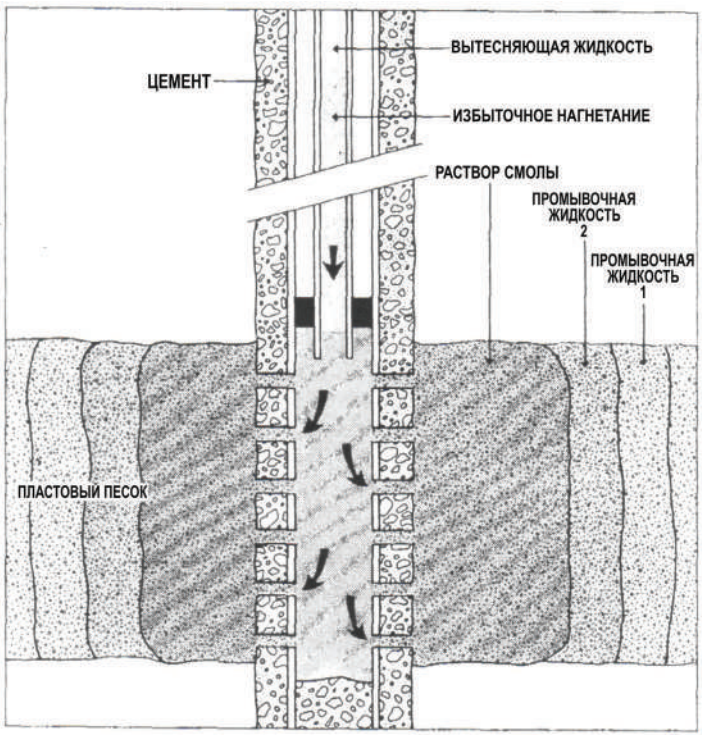


Рис. 7 Схема укрепления призабойной зоны смолой
1 – первая жидкость для предварительной обработки
2 – вторая жидкость для предварительной обработки

Процесс обычно заключается в закачке соответствующих жидкостей для предварительной обработки пласта, смолообразующего раствора и жидкости для вытеснения смоляного раствора вглубь пласта.

При этом происходит соответствующая очистка зерен пласта и их склеивание, предотвращающее вынос песка.

Выводы

1. На стадии эксплуатации добывающих скважин имеет место повреждение обсадных колонн в виде смятия обсадных труб, что может примести к остановке скважин. Проблема имеет высокую актуальность для месторождений с несцементированным и слабо сцементированным песчаным коллектором.

2. Основная причина повреждения обсадной колонны связана с интенсивным пескопроявлением и обводнением части пласта, которая примыкает непосредственно к обсадной колонне. В результате происходит интенсивное разрушение коллектора с образованием полости вокруг обсадной колонны. При этом под действием осевых и поперечных сил, возникающих при изменении состояния пласта, происходят необратимые деформации обсадных труб.

3. Технические и технологические мероприятия по предупреждению выноса песка должны быть реализованы до серьёзного разрушения приствольной части коллектора, так как первоначальные действия по контролю пескопроявления гораздо более эффективны, чем последующие ремонтно-восстановительные работы.

4. Пескопроявление является сложным, многофакторным процессом, поэтому выбору метода предупреждения выноса песка из коллектора для каждого конкретного месторождения должны предшествовать экспериментальные и опытно-промысловые исследования механизма действия сил на ЭК в процессе осадки разрабатываемого пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев 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. Ашрафян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Заканчивание глубоких скважин за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 69 с.

3. Ашрафян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. и др. Особенности техники и технологии заканчивания скважин в неустойчивых коллекторах. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979.

4. Ашрафян М.О. Совершенствование конструкций забоев скважин - М.: Недра, 1987.- 156 с.

5. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987. - 172 с.

6. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах: Пер. с англ./Пер. и ред. М.А. Цайгера. – М.: Недра, 1986. - 176 с.

7. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа, М.: Недра,1970 – 239 с.

8. Suman George O. Casing buckling in producing intervals. “Petroleum engineer”, april, 1974, pp. 36-42

9. Suman George O. Sand control. Part 1. When to apply control measures and why proper drilling and completion methods are critically important. “World oil”, 1974, v. 179, pp. 63-70.

10. Спивак А.И., Попов А.Н. Механика горных пород. М.: Недра, 1975. - 200 с.

11. Zoback M.D., Byerlee Y.D. Permeability and Effective Stress. “AAPG Bull.”, 1970, v.59, 3, pp. 154 - 158.

12. Remson Donald. Soil mechanics as a predictive tool. “Oil and Gas J.”,1970, 23/III, v. 69, № 10, pp. 78-83.

13. Лычев В.С. Особенности разработки месторождения Экофиск Северного моря // Нефтяное хозяйство, 1989. №11. - с. 25-28.

14. Suman George O. Sand control. Part 3. How to avoid poorly desined or plugged perforations that impair productivity and prevent effective sand control. “World oil”, 1975, v. 179, pp.83-88.

15. Suman George O. New testing methods can indicate how basic properties of unconsolidated sands change type of fluid and applied loads. Part 8. “World oil”, 1975, v. 180, p. 49-52.

16. Mattax C.C., Mc Kiley R.M., Clothier A.T. Core Analysis of Unconsolidated and Friable Sands. “Journal of Petroleum Technology”, 1975, XII, v. 27, № 12, pp. 1423-1432.

17. Suman George O. Sand control. Part 4. New technology extends use of devices sush as screens and gravel packs to problem areas with smaller, hard sands. “World oil”, 1975, v. 179, pp. 33-39.

18. Абубакиров В.Ф., Гноевых А.Н., Буримов Ю.Г., Межлумов А.О. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое, том 2 (справочное пособие), - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – с. 610-615

19. Хауке Юргенс, Зигфрид Невигер Предупреждение пескопроявления в добывающих скважинах // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2009. - № 2. – с. 8-10

20. Саркисов Н.М., Шишов С.В. Совершенствование технологии щелевой перфорации скважин // Нефтяное хозяйство. - М.: 1995. - №3.

21. Саркисов Н.М., Шишов С.В., Климовец В.Н. Интенсификация добычи нефти путем щелевой перфорации. // Нефтяное хозяйство. – М.: 2000. - №12. – с. 79-81

22. Remson Donald. Applying soil mechanics to well repair, completions. “Oil and Gas J.”, 1970, 9/III, v. 68, № 10, pp. 54-57.

23. Suman George O. Sand control. Part 5. Inside gravel packing. “World oil”, 1975, v. 179, pp. 67–73.

УДК 622.276.1

Реанимация скважин и стимулирование добычи углеводородных продуктов на поздних стадиях эксплуатации нефтяных и газовых залежей

Иванников В.И. – доктор техн. наук
(ОАО «Газ-Ойл»)

В среднем по нефтяным месторождениям извлекается до 30% запасов углеводородов (УВ), сосредоточенных в залежах. Это примерно соответствует объему коллектора, занятого трещинной емкостью. Остальная ёмкость нефтяных залежей представляет собой капиллярно-поровый объём, из которого нефть, как правило, не поддается вытеснению водой в силу капиллярных явлений.

Образование нефтяных залежей в ловушках обязано газовому и газоосмотическому массопереносу рассеянной «микронефти» (эвакуированной из «нефтематеринских» пластов в коллектор) [1, 2] латеральными потоками газовой микроэмульсии. Они предварительно наполняют пласт-коллектор, вытесняя свободную воду, а затем собирают и транспортируют дисперсную нефть, которая, в итоге, концентрируется в накопительных структурах. При этом в трещинной емкости пласта-коллектора движение микронефти идет по механизму газового переноса, а в капиллярно-поровой емкости – по механизму газо-осмотического переноса.

Без опережающего внедрения газовой фазы в капиллярно-поровую часть породы коллектора трудно объяснить, как нефть могла туда проникнуть, учитывая, что коллектор до прихода нефти был заполнен водой. Об опережающем движении газа в коллекторах свидетельствует также разделение флюидов в ловушках по плотности (газ-нефть-вода). Без газа, создающего свободный объем для перемещения жидкости, это было бы невозможно. Опыты Тиля и Эммонса [3] подтверждают такую возможность, когда появляются и всплывают газовые пузырьки, за которыми идет сегрегация нефти и воды.

После вскрытия нефтегазовой залежи системой скважин и начала эксплуатации объекта первоначально мы получаем нефть и газ из трещинной емкости коллектора. При этом происходит быстрая дегазация продуктивных пластов, что приводит к падению пластового давления. Для его поддержания обычно (после фонтанного периода добычи нефти) начинают закачку воду (заводнении залежи) через нагнетательные скважины внешнего или внутреннего контура. Чтобы обеспечить необходимое количество балансовой воды и темп ее закачки часто производят гидроразрывы пластов.

Эти мероприятия в явном виде приводят к разрезанию залежи на куски, т.к. поступающая по трещинам вода блокирует участки породы-коллектора, в которых остается дегазированная нефть, находящаяся в капиллярно-поровой емкости залежи. Вообще говоря, закачка воды в пласт восполняет давление только в проточной системе сообщающихся трещин (тектонически заложенных изначально) или организованных в общую гидросистему посредством гидроразрывов пласта. Капиллярно-поровый объем резервуара никак не реагирует на закачку балансовой воды.

Отказаться от закачки балансовой воды нельзя – она является транспортером извлекаемой нефти и газа. Повышая давление закачки воды в нагнетательных скважинах, мы, по существу, лишь увеличиваем скорость движения водных потоков по дренированным пропласткам. В свое время Влер Ахияров, используя радиоактивные метки, показал, что при заводнении нефтяных залежей в Западной Сибири основной поток воды идет в виде ручьев по каналам сообщающихся трещин от нагнетательных в добывающие скважины. То же самое показано недавно в работе А.Г.Борисова [4] на примере Варьёганского месторождения (см. рис. 1 и 2).

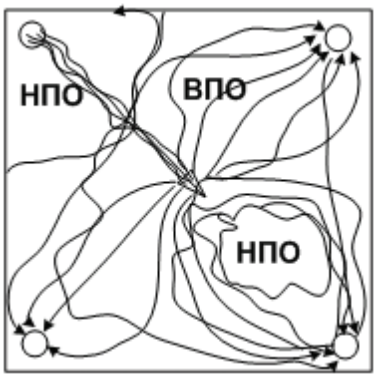


Рис.1 Ручьевое движение закачиваемой воды в плане из нагнетательной скважины в добывающие скважины.
НПО – низкопроницаемый объем пласта;
ВПО – высокопроницаемый объем пласта.

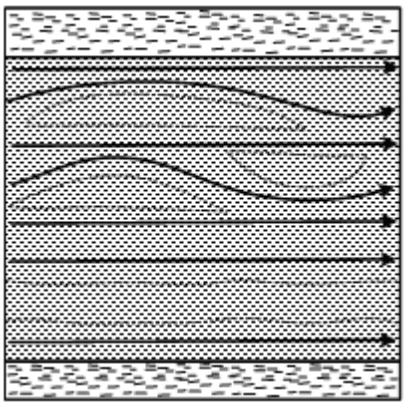


Рис.2 Ручьевое движение закачиваемой воды в разрезе, обходящей линзу низкой проницаемости..

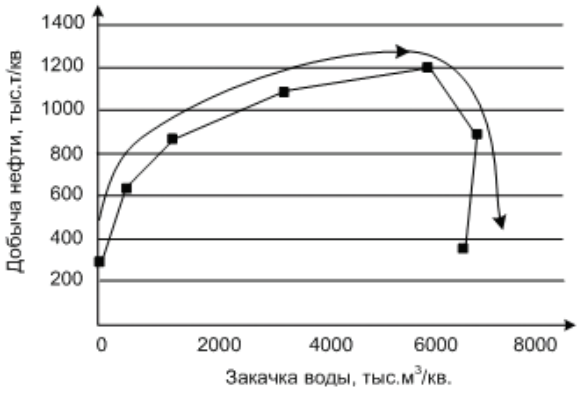


Рис.3 Зависимость добычи нефти от объемов закачки воды в пласт $Б_4$ Варьёганского месторождения.

Выбрав нефть из трещинной емкости коллектора, на последующих стадиях добычи, осуществляя огромный водооборот через недра, извлекаются ничтожно малые остатки нефти, которые в небольших объемах отбирается из капиллярно-поровой емкости коллектора.

Безусловно, было бы правильнее проводить вытеснение нефти закачкой газа вместо воды. Но это весьма дорогостоящий процесс, хотя такие примеры есть в практике, в основном зарубежной нефтедобычи. Например, на месторождении Майль Сика в Перу в 1933 году вытеснение нефти газом позволило довести коэффициент нефтеизвлечения до 0,6.

В отличие от жидкости газ является не связанной средой (молекулярно свободной) и поэтому при закачке в пласты способен проникать в капиллярно-поровую структуру породы и, таким образом, обеспечить выход нефти в приточную часть коллектора и далее в добывающие скважины. Кроме того, закачка газа вместо воды дает возможность пополнять упругую пластовую энергию и, тем самым, существенно увеличить продолжительность фонтанирования скважин (самого дешевого способа добычи нефти). Газовое давление, в отличие от жидкостного, определяется кинетической энергией движения газовых молекул.

Блокированные водой участки плотного коллектора (сцементированной части породы) способны отдавать нефть только на начальной стадии эксплуатации. По мере ее расхода (дегазации залежи) выход нефти в трещинные каналы прекращается, и циркуляция воды по пластам идет, не производя полезной для вытеснения нефти работы. На рис. 3, приведенном в работе А.Г.Борисова [4], это хорошо видно на примере пласта $Б_4$ Варьёганского месторождения. Блокированная нефть остается практически не извлекаемой. Данная картина вполне рядовая. Дальнейший выход нефти из блокированных участков пласта может осуществляться только за счет их дренирования (создания в них трещин) и внешнего силового воздействия, о чем речь пойдет ниже.

Туда, куда жидкость не может войти по причине капиллярных сопротивлений, газ проникает путем диффузии. Поэтому закачка (хотя бы долевая) газа в продуктивные пласты полезна. И, если невозможна закачка компримированного газа, требующая наличия компрессорных станций и соответствующего оборудования нагнетательных скважин, то газ можно внедрять в пласты с помощью бустерных систем при заводнении залежи.

Насыщение газом капиллярно-поровой ёмкости пласта, во-первых, повышает уровень упругой пластовой энергии, а, во-вторых, делает возможным хотя бы частичное извлечение нефти. Такая возможность реализуется за счет активного волнового воздействия на застойные зоны пласта.

Волновое (сейсмическое) воздействие на целики пористой и проницаемой породы коллекторов нефти и газа может осуществляться, а также из нагнетательных скважин с помощью забойных источников колебаний (акустическое и ударно-волновое воздействие).

Под волновым воздействием на нефтегазовые и газонефтяные залежи понимается комплексное применение различных типов волн от наземных и скважинных источников, посредством которых можно активно влиять на напряженно-деформированное состояние (НДС) коллектора нефти и его флюидный состав, побуждая последний к движению, чтобы увеличить общую нефтеотдачу продуктивных пластов.

Под понятием «блокированная нефть» имеется ввиду дегазированная нефть (лишенная газовой фазы), находящаяся в капиллярно-поровом объеме коллектора (КПО) и окружённая со всех сторон водой.

Волновое вытеснение нефти из КПО, независимо от типов волн, генерируемых источниками, в основном связано с присутствием газовой фазы в нефти. Её пульсации в поровом пространстве при прохождении волн делают возможным перекачку жидкости в проницаемой породе по принципу работы перистальтического насоса.

О возможности волнового вытеснения нефти из КПО свидетельствует, помимо прочего, реальное существование импульсно-волновых насосов (типа насоса Магомета Сагова), способных перекачивать жидкости за счет формирования волнового поля внутри трубопровода. Насосный эффект М.Сагова связан с образованием стоячих волн и быстродействием клапанной системы, отвечающей времени перемены давления в волновом поле. В породе коллектора роль клапанов могут играть твердые микрочастицы, находящиеся в порах КПО, как показано на рис. 4.

О влиянии волнового (сейсмоакустического) воздействия на вытеснение нефти из локальных участков пласта, блокированных заводнением, можно судить по данным, приведенным в работе [5] на примере одного из месторождений Татарстана. Участок представлен зоной частично заводненных песчаников. Средняя обводненность

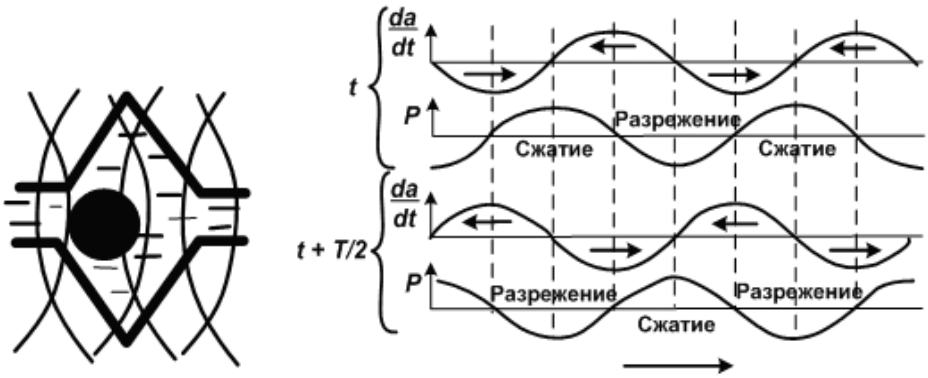


Рис.4 Распределение скоростей *da/dt* и давлений *p* в стоячей волне.

участка на момент воздействия – 91,7%, средняя нефтенасыщенная мощность – 4,7 м, пористость – 20,4%, абсолютная проницаемость – 0,57 мкм^2. Начальные балансовые запасы участка составляли 3890 тыс. тонн нефти. Отобрано от НИЗ на 01.07.95г. – 94,2%, текущий КИН – 0,572.

Количество окружающих реагирующих скважин – 15. Из них сразу после проведения сейсмоакустического воздействия эффект был обнаружен в семи скважинах, в остальных чуть позднее, но прореагировали все скважины. Средняя обводнённость участка в августе 1995 г. была 86,8%, что соответствовало снижению на 4,9%. Наибольший эффект был получен на скважине № 7696 – по ней на 01.08.97 г. было дополнительно добыто 12247 тонн нефти. Из окружающих скважин большой эффект получен на скважинах с абсолютной проницаемостью 0,57 мкм^2 и обводнённостью менее 90%.

В целом по участку за весь период (июль 1995 г. – июль 1996 г.) дополнительно добыто 47497 тонн нефти, что составляет 53% от общей добычи по участку. По состоянию на 01.08.97г. на всех реагирующих скважинах обводненность продукции незначительно снизилась или осталась на прежнем уровне. Средняя обводнённость продукции составила 85,3%. Отобрано из НИЗ 97,5%, текущий КИН равен 0,593. Всего в ОАО «Татнефть», начиная с 1995 г. было проведено 67 сейсмоакустических обработок и получено 450 тыс. тонн дополнительной нефти. Удельная эффективность составила 6,7 тыс. тонн на одну обработку.

Другие результаты волнового воздействия на продуктивные нефтегазовые пласты приведены в работе [6].

Общая картина разработки и эксплуатации нефтяных месторождений на разных стадиях выглядит следующим образом. Первоначально добывающие скважины эксплуатируются фонтанным способом. При этом нефтяные залежи теряют значительную часть запасенной газовой фазы вследствие опережающего выхода газа. Прекращение фонтанирования скважины свидетельствует о том, что разгазирование залежи уже совершилось. Затем для поддержания добычи нефти и пластового давления производят заводнение (закачку воды). Вода, поступающая через нагнетательные скважины, идет по путям наименьшего гидросопротивления, т.е. по системе сообщающихся трещин, вытесняя остаточную нефть. При этом нефть, оставшаяся в плотной части коллектора, блокируется. Рост обводненности продукции говорит о том, что имеют место прорывы воды и эти скважины следует останавливать.

Общий фронт заводнения также продвигается в виде ручейковой системы по трещинам, оставляя за собой локальные нефтенасыщенные участки пласта. Их пропитка водой и замещение нефти в них без влияния извне невозможна.

О том, что вода, нагнетаемая в пласты, идет по системе трещин, свидетельствует мониторинг акустической эмиссии, возникающей на фронте вытеснения флюидов [8]. Акустическая эмиссия – это отголосок развития и слияния микротрещин в матрице горной породы под действием нагнетаемой воды. Последнее может интерпретироваться как микрогидроразрыв горной породы породы. Вода, раздвигая микротрещины за счет расклинивающего давления, формирует ручьевую систему водопотоков в коллекторе.

Существенно изменить сложившуюся в пласте ручьевую систему водных потоков из нагнетательных скважин в добывающие не представляется возможным. Однако влиять на распределение ручьев, в принципе, можно. Во-первых, путем систематического дренирования плотной части коллектора (создавая в нем новую сеть трещин), во-вторых, путем блокирования каналов фильтрации, например, с помощью полимерных реагентов полимер-дисперсных композиций, ПАВ и солей. Последнее довольно часто используется [5 и др.], но почему-то объясняется как эффект вытеснения нефти специальными растворами. Это обычное заблуждение от перенесения результатов лабораторных наблюдений на масштабы целой залежи. В лабораторных опытах мы изучаем процессы, используя целые образцы породы коллектора, а в натуре имеем дело с породой, разбитой трещинами.

Реальное извлечение остаточной нефти из плотной части коллектора на современном уровне может быть достигнуто:

- вытеснением газом;
- созданием множества дренажных микротрещин в матрице пласта;
- импульсно-волновом воздействии на целики, блокированные водой.

Гидроразрывы пластов, полезные на начальной стадии эксплуатации нефтяных скоплений для интенсификации притоков, становятся вредными на конечной стадии отбора нефти.

Увеличение нефтеотдачи в целом по месторождению на завершающих стадиях эксплуатации может быть получено при выполнении двух основных мероприятий:

I - восстановления приточности и приёмистости скважин за счет:

- декольматации ПЗП;
- дренирования ПЗП (создание дополнительной сети микротрещин в зоне стока);
- очистки фильтров от различного рода наслоений, что позволит резко снизить забойные гидросопротивления.

II - организации системы активного волнового воздействия на нефтесодержащий коллектор, чтобы стимулировать выход нефти и газа из капиллярно-порового объема породы в проточную сеть трещин. Это делается с использованием импульсно-волновых источников, действующих с поверхности (сейсмическое воздействие) и из скважин (ударное и акустическое воздействие на пласт).

Внутрискважинные технические средства и технологии для выполнения указанных мероприятий существуют и могут быть задействованы для решения задачи повышения коэффициента нефтеизвлечения до 0,6.

Дискретность горной породы, разбитой сетью тектонических трещин, будет прямо влиять на эффективность волнового вытеснения нефти. Чем больше густота трещин, тем выше эффективность выделения нефти из капиллярно-поровых кусков в проточную (ручьевую) систему водопотока и наоборот. Поэтому дренирование пласта путем создания в нем дополнительных микро и макро трещин (используя сейсмическое воздействие и НДС пласта), будет способствовать повышению коэффициента нефтеотдачи на завершающей стадии эксплуатации месторождения.

Для газовых залежей, находящихся на стадии истощения запасов, также может быть использовано заводнение пластов и связанное с ним волновое воздействие [7]. Активация газовой фазы при волновом воздействии на коллектор состоит в том, что прохождение волн повышает кинетическую энергию молекул газа и, тем самым, поднимает планку газового давления, чтобы добиться извлечения сверхлимитных объемов газа.

Другим кардинальным направлением более полной нефтегазоотдачи пластов является бурение горизонтально-разветвленной (корневой) системы нагнетательных и добывающих скважин, в том числе в блокированных водой линзах плотного коллектора. Эта задача в настоящее время решается в Западной Сибири и дает свои результаты.

В данной статье автор обращает внимание специали-

стов, занимающихся вопросами эксплуатации нефтегазовых месторождений, на основные пороки нефтедобычи, связанные с фильтрационно-ёмкостной структурой нефтегазовых месторождений, а также указывает пути стимулирования нефтеотдачи продуктивных пластов на поздних стадиях их эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванников В.И. Газовый перенос нефти в пластах-коллекторах // «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - № 12. - с. 14-16.
2. Иванников В.И. Газоосмотический массоперенос дисперсно-рассеянных углеводородов в породах коллекторах // «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. - № 6. – с. 60-62.
3. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии. – Л.: Гостоптехиздат, 1958. - 620 с.
4. Борисов А.Г. Продление рентабельного периода работы залежи как один из способов повышения нефтеотдачи // «Нефть.Газ.Новации.». – Самара: - 2009. - № 5-6. – с. 13-16.
5. Муслимов Р.Х., Смелков В.М., Ибатулин Р.Р., Романов Г.В., Петрова Л.М. Методы извлечения остаточных нефтей заводняемых месторождений // «Геология нефти и газа». - М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, 1998. - № 10. – с. 46-52.
6. Иванников В.И. Общая методология волнового воздействия на продуктивные нефтегазовые пласты. // «Каротажник». – Тверь: 2007. - № 2. – с. 100-123.
7. Иванников В.И. Волновое воздействие на нефтегазовые пласты для увеличения отдачи углеводородных продуктов // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2009. - № 3. – с. 6-16
8. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А., Рогоцкий Г.В., Дыбленко В.П. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред (т. 2). – М.: ВНИИгеосистем, - 2004. - 320 с.

УДК 622.276.66

О гидравлическом и других методах разрыва нефтяных и газовых пластов

Иванников В.И. – доктор техн. наук
(ОАО «Газ-Ойл»)

Гидроразрыв пластов (ГРП) в системе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является базовым методом интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов, а также способом повышения приемистости нагнетательных скважин [1, 2].

ГРП в России продолжаются в массовом порядке, причем делается это и на вновь вводимых в разработку месторождениях. Так, в частности, в конце 2006 года ОАО «Роснефть» при участии специалистов компании «Newco Well Service» произвели один из крупнейших гидроразрывов в скважине № 5678 куста № 243 Приобского месторождения ООО «Юганскнефтегаз». Рекордный ГРП осуществлялся 7 часов с помощью четырех насосных агрегатов. Рекорд состоял в том, что в скважину закачали 536 тонн проппанта.

Оценим эффективность этого широко применяемого метода увеличения продуктивности скважин.

Создание в пласте протяженных магистральных трещин и закрепление их наполнителем (песок, проппант) действительно дает 2-4 кратное увеличение притоков пластовых флюидов на начальной стадии эксплуатации залежей углеводородов (УВ).

После окончания фонтанного периода добычи созданные магистральные трещины гидроразрыва начинают играть негативную роль, т.к. коротко замыкают нагнетательные и добывающие скважины при заводнении нефтяных пластов (электроаналогия). А далее эту картину изменить уже нельзя. Ручьевая система движения закачиваемой воды разрезает нефтяную залежь на куски и блокирует выход нефти из целиков капиллярно-поровой части коллектора навсегда (а это около 70% запасов). Кроме того, за время фонтанирования скважин газонефтяная залежь лишается упругой энергии газовой фазы за счет опережающего выноса попутного газа. Процесс дегазации месторождения при фонтанировании скважин, хотя и вполне очевиден, но плохо понимаем. Наши разъяснения по этому вопросу даны в работе [3].

История развития ГРП в СССР была опубликована автором в работе [4].

Некоторые промысловые данные массового применения ГРП сегодня на месторождениях Западной Сибири приводятся в публикациях [5, 6]. Из них следует, что ведутся поиски и испытания новых технологических решений по ГРП. В частности, ограничить рост трещин разрыва в высоту (во избежание соединения стратификаций газ-нефть-вода), используются следующие приемы и реагенты:

- снижение эффективного давления в трещине, в основном за счет снижения вязкости жидкости разрыва вводом линейных гелей или специальных составов ClearFRAC

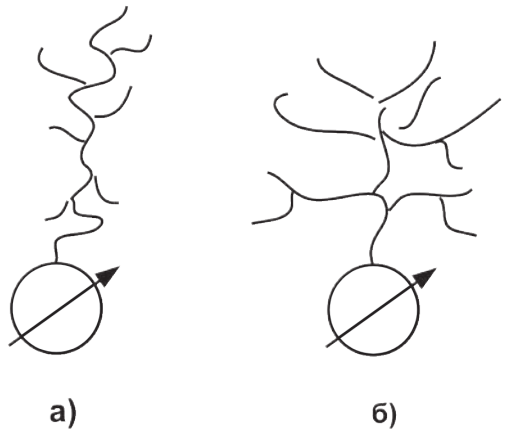


Рис. 1 Распространение трещин гидроразрыва
а) при обычном глубокопроникающем гидроразрыве пород (ГРП);
б) при гидроударном разрыве пород (ГУРП).

и FiberFRAC (разработки компании Schlumberger);

- создание механических барьеров путем предварительной закачки цементных или глинистых растворов или проппантной пачки (многостадийные ГРП, BracketFRAC, J-FRAC);

- установка химических барьеров (закачка реагентов, снижающих относительную фазовую проницаемость по воде, так называемых модификаторов фазовой проницаемости): AquaCon (BJ Services), Cw-Frac (Halliburton), WCA-I (Newco Well Service) и другие.

Указанные методы достаточно дорогие и, по мнению автора, с не вполне очевидными результатами, если не учитывать коммерческий интерес подрядчика.

Такое усовершенствование ГРП, как установка барьеров, вряд ли будет способствовать остановке вертикальных трещин, однако будет препятствием для обратного движения нефти из пласта в скважину.

Вообще говоря, будущее ГРП состоит не в том, чтобы создавать одну или несколько очень длинных трещин для сбора нефти, а породить тысячи и десятки тысяч микротрещин в приствольной зоне пласта (ПЗП), чтобы снять гидросопротивление в зоне стока и, тем самым, облегчить выход нефти в скважину.

При создании сети микротрещин в ПЗП даже не имеет значения необходимость их закрепления песком или проппантом. Часть из этих микротрещин, лежащих в плоскости действия вертикальной компоненты горного давлении я, могут закрыться, но другие останутся в открытом положении.

О том, что при продвижении магистральных трещин по пласту происходит не разрыв породы, а слияние тектонически заложенных микро и макротрещин, явно свидетельствует обратный вынос проппанта во время вызова притока. На этот счет у нефтедобытчиков есть даже такое выражение – «гробовой насос», т.е насос, который забивается проппантом и преждевременно выходит из строя.

Поскольку стандартный ГРП – слепой и идет по линиям минимального сопротивления, то его повторение (тем более многократное) бессмысленно. Очевидно, что повторение ГРП и его результативность могут быть значительными только в том случае, если будут появляться новые трещины при проведении последующего разрыва. Такой результат можно ожидать от гидроударного способа ГРП (ГУРП), разработанного автором. Его главное отличие от обычного ГРП состоит в том, что он дает развитие зачаточных трещин и их ветвление (см. рис. 1), тогда как при обычной накачке давления в подпакерном объеме скважины идет процесс слияния и продолжения тектонически заложенных трещин.

Рассмотрим потенциальную эффективность ГРП для стимулирования добычи УВ из плотных и сверхплотных коллекторов. Для газовых залежей ГРП во всех его видах однозначно необходимо производить. В тоже время вопрос о применении обычного (широко практикуемого) ГРП для газонефтяных и нефтегазовых месторождений является спорным.

ГРП – это фактически способ как можно быстрее взять легко добываемую часть запасов нефти в залежах.

Более широкую перспективу автор видит во внедрении волновых методов воздействия на нефтегазовые пласты с целью повышения их нефтеотдачи. Это достигается за счет массового порождения микротрещин в матрице пласта от внешних волновых источников с использованием её полей напряженности (дренаж пласта), а также созданием градиентного волнового поля в пласте для реализации «насосного» эффекта извлечения нефти из поровой емкости коллектора в его проточно-дренажную систему трещин. Согласно оценочным расчетам таким путем можно довести коэффициент нефтеотдачи до 0,6 против 0,3. Технические возможности для этого существуют, а технология известна и может быть задействована с привязкой к конкретному месторождению.

ГРП в сочетании с волновыми методами воздействия на газовые и нефтяные залежи в плотных и сверхплотных коллекторах в масштабах целого месторождения или его блока может быть оправданным для формирования каналов стока.

О чем свидетельствует пескопроявление нефтяных скважин? Во-первых, о том, что продуктивный пласт находится в деструктивном состоянии (несцементированный коллектор), как показано в работе [7]. Предположения авторов о выносе песка вместе с жидкостью и газом сквозь проницаемую породу несостоятельны. Песок представляет собой собственно матрицу породы-коллектора в виде сыпучей среды, которая выносится в ПЗП и проникает через фильтр вследствие его дефектов. Пласт $АС_{4-8}$ Федоровского месторождения типичный пример нахождения нефти в несцементированных песчаниках.

Пескопроявление скважин – это отдельная проблема, а вот гидроразрыв в подобных породах лишен смысла. Именно поэтому кустовое разбуривание пласта горизонтальными отводами позволило ОАО «Сургутнефтегаз» реанимировать добычу на Федоровском месторождении.

Что касается обводнения продукции нефтяных скважин, то здесь пора переходить на технологии селективного ГРП, т.к. стандартный гидроразрыв пласта только ускоряет обводнение. Селективность подразумевает создание множественной системы трещин в зоне стока только в пределах нефтенасыщенной толщи пласта. А при реализации обычного ГРП не исключается проникновение трещин разрыва в водяную или газовую части коллектора с последующей подтяжкой газовых и водных конусов. Селективность достигается, например, кавитационной пошаговой обработкой пласта с предварительным расчленением продуктивной толщи и выделением ГНК и ВНК.

Стандартный ГРП и его модификации в горизонтальных скважинах и отводах вообще остается проблемным вопросом. Направление развития трещин здесь (рис. 2) планировать не представляется возможным из-за неизвестности напряженно-деформированного состояния пласта. Исключение в какой-то мере может быть сделано для несцементированных пород песчаника (сыпучая среда), но в этом случае само понятие ГРП теряет смысл.

В горизонтальных отводах скважин, если трещины разрыва пойдут в крест

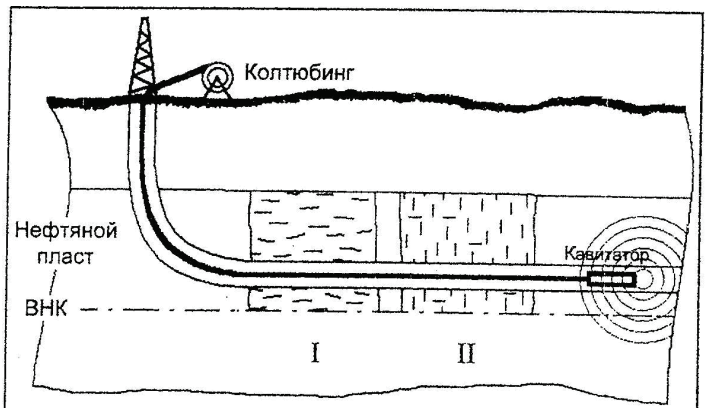


Рис. 2 Создание дренажных трещин в объеме пласта из горизонтальной скважины при использовании колтюбинга с кавитатором: I, II – варианты ориентации тектонических трещин в объеме продуктивного пласта

простирания пласта, то неизбежно соединение нефтяной залежи с газовой шапкой и подстилающей водой.

В работе [5] такие случаи отмечены. Отсюда прогрессирующий рост обводнения продукции и вполне предсказуемые последствия.

Для горизонтальных скважин единственно приемлемым и пока безальтернативным ГРП является кавитационный метод [4], позволяющий создавать в нефтяной части пласта сеть оперяющих трещин, не затрагивая газовую и водяную зоны. Кроме того, работа кавитатором в горизонтальной скважине может быть поточечной с шагом 0,2–1 м (т.е. селективной в отличие от обычного ГРП, когда жидкость разрыва идет туда, где легче пробиться).

Несомненным преимуществом (как показано на рис. 3) кавитационного разрыва пласта является также обстоятельство, что тектонические трещины в объеме пласта могут быть заложены как в крест простирания пласта, так и параллельно скважине.

В первом варианте продуктивность объекта добычи будет сама по себе очень высокой, а во втором она будет предельно низкой. Каков же выход?

Проработать на колтюбинге кавитатором или ротокавитатором горизонтальный отвод ствола скважины, чтобы получить в ПЗП дренажную сеть микротрещин. Другими словами, если природа не подарила вам нужную трещиноватость пласта – создайте её сами.

Производство глубокого гидроразрыва пластов – достаточно дорогая операция, в которой обычно участвует до десятка машин спецтехники, не считая вспомогательного оборудования. Тем не менее, стоимость работ и материалов окупается дополнительно добытыми объёмами нефти или газа. Это, например, подтверждается результатами ГРП, проведенными в Казахстане [8] за период 1999–2004 г. (327 операций в добывающих скважинах и 42 операции в нагнетательных скважинах).

Для сравнения, кавитационный и гидроударный разрыв пластов (ГУРП) может осуществляться одним или двумя гидроагрегатами типа ЦА-400 или АН-700 при той же результативности. Исключаются также расход закрепляющего материала (песок, проппант) и специальные растворы-носители.

Таким образом, обычный ГРП во всех его модификациях уже изжил себя и, в итоге, приносит больше вреда, чем пользы. Для эффективного дренажа нефтяных пластов и интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента извлечения нефти необходимо вводить в практику новые методы воздействия на продуктивные нефтегазовые объекты. Нельзя мириться с таким положением, когда 70% запасов нефти, сосредоточенных в залежах, остаются в недрах при полной выработке углеводородных флюидов. Технические средства и технологии для реализации старых месторождений в настоящее время разработаны и прошли промышленную апробацию. Необходимо отметить, что уже в начале разработки новых месторождений нужно менять общую идеологию добычи углеводородов, включая гидроразрывы пластов для стимулирования притока.

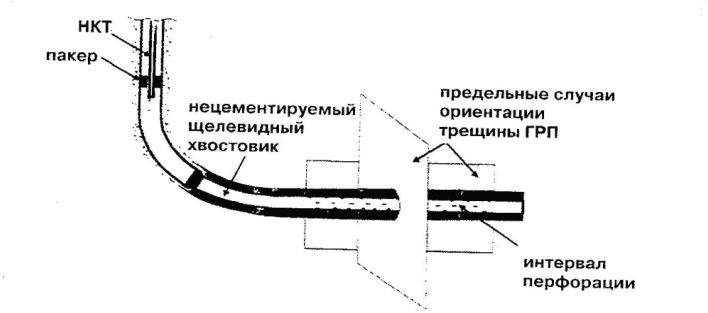


Рис. 3 Схема конструкции скважины с горизонтальным окончанием и предельные случаи ориентации трещин ГРП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муравьев И.М., Базлов М.Н., Жуков А.И., Чернов Б.С. Технология и техника добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1971. - 496 с.

2. Желтов Ю.П. Деформации горных пород. – М.: Недра, 1966. – 197 с.

3. Иванников В.И., Чеглаков И.Д. Применение ГСПП для повышения продуктивности нефтяных скважин // Нефть.Газ. Новации. – Самара: РОСИНГ, 2009. - №11-12. - с.105-107.

4. Иванников В.И. История и перспектива применения методов и технологий разрыва продуктивных пластов в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - №7. с.46-53.

5. Цыганова Э.Ф. и др. Опыт применения ГРП на горизонтальных скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». // Нефть.Газ.Новации. – Самара: РОСИНГ, 2009. - № 5-6. - с.58-64.

6. Виноградова И.А. Результаты применения технологий ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири. // Нефть.Газ.Новации. – Самара: РОСИНГ, 2009. - № 5-6. - с.29-34.

7. Бурштейн М.А., Гилаев Г.Г., Кошелев А.Т., Цыбин А.В., Саркисян Б.Р., Щавелев Н.Л., Вартумян Г.Т. Анализ динамики и причины пескований горизонтальных скважин пласта А4-8 Федоровского месторождения. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. - №1. - с. 11-15.

8. Костенко В.Д., Раушанов А. Гидроразрыв увеличивает добычу нефти в Западном Казахстане. // «Технологии ТЭК». - М.: ЗАО «Издательский дом «Нефть и Капитал», 2004. - № 5. - с. 60-62.

УДК 622.23.01

Неизученные механизмы разрушения горных пород в глубоком бурении (часть II)

С.В. Синёв, канд. техн. наук

Наряду с хорошо изученными, теоретически обоснованными и эффективно используемыми в практике бурения механизмами разрушения горных пород, рассмотренные в первой части статьи [1], существуют и другие, не поддающиеся описанию с известных позиций теории разрушения. Здесь не последнюю роль играет заниженная оценка прочностных возможностей современных материалов вооружения долот, которые в силу этого обстоятельства не имеют широкого практического применения.

2.1.Разрушение горной породы в отсутствии вооружения шарошек.

Практика отечественного бурения в ходе широкого внедрения шарошечных долот в 50-е годы прошлого столетия столкнулась с необычным явлением полного износа фрезерованного вооружения при еще работоспособной опоре названным термином «сахарная голова». Феномен этого явления заключался в том, что, в отдельных случаях, в силу высокой абразивности горных пород, бурильщик не мог своевременно определить состояния полного износа вооружения шарошек и достаточно эффективно продолжал бурение изношенным долотом.

Иллюстрацией такого явления могут служить результаты работы долот 214Т на входе в тульский горизонт при бурении роторным способом в скважине № 231 Бузулукского УБР ПО Оренбургнефть (1972 год) (рис. 14). Время бурения каждого метра фиксировалось. Три долота подняты с опорами в удовлетворительном состоянии. Незначительное падение скорости бурения до глубины 2605 м с дальнейшей её стабилизацией, показанное сплошной линией, отражает вхождение в разбуриваемый пласт. Но если вооружение первых двух долот (долбление I и II на рис. 14) было изношено на 50%, то износ вооружения третьего долота (долбление III на рис. 14) составил 100%, т.е. его полное отсутствие.

Скорость же бурения в третьем долблении мало отличается от предыдущих двух. Более того, сохранена общеизвестная тенденция изменения её внутри каждого долбления. Если учесть, что в твердых абразивных горных породах – граните и кварците ($p_ш$ >> 300 кгс/мм^2) [11], механическая скорость проходки интенсивно снижается в течение первых 10 минут и, наряду с абразивным износом, в этом случае, происходит механическое разрушение зубьев долота, можно утверждать, что последние метры III-го долбления пройдены в отсутствии вооружения.

Для подтверждения возможности разбуривания пород долотами без вооружения в скважине № 237 той же площади, при аналогичном хронометраже, отдельные долбления искусственно затягивались во времени. Долото типа «СЗГ» в интервале бурения 2390–2400 м было поднято с полностью отработанным вооружением, причем наблюдался рост механической скорости до последнего сантиметра долбления, с 1,5 м/ч в начале бурения до 2,5 м/ч в конце, что, впрочем, вряд ли можно связать с потерей вооружения. Постоянство скорости на уровне 2,0 м/ч установлено в интервале 2695–2700 м при полностью изношенном вооружении («лысые шарошки») долота «СГ» (рис. 15а). В пределах 1,0–2,0 м/ч удерживалась скорость у долота «ТКЗ» в интервале 2757–2770 м. Долото поднято без вооружения с потерей в диаметре 14 мм. Аналогия характера изменения $V(L)$ в рассмотренных долблениях отмечалась в работах [8, 10, 18].

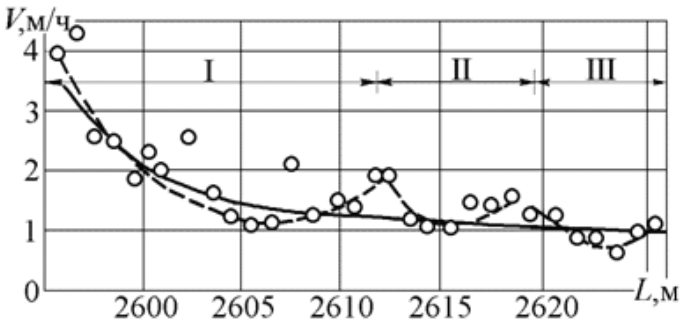


Рис. 14. Изменение V при бурении скважины № 231 долотами 214 Т (I, II, III – долбление).

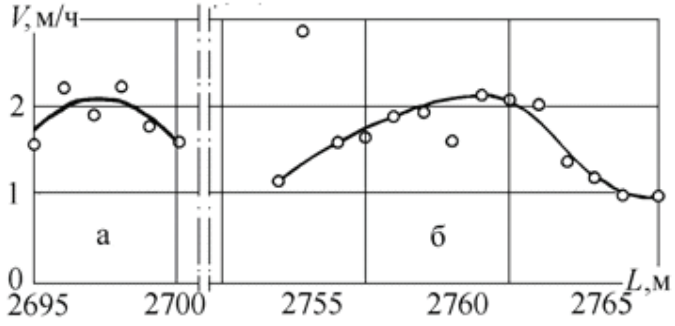


Рис. 15. Изменение V при бурении скв.237 долотами: а – 214СГ; б – 214ТКЗ.

В ходе долблений визуально анализировался вид и размер шлама. Видимых различий в начале и конце долблений не отмечено. Размер шлама в восточных районах страны по данным В.С.Федорова ограничивается 8-ю мм (85-90% по весу) и 8–10 мм (10-12%).

В рассматриваемом контексте следует заметить, что в практике алмазного бурения в шламоуловитель с забоя иногда попадают фрагменты породы размером со спичечную коробку. Это притом, что, по данным [24], размер шлама во много раз меньше величины внедрения алмазного долота в породу за один оборот и колеблется от 0,05 до 0,4 мм.

Какое-либо объяснение представленным феноменам в теории разрушения горных пород и материалов вообще отсутствует. Привлекательными здесь являются процессы разрушения в металлургии, где при изготовлении цельнокатаных труб внутри цилиндрической заготовки происходит разрыв материала. В работах [3, 4, 14] рассмотрен вопрос разрыва сердцевины заготовки при изготовлении цельнокатаных труб. Отмечается, что на настоящий момент не существует единой точки зрения на физику процесса вскрытия внутренней полости. По-разному трактуются эпюры осевых, радиальных и тангенциальных (раскручивающих, направленных по касательной) напряжений. Основу одной теории составляет твердое (хрупкое) разрушение внутреннего слоя давлением внешних слоев, согласно другой теории основа физики процесса в пластической деформации.

Упрощенно, внутренняя полость образуется в силу возникновения растягивающих напряжений, действующих в направлениях перпендикулярных сжимающим усилиям валков. Внешние слои удлиняются под обжимающим действием валков и «утягивают» за собой центральный слой. Вращение заготовки обуславливает перемену знака напряжения в сердцевине металла, что и приводит к разрушению сердцевины. Здесь значение валков преувеличено, поскольку первые пушечные стволы в позапрошлом веке изготавливали паровым молотом. По одной из теорий, разрушение происходит при достижении нормальными растягивающими усилиями предела хрупкой прочности, согласно другой теории, сердцевина разрушается тогда, когда в осевой зоне разность растягивающих напряжений превышает предел текучести. Этот, еще неизученный процесс, не вписывается в аналогию процесса разрушения горных пород, поскольку нагружение здесь производится, как минимум, с двух сторон.

Но даже при двустороннем нагружении, рассматривая все известные гипотезы, формирования реверсивных деформационных аномалий в образцах горных пород при сжатии, гипотезы, привлекаемые для объяснения эффекта реверса деформаций в предразрушающей области нагружения: гипотезы остаточных напряжений; гипотезы упругого восстановления материала около трещин отрыва, развивающихся в породе при сжатии; гипотезы распирающего действия сдвиговых микродефектов; гипотезы очага макроразрушения, моделируемого мягким включением; гипотезы очага макроразрушения, моделируемого мягким дилатирующим включением, которые основываются на классических представлениях механики о деформировании и разрушении материалов, автор [9] делает вывод о физической невозможности появления горизонтальной трещины, поскольку при сжатии такие трещины, как известно, закрываются.

Поэтому для описания подобных эффектов возникает необходимость привлечения новых представлений физической механики.

Поиск аналогов рассматриваемым процессам теоретического плана проводился одновременно с экспериментальными исследованиями, которые могли бы пролить свет на выдвигаемые гипотезы, а также развеять сомнения о возможной потере вооружения в промысловых условиях только в конце долбления, например, из-за подклинивания опор шарошечного долота.

С учетом того, что при изучении эффективности разрушения горных пород статическим вдавливанием венцов разного диаметра с различными закруглениями и притуплениями режущей кромки [12], наилучшие энергетические показатели получены для венцов диаметром 100 мм шириной 10 мм, были изготовлены экспериментальные долота ∅97 мм с шарошками вооруженными не фрезерованными венцами шириной, соответствующей ширине венцов серийных долот типа «М», а также долота абсолютно «лысые» (рис. 16)

При разбуривании мрамора «Коэлга» на стенде ЗиФ–1200 экспериментальные долота показали результаты аналогичные промысловым. При дискретном перемещении забоя на повышенной нагрузке долотами с не фрезерованными венцами (рис. 16в) и долотами с «лысыми» шарошками (рис. 16г) достигались результаты серийных долот типа «М» (рис. 16а) с выработкой шлама одинакового размера.

Из приведенного на рис. 17 графика зависимости $V(G)$ следует, что долота с нефрезерованным вооружением (рис. 16в) имеют близкие характеристики по скорости бурения

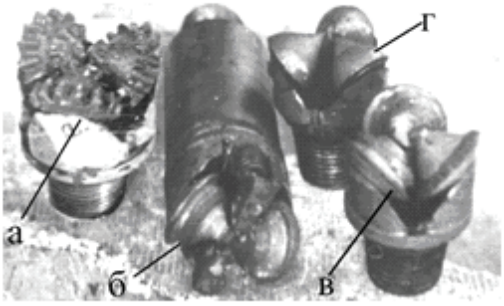
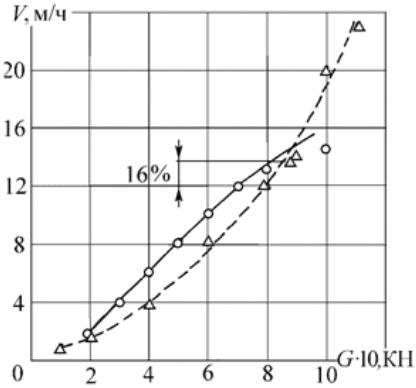


Рис. 16. Долота ∅97 мм: а - тип «М»; б – с не фрезерованными венцами и резцами; в - с не фрезерованными венцами; г – с «лысыми» шарошками



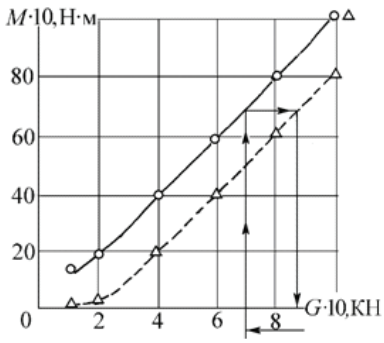


Рис. 17. Зависимость $V(G)$ и $M(G)$ при бурении мрамора долотами ∅97 мм:
———— серийное типа «М»;
– – – – – – - не фрезерованные венцы типа «М».

в сравнении с серийными долотами типа «М» (рис. 16а), причем интенсивность роста скорости у экспериментальных повышается с увеличением нагрузки. Крутящий момент у экспериментальных долот, график зависимости $M(G)$ на рис. 17, по интенсивности роста полностью повторяет серийные с существенным различием по величине. Это различие, при нагружении до равенства моментов, позволяет получить прирост механической скорости на 9-25%, что вполне реализуемо в турбинном способе бурения.

Упоминающееся в работе [13] облегчение разрушения за счет слоистости пород, исключено, поскольку экспериментальное бурение проводилось на блоках однородного (неслоистого) мрамора «Коелга».

Пояснить такой вид разрушения могут экспериментальные и теоретические посылы Л.А.Шрейнера [17], которые в исследованиях напряженного состояния при вдавливании штампа показали, что, по мере удаления от поверхности контакта на величину $z > 0$, все главные нормальные напряжения убывают, причем σ_z убывает медленнее, чем $\sigma_r = \sigma_\Theta$, из-за чего касательные напряжения увеличиваются до максимума на некоторой критической глубине $z_{кр}$.

$$Z_{KP} = a \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (1+\mu)}{7-2\mu}} \qquad (1)$$

где a – радиус индентора;

μ – коэффициент Пуассона.

Касательные напряжения достигают максимального значения:

$$\tau_{MAX} = \frac{G}{2} \cdot \left[\frac{1-2\mu}{2} + \frac{2}{9} \cdot \left(1 + \mu \cdot \sqrt{2 \cdot (1+\mu)}\right) \right] \qquad (2)$$

Поскольку материал находится в условиях всестороннего сжатия, то предельное напряженное состояние возникает на глубине $z_{кр}$.

Такое явление наблюдается при вдавливании штампа в кристаллы кальцита (исландский шпат) с соответствующим освещением. В глубине кристалла при 2/3 от разрушающей нагрузки появляется темное пятно в виде точки. С увеличением нагрузки пятно растет, и вырисовываются четкие интерференционные полосы. Это поверхность скалывания (скольжения), которая зарождается в глубине кристалла. Аналогичные результаты получены в лаборатории Р.М.Эйгелеса на оптически активных материалах в ходе изучения напряженного состояния от воздействия индентора.

При пластических деформациях горных пород возникающие нарушения внутри отдельных зерен и между зернами приводят к разупрочнению пород. Возникающие в процессе пластических деформаций нарушения, как в отдельных кристаллах, так и между ними, необратимы (в отличие от металлов). Исходя из этого, правомерным будет предположение, что при вдавливании индентора в массив породы с нагрузкой G, на глубине $z_{кр}$ при возникновении необратимых деформаций может образоваться микротрещина (рис. 18а).

Микротрещина, в свою очередь, может перерасти в магистральную трещину, если индентор перемещать по поверхности на минимальное расстояние с той же нагрузкой (рис. 18б). При движении по поверхности массива породы катка (рис. 19) с нагрузкой G на глубине $z_{кр}$ следует ожидать образования магистральной трещины, распространяемой параллельно плоскости полупространства. По аналогии с раскаткой цельнокатанных металлических труб для регулирования направления магистральной трещины предполагается использовать «направление» – 5 на рис. 19.

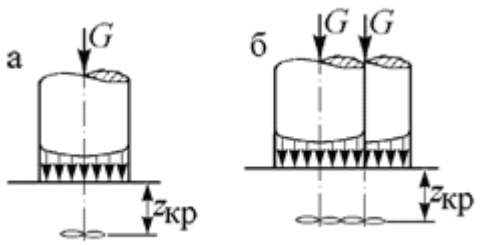


Рис. 18.Схема образования необратимых деформаций (а) и сращивания их при перемещении индентора на минимальное расстояние

Попытка контролировать магистральную трещину и регулировать ее направление резцом, идущим вслед за шарошкой в реальном долоте (рис. 16б) не удалась, и показатели такого долота не отличаются от обычного. Не отличаются они и от трёхшарошечного долота с не фрезерованными венцами. На рис. 20 представлены характеристики такого долота, выраженные зависимостями $V(n)$ и $M(n)$ при различных осевых нагрузках, а также $V(G)$ при частоте вращения долота $n = 120$ мин$^{-1}$. Уровень выходных параметров зависимостей сравниваемых долот примерно одинаков. Одинаков он, иногда, и для серийного вооружения долота типа "М" (см. параметры $V(G)$ для долота «М» на рис. 20).

Следует отметить, что в случае реализации заявленного механизма разрушения (рис. 19) в практическом бурении возникает ряд проблем, обусловленных выносом значительного количества выбуренной породы.

2.2 Разрушение горной породы с образованием плоской трещины под индентором.

В ходе проводимых исследований сформировалась гипотеза о волновой природе разрушения горной породы в рассматриваемых эффектах, где, за счет наложения упругой волны на отраженную, мог бы произойти отрыв поверхностного слоя породы по плоскости параллельной полупространству. Здесь возникает вопрос о преграде, могущей создать отраженную волну. Общеизвестно, что прочность материала растет с увеличением скорости приложения динамической нагрузки. В этом случае поверхностью отражения упругой волны могла бы быть граница упроченного за счет скоростного приложения нагрузки слоя горной породы. В бурении скорости нагружения несопоставимы со скоростями распространения упругой волны в разбуриваемых породах, поэтому раскрутка специально изготовленного микродолота ∅33 мм с «лысыми» шарошками до 2500 мин$^{-1}$ этой скорости не достигала и ожидаемый эффект не был получен. Другим решением этой задачи могла стать скоростная разгрузка статически нагруженного, в пределах упругих деформаций,

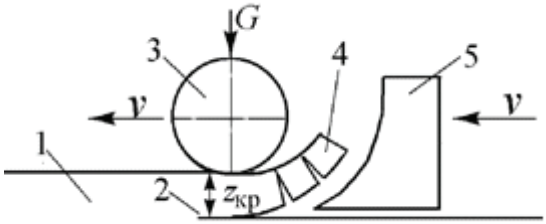


Рис. 19.Схема образования магистральной трешины:
1 – массив породы; 2 – трешина; 3 – каток; 4 – шлам; 5 – «направление».

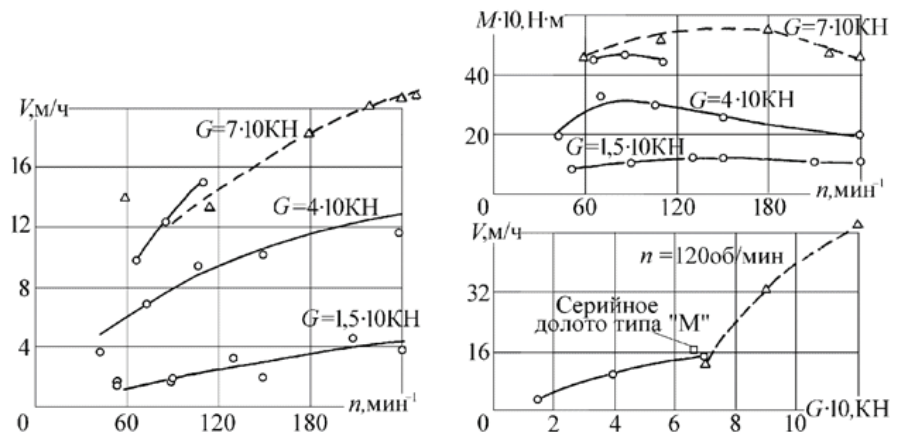


Рис. 20. Зависимость $V(n)$ и $M(n)$ при различных нагрузках на долото ∅97 мм и $V(G)$ при n = 120 мин⁻¹ для долот с не фрезерованным вооружением:
– – – трёхшарошечное;
——— двухшарошечное с подпружиненными резцами, идущими вслед за вооружением.

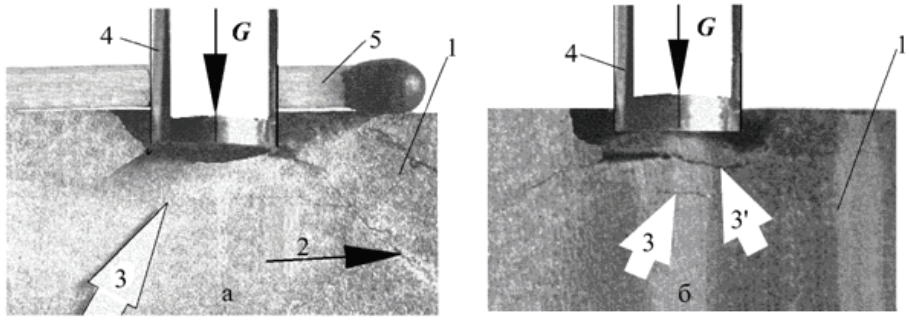


Рис. 21.Фотографии внедренных в массив горных пород инденторов:
а – трещина, параллельная полупространству в сравнении со спичкой;
б – двойная трещина (1 – массив породы; 2 – коническая трещина; 3, 3′– плоская трещина; 4 – индентор; 5 – спичка).

индентора на полупространство горной породы. Чисто технического решения для подобной разгрузки найдено не было. На основе анализа размерностей Н.Е.Мотт [19] установил, что по мере роста трещины скорость её распространения приближается к пределу, составляющему часть скорости продольной волны. Эксперименты показывают, что скорость распространения трещины равна скорости волн Релея, т.е. 0,6 скорости распространения продольной волны.

Гипотетически можно предположить, что скорость структурного разрушения пород под индентором, не смотря на незначительную скорость распространения трещин, сопоставимую со скоростью распространения упругой волны, может обеспечить такую разгрузку. Методом проб и ошибок подбором горной породы, в которой предполагаемый эффект мог бы быть получен, гипотеза успешно реализована. При нагружении индентора в одном из образцов сформировалась ярко выраженная горизонтальная трещина (см. рис. 21). Спустя 30 лет Пушминым П.С. получена подобная «микротрещина в прослое» (см. рис. 3 в работе [1]). Для визуальной масштабной оценки глубины формирования трещины на поверхности полупространства, на рис. 21, возле индентора, размещена спичка.

Анализируя срез образца горной породы на фотографии (рис. 21) и зависимость $G(z)$ на рис. 23, механизм разрушения горной породы можно интерпретировать следующим образом.

Нагружение индентора формирует в полупространстве коническую трещину по схеме начала первого механизма разрушения (рис. 22а). Дальнейшее нагружение приводит к структурному разрушению некоторого объема верхней части конуса (рис. 22б), размер которого обусловлен наличием свободного пространства в конической трещине между конусом и консолью, что позволяет разместиться там частицам структурно разрушенной породы. Скорость реструктурирования этой части конуса, по-видимому, сопоставима со скоростью распространения упругой волны, что позволяет разгрузить не разрушенную часть конуса с отрывом ее от массива на некоторой глубине, в конкретном случае 6 мм, по плоскости параллельной полупространству (рис. 22в). Размер части конуса, отделяемой плоской трещиной, возможно, мог быть и больше, но в данном случае он, по всей видимости, определяется сдерживающим свойством не разрушенной кольцевой консоли массива. Возможно, здесь реализуема схема разрушения рис. 18.

Более основательное изучение рассмотренного механизма могло бы послужить как повышению эффективности процесса разрушения горных пород при бурении, так и установлению возможности реструктуризации пород промышленных пластов при вертикальном и горизонтальном бурении для интенсификации притока флюидов.

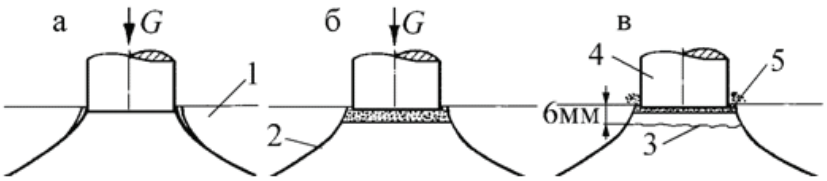


Рис. 22.Схема разрушения породы с образованием трещины, параллельной поверхности полупространства: 1 – массив породы; 2 – коническая трещина; 3 – трещина параллельная поверхности; 4 – индентор; 5 – разрушенная порода.

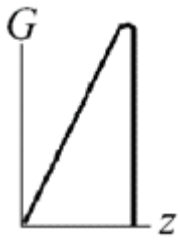


Рис. 23.Зависимость $G(z)$ при образовании плоской трещины под поверхностью.

2.3.Разрушение горной породы индентором со сферически вогнутой поверхностью.

Разрушение горных пород сопровождается формированием под индентором конической трещины, разделяющей полупространство на усеченный конус и консоль, его окружающую. При дальнейшем нагружении за счет передачи давления индентора консоли (через конус) в ней образуется, магистральная трещина, которая обеспечивает, при выходе её на поверхность, отделение части консоли от массива (см. раздел 1 в работе [1]). Гидростатическое давление оказывает существенное противодействие раскрытию этой трещины, особенно в непроницаемых горных породах. Для выравнивания давления в магистральной трещине под непроницаемой консолью и успешного отделения её от массива достаточно своевременно заполнять расширяющееся пространство трещины материалом, реологические возможности которого не особенно сдерживали скорость распространения магистральной трещины с максимальной стабилизацией направления ее для увеличения объема выкола. В условиях скважины таким материалом может служить как сама промывочная жидкость, так и отфильтрованная её основа. Простейшим техническим решением такой задачи может быть применение вооружения с полостью некоторого объема на его рабочей поверхности, которая заполняется флюидом, находящимся в скважине, до момента контакта с поверхностью забоя.

На рис. 24 представлен пример такого вооружения. В начальной стадии нагружения по образующей индентора формируется область необратимых деформаций, которая при увеличении нагрузки распространяется вглубь, полупространства в окружении консоли нетронутого массива. По внутренней образующей индентора может сформироваться коническая трещина в виде кратера на вершине усеченного конуса (см. рис. 24а), хотя на данном этапе разрушения это вовсе не обязательно. На втором этапе нагружения (рис. 24б) область необратимых деформаций начинает разрушаться с вытеснением обломков в полость индентора с замещением ими флюида, который в свою очередь вытесняется в область разрушенной породы. В завершающем этапе процесса (рис. 24в) полость индентора окончательно заполняется уплотненной массой разрушенной породы, а вытесненная жидкость перемещается в раскрывающиеся магистральные трещины, сформированные в консоли, выравнивая давление под отделяющейся частью консоли и на поверхности забоя скважины. Конечно, полностью выровнять давление столь незначительным объемом жидкости невозможно. Однако этого достаточно для облегчения раскрытия трещины в ходе отделения части консоли от массива и изменения местоположения зарождения магистральной трещины. Описанный механизм разрушения, прошедший лабораторную апробацию в первом приближении, позволил получить отделение консоли очень больших размеров, что указывает на необходимость более тщательного

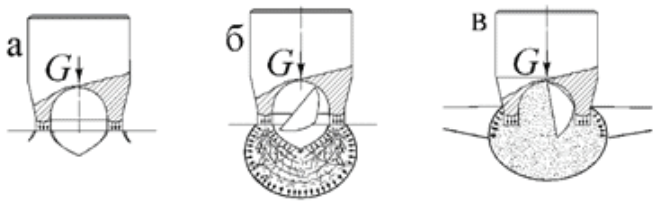


Рис. 24. Разрушения вооружением с вогнутой площадкой:
а – формирование конических трещин с образованием кратера;
б – разрушение конуса с кратером;
в – вытеснение флюида породой в трещину консоли.

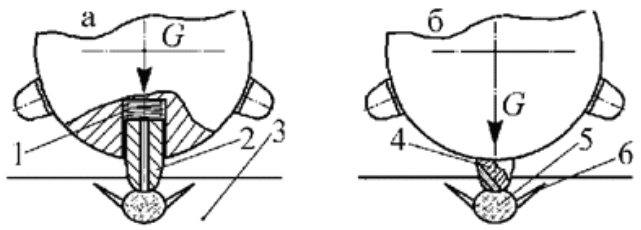


Рис. 25. Схема вооружения долота:
а – зуб-насос; б – зуб с каналом; 1 – пружина, 2 – полый зуб, 3 – массив забоя, 4 – канал, 5 – ядро реструктурированной породы, 6 – магистральная трещина

изучения этого процесса. В практике бурения зубья с вогнутой площадкой применяются, но для решения иных задач. Имеется опыт повышения эффективности бурения в процессе износа фрезерованного периферийного вооружения долот, когда на рабочей поверхности зуба формируется выемка. Однако оценка эффекта затруднена, поскольку одновременно с формированием выемки на периферии происходит самозатачивание основного вооружения.

Фантастическим проектом решения задачи по передаче жидкости в область формирования магистральных трещин может быть принудительное вдавливание её вооружением, выполненным в виде насоса (рис. 25а). Полый зуб 2 при внедрении в породу 3 сжимает пружину 1, пропуская через себя из полости размещения пружины, жидкость. Жидкость вводится в область реструктурируемой породы 5 и передается формируемой магистральной трещине 6. Восполнение утраченного объема жидкости – дело технических решений. Передача жидкости в область формирования трещины может осуществляться также и через вооружение 4 на рис. 25б, если это вооружение имеет каналы, выходящие в пространство над поверхностью забоя. Формирующаяся трещина 6 создает перепад давления между полостью образующейся трещины и скважиной, за счет чего жидкость всасывается из скважины в трещины через каналы в вооружении.

В реальном долоте такой канал вполне реализуем выборкой на тыльной поверхности зуба (рис. 26а) основного вооружения. Канал подвода промывочной жидкости к магистральной трещине образуется при сдвиге горной породы рабочей частью зуба между новой поверхностью забоя и выборкой на зубе с тыльной стороны. Количество каналов зависит от размера зубьев. Передача жидкости в область формирования трещины на периферии забоя осуществляется выемкой или продольной канавкой на рабочей поверхности периферийного вооружения (рис. 26б).

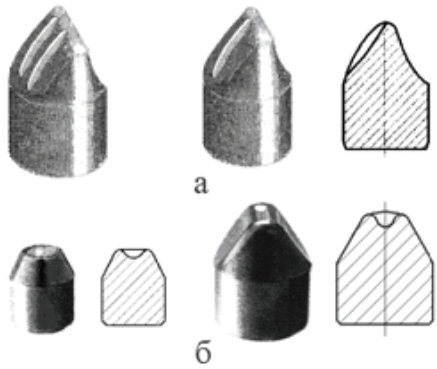


Рис. 26. Зуб с канавкой на: а – тыльной поверхности (основное вооружение); б – рабочей поверхности (периферийное вооружение).

3.Влияние шламовой подушки на эффективность разрушения породы в присутствии перепада давления.

В технической литературе часто встречаются материалы о бурении по идеально чистому забою, о двойном перемалывании отделенного от забоя шлама и шламовой подушке [2, 5, 6, 15, 16]. Общепринятое или сформировавшееся мнение об отрицательном влиянии шламовой подушки на эффективность бурения весьма преувеличено. Отделенные от массива забоя обломки горной породы находятся во взвешенном состоянии и попытки связать сложность удаления их с воздействием дифференциального давления несостоятельны, в чем убедились авторы работы [15]. Зашламленность забоя действительно имеет место, но она определяется недостаточной степенью его очистки [2], причем все отклонения от рабочей кривой Бингхема [5] трактуют как связь с наличием шламовой подушки, которая является «единственным фактором, определяющим величину механической скорости бурения», с «опосредствовано» влиянием режимных параметров через размер подушки. В экспериментах на модели установлена очевидная истина: при большем расходе промывочной жидкости меньше шлама; при большей нагрузке на долото и постоянном расходе шлама на забое больше. Промысловые опыты [5] показали, что с ростом расхода (Q) с 11 до 24 10^{-3} м^3/с механическая скорость упала в 2 раза. Противоречие такого рода объясняется тем, что снижение V связано с увеличением дифференциального давления ΔP, хотя не оговаривается уровень проницаемости горных пород. Между тем возможно отрицательное воздействие гидродинамической составляющей давления, которое при бурении непроницаемых пород сопровождается катастрофическим падением V до определенной глубины, как и в случае [7]. Однако в [5] делается парадоксальный вывод, что для улучшения очистки забоя необходимо снижать Q, причем снижать в 2 раза, до 11÷12 10^{-3} м^3/с. И совершенно неоправданным выглядит утверждение [6], что падение скорости бурения при увеличении противодавления обусловлено накоплением шламовой подушки, а дальнейшая стабилизация V связана со стабилизацией размера подушки. Необходимо все-таки разделить два процесса:

– отрицательное влияние давления промывочной жидкости с учетом гидродинамической составляющей, обусловленной перепадом в затрубном пространстве, с увеличением расхода промывочной жидкости, локальной составляющей от работы гидромониторного долота и дифференциального давления со специфическим действием при бурении проницаемых пород;

– формирование шламовой подушки.

Опыт экспериментального бурения с перевернутым забоем на стенде СВД-1000, где очистка забоя осуществляется гравитационным полем, указывает на значимое влияние гидростатического давления, равно как и его составляющих в самом широком спектре. Увеличение ΔP в некотором диапазоне, при бурении высокопроницаемых пород, в том числе песчаник, может сопровождаться даже приростом механической скорости. Что касается накопления шлама непосредственно на забое, целесообразно придерживаться логической последовательности результатов стендовых испытаний [5] об улучшении выноса шлама с ростом расхода промывочной жидкости. Следует также учитывать объем пространства, где шлам мог бы накапливаться, и скорость потоков промывочной жидкости в этом объеме. Более того, при испытании экспериментальных высокоскоростных долот, вырабатывающих более крупный шлам (отдельные фрагменты имели размер 10 · 15 мм), скорость бурения ограничивалась только расходом очищающего забой агента и какого-либо падения скорости бурения при проводке не одного десятка скважин не отмечалось. Установлено постоянное падение скорости по глубине скважины. Если первые 3-4 метра взрывной скважины глубиной 14 м проходятся с постоянной скоростью, то дальнейшее бурение сопровождается падением скорости в 2 раза по линейной зависимости, с 40-50 м/ч до 20 м/ч. Здесь происходит явное накопление шлама, но не на забое в виде шламовой подушки, а в затрубном пространстве всей скважины. В глубоком бурении, где размеры шлама весьма малы, а свойства промывочной жидкости создают условия нахождения его во взвешенном состоянии, вероятность многократного его перемалывания весьма мала, кроме отдельных эпизодов в начале долбления и после наращивания инструмента. Да и режим очистки скважины, закладываемый в проект, не представляет проблем в реализации, особенно на глубинах свыше 2000 м, где скорость бурения невысока. Распределение шлама извлеченного из шламоуловителя по размеру не проясняет вопрос о наличии шлама на забое, да и его применение не оказывает ощутимого влияния на показатели эффективности бурения.

Вероятные эпизоды двойного перемалывания, устраняемые с возобновлением процесса бурения, не отрицают наличия на забое скважины шламовой подушки, представляемой, чаще всего, структурно разрушенной породой. Обломки горных пород легко превращаются в тонкодисперсную структурно разрушенную массу, поскольку они отделены от массива и на их реструктурирование затрачивается незначительная работа. Тонкодисперсная масса может играть положительную роль в разрушении горных пород на забое. Упоминание Л.А.Шрейнера о том, что деформированная полусфера полупространства забоя является продолжением нагружаемого индентора, а также экспериментальные исследования Р.М.Эйгелеса по установлению механизмов разрушения, показывают, что разрушенная горная порода шламовой подушки может внедряться в полупространство забоя зубом долота и реализовать третий механизм объемного разрушения значительно раньше с меньшим перемещением зуба, но с тем же эффектом (рис. 27). Вдавливаемый в развивающуюся магистральную трещину шлам оказывает препятствие её «залечиванию» до следующего акта разрушения. К недостаткам такого механизма разрушения можно отнести незначительное увеличение площади контакта индентора с забоем и перераспределение нагрузки под ним. Но образование ядра разрушенной породы, формирующего магистральные трещины, требует меньшей нагрузки.

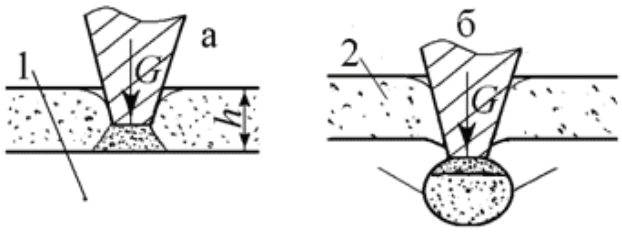


Рис. 27. Схема внедрения шламовой подушки 2 в поверхность забоя 1:
а - уплотнение реструктурированной породы под зубом;
б - внедрение зуба в массив с образованием ядра разрушенной породы и магистральных трещин.

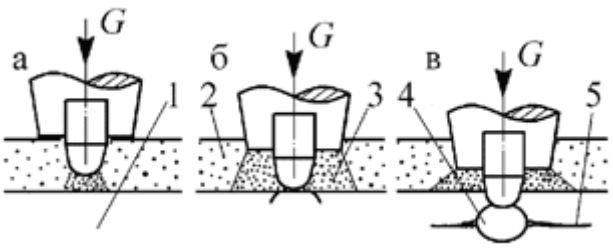


Рис. 28. Схема разрушения при наличии шламовой подушки: а - вход вооружения в подушку; б - начало разрушения; в - завершение разрушения породы.

Положительную роль шламовая подушка может играть в бурении долотами с твердосплавным вооружением. Твердосплавные зубки с заданным вылетом над венцом шарошки, в который они запрессованы и который, при определенной толщине шламовой подушки, будет препятствовать выходу магистральной трещины на поверхность забоя, объединяя их с соседними трещинами и повышая эффективность бурения (см. рис. 28, рис. 25). На рис. 28 на поверхности забоя 1 имеется шламовая подушка 2, которая уплотняется в область 3 при входе в нее вооружения как непосредственно под зубом (рис. 28а), так и под венцом (рис. 28б), в который зуб вмонтирован. В процессе последующего нагружения (рис. 28в) зуб внедряется в массив породы забоя, образуя ядро реструктурированной породы 4, с последующим формированием магистральной трещины 5, которой, уплотненная шламовая подушка, не позволяет выйти на поверхность забоя. Сформированные таким образом трещины сращиваются в магистральную трещину, параллельную поверхности забоя (см. рис. 29), отделяя от забоя приповерхностный слой, который в дальнейшем легко разрушается с дискретным перемещением забоя. Рассматривая разрушение горных пород в процессе продвижения забоя с изложенной позиции, выбор модели долота внутри одного типа следует вести с учетом вылета зубьев над поверхностью венца, поскольку тип долота регламентируется вылетом зубьев относительно плоскости чистого качения шарошек, а не относительно поверхности венца, в который он впрессован.

Адгезионное взаимодействие частиц тонкодисперсного шлама с поверхностью отделенных от массива забоя обломков и элементами долота может способствовать отрыву этих обломков от поверхности забоя с последующим смывом их потоком промывочного агента.

Шламовая подушка снижает динамическую составляющую нагрузки на долото, смягчая работу опоры долота как работу двухступенчатой виброударной системы.

На поверхности забоя шлам представляет неуплотненную нестационарную систему, которая за счет гидромеханического перемешивания может обеспечивать лучшую фильтрацию основы промывочного агента, нежели чистая стенка скважины, слагаемая упругим скелетом породы. Отфильтрованная основа промывочной жидкости, проникающая в предразрушенную породу, более эффективна в раскрытии трещин (магистральных), чем сама жидкость с компонентами, включающими твердую фазу, что также может способствовать повышению эффективности разрушения породы.

Выводы

1. Усталостное разрушение горных пород, **в классическом его понимании**, при бурении скважин не существует.

2. При бурении долотами типа «К», «ОК» в приповерхностной области забоя формируются рассредоточенные микротрещины, сращивающиеся с соседними в структурные дефекты горной породы. Последующее воздействие вооружения на микротрещиноватую, частично реструктурированную породу вызывает объемное разрушение по плоскостям микротрещин и накопленных дефектов.

3. Объемное разрушение породы с однократным приложением нагрузки недостижимо поскольку в забойных условиях для этого требуется нагрузка в 2–4 раза превышающая применяемую в реальном бурении.

4. Динамическая составляющая нагрузки на долото в стендовых условиях составляет 15–20%, а в промысловых - от 15 до 50%, в зависимости от твердости разбуриваемых пород и частоты вращения долота.

5. При используемой схеме формирования забоя шарошечным долотом в комплексе для реализации объемного разрушения породы запредельные нагрузки на долото не требуются. За 1–2 оборота долота сдвигается (срезается, скалывается) слой породы под основным вооружением, приводя к его зависанию на периферийном вооружении. Концентрация нагрузки на периферии забоя обеспечивает объемное её разрушение.

6. Дискретное перемещение забоя может иметь место не только после 2-х и более оборотов долота, но и в ходе одного оборота при объемном разрушении породы.

7. Разбуривание отдельных пород происходит с достаточно постоянной скоростью независимо от состояния вооружения долота при хорошей опоре.

8. При нагружении индентора на некоторой глубине возможно появление микротрещин, а при повторном нагружении с его смещением в приповерхностном слое породы возможно появление плоской трещины.

9. Методом проб и ошибок подобрана горная порода в которой под индентором образовалась плоская трещина. Предположительно причиной формирования трещины стала скоростная разгрузка статически нагруженного, в пределах упругих деформаций, индентора на полупространство горной породы.

10. Эффект формирования плоской трещины возможно использовать в повышении эффективности бурения и реструктуризации пород промышленных пластов при вертикальном и горизонтальном бурении для интенсификации притока флюидов.

11. Вооружение с вогнутой рабочей поверхностью благодаря выравниванию давления в разрушаемой породе вдавливаемым флюидом повышает эффективность бурения.

12. Вооружение с вогнутой рабочей поверхностью передает повышенную удельную нагрузку забою скважины.

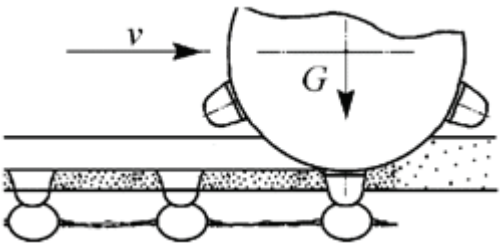


Рис. 29. Схема сращивания магистральных трещин в параллельную поверхности массива забоя.

13. Разработана схема вооружения долота, которое имеет каналы, выходящие от рабочей поверхности в пространство над поверхностью забоя, что ускоряет выравнивание давления в зоне разрушения.

14. Отрицательное значение времени нахождения на забое шлама преувеличена ввиду установленного характера взаимодействия основного вооружения долота с его поверхностью.

15. Тонкодисперсная масса шлама может играть положительную роль в разрушении горных пород на забое.

16. Разрушенная горная порода шламовой подушки может внедряться в полупространство забоя зубом долота с реализацией третьего механизма объемного разрушения значительно раньше с меньшим перемещением зуба, но с тем же эффектом.

17. Вдавливаемый в развивающуюся магистральную трещину шлам оказывает препятствие её закрытию до следующего акта разрушения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Синёв С.В. Механизмы, методы и способы разрушения горных пород в глубоком бурении шарошечными долотами (часть I). // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2010. - № 1. - с. 27-33
2. Бингхем М. Oil and Gas J. т.62 №45, 50, 1964, №1–3, 1965.(Бингхем М.Г. Проблемы буримости горных пород. - М.: ВНИИОЭНГ, 1966. - 127 с.)
3. Виноградов А.Г. «Трубное производство». – М.: «Металлургия», 1981.
4. Грудев А.П. Теория прокатки. –М.: Интерметинжиниринг, 2001.
5. Дашевский А.С. и др. Влияние режимных параметров на величину шламовой подушки как фактора, определяющего показатели работы долота. – В кн.: Разрушение горных пород. – Уфа: Миннефтепром, 1982 (Третья всесоюзная научно-техническая конференция). – с. 208––211.
6. Дашевский А.С. и др. О влиянии зашламленности забоя на механическую скорость бурения. – В кн.: Процессы разрушения горных пород и пути ускорения бурения скважин. Уфа: Миннефтепром, 1978 (Вторая всесоюзная научно-техническая конференция). – с. 143––148.
7. Корыпаев П.Н. и др. Исследование влияния гидродинамического давления, интенсивности промывки и скорости истечения промывочной жидкости на процесс разрушения горных пород. – В кн.: Процессы разрушения горных пород и пути ускорения бурения скважин. – Уфа: Миннефтепром, 1978 (Вторая всесоюзная научно-техническая конференция). – с. 127––131.
8. Минин А.А., Погарский А.А. Форсирование механической скорости беструбного электробура // Нефтяное хозяйство. – М.: 1956. - № 3, - с. 14––20.
9. Опанасюк А.А. Исследование закономерностей деформирования горных пород в предразрушающей области нагружения. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидат технических наук. - Владивосток, 2006.
10. Остроушко И.А. Забойные процессы и инструменты при бурении горных пород. - М.: Гостоптехиздат, 1962. - 272 с.
11. Потапов Ю.Ф., Симонов В.В. Разрушение горных пород трёхшарошечными долотами малого диаметра. - М.: Гостоптехиздат, 1961. - 87с.
12. Потапов Ю.Ф., Шевалдин П.Е. О возможности создания вооружения шарошечных долот в виде сплошных венцов. - М.: Недра, 1966 («Труды ТатНИИ», вып. 9). – с. 150—59.
13. Симонянц Л.Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика для бурения. - М.: Недра, 1966. - 228 с.
14. Тетерин П.К. Технологический процесс в трубном производстве. - М.: «Металлургия», 1965.
15. Цукалов А.И., Дашевский А.С., Оспанов Ж.К. Об исследовании влияния дифференциального давления на удаление шлама с поверхности забоя. – В кн.: Разрушение горных пород. Уфа: Миннефтепром, 1982 (Третья всесоюзная научно-техническая конференция). – с. 114––115.
16. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1950.
17. Шрейнер Л.А. и др. Механические и абразивные свойства горных пород. - М.: Гостоптехиздат, 1958. - 202 с.
18. Яковлев В.А. Рациональная отработка долот уменьшенного и малого диаметра. - М.: Недра, 1970. - 129 с.
19. Mott N.E. Fracture of metals; theoretical consideration Engineering. 1948.

УДК 622.24.051

Оптимизация программы бурения за счет применения новых конструкций долот режущего типа

Арефьева В.В., Величков С.В.
(ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»)

За последние годы в России имеет место увеличение объёма бурения долотами с поликристаллическими алмазными резцами (PDC), что обусловлено их высокой эффективностью по сравнению с долотами шарошечного типа в горно-геологических условиях нефтегазовых месторождений Западной Сибири. Например, в Сургутском регионе объём применения таких долот составляет более 80% от общего объёма поставляемых долот в данный регион. Актуальной задачей в указанном регионе на данный момент является повышение механической скорости бурения в разрезах, представленными терригенными горными породами, за счет внедрения новых конструкций долот PDC.

Специалистами компании ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» (г. Москва) в рамках договора с ООО «Торговый Дом Волгабурмаш» (г. Москва) были успешно проведены испытания долот PDC нового поколения производства ОАО «Волгабурмаш» 295,3 FD257SM A47-02 (рис. 1) и 220,7 FD366SM A80-10 (рис. 2). Технические характеристики долот приведены в табл. 1 и 2 соответственно. Испытания проводились при бурении наклонно направленных скважин на нефтегазовых месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

Долота 295,3 FD257SM A47-02 типа PDC отрабатывались с турбобуром ТВ-1-240 в интервале бурения от 0 до 800 м под промежуточную колонну диаметром 245 мм на Фёдоровском месторождении.

Как следует из табл. 3 и рис. 3 средняя механическая скорость долот 295,3 FD257SM A47-02, за счет рационально подобранной конструкции и сервисного сопровождения, составила 50,87 м/ч, что выше средней механической скорости на долота предыдущей серии 295,3 FD257SM A47-01 и долот производства НПП «Буринтех» БИТ295,3ВТ-419НР, отработанных в аналогичных геолого-технических и технологических условиях.

Долота 220,7 FD366SM A80-10 отрабатывались с винтовым забойным двигателем ДРУ2-178 с передаточным отношением 7/8 при бурении интервала

Рис. 1 Долото 295,3 FD257SM A47-02

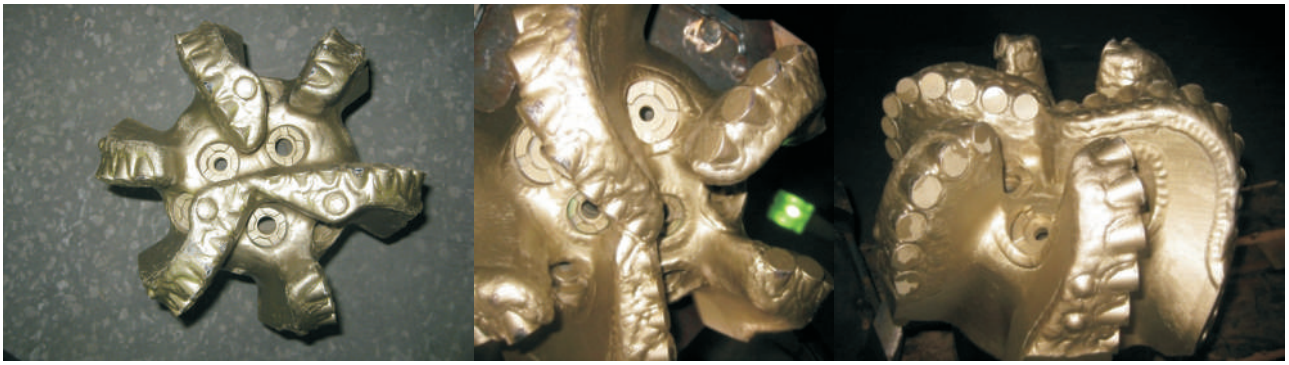


Рис. 2 Долото 220,7 FD366SM-A80-10

Таблица 1
Техническая характеристика долота 295,3 FD257SM A47-02

Код IADC	S223
Количество лопастей	5
Количество резцов	43
Размер резцов, мм	13, 19
Количество насадок	7 (2×12,7 мм; 5×9,5 мм)
Присоединительная резьба	ниппель 3-152

Таблица 2
Техническая характеристика долота 220,7 FD366SM-A80-10

Код IADC	S233
Количество лопастей	6
Количество резцов	45
Размер резцов, мм	9, 13
Количество насадок	6 (2×12,7 мм; 4×9,5 мм)
Присоединительная резьба	ниппель 3-117

Таблица 3
Сравнительные данные результатов бурения под промежуточную колонну

Типоразмер долота	Средняя механическая скорость, м/ч
295,3 FD257SM-A47-02	50,87
295,3 FD257SM-A47-01	44,03
БИТ295,3ВТ-419НР	40,18

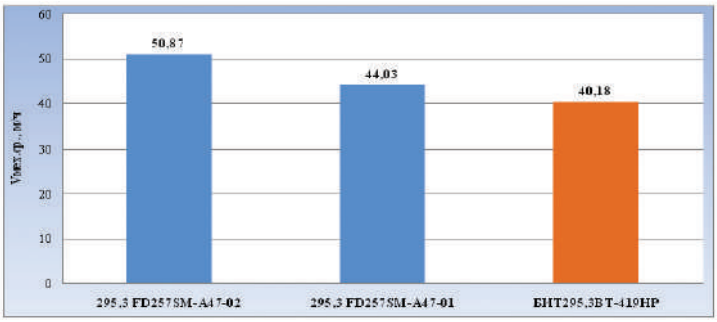


Рис. 3. Средняя механическая скорость бурения ствола скважины долотами 295,3 FD257SM A47-02 под промежуточную колонну

Таблица 4
Сравнительные данные результатов бурения под эксплуатационную колонну

Месторождение	Типоразмер долота	Средняя механическая скорость, м/ч
Родниковое	220,7 FD366SM-A80-10	75,60
Родниковое	220,7 FD366SM-A80-08	44,66
Родниковое	БИТ220,7ВТ613НР	32,20
Федоровское	220,7 FD366SM-A80-10	75,86
Федоровское	220,7 FD366SM-A80-08	41,05
Федоровское	БИТ220,7ВТ613НР	28,07

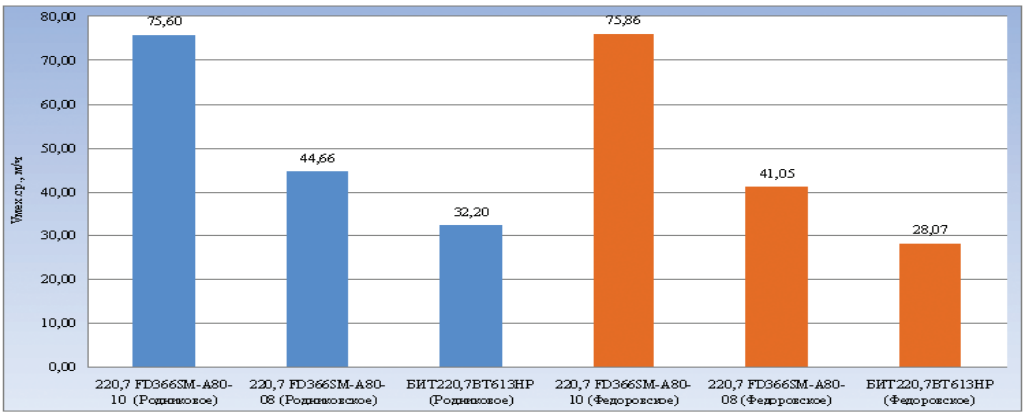


Рис. 4. Средняя механическая скорость бурения ствола скважины долотами 220,7 FD366SM-A80-10 под эксплуатационную колонну

700-3000 м под эксплуатационную колонну диаметром 146 мм на Федоровском и Родниковом месторождений.

При бурении указанными долотами были получены механические скорости 75,60 м/ч и 75,86 м/ч (табл. 4, рис. 4), превосходящие средние механические скорости 44,66 м/ч, 41,05 м/ч долот предыдущей серии 220,7 FD366SM-A80-08 и средние механические скорости 32,2 м/ч, 28,07 м/ч долот БИТ220,7ВТ613НР производства НПП «Буринтех».

Отличительным преимуществом долот 295.3 FD257SM A47-02 и 220.7 FD366SM-A80-10 производства ОАО «Волгабурмаш» является спиралевидная форма лопастей, облегчающих вынос шлама и предотвращающих образование сальника на рабочей поверхности долота за счет угла наклона лопастей и большей площади межлопастных каналов. Кроме того, данное конструктивное исполнение улучшает управляемость траекторией бурения при проводке наклонно направленных скважин, обеспечивая при этом высокое

качество ствола.

Другими немаловажными особенностями, определяющими работу долота, является пятилопастная конструкция долота 295.3 FD257SM A47-02 и шестилопастная конструкция долота 220.7 FD366SM A80-10, а также более агрессивное расположение вооружения. Данные особенности конструкции долот позволяют снизить амплитуду вибраций и обеспечить защиту от ударных нагрузок при бурении, стабилизируя работу породоразрушающего инструмента.

Таким образом, благодаря совместной работе сервисных служб ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» и ООО «Торговый Дом Волгабурмаш» по подбору оптимальных конструкций долот, инженерному сопровождению процесса бурения и передовым технологиям в области разработки новых типоконструкций породоразрушающего инструмента, было получено увеличение механической скорости бурения в геологических разрезах нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз», что позволило сократить время строительство скважин.

УДК 621.921.34-2: 622.24.05

Влияние добавок наноалмазов на физико-механические свойства и износостойкость матрицы буровых импрегнированных коронок

Г.П. Богатырева - доктор техн. наук, Р.К. Богданов – канд. техн. наук,
А.М. Исонкин – канд. техн. наук, Г.Д. Ильницкая – канд. техн. наук
(Институт сверхтвердых материалов им. В.Н. Бакуля НАН Украины)
Н.В. Соловьёв - доктор техн. наук
(Московская государственная геологоразведочная академия)

Многолетний опыт алмазного бурения показывает, что эффективность применения импрегнированных коронок в значительной мере зависит от того, насколько точно износостойкость их композиционной матрицы соответствует абразивным свойствам разбуриваемых горных пород.

В большинстве своем матрицы импрегнированных коронок, оснащенных монокристаллическими синтетическими алмазами (СА), изготавливаются методом порошковой металлургии (спекание, пропитка) в среде инертного газа и состоят из частиц тугоплавких металлов или их соединений и связующих металлов или сплавов. В состав матрицы может входить износостойкий наполнитель в виде зерен, размер которых более чем в сто раз превышает размеры частиц порошкообразных компонентов матрицы.

Серийно выпускаемые промышленностью буровые коронки изготавливаются с матрицами, состоящими почти на 100% из порошка карбида вольфрама WC [1].

Несмотря на значительное количество матриц буровых коронок по составу и областям применения, весьма перспективным является поиск новых составов, обеспечивающих высокую износостойкость и производительность бурения. Проблема создания новых и повышение эксплуатационных показателей уже известных матричных композиций для импрегнированных коронок продолжает оставаться актуальной и в настоящее время.

Последние прошедшие два десятилетия характеризуются тем, что в области науки и техники были поставлены новые качественные задачи, решение которых стало возможным только при переходе от микрометровых к нанометровым размерам исходных "строительных" блоков — наноматериалам. В этом быстро развивающемся направлении все более заметную роль играют наноматериалы. В технологиях получения и применения наноматериалов размером от 1 до 100 нм все более заметную роль играют кластеры углерода, самыми многообещающими из которых являются ультрадисперсные синтетические алмазы детонационного синтеза (АСУД).

Разнообразие принципиально новых свойств наноструктурированных материалов позволяет использовать их для качественно новых приложений в различных отраслях промышленности, в том числе и при разработке инструмента для бурения геологоразведочных скважин.

Одним из перспективных направлений решения данной задачи является, на наш взгляд, применение АСУД для получения металломатричной композиции буровых коронок, содержащей в своем составе нанодисперсные алмазы в качестве упрочняющих частиц малого размера [2].

Исследования влияния добавок наноалмазов на физико-механические свойства матричной композиции было решено проводить на наиболее широко применяемой в буровом инструменте матричной композиции ВК6+Cu.

Наноалмазные порошки марки АСУД99 добавляли в навеску шихты ВК6 в объёме 0,5%, 1%, 2% и 3%. Из полученных навесок изготавливали образцы цилиндрической формы диаметром 10 мм и высотой 10 мм. Технология изготовления образцов соответствовала технологии изготовления им-

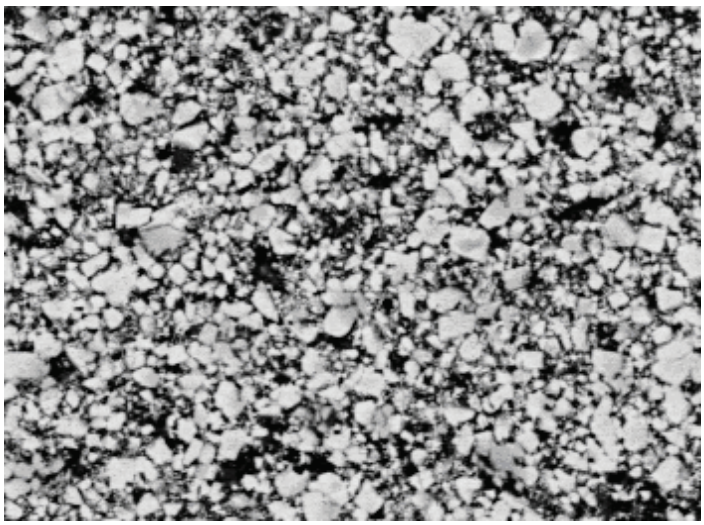


Рис.1. Структура материала матрицы ВК6+Cu с 2% добавкой АСУД

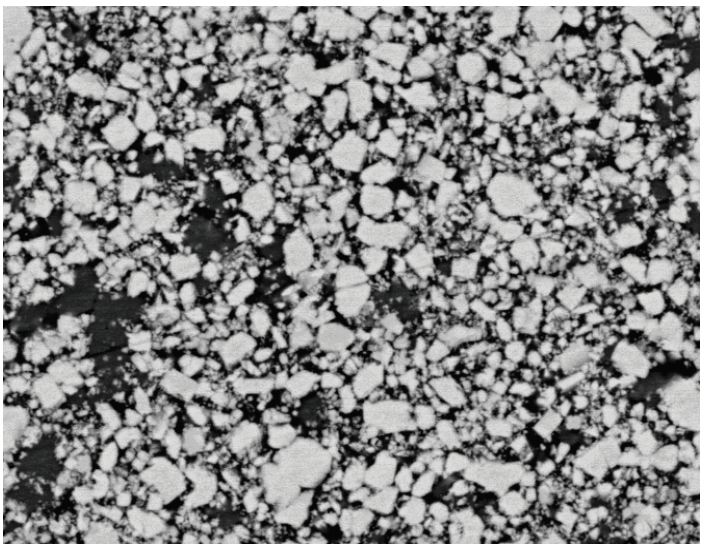


Рис. 2. Структура материала матрицы ВК6+Cu без добавок АСУД

прегнированных коронок типа БС [3].

Исследование структуры шлифов вышеуказанных образцов проводилось с использованием стандартных методов на расстровом электронном микроскопе Zeiss EVO 50.

Установлено, что введение наноуглеродных порошков АСУД99 в состав композиционных материалов на основе ВК6+Cu приводит к изменению их структуры.

Анализ изображений шлифов при увеличении ×2000 показал, что опытные образцы с 2%-ным содержанием АСУД99 (рис. 1) имеют более совершенную структуру, чем опытные образцы без добавки АСУД99 (рис. 2).

При этом структура матричной композиции стала более плотной за счет сближения зерен WC между собой. Подтверждением этого являются минимальные размеры пор от 2 до 4 мкм, заполненных пропитывающим материалом (табл. 1).

Основным показателем качества изготовления матричной композиции является величина её твердости. Кроме того, величина твердости является практически единственной и широко используемой характеристикой матричного материала при выборе породоразрушающего инструмента для конкретных геологических условий бурения. Исходя их этого, были выполнены исследования влияния добавок наноалмазов на величину твердости матричной композиции. Твердость композиционных материалов по Виккерсу определяли с использованием стандартных методов.

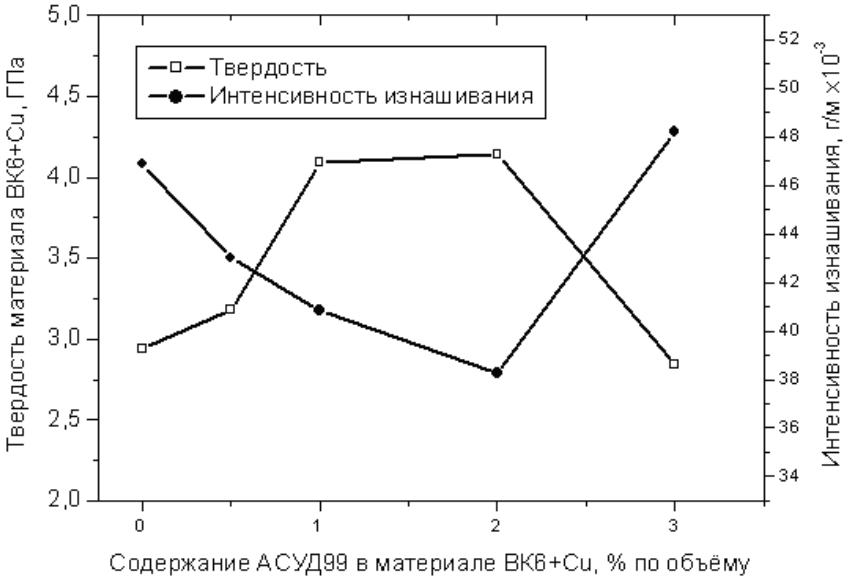


Рис. 3. Зависимость твердости и износостойкости материала матрицы ВК6+Cu от содержания в нём наноалмазов АСУД99.

Результаты исследований представлены на рис.3.

Как видим, в зависимости от содержания наноалмазов в матричной композиции твердость её изменяется. Так, при введении в состав шихты 2% от объёма наноалмазов твердость матричной композиции повышается в 1,3 раза по сравнению с обычной матрицей. Дальнейшее повышение содержания наноалмазов приводит к снижению твердости матричной композиции.

Наряду с этим были проведены исследования по оценке влияния добавок наноалмазов на интенсивность изнашивания матричных композиций,

Таблица 1

Размеры заполненных пропитывающим материалом пор в образцах

Показатели	ВК6 + Cu	ВК6 + Cu + АСУД99 в % по объёму			
		0,5	1,0	2,0	3,0
Размеры пор, мкм	5÷10	4÷8	4÷6	2÷4	6÷8

оснащенных синтетическими монокристаллическими алмазами марки АС160 зернистостью 40/45 меш (400/315 мкм) разных производителей (табл. 2).

Относительная концентрация алмазов во всех образцах составляла 125%.

В состав шихты ВК6 на стадии её подготовки до холодного прессования указанных образцов были введены наноуглеродные частицы АСУД99 в количестве 0,5%, 1%, 2% и 3% от объёма образца.

Исследования на износостойкость проводили на машине трения в процессе разрушения вышеуказанными опытными образцами торезского песчаника при частоте вращения 300 мин$^{-1}$ и удельной нагрузке 1 МПа. В качестве промывочной жидкости для удаления шлама разрушенной породы использовалась проточная вода. Интенсивность изнашивания оценивалась как отношение весового износа образцов к объёму разрушеной горной породы.

В результате исследований установлено, что принадлежность алмазов к разным производителям существенно не влияет на интенсивность изнашивания матричных композиций, поскольку использованные для оснащения опытных образцов алмазы практически не отличаются друг от друга величинами статической прочности и коэффициентом термопрочности.

Более существенное влияние на интенсивность изнашивания оказала твердость образцов, полученная в результате добавки в состав шихты ВК6 разного количества АСУД99. Добавки указанных нанопорошков в количестве 1% и 2% от объёма шихты ВК6 привела к снижению интенсивности изнашивания соответственно на 9% и 16%.

Таким образом, установлено, что использование наноалмазов в качестве объёмно–модифицирующих добавок в небольшом количестве положительно влияют на качество получаемых композиционных материалов матриц буровых импрегнированных коронок. В результате повышается их твердость и износостойкость, что позволяет прогнозировать улучшение эксплуатационных показателей бурового породоразрушающего инструмента.

Таблица 2

Характеристики синтетических монокристаллических алмазов, использованных для оснащения образцов матричных композиций.

Фирма, Страна	Марка	Зернистость, меш	Коэффициент формы зерен $K_ф$	Статическая прочность P, Н	Коэффициент термостойкости $K_{ст}$	Удельная магнитная восприимчивость $\chi \times 10^{-8}$ м^3/кг
Vollstad-Diamond (VS) Германия	VS-4	40/45	1,12	223	1,10	265
"Премьер Даймонд К" Бельгия	LS490	40/45	-	217	1,11	33,1
"Де Бирс" Ирландия	SDA85+	40/45	1,11	245	1,14	53,9

ЛИТЕРАТУРА

1. Зыбинский П.В., Богданов Р.К., Закора А.П., Исонкин А.М. Сверхтвердые материалы в геологоразведочном бурении. — Донецк: Норд-Пресс, 2007. — 244 с.
2. Долматов В.Ю. Ультрадисперсные алмазы детонационного синтеза. Получение, свойства, применение. – Санкт-Петербург: Изд-во СПбГПУ, 2003. - 344 с.
3. Синтетические алмазы в геологоразведочном бурении (под ред. В.Н.Бакуля). – Киев: «Наукова думка», 1978. - 232 с.

УДК 622.24.053.8

Условия обеспечения герметичности замковых резьбовых соединений УБТ и забойных двигателей

Ю.М. Гержберг, канд. техн. наук, В.Д. Чарков канд. техн. наук
(ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»)
В.И. Киршин канд. техн. наук (ОАО «Газпром»)

Ранее в работе [1] были приведены алгоритмы расчета напряженного состояния замковых резьбовых соединений (ЗРС) утяжеленных бурильных труб (УБТ), забойных двигателей в условиях бурения или спуска инструмента в искривленный ствол скважины и условия предотвращения их поломки в результате превышения предельно допустимых напряжений.

Помимо допустимых условий работы ЗРС по их напряженному состоянию необходимо обеспечить герметичность резьбового соединения в процессе работы бурового инструмента. В резьбовом соединении конструктивно заложен зазор между профилями ниппеля и муфты, размер которого составляет около 0,5 мм. Поэтому при большом перепаде давления между внутренним каналом труб и затрубным пространством вероятность развития размыва ЗРС даже при наличии герметизирующей смазки достаточно велика. В связи с этим герметичность ЗРС при эксплуатации компоновок низа бурильной колонны (КНБК) должна обеспечиваться за счёт контактного давления между торцами муфты и ниппеля, равным или превышающим указанный перепад давления.

Раскрытию контакта между торцами деталей ЗРС способствует как перепад давления, так и изгиб оси компоновки. Пока изгибающий момент невелик, контактная поверхность муфты и ниппеля не раскрывается. В этом случае напряжения будут определяться по обычным формулам растяжения с изгибом.

Наибольшее сжимающее напряжение в торце муфты будет

$$\sigma_{муф} = \left(\frac{4P_{нат}}{\pi(d_6^2 - d_4^2)} - \Delta p\right) + \frac{32M \cdot d_6}{\pi\left[(d_6^4 - d_4^4) + (d_{кн}^4 - d_{вн}^4)\right]} \quad (1)$$

где $P_{нат}$ - растягивающие усилие, равное предварительному натягу за вычетом нагрузки на долото и составляющей гравитационных сил нижележащей части труб;

Δp - перепад давления между каналом трубы и затрубным пространством в зоне резьбового соединения.

Наибольшее растягивающее напряжение в сечении разгрузочной канавки ниппеля равно

$$\sigma_{нип} = \frac{4P_{нат}}{\pi(d_{кн}^2 - d_{вн}^2)} + \frac{32M \cdot d_{кн}}{\pi\left[(d_6^4 - d_4^4) + (d_{кн}^4 - d_{вн}^4)\right]} \quad (2)$$

где d_6 - наружный диаметр упорной поверхности ниппеля и муфты,

d_4 - диаметр конусной выточки в плоскости упорного торца муфты (внутренний диаметр упорной поверхности ниппеля и муфты),

$d_{кн}$ - диаметр разгрузочной канавки ниппеля,

$d_{вн}$ - диаметр канала трубы (внутренний диаметр УБТ).

Контактная поверхность в нижней части трубы начнет раскрываться ($\sigma_{муф}$ = 0), когда M достигнет значения M_1.

$$M_1 = \frac{\left(\frac{4P_{нат}}{(d_6^2 - d_4^2)} - \pi \cdot \Delta p\right) \cdot \left[(d_6^4 - d_4^4) + (d_{кн}^4 - d_{вн}^4)\right]}{32 d_6}$$

При $M > M_1$ контактные плоскости соединения частично раскрываются (до слоя y_1, (рис. 1) и требуется новое решение.

Относительное удлинение любого слоя при радиусе кривизны оси трубы ρ, находящегося на расстоянии y от оси, будет складываться из трех частей.

Первая часть представляет собой удлинение, вызванное предварительным натяжением системы. Для сечения по разгрузочной канавке ниппеля это будет

$$\varepsilon_{нип}^1 = \frac{4P_{нат}}{E\pi(d_{кн}^2 - d_{вн}^2)} \quad (3)$$

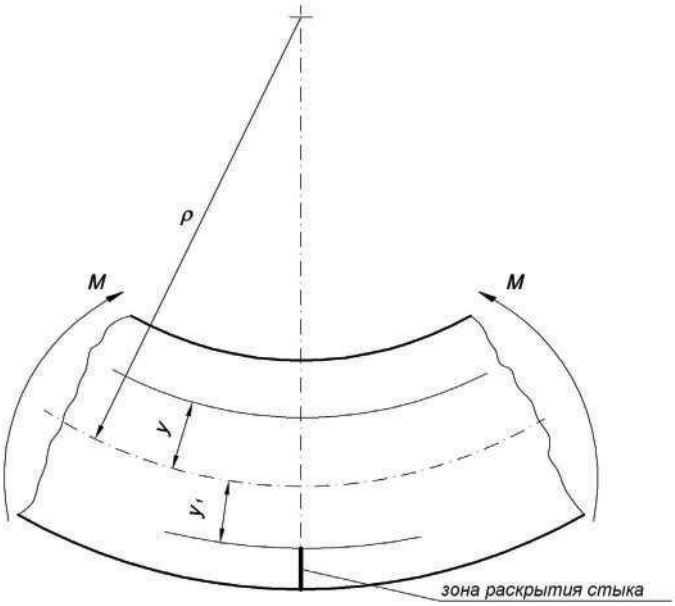


Рис. 1. Схема раскрытия стыка замкового резьбового соединения при изгибе оси трубы

$$F_{нип} = \frac{\pi}{4}(d_{кн}^2 - d_{вн}^2)$$

$$I_{нип} = \frac{\pi}{64}(d_{кн}^4 - d_{вн}^4)$$

Для муфты:

$$\varepsilon_{муф}^1 = -\frac{1}{E}\left[\frac{4P_{нат}}{\pi(d_6^2 - d_4^2)} - \Delta p\right] \quad (4)$$

$$F_{муф} = \frac{\pi}{4}(d_6^2 - d_4^2)$$

Вторая часть ε_0 представляет собой удлинение оси, пока неизвестное, получающееся вследствие искривления трубы (для муфты и для ниппеля эта величина одна и та же).

Третья часть $-\frac{y}{\rho}$ (одинаковая для муфты и для ниппеля) представляет собой то удлинение, которое получило бы волокно в результате искривления трубы, если бы ось ее не удлинялась. Таким образом, получаем:

$$\varepsilon_{нип} = \varepsilon_{нип}^1 + \varepsilon_0 - \frac{y}{\rho}; \qquad \varepsilon_{муф} = \varepsilon_{муф}^1 + \varepsilon_0 - \frac{y}{\rho}$$

Соответствующие напряжения будут:

$$\sigma_{нип} = E\left(\varepsilon_{нип}^1 + \varepsilon_0 - \frac{y}{\rho}\right), \quad \sigma_{муф} = E\left(\varepsilon_{муф}^1 + \varepsilon_0 - \frac{y}{\rho}\right)$$

При этом величина $\sigma_{муф}$ быть только отрицательной (сжатие), и потому в выражении для $\sigma_{муф}$

$$y \geq y_1 = \rho(\varepsilon_{муф}^1 + \varepsilon_0) \quad (5)$$

Статические уравнения равновесия:

$$\int_{y_1}^{d_6/2} \sigma_{муф} dF_{муф} + \int_{-d_{кн}/2}^{+d_{кн}/2} \sigma_{нип} dF_{нип} = 0,$$

$$\int_{y_1}^{d_6/2} \sigma_{муф} y dF_{муф} + \int_{-d_{кн}/2}^{+d_{кн}/2} \sigma_{нип} y dF_{нип} = -M$$

После подстановки $\sigma_{нип}$ и $\sigma_{муф}$ и интегрирования получаем:

$$(\varepsilon^1_{муф} + \varepsilon_0) F^*_{муф} - \frac{1}{\rho} S^*_{муф} + (\varepsilon^1_{нип} + \varepsilon_0) F_{нип} = 0, \quad (6)$$

$$-E(\varepsilon^1_{муф} + \varepsilon_0) S^*_{муф} + \frac{E}{\rho} I^*_{муф} + \frac{E}{\rho} I_{нип} = M, \quad (7)$$

где $F_{нип}$ и $I_{нип}$ - площадь и момент инерции сечения ниппеля относительно диаметра, $F^*_{муф}$, $S^*_{муф}$ и $I^*_{муф}$ - площадь, статический момент и момент инерции рабочего сечения муфты, т. е.

$$F^*_{муф} = \int_{y_1}^{d_6/2} dF_{муф}, \quad S^*_{муф} = \int_{y_1}^{d_6/2} y dF_{муф}, \quad I^*_{муф} = \int_{y_1}^{d_6/2} y^2 dF_{муф}.$$

Учитывая выражения (3), (4) и (5) уравнение (6) приводится к виду

$$\varepsilon_0 = \varepsilon^1_{муф} \frac{S^*_{муф} + y_1(F_{муф} - F^*_{муф})}{y_1(F^*_{муф} + F_{нип}) - S^*_{муф}}. \quad (8)$$

Из уравнения (7) определяется соотношение

$$\frac{M}{E} = \frac{\varepsilon^1_{муф} + \varepsilon_0}{y_1} (I_{нип} + I^*_{муф} - y_1 S^*_{муф}).$$

Подставляя в предыдущую зависимость ε_0 из (8), находится

$$\frac{M}{E} = \varepsilon^1_{муф} (I_{нип} + I^*_{муф} - y_1 S^*_{муф}) \frac{F_{муф} + F_{нип}}{y_1(F^*_{муф} + F_{нип}) - S^*_{муф}} \quad (9)$$

При вводе ε_0 из (8) в выражение (5), получается следующая зависимость

$$\frac{1}{\rho} = \varepsilon^1_{муф} \frac{F_{муф} + F_{нип}}{y_1(F^*_{муф} + F_{нип}) - S^*_{муф}} \quad (10)$$

Поскольку $\varepsilon^1_{муф}$ задано, а $F^*_{муф}$, $S^*_{муф}$ и $I^*_{муф}$ зависят только от y_1, то выражения (9) и (10) можно рассматривать как параметрическую зависимость кривизны $\frac{1}{\rho}$ от момента M при параметре y_1. Через этот же параметр y_1 легко выразить наибольшее сжимающее напряжение в муфте и наибольшее растягивающее напряжение в ниппеле:

$$\sigma_{сж.муф} = E\varepsilon^1_{муф} \frac{(F_{муф} + F_{нип})(y_1 - \frac{d_6}{2})}{y_1(F^*_{муф} + F_{нип}) - S^*_{муф}},$$

$$\sigma_{раст.нип} = E\varepsilon^1_{муф} \frac{(F_{муф} + F_{нип})(\frac{S^*_{муф} - y_1 F^*_{муф}}{F_{нип}} + \frac{d_{кн}}{2})}{y_1(F^*_{муф} + F_{нип}) - S^*_{муф}}. \quad (11)$$

Таким образом, задачу можно считать решенной.

Ход расчетов следующий. Задаваясь значениями y_1, определяется по формуле (9) значения момента M. Когда вычисленное значение момента совпадет с заданным, по формулам (10) и (11) находится $\frac{1}{\rho}$, $\sigma_{сж.муф}$ и $\sigma_{раст.нип}$.

Остается еще получить выражения $F^*_{муф}$, $S^*_{муф}$ и $I^*_{муф}$. Эти величины определяются интегрированием выражений dF, ydF и y^2dF по контактирующей площади муфты.

На рис. 2 показано частичное раскрытие стыка($-\frac{d_6}{2} \le y_1 \le -\frac{d_4}{2}$). Для этого случая:

$$F^*_{муф} = \frac{d_6^2}{4}\left[\frac{\pi}{2} - \arcsin\frac{2y_1}{d_6} - \frac{2y_1}{d_6}\sqrt{1 - 4\frac{y_1^2}{d_6^2}}\right] - \frac{\pi d_4^2}{4}$$

$$S^*_{муф} = \frac{d_6^3}{12}\left(1 - 4\frac{y_1^2}{d_6^2}\right)^{3/2}$$

$$I^*_{муф} = \frac{d_6^4}{64}\left[\frac{\pi}{2} - \arcsin\frac{2y_1}{d_6} + \frac{2y_1}{d_6}\left(1 - 8\frac{y_1^2}{d_6^2}\right)\sqrt{1 - 4\frac{y_1^2}{d_6^2}}\right] - \frac{\pi d_4^4}{64}$$

Для случая, когда $y_1 > -\frac{d_4}{2}$ произойдет разгерметизация соединения и решение не имеет смысла.

Для расчетов предельных условий работы ЗРС по предотвращению разгерметизации стыка деталей принимается

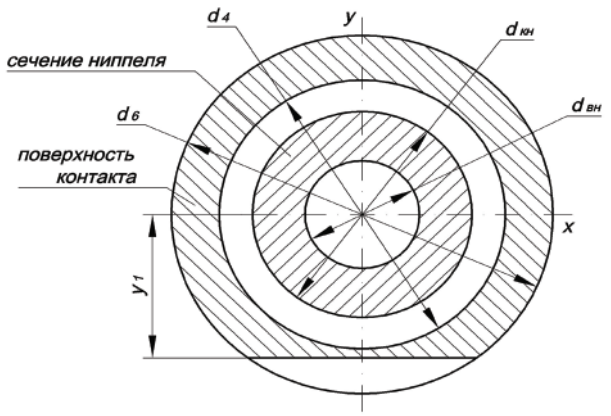


Рис. 2. Сечение ЗРС по поверхности контакта торцов муфты и ниппеля при изгибе трубы

условие начало раскрытия этого стыка, то есть когда y_1 начинает становиться меньше $0{,}5d_6$. Это в определенной мере компенсирует отсутствие учета при расчетах напряженного состояния КНБК таких факторов, как колебания низа бурильной колонны, местные уширения ствола.

На рис. 3 приведены некоторые результаты расчетов предельных условий работы ЗРС УБТ с учетом предотвращения раскрытия стыков деталей программой ЭВМ для проверочного прочностной и траекторной проверки бурильной колонны в целом и КНБК в частности - «Prov_Br_Kol» (Свидетельство ФИПС о регистрации программ для ЭВМ № 2006610567). Критерием этих предельных условий работы утяжеленных бурильных труб и других элементов КНБК является кривизна (радиус кривизны) оси ЗРС. Комплексная проверка допустимых условий работы ЗРС позволяет не только определить возможность работы резьбового соединения в определенном комплексе условий, но и выбрать наиболее надежный типоразмер резьбового соединения для определенных сочетаний наружного и внутреннего диаметра утяжеленных труб.

На рис. 4 приведены результаты расчетов предельных условий работы ЗРС забойных двигателей наиболее распространенных диаметров с помощью программы «Prov_Br_Kol». Как видно из рис. 3 для УБТ минимальный допустимый радиус кривизны оси трубы по условиям сохранения герметичности ЗРС за небольшим исключением близок по величине к радиусу оси, определенному по прочностным условиям. Исключение составляют УБТ-165, конструктивные параметры которой несколько отличаются от параметров ЗРС других типоразмеров. В отличие от расчетов УБТ, результаты расчетов напряженно-деформированного состояния забойных двигателей показывают, что допустимую кривизну оси двигателей лимитирует напряженное состояние внешних деталей их вала, а также резьбовое соединение переводников секций корпуса (для турбобуров). Допустимый радиус кривизны оси двигателей по раскрытию стыков резьбовых соединений меньше, чем по прочностным критериям. При этом следует отметить, что результаты приведенных ниже расчетов получены для условий вращения ротором компоновки с забойными двигателями, т.е. прочностные расчеты выполнялись на усталость металла.

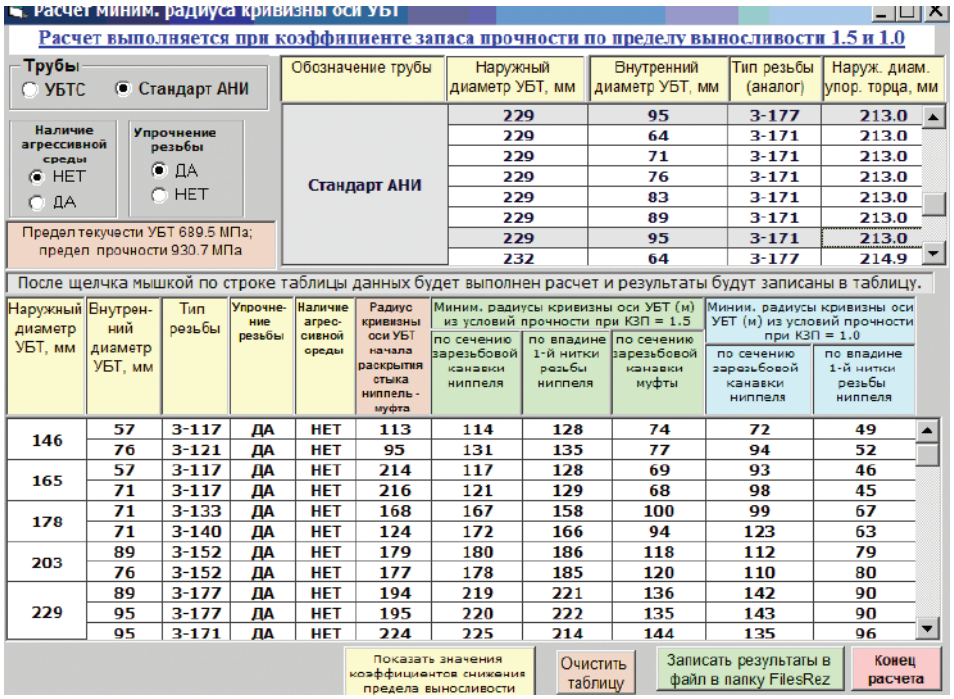
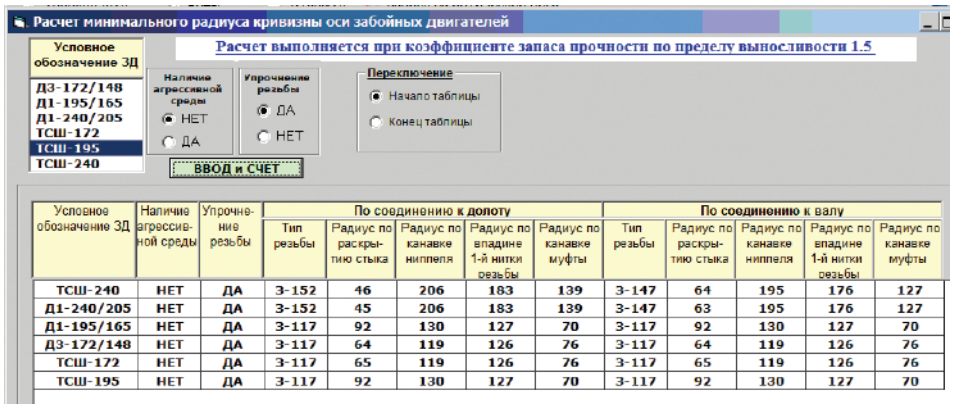
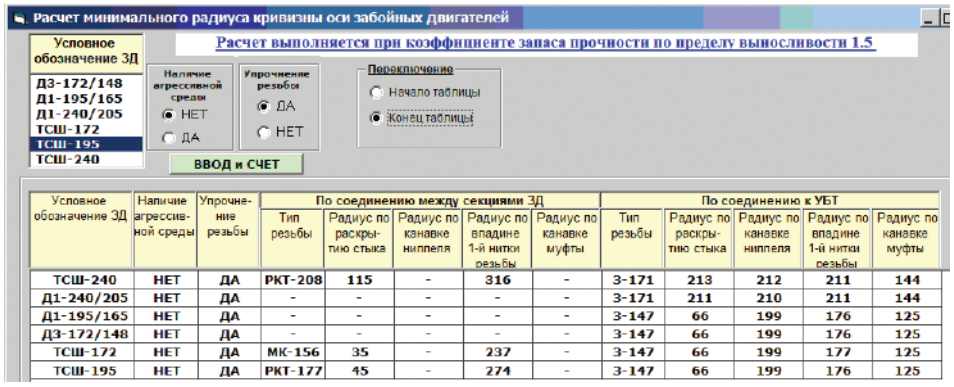


Рис. 3. Форма результатов расчета предельно допустимой кривизны оси некоторых типоразмеров УБТ



А



Б

Рис. 4. Форма результатов расчета предельно допустимой кривизны оси некоторых типоразмеров винтовых забойных двигателей и турбобуров
А – начало таблицы; Б – окончание таблицы

В условиях работы в скважине кривизна оси компоновок низа бурильной колонны заметно (до 25%) отличается от кривизны оси скважины, в большинстве случаев в сторону превышения кривизны оси компоновки по сравнению с кривизной оси скважины. Поэтому при выборе типоразмеров резьбовых соединений в условиях большой кривизны оси скважины, форсированных режимов бурения необходимо осуществлять расчеты резьбовых соединений элементов путем расчета напряженно-деформированного состояния компоновки в конкретных условиях ее работы в скважине.

Изгиб оси компоновки определяется режимом бурения (нагрузка на долото, частота вращения бурильной колонны), геометрией ограничивающего пространства (трасса призабойной части скважины и ее сечение), конструкцией (составом) компоновки низа бурильной колонны, в том числе диаметром и расположением центраторов. Программный расчет компоновок с учетом вышеуказанных факторов позволяет не только определить предельные условия безопасного бурения по кривизне оси скважины, но и рассчитать расположение центраторов, обеспечивающих минимизацию изгиба оси компоновки при форсированных режимах бурения. Этим вопросам будет посвящена последующая публикация по вопросам расчетов замковых резьбовых соединений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гержберг Ю.М., Чарков В.Д., Киршин В.И. Методика расчета резьбовых соединений утяжеленных бурильных труб и забойных двигателей. // Инженер-нефтяник – М.: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2009. - №4. – с. 3-17.

УДК 622.243.922

Турбинные отклонители для бурения наклонно направленных скважин

А.Г.Калинин - доктор техн. наук
(Российский государственный геологоразведочный университет)

В 1923 г. инженер М.А. Капелюшников (впоследствии член-корр. АН СССР) совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым изобрели турболопастной забойный гидродвигатель для вращательного бурения – одноступенчатый турбобур с редуктором.

В 1934 г. организовано экспериментальное буровое предприятие турбинного бурения, а в 1935-1936 г.г. П.П. Шумиловым, Р.А. Иоаннесяном, Э.И. Тагиевым и М.Т. Гусманом была разработана принципиально новая конструкция многоступенчатого турбобура.

В результате многолетних работ по усовершенствованию и доводке конструкции был создан промышленный односекционный многоступенчатый турбобур типа Т12М3, который с 1952 г. поступил в серийное производство.

С появлением турбобура стало возможным коренным образом изменить технологию проводки искривленных интервалов профиля ствола скважины, основанную преимущественно на клине-отклонителе и роторном способе бурения.

На начальном этапе развития технологии бурения наклонных скважин турбинным способом в качестве забойного двигателя-отклонителя применялись две конструктивные схемы: секция турбобура с установленным над ней искривленным переводником и турбобур с эксцентричной накладкой на ниппеле.

В указанных устройствах за счёт отклоняющей силы, направленной перпендикулярно к оси долота и возникающей вследствие упругой деформации КНБК долото фрезерует стенку скважины. При этом скорость фрезерования, а, следовательно, и интенсивность искривления зависят от конструкции долота, прочности горных пород и величины угла наклона ствола скважины и ряда других взаимозависимых факторов.

Когда все действующие на долото силы приводятся к паре сил, чей момент равен главному моменту системы сил относительно центра долота, и к равнодействующей, чье направление совпадает с осью долота, то искривление происходит за счет наклонного положения торца долота по отношению к оси скважины и система «долото–забойный двигатель» непрерывно поворачивается. Локальной кривой, определяющей движение системы, служит предыдущий участок пробуренного ствола. Особенностью такого процесса является зависимость кривизны ствола в основном от геометрических размеров системы «долото–забойный двигатель». На основании теоретических и стендовых исследований конструкторами (М.С.Онищенко, В.Ф.Мочалов) лаборатории наклонно направленного и кустового бурения ВНИИБТ разработаны турбинные отклонители, основанные на эффекте асимметричного разрушения забоя.

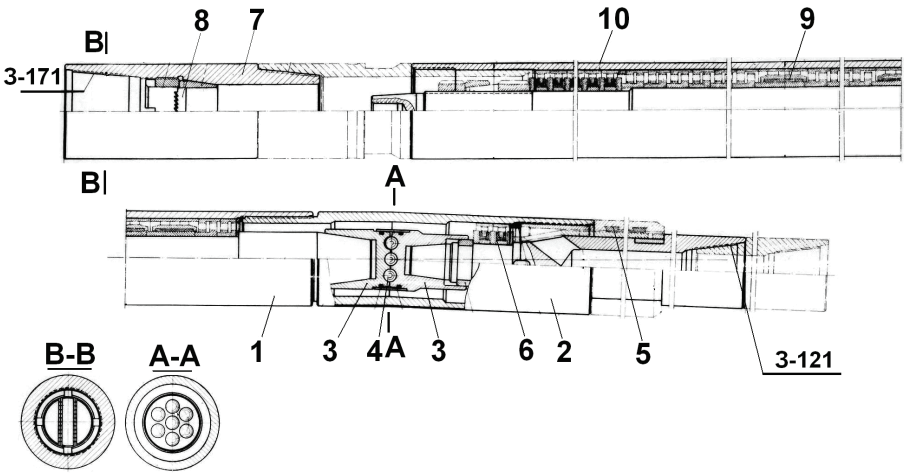


Рис. 1 Общий вид турбинного отклонителя ОМ-7½"
1 – турбинная секция; 2 – искривленный переводник; 3 – конусная полумуфта; 4 – опорные шары; 5 – ниппель; 6 – осевые опоры отклонителя; 7 – ориентирующий переводник; 8 – ножи; 9 – радиальные опоры; 10 – осевые опоры

В 1960 г. на заводах ВНИИБТ изготовлен первый турбинный отклонитель ОМ-7½", предназначенный для искривления ствола скважины по радиусу 300-570 м при ассиметричном разрушении забоя скважины.

Общий вид первого турбинного отклонителя представлен на рис. 1.

Отклонитель ОМ-7½" представляет собой нижнюю турбинную секцию турбобура ТСА-7½" с установленным над его ниппельным узлом искривленным переводником. Проведенные испытания турбинного отклонителя ОМ-7½" подтвердили принципиальную возможность искривления ствола скважины за счёт ассиметричного разрушения забоя.

С целью упрощения сборки и повышения надёжности и ресурса работы в 1963 г. разработаны модернизированные турбинные отклонители типа ОМТ-6⅝", которые стали основой турбинных отклонителей серии ОТС.

Турбинный отклонитель ОТС (рис. 2) включает шпиндель и связанную с ним искривленным переводником секцию турбобура.

Турбинные отклонители ОТС-7½" использовались при строительстве первых наклонно направленных кустовых скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Практика применения турбинных отклонителей показала, что при сравнительно небольшой (1°30') величине угла перекоса секций обеспечивается высокая (до 3°/10м) и практически постоянная интенсивность искривления ствола скважины без снижения показателей работы долота.

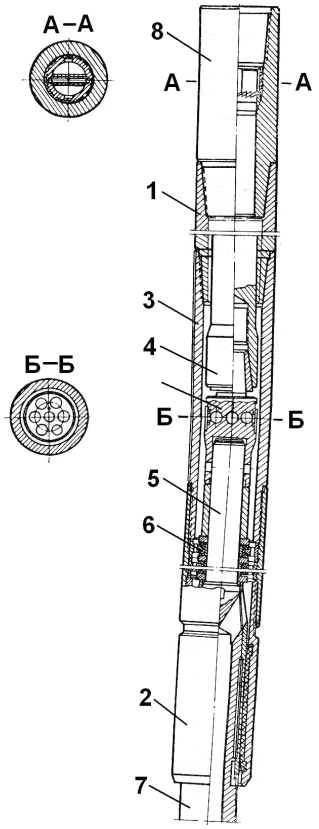


Рис. 2 Турбинный отклонитель (ОТС)
1 – секция турбинная;
2 - шпиндель;
3 – искривленный переводник;
4 – вал турбобура;
5 – полумуфта вала шпинделя;
6 – осевые опоры шпинделя;
7 – вал шпинделя;
8 – ориентирующий переводник

На основе турбинного отклонителя типа ОТС конструкторами ВНИИБТ был создан специальный шарнирный отклонитель ОТШ-7½" для неориентированного искривления ствола скважины (рис. 3).

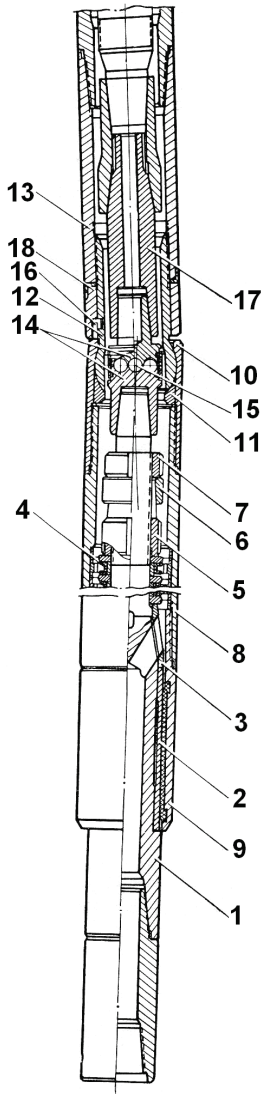


Рис. 3 Турбинный шарнирный отклонитель ОТШ-7½"
1 – вал;
2 – нижняя опора;
3 - упор;
4 – резино-металлические подпятники;
5 – гайка;
6 – колпак;
7 – контргайка;
8 – корпус;
9 – ниппель;
10 – крышка;
11 – кольцо;
12 – корпус шарнира;
13 – переводник;
14 – опоры;
15 – шары;
16 –шпонка;
17 – полумуфта;
18 - кольцо

Турбинный шарнирный отклонитель ОТШ-7½" состоит из нижней секции, в которой собраны подпятники (секции пяты), и верхней секции выполненной в виде одной или двух секций серийного турбобура ТС5Б-7½".

Основное назначение шарнирного отклонителя заключается в увеличении зенитного угла ствола скважины в первоначально заданном азимуте искривления.

Самоориентирование турбинного шарнирного отклонителя в плоскости кривизны скважины обеспечивается свободным сферическим корпусным шарниром. При этом закручивание бурильных труб не влияет на положение плоскости искривления шарнирного отклонителя, который всегда изгибается в плоскости кривизны скважины. Нижняя часть отклонителя (до шарнира) опирается на калибратор, давление долота на стенку скважины незначительно, и фрезерование стенки скважины практически отсутствует. Поэтому траектория ствола, образующегося при бурении шарнирным отклонителем, близка к дуге окружности, радиус которой определяется вписываемостью его направляющей (от долота до шарнира) части:

$$R = \frac{L^2}{D - d}$$

где R – радиус искривления ствола скважины, м;

L – длина нижней секции от торца долота до центра корпусного шарнира, м;

D – диаметр долота, м;

d – диаметр корпусного шарнира, м.

Промысловые испытания шарнирного отклонителя ОТШ-7½" проводились при бурении наклонных скважин из предварительно искривленного начального интервала. При этом полученный темп увеличения зенитного угла был близок к расчётному значению при сохранении азимутального направления.

В современных турбинных отклонителях серии ТО (рис. 4) недостатки, характерные для отклонителей типа ОТС, были устранены за счёт исключения воздействия на шарнирный узел гидравлической осевой силы и веса ротора, путём установки в нижней части вала турбинной секции осевой опоры, а также выполнения самого шарнирного узла в виде кулачковых полумуфт. Была предусмотрена возможность секционирования турбинного отклонителя, что позволило увеличить вращающий момент и снизить частоту вращения вала.

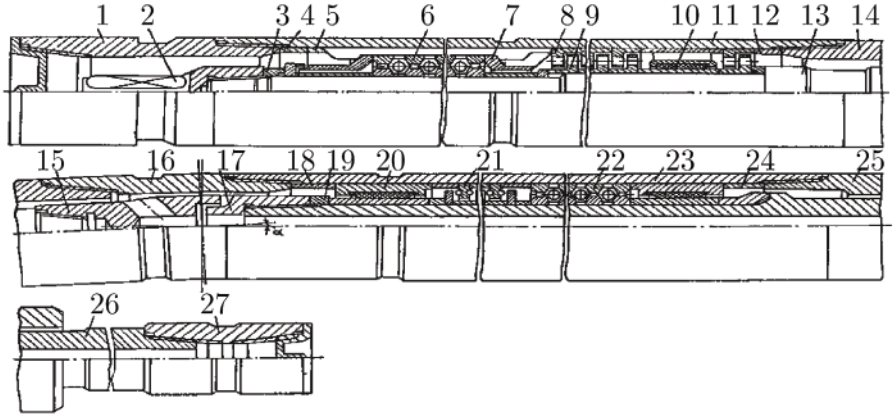


Рис. 4. Турбинный отклонитель ТО-2 с независимой подвеской вала турбинной секции:
1 - промежуточный переводник; 2, 15 - полумуфты;
3, 4, 12, 18, 19, 24 - регулировочные кольца;
5, 6 - верхний и нижний фонари;
7, 22 - многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники;
8 - статор; 9 - ротор; 10 - средняя опора,
11, 13 - корпус и вал турбинной секции;
14, 16 - соединительный и искривленный переводники;
17 - шарнирное соединение; 20 - нижняя опора; 21 - ступени пяты;
23, 26 - корпус и вал шпиндельной секции;
25 - ниппельная гайка; 27 - переводник вала

Турбобуры-отклонители с независимой подвеской вала турбинной секции типа ТО2 (ТО2–172, ТО-195, ТО-240 и ТР2Ш–195 ТО) предназначены для бурения интервалов изменения направления наклонных скважин по зенитному углу и азимуту, а также для забуривания боковых стволов скважин в аварийных ситуациях или по технологическим требованиям строительства скважин. Турбобуры-отклонители типа ТО2 оснащены специальной высокомоментной турбинной секцией.

Для турбобуров в размере 195 мм разработан шпиндель-отклонитель ШО1-195, который представляет собой шпиндель турбобура, выполненный из двух секций, соединённых искривленным переводником (рис. 5). Валы секций связаны между собой в месте расположения искривленного переводника двойным шарниром в виде шлицевых

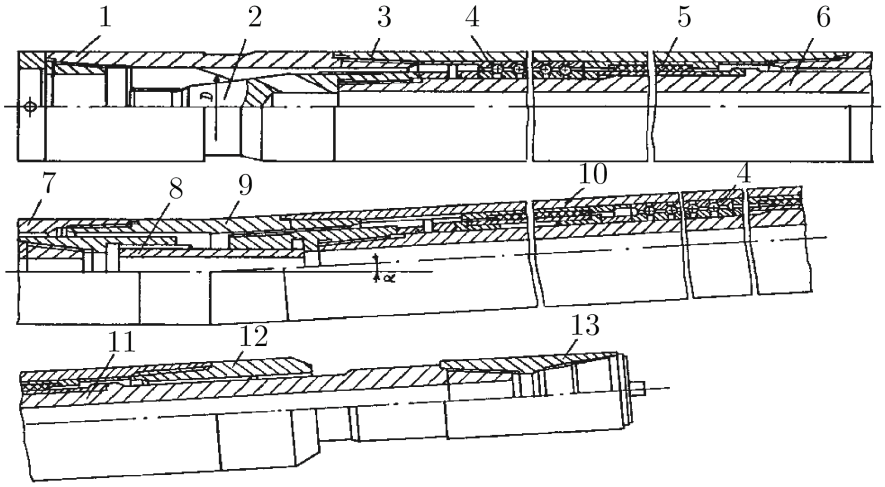


Рис. 5. Шпиндель-отклонитель типа ШО1-195:
1 - переводник нижней секции; 2 - шлицевая полумуфта; 3, 10 - корпус;
4 - многорядные упорно-радиальные шарикоподшипники;
5 - нижняя радиальная опора, 6, 11 - вал; 7 - переводник; 8 - шарнирная муфта;
9 - искривленный переводник; 12 - ниппельная гайка; 13 - переводник вала

(крестовых) муфт. Двойной шарнир разгружен от осевых усилий за счёт многорядных упорно-радиальных шарикоподшипников и радиальных опор.

Использование двойного шарнира снижает требования к точности сборки. Валы шпинделя-отклонителя и турбинной секции соединяются с помощью конусно-шлицевых полумуфт. Преимущество такого отклонителя заключается в малом расстоянии от долота до точки перекоса, что снижает деформацию этого участка и повышает его отклоняющую способность.

Шпиндель-отклонитель ШО1-195 может быть присоединён к секции турбобура непосредственно на буровой. Благодаря разгрузке шарнирной муфты от осевых усилий и надёжной её защите от радиальных нагрузок увеличивается ресурс и надёжность работы шпинделя-отклонителя.

Основные отличия современного турбобура-отклонителя ТО3 (ТОР) от турбинного отклонителя типа ТО2 заключаются в следующем [1]:

- в соединении валов турбинной и шпиндельной секций вместо кулачковой муфты установлен карданный вал с маслонаполненными шарнирами, что увеличивает ресурс работы;
- из конструкции турбинной секции исключен узел осевой опоры, что в сочетании со стандартным конусно-шлицевым соединением кардана с валом турбинной секции позволяет использовать серийную турбинную секцию;
- в качестве осевой опоры вала шпиндельной секции применяется резино-металлическая пята с утопленной резиной, которая имеет повышенный ресурс работы;
- нижняя радиальная опора вала шпинделя максимально приближена к долоту;
- искривленный переводник между шпинделем и турбинной секцией может быть заменён на другой или прямой переводник в условиях буровой;
- в турбобуре ТОР-240РС для искривления секций используется регулируемый механизм искривления, угол перекоса которого от 0° до 2° с интервалом 12-13' может быть установлен в условиях буровой;
- между шпинделем и турбинной секцией предусмотрена возможность установки центратора;
- в качестве силового привода используются турбинные секции турбобуров А9Ш или ТСШ1-240, включающих 103 пары турбин.

Общая длина турбобуров-отклонителей ТО3-240РС и ТОР-240РС составляет 10596 и 10660 мм соответственно. Длина от точки искривления до торца наддолотного переводника 3271 мм (ТО3-240) и 3107 мм (ТОР-240РС). Вал турбобуров-отклонителей имеет резьбу 3-152, а корпус – 3-171 [1].

Шпиндели-отклонители типа ШОТ (рис. 6) с жестким искривленным переводником предназначены для работы с турбинными секциями или рабочими парами винтовых забойных двигателей [2]. Шпиндели-отклонители ШОТ выпускаются трёх типоразмеров: 172 (178), 195 и 240 мм. Работают при промывке буровым раствором с плотностью до 1500 кг/м³ и забойной температуре 110°С. В термостойком исполнении шпиндели ШОТ работоспособны при забойной температуре до 150-200°С [2].

Шпиндель-отклонитель ШОТ2-195 (рис. 6) включает износостойкие радиальные и осевые опоры скольжения, причём нижняя радиальная опора установлена в непосредственной близости от долота – в ниппельной части корпуса. Конусно-шлицевая полумуфта для соединения с валом турбинной секции совмещена с герметизированным сферическим шарниром, который передаёт вращающий момент и осевую нагрузку от турбины (или ротора винтового забойного двигателя). В термостойком исполнении шпинделя-отклонителя осевые и радиальные опоры скольжения заменяются на осевые подшипники качения и радиальные цельнометаллические опоры скольжения. Для соединения с рабочей парой винтового забойного двигателя шпиндели снабжаются дополнительными переходными устройствами.

В соединении с турбинной секцией шпиндель ШОТ образует турбобур-отклонитель (ТШОТ). В связи с тем, что шпиндель-отклонитель выполнен с возможностью передачи осевого усилия от вала турбины на осевую опору шпинделя в данных турбобурах-отклонителях используются турбинные секции унифицированных турбобуров или, при необходимости, нестандартной длины, не содержащие собственной осевой опоры. В термостойком исполнении турбобур-отклонитель компонуется термостойким шпинделем-отклонителм, а в турбинных секциях все резино-металлические радиальные опоры заменяются на твёрдосплавные опоры.

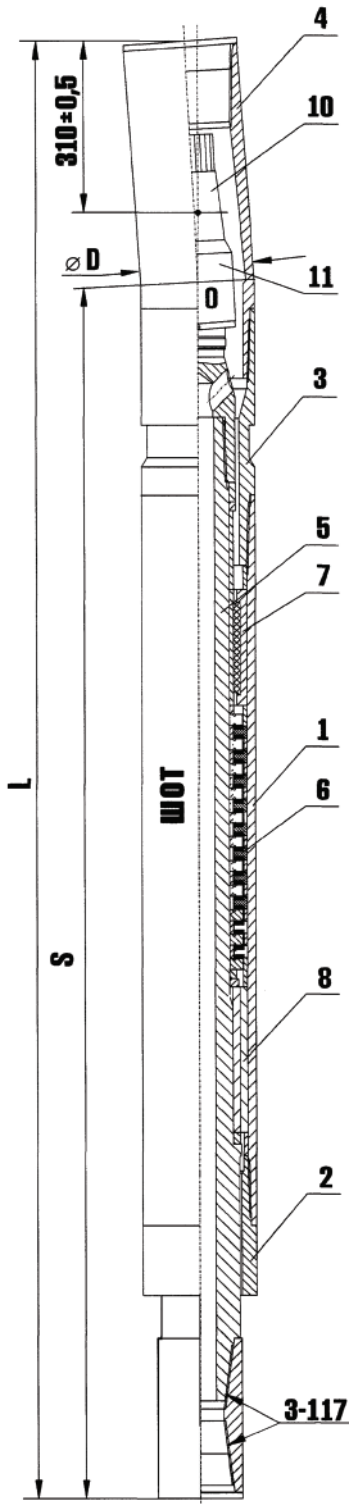


Рис. 6 Шпиндель-отклонитель типа ШОТ
1 – корпус; 2 – ниппельная гайка;
3 – промежуточный переводник;
4 – искривленный переводник; 5 – вал;
6 – верхняя осевая резино-металлическая опора;
7 – радиальная опора;
8 – нижняя радиальная цельно-металлическая опора;
10 – конусно-шлицевая муфта;
11 – сферический шарнир

Турбинный отклонитель 2ТОШ-240-ВНИИБТ (рис. 7) предназначен для бурения искривленных и прямолинейных интервалов профиля скважины при промывке буровым раствором с предельно допустимой температурой 110°. Конструкцией 2ТОШ-240-ВНИИБТ предусмотрена возможность изменения угла перекоса шпиндельной и турбинной секций от 0° до 2° путём замены жёсткого искривленного переводника непосредственно на буровой. В данном турбинном отклонителе в шпиндельной секции в качестве осевой опоры установлена многорядная резино-металлическая пята (22 ступени). Для восприятия радиальных нагрузок шпиндельная секция имеет две резино-металлические опоры. Весь пакет деталей вала шпинделя закрепляется кулачковой полумуфтой, которая обеспечивает передачу вращающего момента под углом до 2°. В турбинных секциях установлены высокомоментные турбины А9П3-Т2. В турбинных секциях установлены также радиальные резинометаллические средние опоры, а в нижней турбинной секции для восприятия гидравлической нагрузки и веса ротора турбины применён многорядный упорно-радиальный подшипник.

В основу конструкции редукторного турбобура положен агрегатный метод соединения машин. Редукторный турбобур состоит из трёх основных узлов: турбинных секций, маслонаполненного редуктора и шпинделя (рис. 8).

Высокая прочность планетарного редуктора позволяет в зависимости от горно-геологических условий бурения компоновать редукторный турбобур одной или несколькими турбинными секциями различных типов, одним или несколькими редукторами с различным передаточным числом, шпинделем или шпиндель-редуктором. Также можно присоединять керноотборный инструмент или отклонитель для бурения наклонного участка ствола скважины.

Редуктор турбобура (см. рис. 8) включает корпус 1 двухрядную зубчатую планетарную передачу 2 с косозубым зацеплением Новикова, способная передавать момент силы более 10 кН·м, входной 3 и выходной 4 валы с несущими опорами (в качестве которых используются мощные роликовые подшипники, установленные с возможностью компенсации перекосов), соединяющие передачу с валами турбинной секции и шпинделя посредством соединительных муфт. В редукторе предусмотрено предохранение планетарной передачи от перегрузок и влияния интенсивных колебаний момента силы на долоте, а также систему маслозащиты, включающую уплотнение торцевого типа и лубрикатор, предназначенный для компенсации возможных утечек смазочного материала в процессе эксплуатации и стабилизации давления в маслонаполненной полости редуктора.

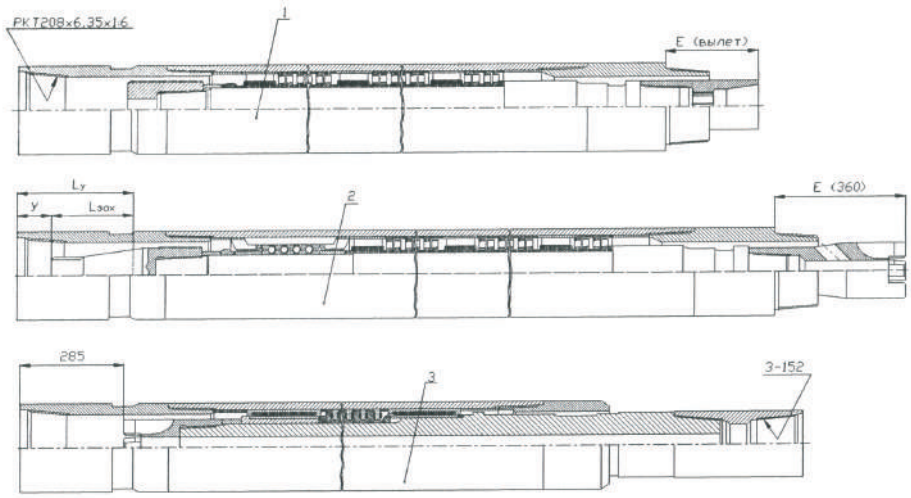


Рис. 7 Общий вид турбинного отклонителя 2ТОШ-240-ВНИИБТ
1 – верхняя турбинная секция; 2 – нижняя турбинная секция; 3 - шпиндель

Для наклонного и горизонтального бурения разработаны редукторные турбобуры следующих типов [1].

ТРМ3-195 — редукторный турбобур с уменьшенной длиной редуктора-шпинделя и короткой турбиной, предназначенный для бурения горизонтальных скважин и искривленных участков наклонно направленных скважин, проектный профиль которых имеет средний радиус искривления.

В турбобуре ТРМ3-195 гидравлическая нагрузка от турбины передается через водила планетарных передач на выходной вал и уравновешивает нагрузку от долота. Канал для промывочной жидкости в редукторной вставке выполнен периферийным. Редукторный шпиндель типа РМ3-195 имеет две ступени планетарной передачи с общим передаточным числом I = 13,62. Турбинная секция содержит 40 ступеней высокооборотной турбины 17/18-195 или 15/18-195ТЛ. В качестве осевых опор применены упорные роликовые подшипники (с цилиндрическими роликами увеличенного диаметра).

ТР-195СТ — редукторный турбобур в термостойком исполнении с механизмом фиксации вала для

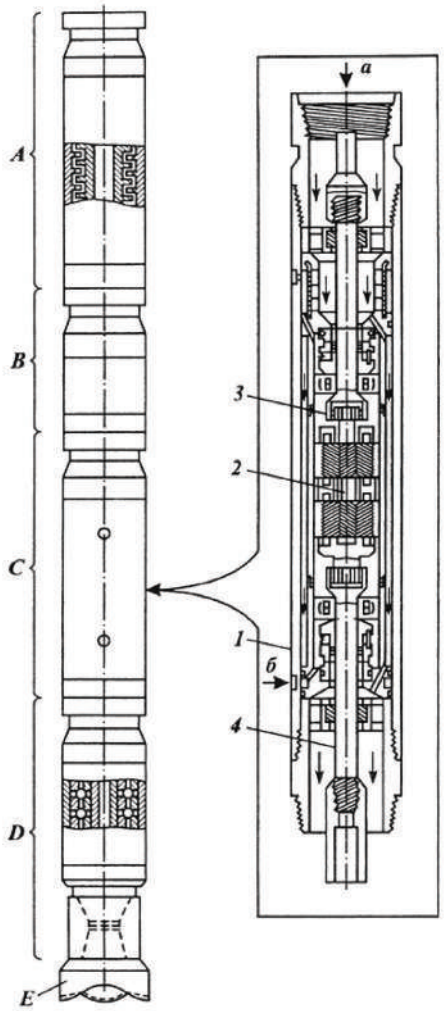


Рис. 8 Схема турбобура с маслонаполненным редуктором-вставкой
А – турбинная секция;
В, D – опорные узлы;
С – редуктор вставка;
Е – породоразрушающий инструмент

бурения сверхглубоких скважин при температуре до 300°С и давлении до 250 МПа. Фиксирующий механизм вала позволяет осуществлять бурение при вращении бурильной колонны «вправо» ротором буровой установки. Максимальный крутящий момент, передаваемый фиксирующим устройством, долоту составляет 20 кН·м.

ТРО3-195М — редукторный турбобур предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин долотами диаметром 212,7-215,9 мм. Благодаря применению планетарной передачи вращающий момент на выходе вала достигается при кратном уменьшении длины турбобура. Турбинная секция включает высокооборотную и высокомоментную турбину турбобура типа ЗТСША-195ТЛ. Малая длина шпинделя позволяет управлять траекторией скважины. Универсальность турбобура заключается в том, что он одинаково эффективен по сравнению с обычными турбобурами при бурении как прямолинейных, так и искривленных участков скважины. Это достигается путём смены переводника с различным углом перекоса от 0,5 до 2° между шпинделем и редуктором непосредственно на буровой в зависимости от технологических задач.

Редукторный маслонаполненный шпиндель типа РШЗ-240 представляет собой отдельный узел, присоединяемый на буровой к турбинной секции взамен серийного шпинделя. Включает планетарную передачу, ведущий и ведомый валы с системой маслозащиты, осевые и радиальные опоры. При необходимости, на его корпусе устанавливается лопастной спиральный стабилизатор. Соединение ведущего вала редуктора с валом турбинной секции осуществляется с помощью конусно-шлицевой муфты. Обычно с редукторным шпинделем используется одна турбинная секция турбобура ЗТСШ1-240 или А9Ш. Для привода энергоемких долот и малых расходах промывочной жидкости может быть собрана компоновка редукторного турбобура с двумя турбинными секциями.

ТРЗ-240 является универсальным гидравлическим забойным двигателем для бурения скважин диаметром 269,9-445 мм. Турбобур может использоваться для бурения прямых и искривленных участков профиля скважин, что обеспечивается малой длиной турбобура и установкой между турбинно-редукторной и шпиндельной секциями сменного переводника, который может быть прямым или искривленным с углом перекоса осей резьб до 2°.

Применение редукторного турбобура позволяет изменять мощность, момент силы и частоту вращения выходного вала непосредственно на буровой путем изменения числа секций турбин, смены или последовательного соединения нескольких редукторов с различными передаточными числами.

Редукторные турбобуры типов ТР2-120FL, и ТРЗ-120Т - конструкция основана на сочетании высокооборотной повышенной энергоемкости турбины с частотой вращения до 3000-4000 об/мин и планетарной передачи, что позволяет получить требуемые энергетические параметры для привода шарошечных, алмазных долот истирающего и режуще-истирающего типа.

Турбобур представляет собой соединенные искривленным переводником турбинно-редукторную и шпиндельную секции. В верхней секции размещены ведущий вал с 90 ступенями турбины, планетарные передачи, система маслозащиты и опорный узел. Твердосплавные радиальные опоры обеспечивают надежную работу конструкции в условиях повышенных частот вращения и абразивной среды бурового раствора. В шпиндельной секции установлены радиальные опоры, многорядный осевой подшипник и нижнее торцевое уплотнение, замыкающее маслонаполненную камеру. Передача вращения от планетарной передачи на вал шпинделя осуществляется торсионным валом, допускающим перекос до 1,5°. Все узлы редуктора и шпинделя работают в масляной среде одной маслонаполненной камеры. Для уменьшения утечек промывочной жидкости между валом шпинделя и корпусом на валу шпинделя устанавливается твердосплавная радиальная опора увеличенной длины.

Благодаря малой длине шпиндельной секции редукторный турбобур ТР2-120FL может использоваться для направленного бурения комбинированным способом – в режиме вращения ротором бурильной колонны и её скольжении без вращения.

Редукторные турбобуры типов ТР2-120Г и ТРЗ-120Г предназначены для забуривания и бурения боковых стволов, проводки наклонных и горизонтальных интервалов глубоких скважин шарошечными и безопорными долотами диаметром от 151 до 158,7 мм с промывкой буровым раствором в условиях высоких температур.

Турбобуры типа ТР2-120Г и ТРЗ-120Г разработаны из условий применения высокооборотной энергонасыщенной турбины с частотой вращения до 3000-4000 об/мин и одной или двух ступеней планетарной передачи. Это позволяет получить требуемые энергетические параметры для привода шарошечных и алмазных долот и бурголовок. Турбобур состоит из соединенных искривленным переводником турбинно-редукторной и шпиндельной секций. В верхней секции размещены ведущий вал с 40-90 ступенями турбины, планетарные передачи, система маслозащиты и опорный узел. Твердосплавные радиальные опоры обеспечивают надежность работы двигателя в условиях повышенных частот вращения и абразивной среды бурового раствора. В шпиндельной секции размещены радиальные опоры, многорядный осевой подшипник и торцовое уплотнение, герметизирующее нижнюю часть маслонаполненной камеры. Передача вращения от планетарной передачи осуществляется через торсионный вал, допускающий перекос до 2°. Все узлы редуктора и шпинделя работают в масляной среде единой маслонаполненной камеры. Для уменьшения утечек бурового раствора через ниппельную часть нижняя радиальная опора выполнена с увеличенной длиной.

Благодаря сравнительно небольшой длине шпиндельной секции редукторные турбобуры типов ТР2-120Г и ТРЗ-120Г могут быть использованы при проводке наклонно направленных и искривленных интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин в режиме скольжения или вращения бурильной колонны.

Конструкции турбобуров прошли успешные испытания при бурении глубоких наклонных и горизонтальных скважин в России и Германии.

Короткий редукторный турбобур предназначен для бурения наклонных и горизонтальных скважин различного назначения.

В отличие от существующих турбобуров в данном турбобуре установлены специальная высокоскоростная турбина и планетарная передача с передаточным отношением 1/6, что позволяет за счет редуцирования оборотов и мощности многократно снизить длину турбинной секции по сравнению с современными турбобурами. При этом все опорные узлы вала работают в масляной среде. Надёжность маслозащиты обеспечивается благодаря созданию постоянного перепада давления с помощью масляного насоса на вращающиеся уплотнения валов. Предохранительное устройство предупреждает об израсходовании масла в системе из-за возникших утечек. Для бурения наклонных и горизонтальных скважин данный турбобур

комплектуется регулируемым кривым переводником, позволяющим устанавливать перед спуском турбобура в скважину требуемый угол искривления. Термостойкий вариант турбобура позволяет бурить высокотемпературные скважины с забойной температурой до 300°С.

Основные конструктивные параметры турбобуров-отклонителей и редукторных турбобуров для направленного бурения и их энергетические характеристики при различных расходах бурового раствора приведены в [1, 2].

Турбинные отклонители и редукторные турбобуры используют при проводке наклонно направленных скважин преимущественно в регионах традиционного использования турбинного бурения. Область применения турбинных отклонителей включает и горячие скважины, при бурении которых обычные винтовые забойные двигатели-отклонители применять нельзя. Бурение турбинными отклонителем производят также для улучшения управления траекторией бурения, например, на больших глубинах.

С целью минимизации расстояния между забоем скважины и датчиками телесистемы турбинные отклонители оснащаются, как правило, одной турбинной секцией. Поэтому из-за сравнительно низкого вращающего момента и высокой частоты вращения вала при бурении турбинными отклонителями используются долота шарошечного типа, обладающие высокой фрезерующей способностью и низким удельными вращающим моментом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абубакиров В.Ф., Гноевых А.Н., Буримов Ю.Г., Межлумов А.О. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое (том 2). – М.: ООО «ИРЦ Газпром». - 2007. – 648 с.

2. Каталог продукции и услуг. – М.: ЗАО «Гидробурсервис». – 2008.

3. Повалихин А.С. Актуальные вопросы технологии проводки наклонно направленных скважин по проектному профилю // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2008. – № 2. – с. 33-35

УДК 622.241

Научная программа сверхглубокого бурения: Бурение скважины СГ-3 Кольская

А.Г.Калинин - доктор техн. наук
(Российский государственный геологоразведочный университет)
А.С.Повалихин - доктор техн. наук
(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»)

Сверхглубокое бурение представляет собой многоцелевую проблему, затрагивающую интересы большинства наук о Земле.

Бурение глубоких вертикальных скважин с научными целями начали вести в нашей стране в послевоенные годы. Тогда в пределах Восточно-Европейской платформы, а затем и в других регионах осуществлялась обширная программа опорного бурения. Скважины должны были вскрыть наиболее типичные разрезы осадочного чехла Восточно-Европейской платформы. Бурение опорных скважин не преследовало достижения максимальных глубин, но показало их высокую научную эффективность при изучении глубинного строения земной коры.

Важное место в развитии глубокого бурения с научными целями заняли в нашей стране так называемые параметрические скважины. Они задавались для геологической интерпретации результатов геофизических работ, и в первую очередь сейсморазведочных. Эти скважины позволяли установить, к какому литологическому горизонту приурочены те или иные сейсмические границы. Параметрические скважины становились основными реперами при стратиграфическом и литологическом расчленении разреза крупных осадочных бассейнов нашей страны. Бурение опорных и параметрических скважин преследовало две цели: изучение разреза осадочного чехла и установление глубины залегания фундамента. Глубокое проникновение в кристаллический фундамент тогда не планировалось.

Мировой опыт строительства скважин глубиной свыше 9000 м пока крайне скуден и ограничивается данными реализации проекта бурения Кольской скважины (СССР), КТВ (ФРГ) и программ бурения в океане Mohol, DSDP, ODP (США) и некоторых других проектов.

Основными целями сооружения сверхглубоких вертикальных скважин являются:

- выяснение особенностей проявления геологических процессов, включая процессы рудообразования;

- выяснение геологической природы сейсмических границ раздела в континентальной земной коре и получение данных о тепловом и водном режиме недр;

- получение информации о вещественном составе горных пород и их физико-механическом состоянии, особенно зоны между «гранитными» и «базальтовыми» слоями земной коры;

- усовершенствование имеющихся и создание новой техники и технологии сверхглубокого (глубинного) бурения и комплексного оборудования для проведения геофизических исследований.

В основе данной статьи материалы из доклада Н.И. Андриянова, М.И. Ворожбитова, Д.М. Губермана и Б.Н. Хакаева «Сверхглубокое бурение для изучения земной коры», А. Осадчего «Легендарная Кольская сверхглубокая» (журнал «Наука и жизнь» № 5, 2002), из диссертации О.К. Рогачёва «Исследование и совершенствование забойных средств контроля и управления искривлением скважин» на соискание учёной степени кандидат технических наук (ВНИИБТ, М., 1976 г.). Значительное количество материала было использовано из монографии «Кольская сверхглубокая», М., Недра, 1984 по редакцией профессора Е.А. Козловского.

При строительстве сверхглубоких скважин имели место значительные проблемы с обеспечением вертикальности ствола. Рассмотрению технологических мероприятий по предупреждению искривления ствола скважины, которые применялись при бурении сверхглубокой скважины на Кольском полуострове, посвящёна данная статья. Многие из технологических мероприятий, реализованных в процессе проводки этой уникальной скважины, были впервые разработаны отечественными учёными и инженерами и до сих пор не имеют аналогов в мировой практике бурения. Рассмотрены также другие аспекты технологии бурения глубоких вертикальных скважин.

1. Научная программа сверхглубокого бурения

Успехи, достигнутые в изучении земной коры методом глубинного сейсмического зондирования, возросшее стремление разобраться в природе глубинных геологических процессов позволили советским ученым в 60-х годах прошлого века поставить перед бурением новую задачу - вскрыть, залегающие на большой глубине, кристаллические горные породы.

Н.А. Беляевский и В.В. Федынский в своей программе сверхглубокого бурения поставили задачу — получить при помощи ограниченного числа скважин представление о разрезе земной коры, начиная от осадочного чехла и кончая «базальтовым» слоем и границей Мохоровичича. Глубина планируемых скважин оценивалась ими в 15 км. Места расположения скважины были выбраны таким образом, чтобы каждая из пяти скважин полностью вскрывала какой-либо сейсмический слой, наиболее развитый в месте бурения, а все скважины в сумме позволили бы получить представление о различных слоях и типах континентальной коры. Осадочный слой должны были вскрыть скважины в Прикаспии, где толщина его максимальная. Скважина на Урале предназначалась для исследования строения осадочного слоя в геосинклинальном прогибе, где он видоизменен процессами вулканизма, метаморфизма и гидротермальной деятельности. Скважина в Карелии планировалась для вскрытия, «базальтового» слоя. Для изучения состава «базальтового» слоя в двух различных по тектонической истории зонах (межгорная Куринская впадина и Курильская гряда) планировались еще две скважины. Скважина на Южных Курилах в случае успешного бурения должна была достичь раздела Мохоровичича, т. е. подошвы земной коры.

Важным шагом на пути к изучению глубинного строения недр было создание в 1964 г. во Всесоюзном научно-исследовательском институте буровой техники (ВНИИБТ) Проблемной лаборатории по бурению на мантию, которую возглавил профессор Николай Степанович Тимофеев (1912-1973 г.г.), а его сподвижником для решения этой проблемы был член-корр. РАН Белоусов Владимир Владимирович.

Коллектив лаборатории в течение 1964-1966 г.г. провел научный анализ технических проблем строительства сверхглубоких скважин и наметил стратегические пути решения стоящих задач. Были проанализированы все типы геологических условий, характерные для земной коры: изверженные горные породы, осадочные отложения, комбинации осадочных и изверженных горных пород, условия минимальной мощности земной коры, где возможно вскрытие поверхности Мохоровичича. Был сделан вывод о том, что для последовательного наращивания технического потенциала в соответствии с принципом от простого к сложному целесообразно решать проблему с соблюдением очередности бурения скважин, а именно в последовательности 1—3—2—4 названных разрезов земной коры. Так появилось решение о первоочередности бурения Кольской скважины (СГ-3) в кристаллических породах Балтийского щита, а затем — Саатлинской для вскрытия и изучения комбинированного геологического разреза.

Руководство бурением скважины было передано Министерству геологии СССР, основным куратором которой был министр Евгений Александрович Козловский. По его инициативе была создана Кольская геологоразведочная экспедиция во главе с Давидом Мироновичем Губерманом, который успешно работал в творческом содружестве с Маратом Ивановичем Ворожбитовым.

Кольская сверхглубокая скважина была заложена в Печенгском рудном районе Мурманской области в 10 км от гор. Заполярного неподалеку от Норвежской границы, где находится печенгский прогиб – огромная чашеподобная структура, как бы вдавленная в древние породы. Ее происхождение связано с глубинным разломом.

Специалистами ВНИИБТ был закончен и утвержден Министерством геологии СССР Технический проект первого этапа бурения (до 7000 м) Кольской скважины СГ-3 (авторы проекта Н.С. Тимофеев, М.И. Ворожбитов, Д.М. Губерман, О.Ю. Бергштейн, Р.В. Вугин, В.О. Белоруссов, А.Н. Кечекезян). Проект обустройства скважины был разработан Гипрогеолстроем (гл. инженер проекта Г.И. Соколов), ВНИИнефтемашем создан манифольд высокого давления (зав. лабораторией А.С. Николич) и циркуляционная система промывочной жидкости (зав. отделом М.Ш. Вартолетов). Институтом "ВНИИКАнефтегаз" в это же время был создан комплекс измерительной аппаратуры технологического назначения для буровой установки (гл. инженер проекта В.С. Басович), а институтом "ВНИИэлектропривод" совместно с НИИтяжмаш и заводом "Уралмаш" - проект электрической части буровой установки (ведущие специалисты - Б.М. Парфенов и М.В. Мамкин).

Н.С. Тимофеев и сотрудники Проблемной лаборатории ВНИБТ сформулировали принципиально новые требования к процессу бурения скважин глубиной более 10000 м и показали перспективность технологии бурения гидравлическими забойными двигателями.

Значительным шагом в выборе стратегических решений

в области техники и технологии бурения сверхглубоких скважин можно считать замену прочных стальные бурильных труб менее прочными из легких алюминиевых сплавов (ЛБТ). Удалось получить решающее преимущество, которое состояло в значительном снижении веса бурильной колонны, однако это смелое для того времени решение было связано для проектировщиков с определенным риском.

В пользу технологии турбинного бурения в сочетании с ЛБТ существуют следующие доводы:

- возрастание с ростом глубины сил сопротивления в скважине в меньшей степени увеличивает напряженное состояние ЛБТ, чем стальные бурильные трубы (СБТ);
- примерно в 2–2,5 раза уменьшаются прижимающие усилия колонны к стенке ствола и примерно в 2 раза – силы трения в скважине;
- одноразмерная по наружному диаметру колонна способствует снижению гидравлических сопротивлений и решению проблемы уплотнения устья скважины при борьбе с выбросами;
- повышается усталостная прочность колонны, снижаются отрицательные последствия вибраций;
- сокращается время спуско-подъёма бурильного инструмента.

Без облегченных бурильных труб из алюминиевых сплавов бурение скважин на глубину более 10000 м практически невозможно. Вместе с тем большие глубины ставят жесткие ограничения на использование таких труб из-за сравнительно низкой термостойкости и прочности алюминиевых сплавов. По этим причинам возможности современных бурильных труб ограничиваются глубинами бурения 8...9 км. Кольская скважина пробурена именно при помощи этих труб из сплавов повышенной термостойкости (более 200°С) и повышенной прочности. В создании таких труб участвовали коллективы ВНИИБТ (В.Ф. Штамбург, Р.А. Утешев), ВНИИТнефть (Г.М. Фаин, А.С. Неймарк), ВИЛС, ВИАМ в тесном содружестве с заводом КМЗ им. В.И. Ленина.

Оценивая существующие принципы выбора конструкции скважин, сотрудники Проблемной лаборатории ВНИИБТ в 1966 г. пришли к выводу о необходимости коренного изменения подхода к формированию конструкции сверхглубоких скважин. Это было связано с уменьшением достоверных сведений о геологических и физико-механических характеристиках горных пород и условиях их залегания при глубинах, превышающих достигнутые показатели на тот момент времени. Проблема состояла в том, что из-за низкой достоверности исходных геологических данных отсутствовала возможность определить необходимое число обсадных колонн и глубину их спуска. Поэтому был разработан принципиально новый технологический процесс бурения опережающим стволом, при котором конструкция скважины формировалась непосредственно в ходе строительства скважины на основании текущей информации о геологическом разрезе.

Таким образом, к 1966 г. Проблемной лабораторией ВНИИБТ были сформулированы основные принципы процесса бурения на недоступные ранее глубины, которые базировались на использовании отечественного способа бурения забойными двигателями, применении легкосплавных бурильных труб (ЛБТ), на технологии проводки скважины методом опережающего ствола. Это позволило обосновать технические требования для специальной буровой установки.

После всестороннего обсуждения на межведомственном научном совете по проблеме «Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение» ГКНТ СССР технические требования были переданы Научно-исследовательскому институту тяжелого машиностроения для разработки технической документации и последующего изготовления на заводе «Уралмаш» двух опытных экземпляров облегченной буровой установки для больших глубин. Разработкой уникального оборудования руководили главный инженер проекта буровой установки Г.В. Алексеевский и главный конструктор Отдела буровых установок В.В. Рудоискатель.

Научно-исследовательские работы по созданию технических средств для бурения на недоступные ранее глубины развернулись во ВНИИБТ — генеральном проектировщике Кольской и Саатлинской скважин. Успешному решению сложных задач по созданию уникальных технических средств способствовал опыт института по разработке буровой техники для строительства промышленных скважин на нефть и газ. Для проходки скважин в крепчайших горных породах было создано несколько типов бурильных головок шарошечного типа с твердосплавным вооружением (конструкторы П.В. Крючков, Я.А. Эдельман, И.И. Барабашкин). Группой специалистов во главе с одним из создателей отечественных турбобуров Р.А. Иоаннесяном сконструированы высокомоментные турбобуры для условий глубинного бурения.

2. Первый этап проходки Кольской скважины (СГ-3) и его значение в разработке перспективной программы бурения

Строительство комплекса объектов для строительства Кольской скважины началось в 1968 г., а скважина СГ-3 была забурена 25 мая 1970 г.

Разрез на всем протяжении первого этапа бурения был представлен высокопрочными круто наклонными пластами слоистых горных пород.

Фактическая конструкция скважины СГ-3:

- направление ∅ 720 мм – 40 м, ствол ∅ 920 мм;
- кондуктор ∅ 324 мм – 2000 м, ствол ∅ 393,7 мм;
- съемная колонна ∅ 245,5 мм – 2000 м, ствол ∅ 295,3 мм;
- открытый ствол ∅ 215.9 мм – ниже 2000 м.

Углубление с отметки 40 м велось опережающим (пилотным) стволом в основном шарошечными бурголовками ∅ 212,7 мм: КС-212,7/60 ТКЗ; 21Н–К 212,7/80 ТКЗ; КС 212,7/60 ТКЗ–Н; КС–212,7/60 ТКЗ–НУ; 15Н–К 214/60 КЗ; 1Н–К 214/60 ТЗ; ИСМ 214,3/60 Т и др. В компоновках для бурения с отбором керна использовался центратор ЦС–212,7 СТ.

Под кондуктор расширение производили расширителем РД–445/640, а под направление – РД–920.

Сплошным забоем бурение осуществлялось трёхшарошечными долотами III215,9 ТКЗ–ГНУ, а расширение ствола под съемную колонну диаметром 245 мм – расширителем 4РШ 295,3/215,9 ТКЗ.

Принятый для бурения Кольской сверхглубокой скважины турбинный способ с отбором керна потребовал выполнения значительного объема исследовательских и конструкторских работ для создания соответствующих горно-геологическим условиям бурения забойных двигателей. Главные направления совершенствования известных технических средств в основном сводились к снижению частоты вращения вала турбобура при сохранении высокой моментной характеристики, повышению термостойкости опорных и уплотнительных элементов двигателей, увеличению безотказности, моторесурса и надежности.

В решении указанных задач были достигнуты существенные успехи, которые подтверждаются проходкой скважины на рекордную глубину с помощью отечественных забойных двигателей при температуре в скважине до 200°С.

Кольскую сверхглубокую скважину до глубины 8000 м бурили высоко-моментными турбобурами А7Н4С с наклонной линией давления в бесшпиндельном исполнении и ана-

логичными турбобурами А7Ш в шпиндельном исполнении.

В ходе бурения и исследования Кольской скважины стало ясно, что, несмотря на высокую квалификацию учёных и проектировщиков, создававших технику и технологию бурения, в ряде случаев возникали непредвиденные ситуации, требовавшие оперативного изменения и уточнения принятых ранее решений.

В процессе проводки Кольской скважин удалось создать низкооборотный забойный двигатель с частотой вращения 100...200 об/мин. Такой режим работы увеличивает ресурс работы долота, повышает его производительность, что особенно важно при бурении на больших глубинах, когда каждый дополнительный метр проходки долотом значительно сокращает время непроизводительных работ по спуску и подъему бурильной колонны.

Редуктор к турбобуру являлся ключом к решению проблемы достижения максимальной проходки за одну спускоподъемную операцию. Создать его способным работать в крайне стесненных по габаритам условиях, при высоких температурах и при вибрациях было сложной задачей. Сотрудники Пермского филиала ВНИИБТ под руководством Н.Д. Деркача. избрав маслонаполненный вариант выполнения редуктора, добились положительных результатов.

Первый этап бурения был завершен в мае 1975 г., когда скважина достигла 7263 м. К этому времени был пересечен разрез раннепротерозойской печенгской вулканогенно-осадочной серии и скважина вошла в подстилающие их архейские гнейсы.

Успешное осуществление первого этапа бурения Кольской скважины оказало решающее влияние на разработку оптимального пути развития сверхглубокого бурения. Одним из важнейших технических достижений первого этапа бурения была отработка технологии проводки скважин в кристаллических породах до 7 км при помощи бурового оборудования и инструмента отечественного производства.

Результаты первого этапа строительства скважины СГ-3 подтвердили эффективность основных проектных технико-технологических решений.

3. Второй этап бурения Кольской скважины

После завершения в 1975 г. первого этапа проводки Кольской скважины буровая установка была демонтирована, а на ее месте возведен специально созданный комплект бурового оборудования «Уралмаш 1500» (рис. 1). Переоборудование бурового комплекса было закончено в 1976 г. и начался второй этап бурения до глубины 10500 м, рассчитанный до 1980 г.

В процессе осуществления второго этапа бурения Кольской скважины был решен ряд сложных технических проблем. Так, на глубинах более 8...9 км контролировать работу долота по наземным датчикам и приборам оказалось практически невозможным.

Возникла необходимость в поиске новых решений. Исследование различных направлений выявило перспективность гидравлического канала связи для передачи информации от забойных датчиков на поверхность методом частотной модуляции импульсов давления в жидкости. Обоснование этому методу было дано специалистами ВНИИБТ Варламовым В.П. и Рогачевым О.К.

В интервале 8028–8914 м были испытаны низкооборотные высокомоментные турбобуры А7ГТШ и ТРМ–195, комплектуемые турбинными и шпиндельными секциями турбобура А7Ш. В качестве забойного двигателя был запроектирован и винтовой забойный двигатель Д2–172 М.

С глубины 8500 м углубление скважины велось, в основном, редукторным турбобуром. Редуктор представляет собой

Рис. 1 Общий вид наземного бурового оборудования Кольской сверхглубокой скважины (СГ-3)

сменный узел в корпусе ∅ 195 мм с системой маслозащиты и включает двухрядную зубчатую планетарную передачу с косозубым зацеплением Новикова. Термостойкость редуктора была увеличена до 250°С.

Промывочная жидкость – глинистый раствор на водной основе плотностью 1,1-1,2 г/см^3 со смазывающими добавками.

Для бурения Кольской скважины созданы и применены керноотборные устройства трех типов и их модификации:

- секционное турбодолото КТД4С–195-214/60–80;
- керноотборный снаряд КДМ–195-214/60;
- керноотборный снаряд с гидротранспортом керна МАГ–195–214/60.

Керноотборный снаряд МАГ 195/60 (магазинный) представляет собой устройство, которое присоединяется к валу турбобура и снабжено системой гидротранспорта керна по приемной трубе в специальный керносборник. Эти снаряды с системой гидротранспорта, способные вместить до 20 м керна диаметром 60 мм, широко использовались при бурении Кольской скважины.

Более 70% интервала бурения пройдено с отбором керна при среднем его выносе 40,1 % в целом по скважине. С глубин более 5000 м средний выход керна составил около 30%, а с глубины более 9000 м это были порой отдельные куски толщиной 2-3 см, соответствующие наиболее прочным прослойкам.

При бурении СГ–3 на больших глубинах использовали легкосплавные бурильные трубы ЛБТВК–147 из различных алюминиевых сплавов (Д16Т; 01953 и АК4–1) со стальными замками ЗЛК–178 (ранее ЗЛК–172) из стали 40 ХН и 40 ХМІФА. Применение различных алюминиевых сплавов для изготовления бурильных труб обусловлено различием условий работы труб по интервалам скважины, определяемым главным образом действующими напряжениями и температурой среды. При бурении СГ–3 применяли также стальные высокопрочные бурильные трубы ТБВК–140 из стали 30ХСГСНМ (ТУ 14–3–1002–81) и высокопрочные бурильные замки ЗШК–178 из сталей 40 ХН (ГОСТ 4543–71) и 40ХМІФА (ТУ 14-1-2634–78).

В процессе проводки скважины в зависимости от конкретных задач и геолого-технических условий применяли различные компоновки низа бурильной колонны (КНБК). По мере углубления ствола и накопления опыта компоновки совершенствовались. Наиболее важными были требования

обеспечения максимального отбора керна и сохранения вертикальности ствола.

После очень крупной аварии в 1984 году, когда в результате проведения международного геологического конгресса в Москве скважина СГ–3 долгое время простояла без движения, началась серия забуривания обходных стволов и скважина стала многозабойной. Всего было пробурено 12 обходных стволов. Разветвленность скважины огорчила буровиков, но обрадовала геологов, которые неожиданно получили объемную картину внушительного отрезка древних архейских пород, сформировавшихся более 2,5 млрд. лет тому назад.

В июне 1990 г. СГ–3 достигла глубины 12262 м. Скважину решили пройти до глубины 14 км, но на отметке 8550 м произошел обрыв колонны бурильных труб. Несколько попыток достичь глубины 12262 м не удались, поэтому в 1994 г. бурение этой скважины прекратили и в настоящее время она представляет лабораторию для изучения различных процессов на больших глубинах в земной коре.

Средние показатели базовых параметров бурового процесса в целом по скважине СГ–3 составили: проходка за рейс – 8 м, механическая скорость – 2 м/ч, приведенная скорость СПО – 0,32 м/с, продолжительность одного спуско-подъёма инструмента при глубине 12000 м – 21 ч. Температура на глубине 12 км достигла 230°С.

4. Технология направленного бурения

Основные проблемы, связанные с направленным бурением, заключались в сдерживании темпа искривления скважины, приведение искривленного ствола к вертикали и забуриваение обходных стволов в аварийных случаях.

Борьба с искривлением скважины велась непрерывно. В верхних интервалах бурения (до 7000 м) превалировал метод жесткого центрирования КНБК. Расчеты компоновок низа бурильного инструмента с центраторами, позволяющие управлять направлением скважины при бурении, были к тому времени детально разработаны сотрудниками (А.Ф. Фёдоров, К.М. Солодкий) лаборатории наклонно направленного бурения ВНИИБТ.

При дальнейшем увеличении глубины скважины, когда применение компоновок с центраторами стало затруднительным из-за необходимости пропускания полноразмерных центраторов по стволу скважины, при применении маятниковых КНБК в значительной мере помогли рекомендации, разработанные И.Л. Барским и А.Б. Левиной.

Несмотря на использование технологических мероприятий по обеспечению вертикальности по мере углубления профиль скважины СГ-3 приобретал вид сложной пространственно искривленной кривой, причём ствол осложнялся всё большим количеством уступов и локальных искривлений в точках забуривания обходных стволов и в интервалах приведения ствола скважины к вертикали (рис. 2, 3).

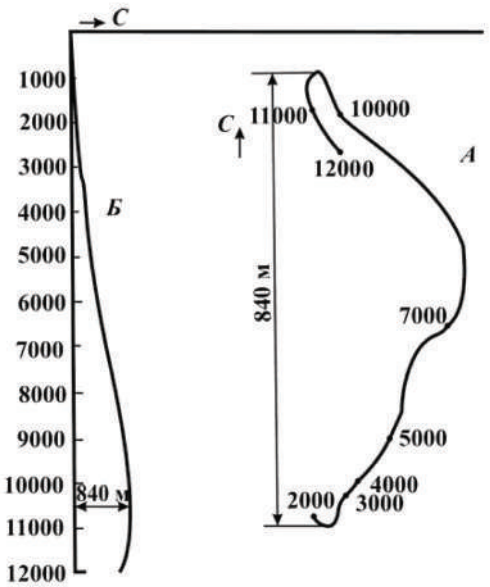


Рис. 2 Вертикальная и горизонтальная проекция ствола скважины СГ-3

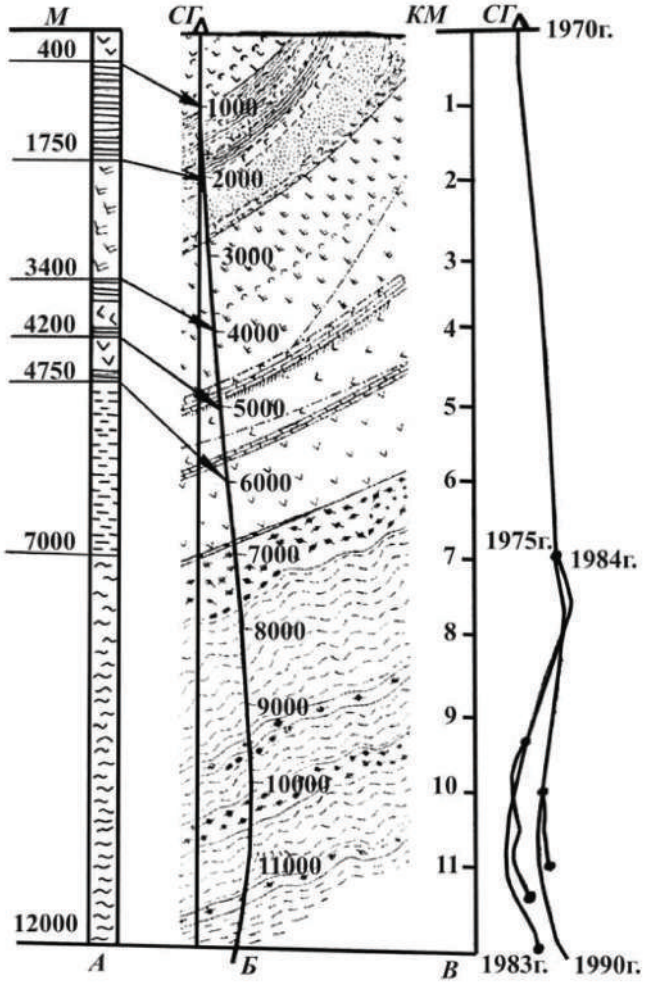


Рис. 3 Прогноз геологического разреза и профиль ствола скважины СГ-3

А. Прогноз геологического разреза.

Б. Геологический разрез, построенный на основании данных бурения СГ

(стрелки от колонки А к колонке Б указывают, на какой глубине встречены прогнозируемые породы). На этом разрезе верхняя часть (до 7 км.) – толща протерозоя со слоями вулканических (диабазы) и осадочных пород (песчаники, доломиты). Ниже 7 км – толща архея с повторяющимися пачками пород (в основном гнейсы и амфиболиты) с возрастом – 2,86 млрд. лет.

В. Ствол скважины со многими пробуренными и потерянными стволами (ниже 7 км) по форме напоминает разветвленные корни гигантского растения. Скважина словно извивается, потому что бур постоянно отклоняется в сторону менее прочных слоёв горных пород.

Изменение формы сечения ствола по глубине явилось, по-видимому, основным условием потери устойчивости стенки ствола, формирования каверн и искривления ствола. Установлено, что направление искривления ствола, как правило, совпадает с большой осью эллипса поперечного сечения ствола.

Суммарный угол искривления скважины составил около 4-х радиан, а зенитный угол, начиная с отметки 500 м, через каждые 1000 м – 0; 0.5°; 5°; 3,5°; 5°; 9,5°; 4,5°; 6,5°; 9,5°; 12,5°; 6,5°; 16°, а на глубине 12000 м превысил 25°.

При бурении скважины до глубины 5340 м для ориентированного приведения ствола к вертикали применяли КНБК, включающие либо турбобур с накладкой на шпинделе или с искривленным переводником, либо турбинный отклонитель (ТО).

Плоскость действия ТО ориентировали против кривизны ствола с помощью забойной телеметрической системы СТТ, которая состоит из глубинного передающего устройства, проводного канала связи, кабельного переводника, кабельной лебедки и наземной аппаратуры. В общей сложности в СГ–3 проведено более 100 рейсов с использованием СТТ, задача которых заключалась в выправлении искривленного ствола.

Вследствие низкой жёсткости на кручение бурильной колонны, составленной из бурильных труб из алюминиевого сплава, на глубинах ниже 3000 м возникли существенные проблемы с управлением турбинным отклонителем.

При бурении скважины СГ-3 сотрудником ВНИИБТ Рогачёвым О.К. впервые были проведены экспериментальные исследования перемещений турбинного отклонителя при управлении его положением на забое с помощью бурильной колонны [1].

Оценка значений скорости перемещения в окружном направлении ТО при управляющем воздействии и области слежения за его положением была проведена при бурении интервала 4910-5087 м. При этом для приведения ствола скважины к вертикали применялся турбинный отклонитель ОТ-7½" с углом искривления шпиндельной и турбинными секциями 1,5°. Для контроля за положением ТО и параметрами траектории бурения применялась телеметрическая система СТТ-164 с электропроводным каналом связи. Бурение производили долотом 13Р-214. Компоновка бурильной колонны включала также три секции турбобура Ф7Н4С, 80 м УБТ-178, секцию ЛБТ-147 – 3000 м, секцию стальных бурильных труб СБТ-140.

По информации, поступающей от телеметрической системы, ТО приводился в требуемое положение ротором буровой установки. Для выявления характера поведения ТО на забое в течение всего долбления производилась регистрация как положения последнего относительно угла установки, так и угловые повороты ротора. При этом получены графики, которые представлены на рис. 4.

В процессе установки ТО в нужное положение на глубине бурения возникали существенные трудности в управлении отклонителем с помощью бурильной колонны. Даже при наличии точных сведений о текущем положении направления искривления турбинного отклонителя оказалось очень сложным удерживать его в нужном положении путём поворота ротором всей бурильной колонны. При проведении работ было также установлено, что нижняя часть бурильной колонны из-за реактивного момента турбобура совершает значительные азимутальные перемещения около требуемого угла установки. В результате ТО удавалось удерживать только в определённом секторе, причём с явно выраженной тенденцией расширения сектора при увеличении глубины бурения и соответствующем уменьшении жёсткости бурильной колонны на кручение.

На рис. 5 представлен график распределения времени нахождения турбинного отклонителя относительно угла установки за четыре долбления в интервале 4910-5087 м.

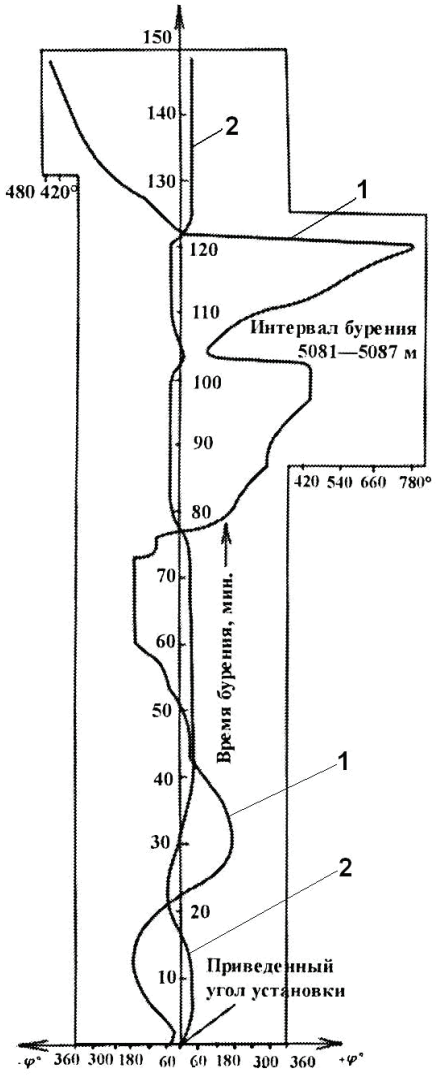


Рис. 4 Взаимосвязь угловых перемещений ротора и турбинного отклонителя во времени в процессе бурения
1 – угловые повороты ротора;
2- положение турбинного отклонителя по отношению к углу установки

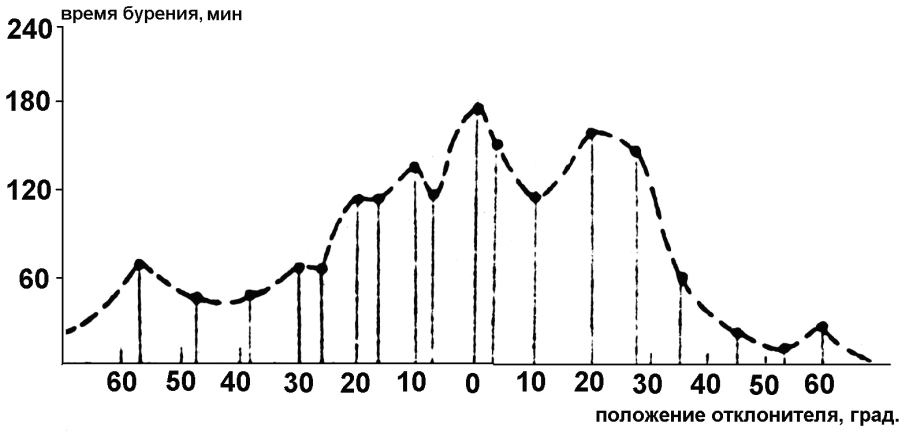


Рис. 5 График распределения времени расположения турбинного отклонителя относительно угла его установки

Следует отметить, что работы по ориентированию ТО осуществлялись высококвалифицированными специалистами при наличии всех организационно-технических условий для качественного ведения работ на базе большого опыта управления ТО, полученного при бурении вышележащих интервалов ствола скважины. Тем не менее, как это видно из графика, удерживать ТО удавалось только в области (секторе) слежения 100-120°. Следует отметить, что при работах по приведению ствола скважины к вертикали ТО устанавливался против направления искривления ствола, что способствовало максимальной скорости его ухода из рабочей зоны.

При анализе экспериментальных данных была установлена переменная скорость круговых перемещений низа бурильной колонны (рис. 6). Из графика (рис. 6) следует, что величины средних скоростей перемещения ТО в области слежения уменьшается по мере приближения к её периферийным зонам.

При сопоставлении данных о движении отклонителя и соответствующих им поворотов ротора было установлено, что резкие повороты ротора, как правило, вызывают увеличение скорости перемещения нижнего конца бурильной колонны, что видно из рис. 4 в местах, отмеченных на 78, 102 и 122 минутах бурения, в то время как при плавном повороте ротора с определённым темпом (участок кривой в интервале бурения 0-50 мин), кривизна графика движения отклонителя изменяется плавно и близка к синусоиде.

При изучении характера изменения средних скоростей движения ТО в области слежения было отмечено, что максимум скорости смещён влево от центра области. Причина этого смещения заключается в действии реактивного момента турбины, который увеличивает скорость перемещения отклонителя при повороте бурильной колонны против движения часовой стрелки.

Изучение процесса управления ТО с помощью бурильной колонны на больших глубинах позволило обосновать основные принципы контроля положения турбинного отклонителя в процессе бурения, которые явились основой технических требований к гидравлическому каналу связи, забойной и наземной аппаратуре.

Основываясь на опыте, накопленном при создании и эксплуатации забойных телеметрических систем типа ГТН, использование которых ограничено глубиной скважин 5000 м, специалистами ВНИИБТ и Кольской геологоразведочной экспедиции была разработана и внедрена при проходке СГ–3 с глубины 9745 м телеметрическая система контроля частоты вращения турбобура с забойным генератором импульсов ГИЗ.03 и наземной приемной аппаратурой УНП-1. Наиболее ответственные узлы телесистемы, требующие повышенной надежности – передающее устройство, забойный генератор и гидравлический индикатор частоты вращения вала турбины, работающие в призабойной зоне в условиях повышенных температур, больших гидростатических давлений, химически активной среды и значительных вибраций.

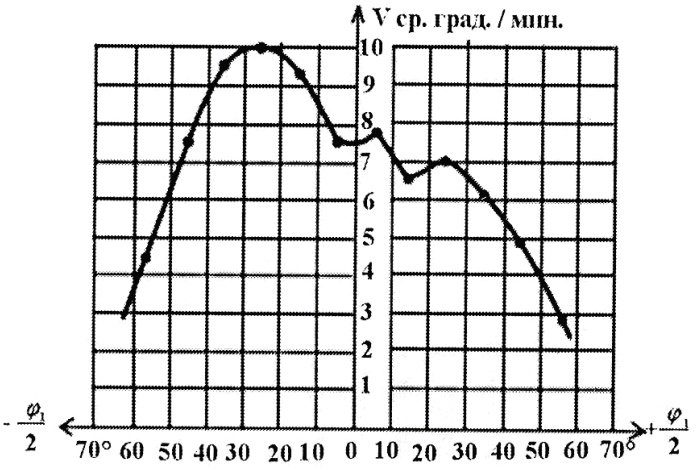


Рис. 6 Распределение угловых скоростей турбинного отклонителя в области слежения

При глубине скважины более 5340 м применение активной компоновки на основе ТО для приведения ствола скважины к вертикали оказалось неэффективным в связи с усложнением операций по ориентированию турбинного отклонителя и значительным повышением затрат времени на их осуществление. При дальнейшем углублении скважины в качестве средства борьбы с искривлением ствола была применена компоновка маятникового типа.

Принципиальная схема КНБК маятникового типа для приведения ствола к вертикали и забуривания обходных ответвлений скважины на больших глубинах приведена на рис. 7.

Основные направления повышения эффективности компоновки – максимальное увеличение массы «маятника», повышение боковой фрезерующей способности долота, ограничение механической скорости проходки в интервалах, способствующих интенсивному росту зенитного угла.

Зарезку обходного ствола начинали с наработки уступа в течение четырех – шести рейсов в зависимости от величины зенитного угла. Бурильная колонна подбиралась, таким образом, чтобы при полном заходе ведущей трубы долото находилось на глубине нарабатываемого уступа. Общая длина получаемого желоба над уступом составляет 30-35 м. Механическая скорость наработки снижается сверху вниз. Наличие уступа проверяется разгрузкой бурильной колонны с неработающим турбобуром. После наработки уступа из компоновки убирают кривой переводник, и углубление ведут с ограниченной механической скоростью в интервале 80–100 м ниже уступа, затем переходят к бурению на нормальном режиме. Такими компоновками по описанной технологии с СГ-3 проводили зарезки второго ствола при значении зенитного угла от 13 до 2°.

При больших глубинах существенной проблемой стал оперативный контроль зенитного угла ствола скважины без использования инклинометров на кабеле. Для измерения зенитного угла ствола скважины инженером ВНИИБТ Рогачёвым О.К. был разработан встраиваемый в бурильную колонну угломер, который мог располагаться непосредственно над долотом.

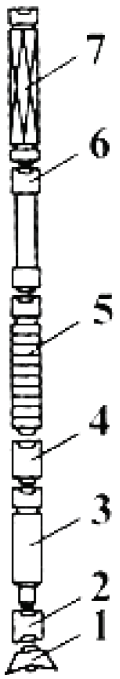


Рис. 7 КНБК маятникового типа
1 – трёхшарошечное долото диаметром 215,9 мм;
2 – переводник (прямой или искривленный);
3 – турбобур А7Ш (одна секция);
4 – датчик турботахометра;
5 – свинцовый маятник длиной около 14;
6 – СБТ -114Ч10 (гибкое звено);
7 – УБТ квадратного сечения

5. Осложнения, связанные с искажениями профиля и сечения ствола

С глубины 7500 м при подъеме бурильной колонны стали заметно увеличиваться силы сопротивления, достигнув 1000 кН при глубине скважины 8000 м. Суммируясь с собственным весом колонны, эти нагрузки до предела увеличили напряженное состояние бурильных труб, ограничив тем самым возможность дальнейшего углубления скважины. Начался поиск главных звеньев в сложной системе этого многофакторного явления. Оказалось, что стандартный подход к механизму трения, лежащему в основе исследуемого вопроса, лишь частично позволял снизить силы сопротивления. Ворожбитову М.И. совместно с сотрудником Кольской ГРЭ Басовичем В.С. удалось выявить существенное влияние малозначимого на первый взгляд факта — формы сечения ствола.

В резко искривленных интервалах в процессе механического воздействия бурильной колонны на стенку формировался ствол эллипсовидного сечения, что способствовало потере устойчивости пород под действием горного давления. Неправильная форма сечения ствола, наличие многочисленных каверн порождало «клиновые эффекты» и повышало силы сопротивления.

При значительном объеме спуско-подъёмов и вращения бурильной колонны процессы трения и износа бурильных труб в скважине приобретают важное значение.

Интересны сведения д.т.н. Иванникова В.И о возникновении струйного течения бурового раствора в скважине, которые он зафиксировал при работе на скважине СГ–3. Впервые с проблемой струйного течения столкнулись при бурении Кольской сверхглубокой скважины, где выход открытого ствола скважины составил более 7000 м. Кавернообразование, начавшееся с глубины 4800 м, вызвало аномальный рост сил сопротивления движению бурильной колонны в скважине (при вращении и при подъеме). Введение смазочных добавок в буровой раствор, которые ранее давали снижение сил трения на 30 % и более, перестало оказывать влияние на показатели весовой нагрузки на крюке и крутящего момента на роторе. Контроль за содержанием твердой фазы в буровом растворе показывал, что значительная часть выбуренной породы не выносится из скважины. Увеличились гидравлические сопротивления в кольцевом зазоре скважины. Обработки бурового раствора понизителями вязкости положительного эффекта не приносили, а напротив, способствовали возрастанию сил сопротивления. Определение объема циркулирующего в скважине раствора с помощью плавучих индикаторов позволило установить, что в кавернозной части скважины возникает струйное течение. Восходящий поток, начиная от забоя, формируется в диаметре долота 215,9 мм, остальной объем раствора в скважине остается без движения в виде геля, в котором накапливаются частицы выбуренной породы. Попытки очистить скважину путем увеличения производительности буровых насосов не имели успеха. Струйное течение бурового раствора в кавернозных скважинах создает условие для гидродинамического прихвата, суть которого состоит в следующем.

Вынос выбуренной породы в условиях струйного потока идет с осаждением шлама в застойной зоне, где образуется висячий шламовый «мешок». Во время циркуляции он находится в состоянии гидродинамического равновесия с потоком, а после остановки насосов оползает вниз, создавая сальниковую пробку, при затяжке которой возникает прихват. Промысловые исследования и наблюдения, проведенные при бурении глубоких скважин в Ухте, Астрахани, Тюмени показали, что шламовый «мешок» существует на расстоянии до 200 м от забоя. В Кольской сверхглубокой скважине шламовый «мешок» составлял по длине 800–1000 м, что создавало при вращении колонны на глубине 8500 м избыточный момент до 2000 кг·м и избыточную нагрузку при подъеме до 70 тонн.

Для предотвращения прихватов, когда при подъеме бурильного инструмента возникают затяжки в шламовом «мешке», предлагалось производить долив скважины через бурильную колонну, а не в затрубное пространство, как это делается обычно. Во избежание образования глинистых сальников путем поддержания большой производительности насосов при турбинном способе бурения скважины предлагалось вводить в раствор природные и искусственные волокна (например, тонковолокнистый асбест) с добавками ПАВ для снижения гидравлических потерь давления.

6. Итоги бурения Кольской сверхглубокой скважины СГ-3

Установлена инверсия показателя буримости пород с ростом глубины, наилучшим образом объясняемая изменением напряженного состояния забоя от действующей разности между горным и гидростатическим давлениями, расчетная величина которой достигла беспрецедентной для практики бурения величины более 200 МПа.

По данным К. Орфаниди на СГ–3 на глубине 4500 м зафиксировано скачкообразное уменьшение плотности, скорости упругих волн в горных породах и при этом увеличилась их пористость и проницаемость. Об этом факте пишет и профессор Козловский Е.А. Он сообщает, что в интервале от 4500 до 9000 м пачка горных пород имела меньшую плотность, чем расположенные выше, то есть они находились в разуплотненном состоянии. В интервале 4500-11000 м обнаружены крупные зоны дробления с низкотемпературной гидротермальной минерализацией (сульфиды меди, железа, свинца и др.).

Ранее считалось, что пластовое давление изменяется по закону гидростатики. С глубиной, под действием геостатического давления (вес вышележащих толщ) горные породы сильно уплотняются и лишены пористости и проницаемости, поэтому при этом невозможно образование полезных ископаемых. Буровики из опыта также считали, что с глубиной уменьшается механическая скорость разрушения горной породы под уплотняющим действием геостатического (горного) давления. Однако данные, полученные при бурении скважины СГ-3, свидетельствуют о том, что давление, под которым происходит сжатие и уплотнение горных пород, представляющее разность между геостатическим и пластовым давлениями, с глубиной перестает наращиваться и на глубине 7-8 км приближается к нулю, благодаря чему породы и на больших глубинах сохраняют пористость и проницаемость и находятся в разуплотненном состоянии.

Таким образом, получены новые данные о рудообразовании в глубинных слоях земной коры. На глубинах 9000-12000 м встретились высокопористые трещиноватые породы насыщенные подземными сильно минерализованными водами, что является одним из источников образования руд. На глубинах от 9500 до 11250 м обнаружили золото, кобальт, никель и другие ценные элементы и минералы. Так в керне с этих глубин обнаружили повышенное содержание золота – до 1 г на 1 т породы.

Изменились представления и о тепловом режиме земных недр. На глубине более 6000 м получен температурный градиент 20°С на 1 км вместо ожидавшегося (как и в верхней части) 16°С на 1 км. При этом половина теплового потока имеет радиогенное происхождение.

В результате бурения Кольской СГ–3 скважины также выявлено:

- граница Конрада (граница раздела гранито-базальтовых горных пород) не обнаружена была даже на глубине 12000 м глубине, хотя геологами и геофизиками предполагалась на глубине 6000–7000 м;
- на глубинах 9000–12000 км встретились высокопористые трещиноватые горные породы насыщенные минерализованными водами, которые являются источниками рудообразования, что опровергло мнение геологов, утверждающих ранее о невозможности рудообразования, вследствие уплотнения пород с глубиной;
- известный температурный градиент изменения температуры с глубиной 1 градус на 33 м опровергнут бурением скважины СГ–3;
- обнаружено, что с глубины примерно 4000 м увеличивается механическая скорость бурения, что связано с увеличением разности между геостатическим (горным) и гидростатическим давлениями, а это в свою очередь с разупрочнением горных пород с глубиной;
- наиболее ответственные участки сверхглубоких скважин с целью предупреждения искривления вертикального ствола бурили с помощью реактивно – турбинного бурения (РТБ). Например, I–Саатлы (Азербайджан) РТБ 640 использовали до глубины 1370 м, на Уральской СГ–4 РТБ–590 применяли до глубины 500 м, на Тюменской СГ–6 РТБ 640 и РТБ 490 – 3500 м; Тимано–Печерская СГ–5 РТБ 590 – 1000 м;
- на глубинах 1600–1800 м вскрыты промышленные запасы медно-никелевых руд (новый рудный горизонт);
- на глубинах 9500–11250 м обнаружены ценные элементы и минералы (золото, кобальт, никель и др.), что говорит о больших запасах минерального сырья в земных недрах и которые постоянно восполняются;
- на глубине свыше 12000 м обнаружены газы и вода, что дает основание считать возможным существование живых существ.

Важным итогом является уточнение ряда представлений, существовавших только на основе расчетов. Так, не оправдалось предположение об ухудшении буримости с глубиной в твердых кристаллических породах. Более сложной оказалась проблема сохранения устойчивости приствольного массива. Пришлось корректировать методы расчета бурильной колонны с учетом сил сопротивления движению и температуры. Уточнены представления о процессе отбора керна горной породы, находящейся в сложном пространственно напряженном состоянии. Новые закономерности установлены для процесса управления и контроля азимута с помощью центраторов при безориентированном бурении в условиях заметного влияния горных пород на искривление скважины.

Достигнутая глубина скважины СГ-3 - 12262 м и выход открытого опережающего ствола более 9500 м являются рекордными показателями до настоящего времени.

С технической точки зрения главным итогом работ по бурению скважины СГ-3 является создание отечественного высокоэффективного технико-технологического комплекса для проходки стволов на столь большие глубины.

Кольская сверхглубокая скважина (СГ-3) является прорывом в земной космос и входит в десятку выдающихся достижений отечественных учёных и инженеров в XX веке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Повалихин А.С., Рогачев О.К., Прохоренко В.В. Развитие сверхглубокого бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море журнал. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. - № 5. - с. 72-77.
2. Рогачёв О.К. Исследование и совершенствование забойных средств контроля и управления искривлением скважин (диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук). – М.: ВНИИБТ, 1976. - 151 с.
3. Ворожбитов М.И., Рогачёв О.К. К вопросу об использовании гидравлического канала связи для контроля за положением отклонителя при бурении глубоких направленных скважин // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1975.- № 6.
3. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М. ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. - 846 с.

УДК 622.24.05

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ И МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ НАРУШЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПЕСКОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (С. 5)

Владимир Юрьевич Близнюков
Артём Ганиевич Гилаев
Гани Гайсанович Гилаев
Зелимхан Хусейнович Моллаев
[1]Александр Степанович Повалихин
Рудольф Тигранович Еганьянц
[1]ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Приведено описание механизма повреждения обсадных колонн в результате пескопроявления. Представлены основные методы борьбы с выносом песка на основе применения щелевых, проволочных и гравийных фильтров, а также химические способы укрепления коллектора.

Ключевые слова: скважина; нарушение; перфорация; обсадная колонна; фильтр; пескопроявление; щелевой фильтр; проволочный фильтр.

УДК 622.276.1

РЕАНИМАЦИЯ СКВАЖИН И СТИМУЛИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПРОДУКТОВ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (С. 12)

Владимир Иванович Иванников
ОАО «Газ-Ойл»
107014 Москва, ул. Гастелло, 41
Тел. (499)-268-33-50

Рассмотрены основные проблемы, возникающие при эксплуатации нефтяных месторождений на основе метода заводнения. Показано, что увеличение нефтеотдачи пласта может быть достигнуто путём использования технологии волнового вытеснения нефти из капиллярно-порового объёма коллектора.

Ключевые слова: коллектор; заводнение; нагнетательная скважина; добывающая скважина; волновое вытеснение; обводнённость.

УДК 622.276.66

О ГИДРАВЛИЧЕСКОМ И ДРУГИХ МЕТОДАХ РАЗРЫВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ (с. 15)

Владимир Иванович Иванников
ОАО «Газ-Ойл»
107014 Москва, ул. Гастелло, 41
Тел. (499)-268-33-50

В статье приведена оценка типовой технологии гидравлического разрыва пласта. Предлагается для интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента извлечения нефти при гидравлическом разрыве пласта производить гидроударное и кавитационное воздействие на пласт.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; микротрещина; волновой метод; кавитатор.

УДК 622.23.01

НЕИЗУЧЕННЫЕ МЕХАНИЗМЫ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД В ГЛУБОКОМ БУРЕНИИ (ЧАСТЬ II) (с. 18)

Станислав Васильевич Синев
121069, Москва, Новинский б-р, д.18 кв. 26
E-mail: stanislav-vs@mail.ru

Приведены неизученные механизмы разрушения горной породы, а также конструкции вооружения шарошечных долот для их реализации. Рассмотрено влияние шлама на эффективность разрушения забоя скважины.

Ключевые слова: шарошечное долото; долбление; шарошка; идентор; фрезерованное вооружение; шламовая подушка.

УДК 622.24.051

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ ДОЛОТ РЕЖУЩЕГО ТИПА (с. 26)

Виктория Валерьевна Арефьева
Сергей Владимирович Величков
ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16

Приведено описание конструкции и основные результаты применения долот нового поколения типа PDC на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». Показано, что за счёт оптимизации режима бурения и инженерно-технологического сопровождения на начальном этапе применения новых долот были существенно улучшены технические показатели углубления ствола скважины.

Ключевые слова: долото; породоразрушающий инструмент; PDC; механическая скорость.

УДК 621.921.34-2: 622.24.05

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК НАНОАЛМАЗОВ НА ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ МАТРИЦЫ БУРОВЫХ ИМПРЕГНИРОВАННЫХ КОРОНОК (с. 28)

[1]Галина Павловна Богатырёва
[1]Роберт Константинович Богданов
[1]Александр Михайлович Исонкин
[1]Галина Дмитриевна Ильницкая
[2]Николай Владимирович Соловьев
[1]Институт сверхтвердых материалов НАН Украины
Украина, 04074, Киев, ул. Автозаводская, 2
Тел.: (044)-468-86-40
E-mail: alcon@ism.kiev.ua
[2]Российский государственный геологоразведочный университет
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрено влияние наноалмазов в качестве объёмно–модифицирующих добавок в небольшом количестве на структуру, твердость и износостойкость композиционных материалов матриц буровых импрегнированных коронок.

Ключевые слова: наноалмазы; матрица; импрегнированная коронка; износостойкость.

УДК 622.24.053.8

УСЛОВИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ УБТ И ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ (с. 30)

[1]Юрий Михайлович Гержберг
[1]Владимир Дмитриевич Чарков
[2]Василий Иванович Киршин
[1]ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»
[1]69300 Ухта, ул. Железнодорожная, 48, офис 18.
Тел./факс: (82147)-52-817
E-mail: mosyger@yandex.ru
[2]ОАО «Газпром»
117997 ГСП-7 Москва, ул. Намёткина, 16

В статье приведена методика расчёта предельных условий работы замковых резьбовых соединений по предотвращению разгерметизации стыка муфты и ниппеля. Приведены также некоторые результаты такого расчёта, полученные с помощью специальной компьютерной программы.

Ключевые слова: замковые резьбовые соединения; ЗРС; ниппель; муфта; разгерметизация.

УДК 622.243.922

ТУРБИННЫЕ ОТКЛОНИТЕЛИ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН (с. 34)

Анатолий Георгиевич Калинин
Российский государственный геологоразведочный университет
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрены конструкции турбинных отклонителей, которые стали основой для разработки современных технических средств для искривления ствола скважины. Приведено описание отклонителей для турбинного способа бурения, используемых при проводке наклонных и горизонтальных скважин в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: турбобур; турбинный отклонитель; шпиндель; турбинная секция; осевая опора; редукторный турбобур.

УДК 622.241

НАУЧНАЯ ПРОГРАММА СВЕРХГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ: БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ СГ-3 КОЛЬСКАЯ (С. 40)

[1]Анатолий Георгиевич Калинин
[2]Александр Степанович Повалихин
[1]Российский государственный геологоразведочный университет
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: drill@msgpa.ru
[2]ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

В статье приведены основные положения, разработанной советскими учёными программы строительстве специальных скважин для изучения глубинного строения земной коры. Рассмотрены ключевые этапы строительства сверхглубокой скважины СГ-3 на Кольском полуострове. Достигнутая глубина скважины СГ-3 - 12262 м и выход открытого опережающего ствола более 9500 м являются рекордными показателями до настоящего времени.

Ключевые слова: скважина; кольская сверхглубокая; СГ-3; турбобур; керноотборный снаряд.

ROOT CAUSES AND PROCEDURES TO PREVENT CASING DAMAGES IF RESERVOIR IS SAND PRODUCING (p. 5)

Vladimir Jur'evich Bliznjukov
Artjom Ganievich Gilaev
Gani Gajjsanovich Gilaev
Zelimkhan Khusejjnovich Mollaev
[1]Aleksandr Stepanovich Povalikhin
Rudol'f Tigranovich Egan'janc
[1]LLC «Intellect Drilling Services»
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
Tel. +7-495-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

The basic mechanism as a result of sand producing is described. The article covers the basic procedures for sand control including slotted strainers and

wire-wrapped screens, gravel packs and chemical consolidation of wellbores in producing intervals.

Key words: well, damages, perforation, casing, filters, sand producing, slotted strainer, wire-wrapped screen.

WELL RECOVERY AND PRODUCTION STIMULATION IN MATURE OIL AND GAS DEPOSITS (p. 12)

Vladimir Ivanovich Ivannikov
«Gaz-Oil» JSC
41, Gastello str., Moscow, 107014, Russia
Tel. +7-499-268-33-50

The article discusses highlights encountered in oil - and - gas - field operation based on water injection. It is shown that enhanced reservoir performance can be achieved as a result of wave oil displacement in capillary porous reservoirs.

Key words: reservoir, water injection, injection well, production well, wave displacement, water cut.

ABOUT HYDRAULIC FRACTURING WORKS AND THEIR VARIETIES FOR OIL AND GAS RESERVOIRS (p. 15)

Vladimir Ivanovich Ivannikov
«Gaz-Oil» JSC
41, Gastello str., Moscow, 107014, Russia
Tel. +7-499-268-33-50

The article discusses conventional fracturing technology. Hydraulic impact and cavitation effect as tools for oil recovery stimulation and recovery factor improvement while fracturing operations.

Key words: fracturing, micro-fracture, wave method, cavitating tool.

UNINVESTIGATED MECHANISMS OF ROCK DISINTEGRATION WHILE DEEP DRILLING (p. 18)

Stanislav Vasil'evich Sinev
26 to, 18, Novinskij bul'var, Moscow, 121069, Russia
Tel: (495)-695-54-51
E-mail: stanislav-vs@mail.ru

Uninvestigated mechanisms of rock disintegration and relevant design of cutting structures for roller cone bits are given Influence of cuttings on effectiveness of hole bottom disintegration.

Key words: cone bit, bit run, rolling cutter, insert, milled tooth cutting structure, cuttings bed.

DRILLING PROGRAM OPTIMIZATION BY USING NEW DESIGN OF CUTTING BITS (p. 26)

Viktorija Valer'evna Aref'eva
Sergej Vladimirovich Velichkov
LLC «IDS Drilling»
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
Tel. +7-495-543-91-16

Design description and basic results for the use of new-generation PDC bits in field operations of OAO Surgutneftegas are given. It is shown that through optimized drilling practices and technical and engineering support at the initial stage of new bit application all hole making records were improved.

Key words: drill bit, rock-destruction tool, PDC, penetration rate.

THE EFFECT OF NANODIAMONDS ON MECHANICAL-AND-PHYSICAL PROPERTIES AND MATRIX DURABILITY OF IMPREGNATED CORE BITS (p. 28)

[1]Galina Pavlovna Bogatyrjova
[1]Robert Konstantinovich Bogdanov
[1]Aleksandr Mikhajjlovich Isonkin
[1]Galina Dmitrievna Il'nickaja
[2]Nikolaj Vladimirovich Solov'ev

[1]V.Bakul Institute for Superhard Materials of the National Academy of Sciences of Ukraine
2, Avtozavodskaja str., Kiev, 04074, Ukraina
Tel.: (044)-468-86-40
E-mail: alcon@ism.kiev.ua
[2]Russian State Geological Prospecting University
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: drill@msgpa.ru

The subject discussed is the effect of nanodiamonds as a volume-modifying additives in small quantities on the structure, hardness and wear resistance of composite matrix materials of impregnated core bits.

Key words: nanodiamonds, matrix, impregnated core bit, wear resistance.

THREAD CONNECTIONS OF DRILL COLLARS AND DOWNHOLE MOTORS: CONDITIONS UNDER WHICH LEAK-TIGHTNESS IS ACHIEVED (p. 30)

[1]Jurijj Mikhajjlovich Gerzhberg
[1]Vladimir Dmitrievich Charkov
[2]Vasilijj Ivanovich Kirshin
[1]LLC "NPO"Severneftegaztehnologija"
48, Zhelesnodorozhnaj str., Ukhta, 169300, Russia
E-mail: mosyger@yandex.ru
[2]JSC «Gazprom»
16, Namjotkina str., V-420, Moscow, 117884

The paper gives the procedure to calculate thread operation limits to prevent pin and box joint leakage. Some results of such calculations obtained with the use of specific software are also shown.

Key words: thread connections, tool joints, pin, box, leakage.

TURBINE DEFLECTORS FOR DIRECTIONAL DRILLING (p. 34)

Anatolij Georgievich Kalinin
Russian State Geological Prospecting University
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: drill@msgpa.ru

The basic turbine deflector designs for modern techniques to build angle are covered Turbine deflectors for directional and horizontal drilling now used in oil and gas industry are described.

Key words: downhole turbine motor, turbine deflector, turbine spindle, turbine section, thrust bearing, geared turbine motor.

SUPER DEEP SCIENTIFIC DRILLING: SG-3 KOLA SUPERDEEP BOREHOLE (p. 40)

1Anatolij Georgievich Kalinin
2Aleksandr Stepanovich Povalikhin
[1]Russian State Geological Prospecting University
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: drill@msgpa.ru
[2]LLC «Intellect Drilling Services»
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
Tel. +7-495-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

The article covers the key points of Soviet scientific drilling program for special wells intended to study the deepest structures of the Earth crust The key milestones of SG-3 Kola Superdeep Borehole drilling operations. The SG-3 Kola Superdeep Borehole measured depth 12262 m and more than 9500 m of open pilot borehole still have been the unbroken record.

Key words: well, hole, SG-3 Kola Superdeep Borehole, SG-3, downhole turbine motor, coring tool.

10 лет
ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗАЦИИ
ПТА
ВЫСТАВКА
Польза. Традиции. Авторитет.

X Международная специализированная выставка

Передовые Технологии Автоматизации

ПТА-2010

5-7 октября

Москва

ЦВК «Экспоцентр», павильон 3

www.pta-expo.ru

Тематика выставки:

- Автоматизация промышленного предприятия
- Бортовые и встраиваемые системы
- Автоматизация технологических процессов
- Автоматизация зданий
- Системная интеграция и консалтинг
- Системы пневмо- и гидроавтоматики

Приглашаем к участию!

При поддержке:

Организатор: Экспоурполка

Москва: Тел.: (495) 234-22-10 • E-mail: info@pta-expo.ru

ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

2ПРОК-СИАГ-1

Как быстро перевести скважину из бездействия в фонд дающих продукцию?

ЕСТЬ РЕШЕНИЕ

2ПРОК-СИАГ-1

Двухпакерная компоновка для селективной изоляции – автономная (на 35 МПа)

ПОЗВОЛЯЕТ

- Перевести скважину с негерметичностью эксплуатационной колонны **из простоя или бездействия в фонд дающих продукцию.**
- **С минимальными затратами** получить дополнительную добычу нефти.
- **Исключить проведение многократных дорогостоящих РИР.**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного канала, мм (не менее)	Диаметр НКТ между пакерами, мм	Присоединительная резьба гладких НКТ, ГОСТ 633-80	
	Условный диаметр	Толщина стенок				Верх (муфта)	Низ (ниппель)
2ПРОК-СИАГ-1-118-50-Т100-К1-2	140	6-8	118	50	89	89	73
	146	9-11					
2ПРОК-СИАГ-1-122-50-Т100-К1-2	146	6,5-9	122				
2ПРОК-СИАГ-1-140-59-Т100-К1-1	168	10-12	140	59			
	178	13,7-15					
2ПРОК-СИАГ-1-145-59-Т100-К1-1	168	7,3-8	145				
	178	8,1-12,7					

СОСТАВ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ КОМПОНОВКИ:

- **ИПГ** разъединяет колонну НКТ от пакерной компоновки – гидравлическим способом;
- пакеры **ПРО-ЯВЖТ** и **ПРО-ЯМО2** изолируют интервал негерметичности;
- **КУМ** открывает и создает сообщение между трубным и затрубным пространствами при осевом натяжении, для облегченного срыва пакера;
- **РК** отсоединяется натяжением НКТ от нижнего пакера при осложненном извлечении компоновки;
- клапаны **КПГ** увеличивают дебит нефти за счет гармонических колебаний забойного давления, воздействуют на неработающую часть пласта вовлекая его в разработку.

Сертификат соответствия системы менеджмента качества
TÜV CERT
DIN EN ISO 9001
Сертификат № 15 100 75157

ООО Научно-производственная фирма “ПАКЕР”
Адрес: 452606, РФ, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.
Тел.: (34767) 6-71-91, 6-63-64;
Факс: (34767) 6-75-15
E-mail: mail@npf-paker.ru
www.npf-paker.ru