

Инженер-нефтяник

№ 3'2010

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Проводка боковых стволов из газовых скважин в сложных условиях

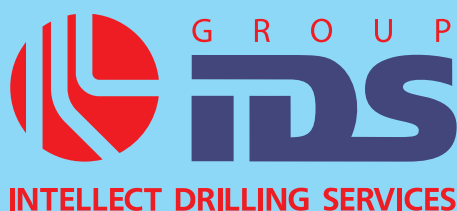
Расчет продольных колебаний бурильной колонны

Выбор угла установки резцов в долотах PDC

Отбор керна в наклонно направленных скважинах

Ингибиторная защита нефтегазового оборудования

Новые идеи в нефтяной геологии



**Интегрированный
буровой сервис**



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

INTELLECT DRILLING SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

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

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№3 2010г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

5

Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления на пескопроявление

Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Молмаев З.Х., Еганьянц Р.Т.

9

Строительство боковых стволов в сложнопостроенных газовых залежах

Пушко Д.В., Нижарадзе В.В., Тарабаев Е.А., Подшибякин В.В., Столбеников А.И.

12

Аналитическое решение уравнения продольных колебаний бурильной колонны при наличии вязкого трения

Родионов В.Н., Ганджумян Р.А.

16

Расчет на прочность замковых резьбовых соединений УБТ и забойных двигателей при работе в составе компоновки низа бурильной колонны

Герцберг Ю.М., Чарков В.Д., Киршин В.И.

21

Обоснование угла установки резцов в долотах лопастного типа

Башкатов Д.Н.

25

Некоторые аспекты бурения наклонно направленных скважин с отбором керна

Шатровский А.Г.

27

Развитие технологии строительства наклонных и горизонтальных боковых стволов

Повалихин А.С.

31

Новые идеи в нефтяной геологии

Иванников В.И.

33

Электробур для наклонно направленного бурения

Калинин А.Г.

40

Применение ингибиторной защиты для оборудования подготовки нефтяного газа

Быков И.Ю., Ланина Т.Д.

43

Свойства тампонажных растворов с полыми керамическими микросферами

Орешкин Д.В., Беляев К.В., Семенов В.С., Кретьева У.Е.

45

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

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

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: rovalihin@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

Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления на пескопроявление

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

Основными причинами разрушения эксплуатационной колонны (ЭК) в интервале перфорации при разработке залежей, представленных слабосцементированными песчаными коллекторами являются [1, 2, 3]:

- низкое сцепление зерен горной породы залежи;
- высокий перепад давления, для вызова притока флюидов из пласта в скважину;
- высокая скорость течения пластового флюида в порах пласта;
- состав пластового флюида, обводненность продукции;
- падение пластового давления в запечатанной залежи, разрабатываемой в упругом режиме;
- уплотнение пласта под действием возрастающей эффективной нагрузки.

Проведём анализ указанных факторов на основании промысловых данных.

Прочность, сцементированность горных пород.

В связи с отсутствием данных по измерению прочности пород лабораторными методами сравнительная оценка прочности пород-коллекторов нами осуществлена по описанию образцов горных пород и по данным измерений интервального времени пробега акустической полуволны при выполнении геофизических исследований в скважинах.

Известные описания образцов горных пород чокракского яруса по разрезу 10-ти скважин позволили нам сделать вывод о том, что песчаные коллектора в потенциально-продуктивном разрезе скважин по прочности представлены в широком диапазоне характеристик: от рыхлых и слабо уплотненных до крепких.

Крепко сцементированными являются горные породы с высокой карбонатностью. Они могут иметь близкие к нулю пористость и проницаемость. Проницаемость слабосцементированных горных пород достигает нескольких сотен мд и может превышать 1000 мд.

Гранулометрический состав пород.

Размер песчаных зерен горной породы оказывает существенное влияние на механизм пескопроявлений через механизм сводообразования над щелью фильтра (перфорационным каналом). Чем меньше размер песчаных зерен продуктивного пласта, тем меньше должен быть размер щели фильтра для обеспечения возможности сводообразования и предупреждения пескопроявления. Поэтому, в программах работ по предупреждению пескопроявления изучению гранулометрического состава горных пород уделяется важное внимание. По данным зарубежных исследований оптимальная ширина щели фильтра в 4–5 раз превышает средний диаметр зерен горной породы коллектора.

В гранулометрическом составе песчаных горных пород чокракского яруса наиболее широко представлена песчаная мелкозернистая фракция. Процентный состав мелкозернистой фракции достигает 77%, а наименьшая величина процентного состава мелкозернистой фракции – 32,5%. По процентному составу на втором месте, после мелкозернистой фракции находится алевритовая фракция. Наибольший процент алевритовой фракции – 56,2%. Таким образом, песчаники чокракского яруса представлены преимущественно мелкозернистой фракцией горных пород.

В гранулометрическом составе горных пород содержится достаточное количество среднезернистой и пелитовой фракций, что должно способствовать сводообразованию при оптимизации размеров щели фильтра. Однако с учетом преимущественно мелкозернистого и алевритистого состава зерен эффективная величина ширины щели не должна превышать 1,0–1,5 мм.

Сцементированность горных пород по данным акустического каротажа.

Рассмотрим, как изменяется в пределах продуктивных объектов и по разрезу скважин величина Δt интервального времени пробега акустической полуволны, которая является геофизической характеристикой упругих свойств горных пород. Эта величина хорошо коррелирует с плотностью глин, и она была использована для расчетов поровых давлений в глинах. Однако известно, что величина Δt прямо пропорциональна пористости горных пород и хорошо коррелирует с плотностью горных пород различного минералогического состава. В табл. 1 приводятся данные по величине скорости распространения упругих волн и интервальному времени пробега волны в различных песчаных и глинистых породах.

Интервальное время пробега акустической полуволны для песчаных горных пород, как это следует из табл. 1, варьирует в широком диапазоне: от 170 мсек/м для плотных песчаников до 1250 мсек/м для рыхлых слабосцементированных песков.

При оценке возможности прогноза пескопроявляющих пластов по разрезу скважин, считается, что акустический каротаж является основным элементом используемого при этом комплекса геофизических методов. Отмечается, что там, где интервальное время прохождения акустического сигнала Δt превышает 295 мкс/м, часто требуется применять средства защиты от выноса песка [4]. Сравнивая эту величину с данными табл. 1 можно сделать вывод, что она близка к верхней границе Δt для плотных пород 330 мкс/м. Интервалу 330–400 мсек/м соответствуют слабоуплотненные, слабосцементированные породы. Примем эти

величины как контрольные для сравнения с данными в исследуемых скважинах. Рассмотрим геофизические характеристики продуктивных песчаных пачек чокракского яруса по разрезу скважин, в которых установлены нарушения ЭК.

На рис. 1 и 2 в качестве примера представлена геофизическая характеристика чокракского яруса по разрезу проблемных скважин 3 З-М и 4 Ю-М.

На рис. 1 представлена геофизическая характеристика пачек IV и IVa по разрезу скважины 3 З-М. Пачка IV в интервале перфорации 2945,4–2956,6 м по кривым ГК, каверномеру (ДС) и электросопротивления пород представлена чередованием пропластков различной насыщенности. По данным кавернограммы во всем интервале наблюдается относительное сужение ствола скважины, говорящее о том, что вся пачка является хорошо проницаемой. По всей пачке время Δt пробега изменяется в интервале 365–400 мсек/м, что значительно больше принятой нами в качестве контрольной величины 295 мсек/м. А в соответствии с данными табл. 1 пачка IV может быть отнесена к слабоуплотненным и несцементированным песчаникам. При этом, к несцементированным песчаникам может быть отнесена большая центральная часть пачки в интервале 2948–2954 м.

Пачка IVa, расположенная в интервале 2997,2–3004,4 м, по кривым ГК и каверномеру представлена чередованием песчаных и глинистых пластов. Колебание величины Δt (248–387 мсек/м) отражает чередование пород в рассматриваемом интервале. Только в интервале 3001,2–3002,8 м выделяется плотный глинистый песчаник с величиной Δt равной 248 мсек/м, в соответствии с которой этот пласт может быть отнесен к плотным породам. Однако этот пласт не был перфорирован. Отметим здесь, что, с нашей точки зрения, в условиях чередования плотных и слабосцементированных пластов устойчивость плотных пластов нельзя рассматривать независимо от слабосцементированных пластов. Когда в интервале залегания последних после пескопроявлений образуется каверна, вероятность разрушения плотных пластов возрастает.

Глубина 2937,5 м нарушения ЭК находится на 7,1 м выше верхней границы интервала перфорации пласта IV. Такое положение глубины нарушения ЭК относительно интервала залегания разрабатываемого пласта является типичным в случае дренирования слабосцементированного пескопроявляющего пласта.

На рис. 2 представлены геофизические характеристики пластов III–2 и IV чокракского яруса по разрезу скважины 4 Ю-М. В пачке III–2 выделяется три пласта. Её кровельная часть в интервале 2809–2810 м представлена плотным пластом с величиной Δt , равной 258 мсек/м. Средняя часть в интервале 2819–2811 м имеет величину Δt , равную 425 мсек/м, а нижняя часть в интервале 2811,0–2812,6 м – 345 мсек/м. Таким образом, только верхняя кровельная часть пласта представлена плотным песчаником. Средняя часть представлена несцементированным песчаником, а нижняя – слабоуплотненным, слабосцементированным. Ниже залегающую в интервале 2818–2824 м

Таблица 1

Скорость распространения упругих волн и интервального времени пробега волн в глинах и различных песчаных породах

Горная порода	Скорость распространения упругих волн, м/сек	Интервальное время пробега волны*, мсек/м
Песок	800-1800	1250-50
Песчаник несцементированный	1500-2500	660-400
Песчаник плотный	3000-6000	330-170
Глина	1200-2500	800-400

* Интервальное время пробега волны обратно пропорционально скорости распространения упругих волн в горных породах

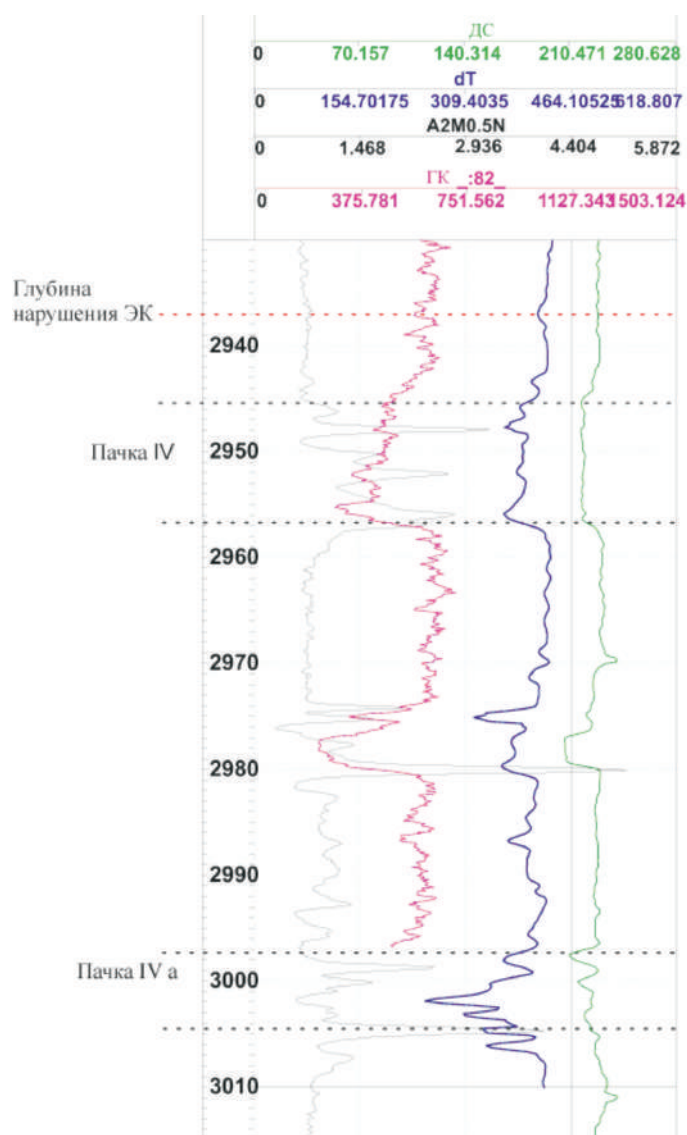


Рис 1. Геофизическая характеристика пачки IV и IVa чокракского яруса по разрезу скважины 3 З-М.

Интервал 2945,4–2956,6 м и 2997,2–3004,4 м, Δt = 365–400 и 248–387 мсек/м.

Глубина нарушения ЭК–2937,5 м.

пачку IV по кривой Δt можно разделить на 5 участков. Только в двух пластах наименьшая величина Δt составляет 295 мсек/м. Наиболее мощный участок пласта в интервале 2819,5–2821,8 м характеризуется величиной Δt 446 мсек/м. Пласт в подошвенной части пачки характеризуется величиной Δt равной 385–440 мсек/м. Таким образом, 65% мощности пачки по величине Δt характеризуются как несцементированные породы.

Глубина нарушения ЭК – 2816 м - на 3,4 м выше кровли интервала перфорации пачки IV. Последняя по прочностной характеристике значительно слабее пород пачки III–2. Указанная глубина нарушения ЭК характеризует наиболее вероятное её положение над менее устойчивым пластом.

Анализ геофизических характеристик объектов разработки по разрезу скважин с нарушенными ЭК в зоне перфорации показал, что продуктивные пачки чокракского яруса, являющиеся объектами разработками в скважинах с нарушенными ЭК, характеризуются как слабосцементированные

и несцементированные. Таким образом, низкие прочностные свойства объектов разработки, склонных к пескопроявлениям, являются одной из основных причин нарушения прочности ЭК.

Влияние падения пластового давления в объекте разработки на процесс разрушения ЭК имеет сложный характер. Давление в пласте падает не только в области ствола работающей скважины, но и вдали от неё, на всем протяжении гидродинамически связанного поля давлений. Снижение пластового давления в залежи вдали от ствола работающей скважины является благоприятным фактором для последующих скважин. Если скважина закладывается в области пласта, в которой пластовое давление падало в течение некоторого времени разработки залежи ранее построенными скважинами, то в области заложения новой скважины пласт уже будет уплотнен, и породы пласта будут находиться под более высоким эффективным напряжением. Соответственно, более высокие контактные давления между зёрнами породы будут способствовать большей устойчивости пласта, снижению риска пескопроявлений.

На рис. 3 представлен график падения пластового давления на площади 3-М в результате работы 9-ти скважин. Все скважины эксплуатировали пачку IV. Исключением является скважина № 3, которая эксплуатировала одновременно две пачки – IV и IVa. Всего на графике 28 точек давлений из них пять точек давлений (по скважинам №№ 1, 3, 5) отклоняются от представленной закономерности и лежат выше кривой. Основная причина таких существенных отклонений для случая гидродинамически связанного участка пласта с несколькими работающими скважинами – ввод в работу скважин после длительного бездействия. По большинству точек на рис. 3 наблюдается плавное падение пластового давления во времени. Это свидетельствует о гидродинамической связности пласта в области всех скважин и зависимости падения пластового давления от суммарных отборов жидкости из залежи при равномерно распределенной работе скважин во времени.

При оценке влияния падения давления в пласте на нарушение прочности ЭК следует учитывать, что влияющим фактором является не общее падение давления в пласте, а падение пластового давления в период работы конкретной скважины. Исходя из этого, падение пластового давления должно быть наиболее значимым фактором нарушения прочности ЭК в первую очередь в скважине № 1. Именно в этой скважине от начала ввода ее в эксплуатацию (ноябрь 2001 г.) до мая 2005 г. наблюдалось наибольшее падение

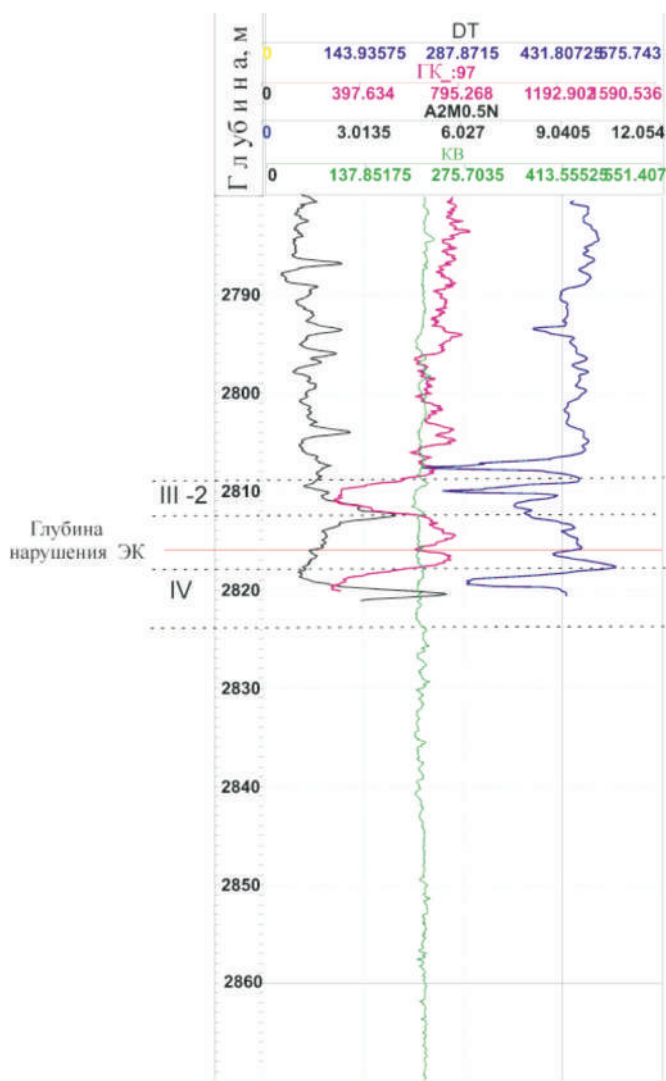


Рис. 2. Геофизическая характеристика пачки III–2 и IV чокракского яруса по разрезу скважины 4 Ю–М. Интервал 2809,0–2812,6 м и 2818,0–2824 м, Δt = 258–25 и 295–446 мсек/м. соответственно. Глубина нарушения ЭК–2816,0 м.

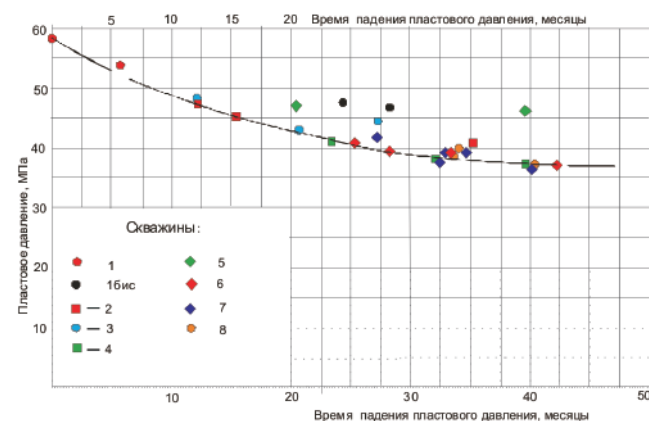


Рис. 3 Падение пластового давления в пачке IV чокракского яруса в процессе разработки

пластового давления – от начального 58,24 МПа до 36,5 МПа (на 21,74 МПа) – в середине мая 2005 г. через 42,5 месяца от замера начального пластового давления. Падение пластового давления должно быть наименее значимым фактором – для ЭК скважины № 8, отработавшей всего 8,5 месяца.

С учетом сделанных уточнений рассмотрим ряд параметров объектов разработки, которые могли способствовать нарушению прочностных свойств ЭК. Контрольными являются следующие параметры:

- депрессия на пласт при работе скважины;
- обводненность продукции скважины;
- падение пластового давления в процессе разработки объекта;
- степень цементированности пород продуктивного пласта, выраженная через величину интервального времени пробега волны.

Для четкости дальнейшего изложения материала примем следующую условную классификацию величин перепада давления на пласты: до 5 МПа – низкий; от 5 до 10 МПа – умеренный; от 10 до 15 МПа – высокий; от 15 до 20 МПа – очень высокий; более 20 МПа – критический. В действительности, для слабосцементированных пластов критическим может быть и перепад давления величиной 10-15 МПа. Цель принятой классификации – согласованность изложения материала.

Сравним данные по скважинам № 3 и 5 3-М с нарушенными ЭК с соседними скважинами на площади. Скважины № 3 и № 5 являются аналогами, расположенными рядом друг с другом. Расстояние между ними 420 м. Севернее скважины № 3 расположена скважина № 1. Ещё севернее – скважина № 8. Указанные 4 скважины расположены восточнее выделенной на площади зоны ухудшенных коллекторов. Восточнее этой зоны расположены скважины №№ 2, 4, 6 и 7. Отметим прежде всего, что по величине Δt (330–400 мсек/м и больше) объекты разработки по разрезу всех скважин по прочности можно отнести к слабосцементированным и несцементированным, и, следовательно, имеющими склонность к пескопроявлениям, несмотря на то, что отдельные метровые пласты внутри пачек, имеющие величину Δt меньше 300 мсек/м следует рассматривать как плотные, средне- и крепкосцементированные. Однако в скважинах № 3 и № 5 отмечены нарушения порочности ЭК, тогда как в других скважинах на время проведения исследований они не установлены.

Скважины № 3 и № 5 по параметрам притока отличаются от других скважин одновременно очень высокими и критическими величинами депрессий на пласты и высокими величинами обводненности продукции. Напомним здесь, что депрессия на пласт увеличивает силы отрыва частиц породы от поверхности пласта. Обводненность продукции влияет на устойчивость (работу пласта без пескопроявлений), двояко: вода способствует размыву цементирующего материала на контактах между зернами в пласте и отрицательно влияет на возможность образования сводов над перфорационным каналом. Депрессия на продуктивную пачку в скважине № 3 составила 18,1–26,4 МПа, в скважине № 5 – 12,6–22,2 МПа. Обводненность продукции в скважине № 3 составила 13,5–22,4%; в скважине № 5 – 54,3–99,0%. Обводненность продукции в скважине № 5 достигла наибольшей величины по данным испытания через 18 месяцев от начала эксплуатации. Высокими были и абсолютные величины дебита воды (23,8–45,0 м³/с). Падение величины пластового давления за время работы скважины до середины мая 2005 г. составило 11,87 МПа (48,37 МПа минус 36,5 МПа). Таким образом, в данной скважине одновременно действовали все

три фактора, способствующие пескопроявлениям. По всей вероятности, именно из-за высоких перепадов давлений и обводненности продукции с самого начала её работы, пескопроявление в скважине началось через короткое время после начала ввода скважины № 5 в эксплуатацию – 0,87 месяца. В скважине № 3 пескопроявление началось через 9,5 месяцев от начала ввода ее в эксплуатацию. Относительно большой срок её работы без пескопроявления, возможно, связан с величиной обводненности, которая в два раза меньше, чем в скважине № 5.

Для сравнения, в скважинах №№ 1, 1бис и 2 величина депрессии и обводненности были в кратное число раз меньше, чем в скважинах № 3 и № 5, хотя величины падения давлений в пласте – наибольшие. По данным величин Δt в объектах указанных скважин можно сделать вывод, что объекты разработки потенциально являются пескопроявляющимися. Однако при их эксплуатации условия для пескопроявлений не были созданы. Аналогичные условия были в скважинах № 4 и № 6. Падение пластового давления за время работы данных скважин до середины мая 2005 г. составило всего 4,4 и 4,0 МПа, соответственно. Депрессия на пласт была высокой, однако низкими были величины обводненности продукции скважин. В скважине № 7 депрессия на пласт была высокой, но низкими были величины обводненности продукции и падения пластового давления – всего 4,33 МПа. В скважине № 8 величина падения пластового давления за все время работы составила 2,0 МПа. Низкими были величины депрессии на пласт (меньше 1,1 МПа) и обводненности скважины. Высокая обводненность регистрируется только по данным за 20 и 21 августа 2004 года. В последующее время до 4 марта 2005 года величина обводненности была низкой.

Таким образом, причиной пескопроявлений и нарушения прочности ЭК в скважинах № 3 и № 5 следует считать действие одновременно высоких величин депрессий на пласт, обводненности скважин и падения пластовых давлений на продуктивные слабосцементированные и несцементированные пласты. В других скважинах условия для пескопроявлений и нарушения прочности ЭК не были созданы.

Анализ показателей эксплуатации скважин по другим месторождениям Сладковско-Морозовской группы даёт основание сделать предположение, что начальной причиной пескопроявлений явилось резкое падение пластового давления в разрабатываемом пласте и кратковременная работа скважины в режиме с высокой обводненностью. Последующая работа скважины в режиме пескопроявления и очень большой обводненности в течение нескольких месяцев привела к абразивному износу ЭК в области её перфорации и её разрушению.

Следует отметить, что проведенные исследования показали, что влияние падения пластового давления в залежи в процессе её разработки на состояние ЭК уверенно не прослеживается. На многих скважинах величина падения пластового давления очень высокая (более 30 МПа), однако ни пескопроявлений ни нарушений прочности ЭК в них не установлено. Могут быть две причины такого поведения системы ЭК – цементный камень – горная порода. По одной из них цементный камень в процессе осадки разрабатываемого пласта скользит по поверхности ЭК (или горная порода скользит по поверхности цементного камня), не вызывая значительных касательных сил трения. По другой – при отсутствии пескопроявлений происходит уплотнение пласта под действием возрастающего эффективного напряжения, и пласт становится более устойчивым против пескопроявлений. Второй случай имеет важное значение для скважин,

построенных после падения пластового давления на месторождении на некоторую величину.

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

Выводы

1. По гранулометрическому составу продуктивные пачки чокракского яруса на площадях Сладковско-Морозовской группы представлены в основном мелкозернистыми породами.

2. Продуктивные пачки чокракского яруса представлены слабосцементированными и несцементированными породами, которые хорошо идентифицируются по данным акустического каротажа. В слабосцементированных породах величина интервального времени пробега волны находится в интервале 300–400 мсек/м; для несцементированных пород – больше 400 мсек/м.

3. Промысловые данные подтверждают, что параметрами ответственными за возникновение пескопроявлений в скважинах месторождений Сладковско-Морозовской группы являются высокие перепады давлений на объекты разработки и величины обводнённости продукции скважин. Влияние высокой величины обводнённости продукции более универсально.

4. Причиной пескопроявлений может быть большая величина одного из параметров: обводнённости продукции более 30–40%; перепада давления на пласт более 10 МПа в случае, если продуктивный пласт представлен слабосцементированными породами. При одновременном действии указанных двух параметров их величины могут быть ниже.

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

ЛИТЕРАТУРА

1. Близнюков В.Ю., Еганьянц Р.Т. Пескопроявление и предупреждение повреждения обсадных колонн в процессе эксплуатации скважины // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Интеллект Дриллинг Сервисиз", - 2008. - № 1.- с. 13-15.

2. 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.

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

4. Сидоров Н.А., Серенко И.А., Сурикова О.А. и др. Особенности заканчивания скважин в странах СЭВ. – М.: ВНИИОЭНГ, - 1986.

УДК 622.243.24

Строительство боковых стволов в сложнопостроенных газовых залежах

Д.В.Пушко – гл. инженер, В.В.Нижарадзе – нач. ОБ и КРС, Е.А.Тарабаев – нач. ОГ и РМ (ЗАО «Нортгаз»)
В.В.Подшибякин – ген. директор, А.И.Столбеников – гл. инженер (ООО «НУБР»)

Продуктивная часть разреза Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения представлена продуктивными пластами БУ₈–БУ₁₁, коэффициент аномальности пластового давления которых, в зависимости от степени выработанности пласта, изменяется от 0,6 до нормального значения.

Продуктивные пласты БУ₈–БУ₁₀ расположены на расстоянии от 10 до 30 м относительно друг друга, а сверху продуктивной залежи на расстоянии 20–30 м от пласта БУ₈ рас-

положены “шоколадные” аргиллиты, создающие значительные осложнения в процессе бурения стволов с зенитными углами свыше 25° при плотности бурового раствора, не превышающей 1,18–1,20 г/см³.

В запланированной к реконструкции путём бурения бокового ствола (БС) скважине № 1025 остались аварийные НКТ, «голова» которых находится над «шоколадными» аргиллитами. Указанное обстоятельство не позволяло осуществлять забуривание и бурение

БС на пласт БУ₁₀ ниже глубины расположения “шоколадных” аргиллитов, а также пластов с АНПД, как это предлагалось в работах [1, 2].

Таким образом в процессе бурения предстояло пройти одновременно три сложных по бурению пласта: «шоколадные» аргиллиты, пласт БУ₈ (с аномально низким пластовым давлением, 120 атм. на глубине 2950 м), водонасыщенный пласт БУ₉ и наконец продуктивный пласт БУ₁₀ с пластовым давлением 32 МПа на глубине 3160 м.

В данных горно-геологических условиях типовая схема строительства горизонтальных боковых стволов из эксплуатационных скважин предусматривает применение двухколонной конструкции хвостовика. Промежуточный хвостовик необходим для перекрытия «шоколадных» аргиллитов и пластов БУ₈-БУ₉. Такое техническое решение существенно осложнит бурение и приведёт к значительному удорожанию работ. Кроме того, при двухколонной конструкции бокового ствола конечный диаметр эксплуатационной его части не может быть больше 89 мм, что негативно скажется на дебите скважины.

Выбор бурового инструмента для бурения БС осложнялся конструкцией эксплуатационной колонны, верхняя секция которой в интервале 0-300 м включала обсадные трубы с толщиной стенки 12,06 мм. При этом внутренний диаметр ЭК в указанном интервале равен 144,18 мм, а ниже – 150,42 мм, что делало невозможным применение типовых технических средств для бурения БС.

Задача строительства горизонтальных БС из скважины № 1025 с одноклонной конструкцией «хвостовика» была решена специалистами ЗАО «Нортгаз», ООО «Новоуренгойское управление буровых работ» и ООО «Ай Ди Эс Навигатор».

Проведенные расчёты показали, что отклоняющую КНБК, включающую забойный двигатель-отклонитель диаметром 120 мм с долотом 142 мм, невозможно спустить под собственным весом в ЭК. Потому был выбран забойный двигатель-отклонитель диаметром 105 мм, обладающий меньшим вращающим моментом и мощностью. Для увеличения мощности такого забойного двигателя-отклонителя необходимо было увеличить расход промывочной жидкости, что потребовало соответствующего изменения технической характеристики телеметрической системы с гидравлическим каналом связи Geolink MWD Ultra-Slim 3½".

Перед проведением работ по забуриванию БС в скважине № 1025 в интервале 3103-3025 м был установлен отсекающий цементный мост.

Для вырезки бокового окна в интервале 3000-3004 м использовался клин-отклонитель КГ-135 с гидравлическим якорем ЯГН-135-168 и комплект фрез-райберов ФСИ-142 и ФРИ-143.

Компоновка низа буровой колонны (КНБК) для вырезания бокового окна включала: фрез-райбер ФСИ-142; фрез-райбер ФРИ-143; переводник (НЗ-86*МЗ-102); одну буриль-

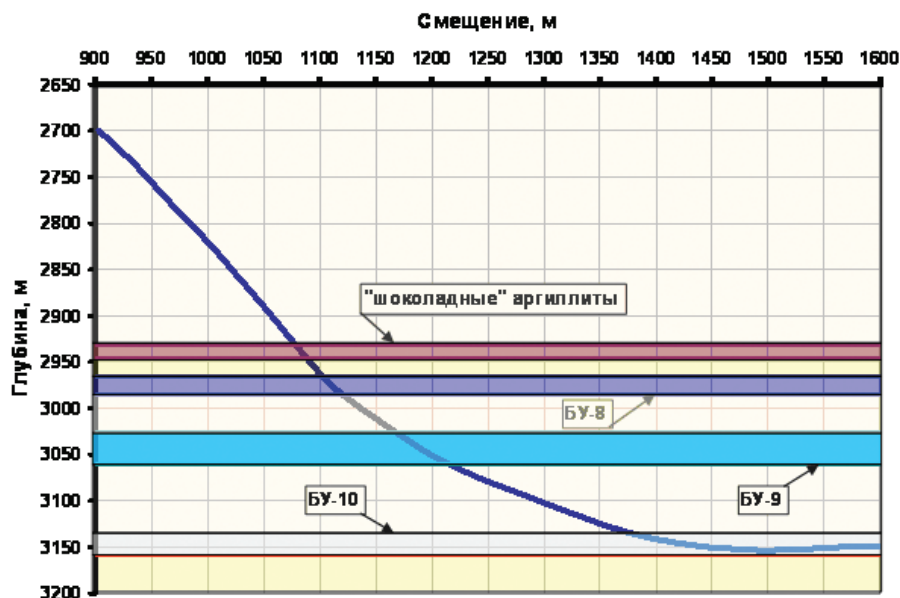


Рис.1 Фактический профиль бокового ствола скважины № 1025

ную трубу СБТ-89 с фильтром; переводник (ЗН-102*МЗ-86); ориентирующий переводник ПО-86; переводник (НЗ-86*МЗ-102); бурильные трубы СБТ-89. К данной КНБК с помощью транспортного винта крепился клин-отклонитель КГ-135 с гидравлическим якорем ЯНГ-135-168.

Проводка горизонтального БС из вырезанного бокового окна производилась по профилю, состоящему из следующих участков:

- забуривания;
- увеличения зенитного угла и изменения азимута;
- тангенциального;
- увеличения зенитного угла и изменения азимутального направления;
- горизонтального участка непосредственно в пласте БУ₁₀.

На рис. 1 представлен фактический профиль БС скважины № 1025.

Бурение бокового ствола производили управляемой КНБК в составе: долото БИТ 142,9 ВТ 613, переводник (МЗ-88*НЗ-76), винтовой забойный двигатель-отклонитель ВЗД-105, переводник (МЗ-73*НЗ-86), телесистема Geolink MWD Ultra-Slim 3½", переводник (НЗ-73*МЗ-102).

Бурение БС осуществлялось на полисахаридном биополимерном буровом растворе, основными реагентами для приготовления которого являются следующие реагенты: биополимер, бактерицид, крахмал, молотый мрамор, смазывающие добавки, коьматант, целло-тон (микан-40).

Основные параметры бурового рас-

твора приведены в таблице.

Параметры бурового раствора	
Плотность, г/см ³	1,07-1,11
Условная вязкость, АРІ сек ⁻¹	45-60
рН	8-9
Песок, %	<1
Толщина глинистой корки, мм	<1
Коэффициент трения глинистой корки	<0,5
СНС 1/10 мин, дПа	20-35/40-50
Фильтрация, АРІ см ³ /30мин	2-3
Содержание ионов К ⁺ , мг/л	35000

Перед вскрытием «шоколадных» аргиллитов произвели обработку бурового раствора реагентом КЛСП с целью снижения фильтрации, стабилизации реологических показателей, уменьшения значения липкости глинистой корки, повышения устойчивости стенки ствола скважины. В процессе бурения пополнение объема бурового раствора производили водным раствором био-

полимера и крахмала, а регулирование реологических параметров – водным раствором ФХЛС.

В полученный горизонтальный боковой ствол спущен хвостовик включающий 10 фильтров типа ФС-114 без транспортных заглушек и комплект технологического оборудования для манжетного цементирования ООО НТЦ «ЗЕРС».

Основным элементом данного комплекса является подвеска хвостовика цементируемая защищенная (ПХЦЗ), которая включает четыре работающих независимо друг от друга узла, размещенных в общем корпусе:

- узел якоря, обеспечивающий подвеску хвостовика в обсадной колонне;
- узел гидромеханического пакера для герметизации межтрубного зазора;
- узел разъединителя, обеспечивающий спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, выполнение технологических операций связанных с проведением промывок, приведения в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны от хвостовика;
- узел механического разъединения (левое резьбовое соединение), дублирующего работу гидравлического узла, в случае невозможности создания внутреннего давления.

Компоновка хвостовика включала (рис. 2) «глухой» башмак БК-114,1, фильтры ФС-114, расположенные между трубами НКТ 114х7,0, заколонный пакер ПГМЦУ 114, секцию из труб НКТ 114х7,0, подвеску ПХЦЗ 114/168. По длине хвостовика в расчётных местах были установлены центраторы ПЦ-2А-114/144 и ЦЦ-114/144.

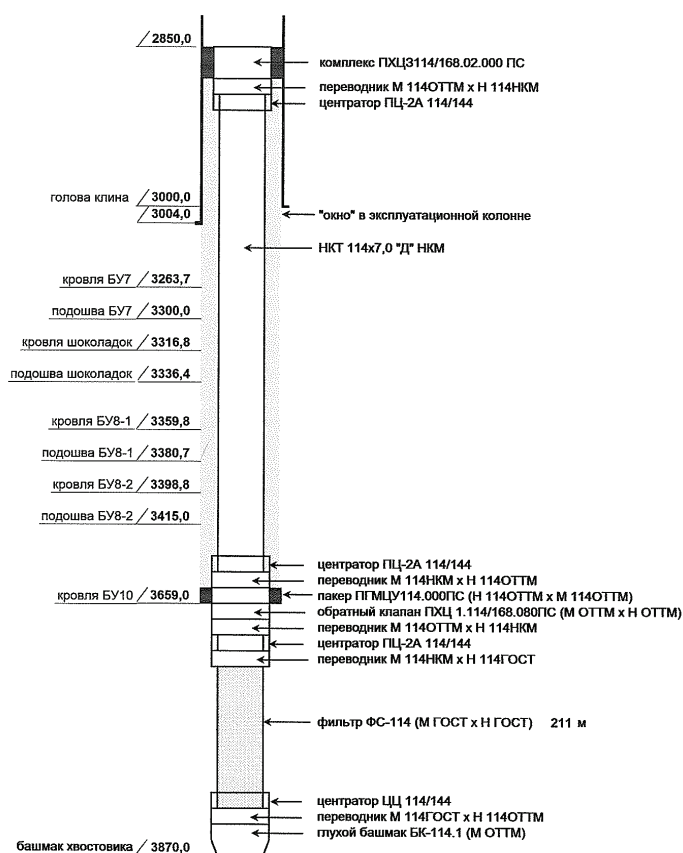


Рис. 2 Схема технологического оснащения хвостовика

При креплении БС была выполнена следующая последовательность технологических операций:

- спуск комплекса технических средств в составе хвостовика на транспортировочной колонне бурильных труб;
- проведение манжетного цементирования хвостовика с пуском верхней цементирующей пробки после закачки цементного раствора, для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- стыковка верхней цементирующей пробки с полкой цементирующей пробкой, установленной в узле разъединения хвостовика от транспортировочной колонны, и продавливание цементного раствора в затрубное пространство хвостовика до получения сигнала «стоп»;
- повышение внутреннего давления, закрытие цементирующей муфты и последовательное приведение в действие узлов якоря, пакера и разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Перед освоением скважины произвели разбуривание цементирующей пробки, посадочного седла в ПГМЦУ.

Бурение БС осуществлялось с помощью буровой установки БУ 3000 ЭУК 1М с вышкой ВМР45 и насосами УНБ-600. Буровые работы осуществлялись буровой бригадой ООО «Новоуренгойское управление буровых работ - (НУБР)» под непосредственным руководством Л.М. Марченко, Р.Ф. Еникеева, В.В. Дюмина, О.Н. Захарянца.

Практическое применение разработанных технико-технологических решений при бурении БС из эксплуатационной колонны скважины № 1025 явилось результатом творческого взаимодействия специалистов ЗАО «Нортгаз», бурового подрядчика ООО «НУБР», а также сервисной организации ООО Ай Ди Эс Навигатор».

Опыт бурения БС № 1025 может быть основой технологии реконструкции скважин на Северо-Уренгойском НГКМ и других нефтяных и газовых месторождениях со сходными горно-геологическими условиями. Использование при этом одноколонной схемы крепления бокового ствола значительно сократит затраты и время строительства БС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гаджиев С.Б., Виноградов Р.А., Нишарадзе В.В., Повалихин А.С., Шatrovский А.Г. Инженерные решения при проектировании горизонтальных скважин для эксплуатации сложнопостроенных газоконденсатных залежей // Инженер-нефтяник – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2008. - № 2. - с. 9-12
2. Повалихин А.С., Оганов А.С., Рогачёв О.К. Опыт и перспективы развития технологии строительства боковых горизонтальных стволов и ответвлений // Бурение и нефть – М.: ООО «Бурнефть», - 2008. - № 10. - с. 46-48

Аналитическое решение уравнения продольных колебаний бурильной колонны при наличии вязкого трения

Родионов В.Н. – доктор техн. наук, зав. кафедрой,
Ганджумян Р.А. канд. техн. наук, профессор
(РГГРУ)

Как известно, колонна бурильных труб, передающая вращение от ротора к долоту не имеет постоянного сечения, так как на трубах имеются бурильные замки и соединительные муфты. Очевидно, что нагрузки, действующие на бурильную колонну, изменяются как по длине колонны, так и во времени. В данном случае мы имеем дело с системой с распределенной массой, состоящей из бесконечно большого числа частиц, между которыми действуют силы упругости. Кроме того любой элемент этой системы является носителем инерционных свойств и обладает способностью деформироваться. Таким образом, рассматриваемая система может иметь бесконечное число собственных частот колебаний. Описание подобных колебательных процессов производится с помощью дифференциальных уравнений в частных производных гиперболического типа [6] с заданными граничными условиями.

В общем случае колебания в колонне бурильных труб могут быть продольными, поперечными и угловыми. Будем исходить из того, что каждый вид колебаний не зависит от двух других, а также то, что в первом приближении можно пренебречь поперечными колебаниями [4]. Кроме того, поскольку дифференциальные уравнения движения и граничные условия для продольных и угловых перемещений абсолютно аналогичны, для определенности рассмотрим далее распространение в системе продольных колебаний.

При выборе расчетной схемы для решения поставленной задачи будем считать, что распространение продольных колебаний происходит в демпфирующей среде. С этой целью влияние различных видов трения (например, контакт поверхности труб со стенками скважины) приближенно заменяется влиянием вязкого трения, пропорционального скорости перемещения произвольного сечения колонны. Такое допущение обосновывается тем, что на движение долота и элементов бурильной колонны буровой раствор с малыми значениями плотности и вязкости не будет оказывать заметного влияния. В частности, проведенные исследования [1] показали, что увеличение плотности бурового раствора до 1150 кг/м³, приводит только к умеренному возрастанию затухания волн, распространяющихся по бурильной колонне. Таким образом, бурильная колонна длиной l рассматривается нами как линейная система с распределенными параметрами с очень малым отношением поперечных размеров к ее длине.

Примем также, что бурильная колонна представляет собой однородный стержень с постоянным поперечным сече-

нием, поскольку как было показано в работе [7], замковое соединение труб оказывает пренебрежимо малое влияние на продольные колебания. Кроме того, учтем, что масса механизма включения, через который передается крутящий момент на бурильную колонну, равен M и будем считать, что источник возбуждения колебаний строго периодичен и действует со стороны долота, которое перекачивается по забою согласно

$$\frac{\partial u}{\partial x}(l, t) = A \cos \omega t$$

В приведенном выражении A – амплитуда возмущающей силы, ω – угловая частота

$$\omega = 2\pi f = 2\pi 3n/60,$$

где n – частота вращения долота (число оборотов в минуту), причем согласно экспериментальным исследованиям со скважинным регистрирующим прибором [3], преобладает частота в 3 цикла за оборот трёхшарошечного долота. Действие гармонической силы может быть обусловлено перекачиванием долота по волнообразной поверхности забоя и работой насосов с пульсациями давления промывочной жидкости.

Будем также считать, что верхний конец бурильной колонны ($x = 0$) имеет упругое закрепление

$$\frac{\partial u}{\partial x}(0, t) = h u(0, t),$$

где h – постоянная, обобщенно характеризующая жесткость механизма передачи крутящего момента на растяжение. Отметим, что полная сила инерции, вообще говоря, зависит от указанной ранее общей массы механизма включения M , ускорения подвижного блока и ведущей трубы, а также от упругой деформации и жесткости опоры. Таким образом, константа h эффективно обобщает указанные факторы и может принимать как положительные, так и отрицательные значения (включая и $h = 0$).

Ключевое отличие наших результатов от аналогичных оценок параметров распространения продольных колебаний, предпринятых ранее (см., например, [4]) состоит в том, что полученное нами решение уравнения продольных колебаний в колонне бурильных труб, записано в явно аналитической форме и выражает зависимость амплитуды колебаний от всех рассматриваемых параметров задачи. В частности, раз-

визуальная теория описывает процесс распространения колебаний вдоль колонны буровых труб с учетом влияния: скорости вращения долота (n), вязкого трения (v), скорости распространения волны (a_s) и др.

Таким образом, получаем следующую краевую задачу о распространении периодического граничного режима вдоль колонны буровых труб:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + 2v \frac{\partial u}{\partial t} = a_s^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \quad (1)$$

$$\frac{\partial u}{\partial x}(0, t) = h u(0, t), \quad (2)$$

$$\frac{\partial u}{\partial x}(l, t) = \frac{P_0}{SE} \cos \omega t \quad (3)$$

В формуле (1) параметр v – характеризует затухание в системе.

Для дальнейшего удобно записать граничное условие (3) в комплексной форме:

$$\frac{\partial u}{\partial x}(l, t) = A e^{i \omega t}, \quad \text{где } A = \frac{P_0}{SE}, \quad i = \sqrt{-1} \quad (4)$$

Нетрудно убедиться, что если функция $u(x, t)$ представима в виде

$$u(x, t) = u_1(x, t) + i u_2(x, t) \quad (5)$$

и удовлетворяет уравнению (1) с граничными условиями (2), (4), то и функции $u_1(x, t)$ и $u_2(x, t)$, т.е. его действительная и мнимая части в отдельности (в силу линейности уравнения (1)) также удовлетворяют тому же уравнению (1), условию (2) и соотношениям

$$\frac{\partial u_1}{\partial x}(l, t) = A \cos \omega t; \quad (6)$$

$$\frac{\partial u_2}{\partial x}(l, t) = A \sin \omega t. \quad (7)$$

Таким образом, будем искать решение следующей краевой задачи

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + 2v \frac{\partial u}{\partial t} &= a_s^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \\ \frac{\partial u}{\partial x}(0, t) &= h u(0, t) \\ \frac{\partial u}{\partial x}(l, t) &= A e^{i \omega t} \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Полагая

$$u(x, t) = X(x) e^{i \omega t}$$

и подставляя это выражение в уравнение (1), для функции $X(x)$ имеем

$$X'' + k^2 X = 0, \quad \text{где } k^2 = \frac{\omega^2}{a_s^2} - i \frac{2v\omega}{a_s^2};$$

$$X'(0) = h X(0);$$

$$X'(l) = A. \quad (9)$$

Пользуясь правилами решения обыкновенных дифференциальных уравнений [6], из (9) можно получить:

$$X(x) = \frac{A}{i k} \frac{(i k + h) e^{i k x} + (i k - h) e^{-i k x}}{(i k + h) e^{i k l} - (i k - h) e^{-i k l}}, \quad (10)$$

где

$$k = \frac{1}{a_s} \sqrt{\omega^2 - 2 i v \omega} = \alpha + i \beta;$$

$$\alpha = \frac{1}{a_s \sqrt{2}} \sqrt{\sqrt{\omega^4 + 4 v^2 \omega^2} + \omega^2};$$

$$\beta = -\frac{1}{a_s \sqrt{2}} \sqrt{\sqrt{\omega^4 + 4 v^2 \omega^2} - \omega^2}.$$

Таким образом, установившиеся колебания в рассматриваемой системе определяются формулой:

$$U(x, t) = A \operatorname{Re} \left[\frac{\alpha - i \beta}{i(\alpha^2 + \beta^2)} \frac{(i k + h) e^{i k x} + (i k - h) e^{-i k x}}{(i k + h) e^{i k l} - (i k - h) e^{-i k l}} e^{i \omega t} \right], \quad (11)$$

где символ Re означает реальную часть комплексного числа.

Легко видеть, что переходя к пределу $v \rightarrow 0$ ($\beta \rightarrow 0$, $\alpha \rightarrow \omega/a_s$, $k \rightarrow \alpha$), т.е. в отсутствие затухания в среде, из (11) можно легко получить:

$$U(x, t) = \left[\frac{A a_s}{\omega} \frac{\cos\left(\frac{\omega}{a_s} x - \varphi\right)}{\sin\left(\frac{\omega}{a_s} l - \varphi\right)} \right] \cos \omega t, \quad (12)$$

$$\text{где } \varphi = \arctg \frac{h a_s}{\omega}.$$

Из (12), в частности, следует, что в случае

$$\frac{\omega}{a_s} l - \varphi = \pi n, \quad n = 0, 1, 2, \dots$$

Амплитуда колебаний неограниченно возрастает, что согласуется с основными выводами известными в литературе при рассмотрении системы «долото - буровая колонна» в отсутствие затухания (см., например, [4, 5]).

Однако учет затухания в такой системе, который обеспечивается использованием полученного решения (11), может дать новую и весьма ценную информацию при анализе продольных колебаний, что особенно важно для корректного определения условий резкого увеличения их амплитуды в условиях резонанса. С этой целью, используя представление (11), найдем их амплитуду колебаний. Записывая (10) в виде (5), после некоторых простых, но достаточно громоздких преобразований, для реальной и мнимой частей $X(x)$ соответственно получим:

$$X_1(x) \Delta_0 = 2 \operatorname{sh} x \beta \{ \beta \operatorname{ch} l \beta [\Delta_7 \sin x \alpha + \Delta_4 \cos x \alpha] + \operatorname{sh} l \beta [\Delta_5 \sin x \alpha - \Delta_6 \cos x \alpha] \} + 2 \operatorname{ch} x \beta \{ \operatorname{ch} l \beta [\Delta_3 \sin x \alpha - \Delta_1 \cos x \alpha] + \beta \operatorname{sh} l \beta [\Delta_8 \cos x \alpha + \Delta_2 \sin x \alpha] \} \quad (13)$$

$$X_2(x) \Delta_0 = 2 \operatorname{sh} x \beta \{ \operatorname{ch} l \beta [\Delta_1 \sin x \alpha + \Delta_3 \cos x \alpha] - \beta \operatorname{sh} l \beta [\Delta_8 \sin x \alpha - \Delta_2 \cos x \alpha] \} - 2 \operatorname{ch} x \beta \{ \beta \operatorname{ch} l \beta [\Delta_4 \sin x \alpha - \Delta_7 \cos x \alpha] - \operatorname{sh} l \beta [\Delta_6 \sin x \alpha + \Delta_5 \cos x \alpha] \} \quad (14)$$

Для упрощения записи здесь введены следующие обозначения:

$$\Delta_0 = (\alpha^2 + \beta^2)[(h^2 - \alpha^2 - \beta^2) \cos 2l\alpha + (h^2 + \alpha^2 + \beta^2) \operatorname{ch} 2l\beta - 2h\alpha \sin 2l\alpha + 2h\beta \operatorname{sh} 2l\beta]$$

$$\Delta_1 = (\alpha^2 + \beta^2)(-h \cos l\alpha + \alpha \sin l\alpha);$$

$$\Delta_2 = h(2\alpha \cos l\alpha + h \sin l\alpha)$$

$$\Delta_3 = h[(\beta^2 - \alpha^2) \sin l\alpha + h \alpha \cos l\alpha]$$

$$\Delta_4 = h(h \cos l\alpha - 2\alpha \sin l\alpha)$$

$$\Delta_5 = (\alpha^2 + \beta^2)(\alpha \cos l\alpha + h \sin l\alpha);$$

$$\Delta_6 = h[(\beta^2 - \alpha^2) \cos l\alpha + h \alpha \sin l\alpha];$$

$$\Delta_7 = (\alpha^2 + \beta^2) \sin l\alpha;$$

$$\Delta_8 = (\alpha^2 + \beta^2) \cos l\alpha;$$

Используя (13), (14), запишем выражение для комплексной величины в показательной форме

$$X(x) = X_0(x)e^{i\lambda},$$

где λ – начальная фаза, и X_0 – амплитуда продольных колебаний бурильной колонны. Выделяя в (11) реальную часть, получим

$$U(x, t) = A X_0(x) \cos(\omega t + \lambda),$$

где

$$\lambda = \operatorname{arctg} \frac{X_2(x)}{X_1(x)}, \quad X_0 = \sqrt{X_1^2 + X_2^2}.$$

Подставляя найденные выражения (13), (14) в решение (11), для искомой амплитуды колебаний окончательно получим:

$$X_0(x) = \sqrt{\frac{1}{\alpha^2 + \beta^2} \frac{\operatorname{ch}(2x\beta + \varphi_1) - \cos(2x\alpha + \varphi_2)}{\operatorname{ch}(2l\beta + \varphi_1) + \cos(2l\alpha + \varphi_2)}}, \quad (15)$$

где введены следующие обозначения

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{ch} \varphi_1 &= \frac{h^2 + \alpha^2 + \beta^2}{\sqrt{(h^2 + \alpha^2 + \beta^2)^2 - 4h^2\beta^2}} \\ \operatorname{sh} \varphi_1 &= \frac{2h\beta}{\sqrt{(h^2 + \alpha^2 + \beta^2)^2 - 4h^2\beta^2}} \\ \cos \varphi_2 &= \frac{h^2 - \alpha^2 - \beta^2}{\sqrt{(h^2 + \alpha^2 + \beta^2)^2 - 4h^2\beta^2}} \\ \sin \varphi_2 &= \frac{2h\alpha}{\sqrt{(h^2 + \alpha^2 + \beta^2)^2 - 4h^2\beta^2}} \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

Легко видеть, что введенные функции удовлетворяют

основным тождествам как для обычных тригонометрических функций:

$$\sin^2 \varphi_2 + \cos^2 \varphi_2 = 1,$$

так и для функций гиперболического типа

$$\operatorname{ch}^2 \varphi_1 - \operatorname{sh}^2 \varphi_1 = 1.$$

Не представляет труда также убедиться, что в случае отсутствия затухания выражение (15) по-прежнему согласуется с (12). Действительно, полагая $\nu \rightarrow 0$ из (10) легко получить, что величина β также обращается в нуль, а $\alpha = \omega/\alpha_s$. Таким образом, имеем

$$\cosh \varphi_1 = 1, \quad \sinh \varphi_1 = 0, \quad \text{т.е. } \varphi_1 = 0,$$

остальные функции соответственно равны:

$$\cos \varphi_2 = \frac{h^2 - \alpha^2}{h^2 + \alpha^2}, \quad (17)$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{2h\alpha}{h^2 + \alpha^2}. \quad (18)$$

Подставляя (17), (18) в (15), получаем выражение

$$X_0(x) = \sqrt{\frac{1 - \cos(2x\alpha + \varphi_2)}{\alpha^2 (1 + \cos(2l\alpha + \varphi_2))}} = \frac{a_s}{\omega} \left| \frac{\sin(x\alpha + \frac{\varphi_2}{2})}{\cos(l\alpha + \frac{\varphi_2}{2})} \right|. \quad (19)$$

Предполагая $\varphi_2 = 2\varphi_0$, из (17), (18) можно получить соотношения:

$$\begin{aligned} \sin \varphi_0 &= \frac{\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + h^2}}, \\ \cos \varphi_0 &= \frac{h}{\sqrt{\alpha^2 + h^2}} \end{aligned}$$

откуда после ряда простых преобразований следует выражение (12), где введенный угол φ_0 связан с углом

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{a_s h}{\omega}$$

простым соотношением

$$\varphi_0 = \frac{\pi}{2} - \varphi$$

Полученное выражение (15) позволяет легко проследить изменения амплитуды колебаний в зависимости от различных характеристик колонны бурильных труб. В частности, на рис. 1. наглядно представлено влияние частоты вращения долота на реакцию колонны бурильных труб. По оси ординат этого графика отложены смещения в колонне, а вдоль оси абсцисс представлены частоты колебаний смещения долота. При расчете предполагалось, что длина колонны $l = 2000$ м, амплитуда нагрузки на долото составляла $P_0 = 100$ кН, площадь поперечного сечения $3,27$ м², $h = 0$, $x = 1000$ м.

Отсюда ясно, что влияние коэффициента демпфирования наиболее ярко выражено именно при определенных частотах смещения долота, соответствующих собственным или резонансным частотам. В то же время на других частотах

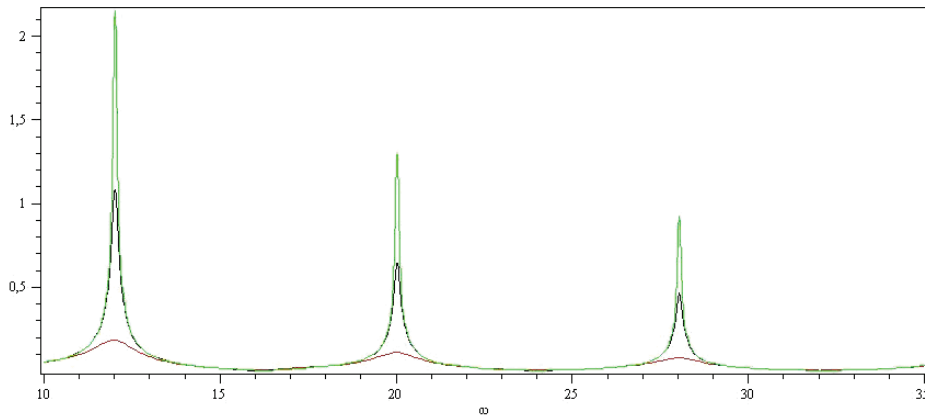


Рис. 1. Частотная характеристика колонны бурильных труб.

Три кривые характеризуют частотные изменения амплитуды колебаний при различных величинах коэффициента затухания в системе и соответствуют $v_1 = 0,05$, $v_2 = 0,2$, $v_3 = 0,5$.

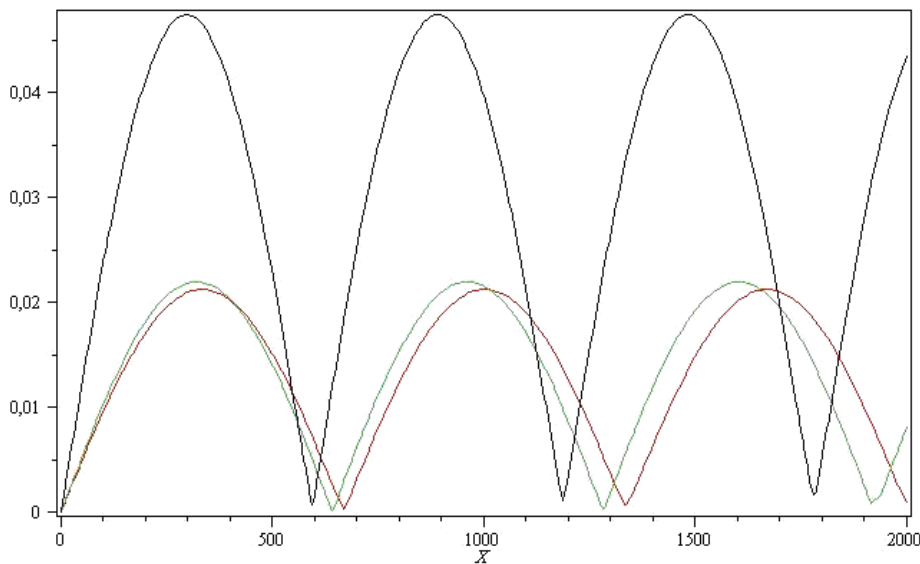


Рис. 2. Распределение амплитуды продольных колебаний вдоль колонны бурильных труб при различных значениях частоты вращения долота.

эти различия относительно малы.

Кривые, представленные на рис. 2, характеризуют распределение амплитуды продольных колебаний колонны бурильных труб в различных точках x , расположенных по длине колонны. Три кривые соответствуют различным скоростям вращения долота $\omega_1 = 23$ 1/с, $\omega_2 = 25$ 1/с, $\omega_3 = 27$ 1/с. При расчете также предполагалось, что длина колонны $l = 2000$ м, и что постоянная $h = 0$.

Из рис. 2, в частности, следует, что наибольшую амплитуду смещений имеют различные точки колонны, вращающейся с частотой 80 об/мин, тогда как при скоростях порядка 75 об/мин и 85 об/мин наблюдается уменьшение амплитуды колебаний более чем в два раза. Интересно отметить, что изменение частоты вращения несколько влияет также и на положение самих точек резонанса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ангона Ф.А. Затухание колебаний в колонне бурильных труб и его значение для метода бурения с поверхностным вибратором // Конструирование и технология машиностроения. - М.: «Мир», - 1965. - вып. 2. - с. 25-30.
2. Владиславлев В.С. Разрушение горных пород при бурении скважин. - М.: Гостехиздат, - 1958. - 241 с.
3. Дейли, Дэринг, Пафф. Измерение сил, действующих на колонну бурильных труб и ее элементов движения в процессе бурения. // Конструирование и технология машиностроения. - М.: «Мир», - 1968. - № 2. - с. 24-34.
4. Дэринг, Ливсей. Продольные и угловые колебания колонны бурильных труб при наличии демпфирования. // Конструирование и технология машиностроения. - М.: - 1968. - № 2. - с. 163-173.
5. Симонянц Л.Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения. - М.: «Недра», - 1966. - 227 с.
6. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. - М.: «Наука», - 1977. - 736 с.
7. Bradbury R.E.Jr., Wilhoit J.C.Jr. "Effect of Tool Joints on Passages of Plane Longitudinal and Torsional Waves Along a Drill Pipe", ASME, Paper № 62, presented at ASME meeting in Dallas, Texas, September 23-26, 1962.

УДК 622.24.053.8

Расчет на прочность замковых резьбовых соединений УБТ и забойных двигателей при работе в составе компоновки низа бурильной колонны

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

Методика детализированного расчета на прочность и герметичность замковых резьбовых соединений (ЗРС) утяжеленных бурильных труб (УБТ), опорно-центрирующих устройств, забойных двигателей приведена в работах [1, 2].

При принятии решений по закупке, выборе, перенарезке резьбовых соединений УБТ, проектировании или проверочном расчете компоновки низа бурильной колонны (компоновки) следует рассматривать ее работу в конкретных условиях, в том числе с учетом следующих основных данных:

- нагрузка на долото, частота вращения бурильной колонны;
- диаметр ствола скважины и его зенитный угол;
- диаметр и расположение труб и опорно-центрирующих устройств;
- типоразмер и качество изготовления (упрочнение поверхности) резьбы.

Предельно допустимая кривизна оси ЗРС является интегральным показателем, который можно использовать для решения следующих задач:

- оценка соответствия состава компоновки и режима бурения условиям обеспечения ее прочностной надежности;
- выбор оптимального типа резьбы для УБТ с известными наружным и внутренним диаметрами;
- разработка мероприятий по повышению межремонтного ресурса работы утяжеленных труб.

В большинстве «прямых» компоновок кривизна оси ее элементов в процессе бурения существенно отличается от кривизны оси скважины. В роторных компоновках без центрирующих устройств это различие особо заметно. Форсированный режим бурения, рост зенитного угла скважины, колебания низа бурильной колонны приводят к увеличению кривизны оси компоновки.

Сравнение кривизны оси скважины с допустимой кривизной оси УБТ для разных компоновок позволяет без дополнительных расчетов оценить приемлемость проектируемой или фактической трассы скважины составу компоновки или решать обратную задачу выбора состава компоновки, соответствующего заданным условиям ее работы. Под составом компоновки в настоящей работе подразумевается не только местоположение и размеры ее элементов (труб, забойных двигателей, опорно-центрирующих устройств), но и типоразмеры резьбовых соединений. В группу рассматриваемых задач входит оптимизация центрирования компонов-

ки в безопасных по прихвату условиях, которая позволяет уменьшить изгиб УБТ, реализовать форсированные режимы бурения или увеличить межремонтный период работы резьбовых соединений.

Расчет ЗРС на усталость с учетом масштабного фактора, концентраторов напряжения, упрочнения поверхности резьбы, влияния среды производится по трём наиболее опасным сечениям: проходящему по основанию ниппеля, первому полному профилю резьбы и зарезьбовой канавке муфты. Кроме того производится расчет предельно допустимого радиуса кривизны оси (ПДРК) компоновки по условиям сохранения герметичности торца соединения при перепаде давления между внутритрубным и затрубным пространством. С уменьшением величины ПДРК надежность стержневой системы, которой является компоновка, возрастает.

Результаты расчетов по наиболее опасным сечениям ЗРС, а также расчеты по условиям сохранения герметичности торца резьбового соединения, позволили сделать следующие выводы:

- 1) в большинстве резьбовых соединений наиболее слабым является сечение, проходящее через первую полную нитку резьбы, реже – через основание ниппеля;
- 2) с уменьшением диаметра ЗРС возрастает опасность его разгерметизации при изгибе труб.

Одним из параметров, учитываемых при расчете напряженного состояния ЗРС, является натяг соединения при сборке. Оптимальный натяг обеспечивает герметичность резьбового соединения при изгибе оси труб, уменьшает его износ. Для программного определения величины натяга был осуществлен анализ ранее выполненных исследований и рекомендаций отечественных и зарубежных специалистов [3-5]. На основании статистической обработки массива данных получены уравнения регрессии, определяющие натяг Q в зависимости от момента завинчивания M , предела текучести стали ЗРС, диаметра основания ниппеля, наружного и внутреннего диаметра деталей:

$$Q = - 2,94 \cdot 10^2 + 2,45 \cdot 10^9 d_3^{-4,0} + 2,31 \cdot 10^2 M^{0,62}$$

$$M = (\sigma / 690)^{0,85} (12,5 + 1,84 \cdot 10^{-5} d_3^{3,0} - 3,12 \cdot 10^6 D^{-3,0} - 6,23 \cdot 10^{-2} d_0^{1,4})$$

где σ – предел текучести стали деталей ЗРС, МПа;

d_3 – диаметр основания ниппеля или его разгрузочной

канавки, мм;

D и d_o – соответственно наружный и внутренний диаметр ЗРС, мм.

Натяг Q и момент завинчивания M имеют размерность соответственно кН и кН·м.

Отклонение результатов расчета по выше приведенным формулам для наиболее широко используемых ЗРС не превышает 5...10% от средних значений соответствующих величин момента свинчивания и натяга. Такой разброс вполне допустим, учитывая разнородность исходных данных. В целом можно с достаточной точностью определять величину натяга в зависимости от предела текучести стали труб по зависимости $Q = (0,28-0,31) \cdot F \cdot \sigma$, где F – площадь сечения основания ниппеля. Меньшие значения числового коэффициента принимаются для высокопрочных сталей с $\sigma > 690$ МПа, большие – для $\sigma \leq 690$ МПа. Эти данные близки к рекомендациям ВНИИБТ и Американского нефтяного института.

Анализ приведенных формул показывает, что рекомендуемые значения момента свинчивания ЗРС в наибольшей степени зависят от диаметра основания ниппеля, меньше – от внутреннего диаметра труб и мало зависят от наружного диаметра соединения.

А) Напряженно деформированное состояние КНБК без центрирующих элементов

Результаты расчетов, приведенные в табл. 1, включают данные о предельно допустимом значении радиуса кривизны скважины и ЗРС с упрочненной резьбой для рассматриваемых типоразмеров УБТ в компоновках без центрирующих элементов при разных осевых нагрузках на долото. Анализ напряженно-деформированного состояния КНБК показал незначительное изменение кривизны оси компоновки в диапазоне частот вращения буровой колонны от 40 до 120 об/мин. В табл. 1 показаны результаты расчетов для средних значений этого параметра – 80 об/мин. На рис. 1 приведены значения ПДРК для не упрочненных ЗРС.

По результатам анализа влияния рассмотренных параметров на ПДРК оси компоновки и ЗРС для наиболее широко применяемых типоразмеров УБТ, результаты которых частично приведены в табл. 1 и на рис. 1, можно сделать следующие выводы:

1) изменение внутреннего диаметра УБТ в рассмотренном диапазоне незначительно влияет на напряженное состояние и его ПДРК, поэтому выбор этого размера может определяться исключительно технологическими задачами, например, по условиям спуска измерительных приборов и ловильного инструмента;

2) упрочнение поверхности резьбы при перенарезке повышает ее ресурс в среднем на 15%;

3) соотношение значений ПДРК оси скважины и компо-

новки в наибольшей степени зависит от зазора между трубами и стенками скважины и составляет 1,35-1,45 при работе долотами диаметром 393,7 мм, 1,22-1,35 для долот диаметром 295,3 мм и 1,17-1,22 для долот диаметром 215,9 мм.

4) изменение нагрузки на долото в рассмотренном диапазоне незначительно влияет на значения ПДРК, однако, следует учитывать возможность влияния на работу компоновки сильных вибраций бурового инструмента при бурении долотами большого и «среднего» диаметра в твердых породах путем увеличения ПДРК на 15-20%.

Б) Напряженно деформированное состояние компоновок с центрирующими элементами

На рис. 2 показаны результаты расчетов ПДРК компоновок маятникового типа и для безориентированного увеличения зенитного угла для условий, близких к данным табл. 1.

В расчетах приняты следующие сочетания диаметров нижних секций УБТ: для долот 393,7 мм – 241 и 203 мм, 229 и 178 мм; для долот 295,3 мм – 229 и 178 мм, 203 и 178 мм, для долот 215,9 мм – 178 и 165 мм и основная колонна 165 мм. ПДРК компоновок с одним центратором маятникового типа и для безориентированного набора зенитного угла меньше, чем при работе компоновок без центраторов, вопреки известному мнению, что установка центратора ухудшает условия работы ЗРС. Соотношение предельного радиуса кривизны оси скважины и компоновки составляют для долот 393,7 мм: 241 и 203 мм – 1,39-1,40, 229 и 178 мм – 1,40-1,43, то есть близко к данным для «гладких» компоновок. Для долот 295,3 мм это соотношение существенно меньше, чем в компоновках без центраторов: для УБТ 229 и 178 мм – 1,06-1,07, для 203 и 178 мм – 1,03-1,04, для 178 и 165 мм – 1,13.

Это указывает, что при бурении долотами большого диаметра для повышения ресурса ЗРС следует использовать центрирование компоновки. При этом диаметр центраторов может быть заметно (на 3-5 мм) меньше диаметра долота для предотвращения прихвата компоновки без уменьшения эффективности центрирования. Во всех случаях изгибающий момент в месте размещения центраторов обычно больше, чем в других участках компоновки.

Целесообразность установки полноразмерных центраторов выше первого центратора невелика. При этом следует отметить положительную роль полноразмерного наддолотного центратора, который способствует стабилизации работы опор шарошек и уменьшению износа калибрующей части долота. Применение последующих центраторов уменьшенного диаметра с долотами большого и среднего диаметра снижает опасность прихвата компоновки в условиях образования некруглого сечения ствола скважины или его сужения. По сравнению с компоновками, включающими один центратор, ПДРК скважины при многоточечном центрировании на 10-12% меньше, что указывает на соответствующее снижение напряженного состояния ЗРС.

Диаметр долота, мм	Диаметр скважины мм	Зенит. угол на забое град	Нагрузка на долото, кН	Агрессивная среда	Упрочнение резьбы	Перепад давления (канал-затрубье), МПа	Центраторы (диаметр, мм / расстояние от долота, м)	Секция 1. Допускаемые радиусы кривизны оси							Знак радиуса кривизны
								Тип УБТ	Длина секции, м	УБТ/ скважины по герметичности резьбового соединения	УБТ/ скважины по выносу сечения канавки ниппеля	УБТ/ скважины по выносу сечения впадин 1-й нитки	УБТ/ скважины по выносу сечения канавки муфты	Интервал установки (от долота), м	
295.3	300	3	250	НЕТ	НЕТ	15	-	229/89/3-171	160	164/197	247/302	253/310	174/209	0 - 160	(+)
295.3	300	3	250	НЕТ	НЕТ	15	-	203/89/3-152	160	146/179	209/267	219/281	143/175	0 - 160	(+)
295.3	300	3	250	НЕТ	НЕТ	15	-	178/71/3-133	160	115/147	182/252	186/259	121/155	0 - 160	(+)
215.9	218	3	250	НЕТ	НЕТ	15	-	178/71/3-133	160	115/136	182/219	186/225	121/144	0 - 160	(+)
215.9	218	3	150	НЕТ	НЕТ	15	-	165/71/3-117	160	157/190	141/167	151/182	83/95	0 - 160	(+)

Рис. 1 Предельно допустимые радиусы кривизны оси УБТ и скважины для условий работы неупрочненных резьбовых соединений труб

Таблица 1 Соотношения предельно допустимого радиуса кривизны резьбового соединения ($R_{ЗРС}$) и оси скважины ($R_{СКВ}$) при зенитном угле 3°

№ п/п	Диаметр долота/скважины, мм	Нагрузка на долото, кН	Наружный/внутренний диаметр секции УБТ	Типоразмер ЗРС	$R_{ЗРС}$	$R_{СКВ}$	$R_{СКВ}/R_{ЗРС}$
1	393,7/400	150	229/89	3-171	212	287	1,35
2		250			212	292	1,38
3		350			219	304	1,39
4		150	229/95	3-171	212	299	1,41
5		250			214	305	1,43
6		350			215	309	1,44
7		150	229/95	3-177	224	306	1,37
8		250			225	309	1,37
9		350			223	320	1,43
10		120	241/95	3-185	220	299	1,36
11		240			223	307	1,38
12		360			228	319	1,40
13	295.3/300	150	229/71	3-177	221	263	1,19
14		250			220	269	1,22
15		350			219	271	1,24
16		150	229/89	3-177	225	272	1,21
17		250			224	273	1,22
18		350			223	274	1,23
19		150	229/95	3-177	224	273	1,22
20		250			226	275	1,22
21		350			225	276	1,23
22		150	229/71	3-171	212	251	1,18
23		250			211	258	1,22
24		350			210	262	1,25
25		150	229/89	3-171	212	251	1,18
26		250			212	259	1,22
27		350			211	260	1,23
28		150	229/95	3-171	212	251	1,18
29		250			212	258	1,22
30		350			211	261	1,24

Таблица 1 (окончание). Соотношения предельно допустимого радиуса кривизны резьбового соединения ($R_{ЗРС}$) и оси скважины ($R_{СКВ}$) при зенитном угле 3°

№ п/п	Диаметр долота/скважины, мм	Нагрузка на долото, кН	Наружный/внутренний диаметр секции УБТ	Типоразмер ЗРС	R _{ЗРС}	R _{скв}	R _{скв} /R _{ЗРС}
31	295,3/300	150	203/71	3-152	183	232	1,27
32		250			183	237	1,29
33		350			184	242	1,32
34		150	203/89		183	236	1,29
35		250			184	244	1,33
36		350			184	249	1,35
37	215,9/218	150	178/71	3-133	156	182	1,17
38		250			156	186	1,19
39		150	178/71	3-140	176	208	1,18
40		250			175	209	1,19
41		150	165/57	3-117	145	174	1,20
42		250			135	164	1,21
43		150	165/71		157	188	1,20
44		250			145	177	1,22

Расчет миним. радиуса кривизны оси УБТ и допустимого радиуса кривизны скважины

Расчет выполняется при коэффициенте запаса по пределу выносливости 1.5

Диаметр долота, мм: 295.3
Диаметр скважины, мм: 300
Зенитный угол на забое, град: 15
Нагрузка на долото, кН: 150
Число оборотов ротора в мин: 80

Число секций УБТ: ☐ одна ☒ две ☐ три
Наличие агрессивной среды: ☐ НЕТ ☒ ДА
Упрочнение резьбы: ☐ ДА ☒ НЕТ

Число центраторов: ☐ НЕТ ☒ 1 ☐ 2 ☐ 3
Диаметр центратора, мм: 295
Расстояние от долота до середины центратора, м: 1

Введите среднюю величину перепада давления между каналом и затрубьем в области резьб. соедин., МПа: 15

Расчетная длина КНБК - 160 м

СЧЕТ

Диаметр долота, мм	Диаметр скважины, мм	Зенит. угол на забое, град	Нагрузка на долото, кН	Агрессивная среда	Упрочнение резьбы	Перепад давления (канал-затрубье), МПа	Центраторы (диаметр, мм / расстояние от долота, м)	Секция 1. Допускаемые радиусы кривизны оси						Знак радиуса кривизны	
							Тип УБТ	Длина секции, м	УБТ/скважина по герметичности резьбового соединения	УБТ/скважина по выносу сечения канавки напелла	УБТ/скважина по выносу сечения впадин 1-й нитки	УБТ/скважина по выносу сечения канавки муфты	Интервал усталостной (от долота), м		
393.7	400	6	150	НЕТ	ДА	15	392/18	229/89/3-171	160	173/227	210/301	212/303	145/182	0 - 160	(+)
393.7	400	6	150	НЕТ	ДА	15	392/18	229/95/3-171	160	176/234	212/303	212/302	144/180	0 - 160	(+)
393.7	400	6	150	НЕТ	ДА	15	392/18	241/95/3-185	12	152/122	236/170	232/168	137/118	0 - 12	(+)
295.3	300	6	150	НЕТ	ДА	15	292/18	229/89/3-177	12	138/142	224/238	219/233	136/140	0 - 12	(+)
295.3	300	6	150	НЕТ	ДА	15	292/18	241/95/3-185	12	155/164	236/253	232/249	137/140	0 - 12	(+)
295.3	300	15	150	НЕТ	ДА	15	295/1	203/89/3-152	12	152/147	179/173	183/177	118/115	0 - 12	(+)
295.3	300	15	150	НЕТ	ДА	15	295/1	178/71/3-133	12	122/135	156/176	156/176	101/110	0 - 12	(+)

Показать результаты ☒ Секция 1 ☐ Секция 2 ☐ Секция 3

Сохранить в файле исходные данные и результаты

Очистить таблицу

Конец расчета

Рис. 2 Результаты расчетов ПДРК для компоновок с одним центратором

На рис. 3 показан пример результатов расчета ПДРК компоновок с оптимальным расположением трех центраторов. На ресурс ЗРС помимо переменных нагрузок, вызывающих усталостные разрушения, влияет и большие контактные нагрузки на поверхности резьбы при сборке компоновок. Поэтому увеличение проходки на долото наряду с упрочнением ЗРС в условиях бурового предприятия и оптимизацией состава компоновки также существенно повышает межремонтный период работы УБТ.

В табл. 2 приведены некоторые результаты программного выбора и расчета напряженно-деформированного состояния компоновок

Расчет выполняется при коэффициенте запаса по пределу выносливости 1.5

Диаметр долота, мм: 295.3
 Диаметр скважины, мм: 300
 Зенитный угол на забое, град: 3
 Нагрузка на долото, кН: 180
 Число оборотов ротора в мин.: 80
☒ положительный радиус крив.
☐ отрицательный радиус крив.

Число секций УБТ: ☐ одна ☒ две ☐ три
 Наличие агрессивной среды: ☒ НЕТ ☐ ДА
 Упрочнение резьбы: ☒ ДА ☐ НЕТ

УБТ 1-й секции
 Тип УБТ: ☒ УБТС ☐ Ст. АНИ
 Трубы 1-й секции: 229/76/3-171, 229/83/3-171, 229/89/3-171, 229/95/3-171
 Длина секции, м: 72

УБТ 2-й секции
 Тип УБТ: ☒ УБТС ☐ Ст. АНИ
 Трубы 2-й секции: 178/57/3-140, 178/64/3-140, 178/71/3-140, 178/76/3-140
 Длина секции, м: 88

Число центраторов: ☐ НЕТ ☐ 1 ☐ 2 ☒ 3
 Диаметр центратора, мм: 290, 290, 290
 Расстояние от долота до середины центратора, м: 3, 16, 28
 Введите среднюю величину перепада давления между каналом и затрубьем в области резьб. соедин., МПа:

Расчетная длина КНБК - 160 м

Диаметр долота, мм	Диаметр скважины, мм	Зенит. угол на забое, град	Нагрузка на долото, кН	Агрессивная среда	Упрочнение резьбы	Перепад давления (канал-затрубье), МПа	Центраторы (диаметр, мм / расстояние от долота, м)	Секция 1. Допускаемые радиусы кривизны оси						
								Тип УБТ	Длина секции, м	УБТ/скважины по герметичности резьбового соединения	УБТ/скважины по выносу сечения канавки напелля	УБТ/скважины по выносу сечения впадин 1-й нитки	УБТ/скважины по выносу сечения канавки муфты	Интервал установки (от долота), м
393.7	400	3	180	НЕТ	ДА	15	390/5;390/12;390/24	229/89/3-171	72	168/206	210/273	212/275	145/172	0 - 72
295.3	300	3	180	НЕТ	ДА	15	290/3;290/16;290/28	229/89/3-171	72	169/183	210/235	212/237	145/157	0 - 72

Рис. 3 Результаты расчетов ПДРК для компоновок с оптимальным многоточечным центрированием

для долот 393,7 и 295,3 мм с использованием от двух до четырех центраторов в прямолинейном стволе скважины при зенитном угле 3°. Состав компоновок, предназначенных для ограничения искривления скважины, определен по программе ЭВМ Prover_BurKol из условий минимизации величин отклоняющей силы на долоте и его наклона к оси скважины. Для рассмотренного типоразмера УБТ минимально допустимый радиус кривизны их оси, определенный для коэффициента запаса прочности 1,5, составляет 212 м.

Таблица 2. Результаты расчетов КНБК с многоточечным центрированием

Диаметры, мм		Нагрузка на долото, кН	Частота вращения, об/мин	Расстояние от долота до центра- тора, м/ диаметр центратора, мм				R _{мин} , м	Угол наклона оси до- лота, рад.	Оклоняющая сила, кН
долота/ скважины	УБТ			1-ый	2-ой	3-ий	4-ый			
				393	390	390	390			
393,7/ 397	229/89	180	80	6	12	-	-	656	0,00023	0,66
				5	10	-	-	648	0,00044	0,11
				3	18	28	-	765	0,00066	0,02
				4	18	24	-	693	0,00022	0,86
				4	14	26	48	618	0,00013	0,09
				295	292	292	292			
295,3/ 297	229/89	180	80	6	12	-	-	1500	0,00022	0,01
				4	10	-	-	1529	0,00026	0,02
				5	20	30	-	1849	0,00020	0,15
				5	16	29	-	1879	0,00022	0,17
				4	20	28	-	1765	0,00025	0,08
				5	18	26	50	1743	0,00017	0,02
				4	16	25	48	1744	0,00023	0,01

В целом анализ массива данных, полученных при расчетах на прочность резьбовых соединений компоновок с многоточечным центрированием, позволяет сделать следующие выводы.

1. Минимальный радиус кривизны оси компоновки зависит в первую очередь от зазора между УБТ и стенками скважины и в рассмотренных случаях в 3 раза больше ПДРК для УБТ 229/89 мм с долотами диаметром 393,7 мм и в 5-6 раз больше для таких же УБТ с долотами 295,3 мм;

2. Установка в компоновке более 3-4 центраторов в большинстве случаев не целесообразна ни по соображениям регулирования трассы скважины, ни по снижению изгиба оси труб.

3. При многоточечном центрировании снижается различие между величинами ПДРК компоновки и скважины на 10-12% для долот большого диаметра, и 15-25% для долот диаметром 295,3 мм и меньше, что способствует соответствующему увеличению межремонтного периода работы резьбовых соединений.

Разработанная методика расчета напряженно-деформированного состояния ЗРС и компоновок низа буровой колонны, размещения центраторов для безориентированного регулирования трассы скважины, программная продукция для реализации указанных задач позволяют повысить научно-технический уровень принятия решений по технологии бурения скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гержберг Ю.М., Чарков В.Д., Киршин В.И. Методика расчета резьбовых соединений утяжеленных буровых труб и забойных двигателей. // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Интеллект Дрилинг Сервисиз", 2010. – № 1. – с. 37-42.

2. Гержберг Ю.М., Чарков В.Д., Киршин В.И. Условия обеспечения герметичности замковых резьбовых соединений УБТ и забойных двигателей. // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Интеллект Дрилинг Сервисиз", 2010. – № 2. – с. 30-34.

3. Щербук Н.Д., Якубовский Н.В. Резьбовые соединения труб нефтяного сортамента. М.: Недра, 1974. – 274 с.

4. Сароян А.Е. Буровые колонны в глубоком бурении. М.: Недра, 1979. – 231 с.

5. Трубы нефтяного сортамента. Справочник. М.: Недра, 1987. – 488 с.

УДК 622.24.051

Обоснование угла установки резцов в долотах лопастного типа

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

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

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

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

Для первой схемы (I):

$$\sum Z_i - P_z + N_z - N_1 \cos \alpha_1 + N_1 f_x \sin \alpha_1 = 0 \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \sum X_i - P_x + N_z f_x + N_1 \sin \alpha_1 + N_1 f_x \cos \alpha_1 &= 0 \\ P_z + P_x &= N_z (1 + f_x) + N_1 [A_1] \end{aligned} \quad (2)$$

где $[A_1] = \sin \alpha_1 (1 + f_x) - \cos \alpha_1 (1 - f_x)$.

При $\alpha_1 = 0$ $[A_1] = (1 - f_x)$; $\alpha_1 = 90^\circ$ $[A_1] = (1 + f_x)$.

Функция $[A_1] = 0$ при $\alpha_1' = \arctg \frac{1 - f_x}{1 + f_x}$

Максимум функции $[A_1]$ имеет место при $\alpha_1 = 90^\circ$.

Для второй схемы (II):

$$\begin{aligned} \sum Z_i - P_z + N_z + N f_z &= 0 \\ \sum X_i - P_x + N_1 + N f_x &= 0 \\ P_z + P_x &= N_z (1 + f_x) + N_1 (1 + f_z) \end{aligned} \quad (3)$$

Усилие, с которым резец действует на породу, составляет $N_1 (1 + f_z)$, реакция забоя $- N_z (1 + f_x)$.

Для третьей схемы (III):

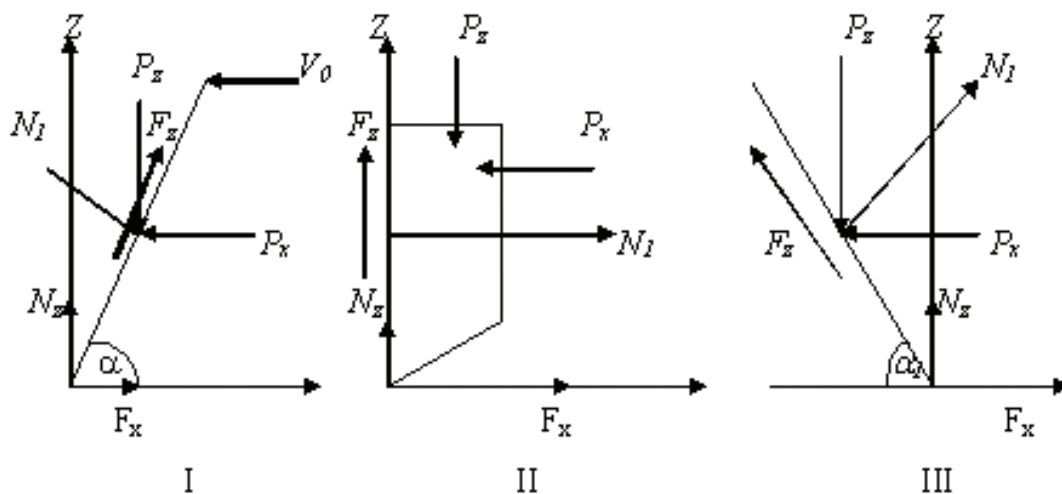


Рис. 1. Три схемы установки резцов

Использование установки резцов по первой схеме имеет перед второй и третьей схемами преимущество, заключающееся в том, что облегчается удаление разрушенной породы с забоя.

Оценка эффективности рассмотренных схем осуществляется по показателю K :

$$K_{3-1} = \frac{[A_3]}{[A_1]} ;$$

$$K_{3-2} = \frac{[A_3]}{1 + f_z} ;$$

$$K_{2-1} = \frac{[A_2]}{1 + f_z} ,$$

$$\sum Z_i - P_z + N_z + N_1 \cos \alpha_3 + N_1 f_x \sin \alpha_3 = 0 \quad (4)$$

$$\sum X_i - P_x + N_z f_x + N_1 \sin \alpha_3 + N_1 f_x \cos \alpha_3 = 0$$

$$P_z + P_x = N_z(1 + f_x) + N_1[A_3] \quad (5)$$

где $[A_3] = \sin \alpha_3(1 + f_x) + \cos \alpha_3(1 - f_x)$.

Максимум (5) имеет место при

$$\frac{d}{d\alpha_3}[A_3] = 0 \text{ и } \frac{d^2}{d\alpha_3^2}[A_3] \leq 0 ,$$

$$\alpha'_3 = \arctg \frac{1 + f_z}{1 - f_z} . \text{ Для } f_z = 0,2 \quad \alpha'_3 = 56^\circ 40' ; [A_3]_{\max} = 1,44.$$

При $\alpha_3 = 0$ $[A_3] = 0,8$; при $\alpha_3 = 90^\circ$ $[A_3] = 1,2$.

Разрушение породы происходит, если $N_1[A] > S \cdot [\sigma]$, где S – площадь контакта резца с породой; $[\sigma]$ – временное сопротивление породы разрушению. Чем выше численные значения $[A_i]$, тем прочнее породы может разрушать резец.

Численные значения функций $[A_1]$ и $[A_3]$ представлены на рис. 2.

Значения функции $[A_3]$ в диапазоне менее $50-60^\circ$ существенно выше, чем для $[A_1]$.

$$\text{Функция } [A_1] < 0 \text{ при } \alpha'_1 \leq \arctg \frac{1 - f_x}{1 + f_x}$$

При $\alpha < \alpha'_1$ сила трения F_z меняет свой знак и увеличивает осевую нагрузку на долото. В практике, поэтому, резцы (лопасти) устанавливаются под углом более $45-50^\circ$ ($f_z = 0,2$). При меньших значениях угла α_1 в буровом инструменте интенсифицируются нестационарные колебания, что существенно нарушает технологический процесс бурения. При $\alpha_1 < 35-45^\circ$ резец внедряется в породу в режиме ввинчивания, – такая технология используется в строительстве для ввинчивания свай в пластичные и сыпучие породы и т.д.

Схема I используется в слабых породах, где разрушение породы осуществляется главным образом в режиме резания (рис. 3). Установка резцов под углом $\alpha_1 > 65^\circ$ существенно увеличивает численные значения функции $[A_1]$.

где K_{3-1} ; K_{3-2} и K_{2-1} – соответственно показатели для оценки схем.

Расчеты показывают, что третья схема имеет существенные преимущества перед первой и второй схемами.

Например, для $f_z = 0,2$; $\alpha_3 = \alpha_1 = 56^\circ 40'$ $K_{3-1} = 2,43$.

Если задаться значениями N_1 , N_z , то можно вычислить коэффициенты K_{1-2} и K_{3-2} .

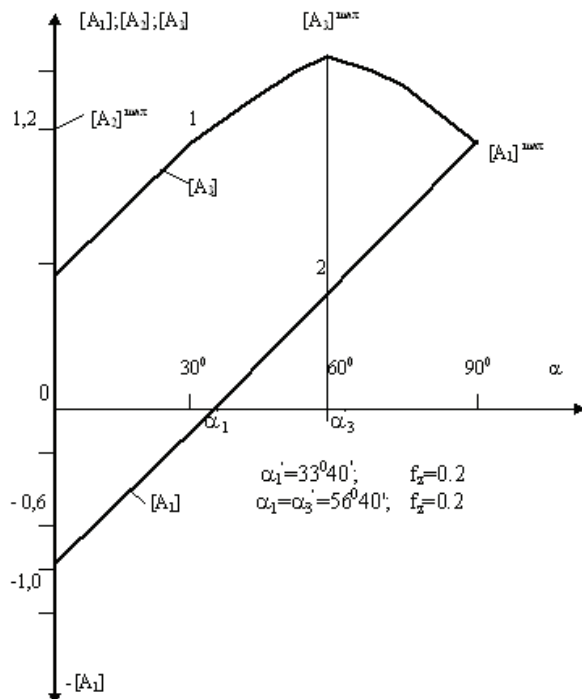
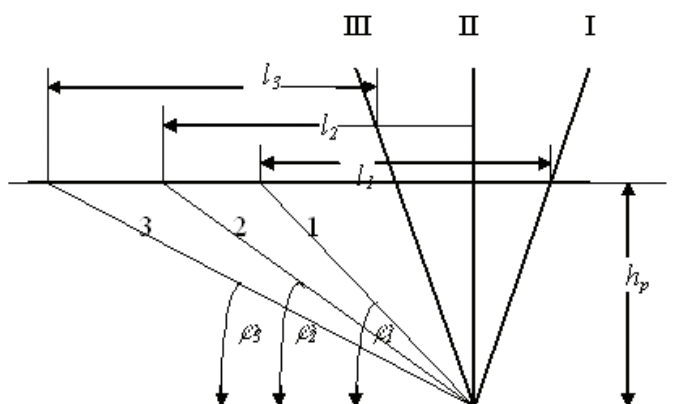
Таким образом, третья схема установки резца по развиваемому усилию N превосходит две другие, и поэтому может использоваться для разрушения более прочных пород.

Преобладающим видом износа резцов пластинчатого типа является их износ в области заточки. В первой и третьей схемах износ резца в вертикальной плоскости определяется силой $N_1 f_z \cos \alpha_i$, у второй $-N_1 f_z$. Поэтому износ резца у второй схемы ($P_z = \text{const}$) будет выше, чем у первой и третьей схем.

Износ резца по фронтальной поверхности имеет в практике обработки лопастных долот подчиненное значение, особенно для резцов типа PDC.

Поистине революционным следует считать появление принципиально нового типа породоразрушающих инструментов, оснащенных резцами типа PDC и срапопакс. Рабочая часть этих резцов имеет рабочий орган в виде слоя (1-2 мм), состоящего из композиции мелких алмазов и твердого сплава. Резцы PDC устанавливаются под отрицательными углами $\alpha_3 = 75-60^\circ$. Главным фактором в выборе такой схемы является более высокая прочность рабочего слоя резца, который разрушает породу в условиях сжатия. Резцы PDC обладают повышенной прочностью на сжатие более чем в 1,5-2 раза по сравнению с прочностью на растяжение. В слабых и пластичных породах такой резец может разрушать горную породу в режиме смятия и резания, а в породах твердых разрушение осуществляется в режиме микрорезания и скола. Скол породы особенно эффективен в хрупких и упруго-хрупких породах. В.Ф. Чихоткин экспериментально установил, что оптимальными значениями являются углы $\alpha_3 \approx 56^\circ$ [9]. С.К. Кудайкулов предложил устанавливать сектор алмазной коронки под углом $\alpha_3 = 60^\circ$. Такая схема обеспечивает возможность аккумуляции мелких фракций сколотых алмазов в нижней части сектора и их вторичного использования для разрушения пород [5, 8].

Эффективность работы резца PDC в породах средней твердости определяется высокой их износостойкостью. В


 Рис. 2 График функций $[A_1]$ и $[A_3]$

 Рис. 4 Формирование зон скола горной породы для различных схем установки резцов
 I; II; III – схемы установки резцов; h_p – глубина воронки скола породы;
 l_1, l_2, l_3 – размеры зон скола соответственно для I, II и III схем;
 1, 2, 3 – линии скола породы для I, II и III схем соответственно.

мягких и пластичных породах такой резец разрушает породу в режиме смятия и резания. В хрупких и упруго-хрупких породах эффективность процесса разрушения возрастает за счет скола фрагментов горных пород (рис. 4). Угол скола породы зависит от целого ряда факторов; в первом приближении угол скола $\varphi \approx 26^\circ$.

Размеры лунок скола в зависимости от схемы установки резца различны. Третья схема установки резца является наиболее эффективной. Однако ее использование возможно лишь в тех случаях, если глубина h_p обеспечивает процесс такого скола. Если это условие не выполняется, то

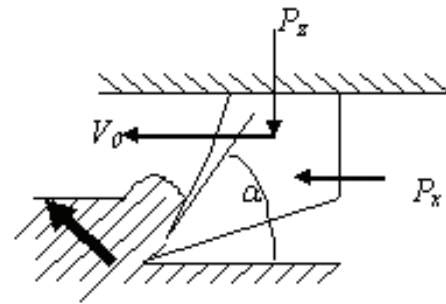


Рис. 3. Схема разрушения горной породы в режиме резания

← направление сдвига породы

отработку долота необходимо вести на пониженных осевых нагрузках, обеспечивающих более низкую глубину внедрения резца в породу h_f .

Взаимодействие мелких фракций алмазов с породой повышенной прочности осуществляется в режиме микрорезания [7, 8].

Реализация третьей схемы установки резцов требует использования более высоких осевых нагрузок на долото и исключает целесообразность их применения в пластичных породах ниже средней прочности. В твердых породах использование таких долот связано с более высоким расходом алмазов за счет трудностей удаления сколовых фракций алмазов. Очевидно, указанные причины послужили основанием для использования углов установки резцов с углами $\alpha_3 = 70-50^\circ$ [1, 4, 6, 7].

Резцы, расположенные на различных расстояниях от оси долота, изнашиваются крайне неравномерно: наибольшему износу подвергаются резцы, располагающиеся на периферии. Чтобы обеспечить равномерный износ вооружения по длине лопасти, необходимо чтобы удельная работа сил трения в различных точках лопасти i была постоянной:

$$A = P_i V_{oi} \quad (6),$$

где P_i – удельное осевое контактное давление в т. i ;

V_{oi} – окружная скорость вращения в т. i .

В практике это условие выполняется за счет использования скругленных и скошенных профилей лопасти. В центральной части лопасти окружные скорости вращения крайне малы, что является причиной торможения долота. Поэтому в этой зоне лопасти целесообразно делать рассечку, в которой образующийся столбик породы периодически скалывается под влиянием поперечных колебаний инструмента. Применение таких долот обеспечивает в упруго-хрупких породах повышение механических скоростей бурения и снижает энергоемкость разрушения породы.

Долота лопастного типа с резцами PDC в последние годы эффективно используются не только ведущими зарубежными, но и отечественными фирмами. В Казахстане лопастные долота с резцами PDC успешно используются при бурении геотехнологических скважин в породах V-VIII категории по буримости. Одно такое долото заменяет до 10 шарошечных и 45 лопастных долот типа «пикобур» с резцами ВК 8.

В последние годы ведущие зарубежные фирмы предлагают буровым предприятиям многолопастные долота, когда в одной лопасти по линии резания последовательно устанавливаются два резца PDC. Первый резец срезает стружку породы толщиной h_1 , осуществляет скол породы на расстояние l (рис. 5), а также подвергает породу забоя сжатию, в результате чего в ней образуется зона с ослабленными прочностными свойствами за счет развития макро- и микротрещин. Скол породы начинается в точке, где касательные напряжения достигают максимума. Из рекомендаций А.Д. Динника эта точка находится на глубине $Z_{кр} \approx 0,45 \cdot a$, где a – диаметр пуансона. Второй резец срезает стружку породы толщиной h_2 с массива породы с ослабленными прочностными свойствами. Такая комбинированная схема позволяет использовать эти долота для разрушения твердых пород до VIII категории по буримости.

При сооружении гидрогеологических и геотехнологических скважин, рассчитанных на бурение относительно неглубоких скважин (до 500-800 м), использование долот такой конструкции ограничено, так как требует более высоких осевых нагрузок на долото. В этих скважинах успешно применяются трехлопастные долота и пикобуры.

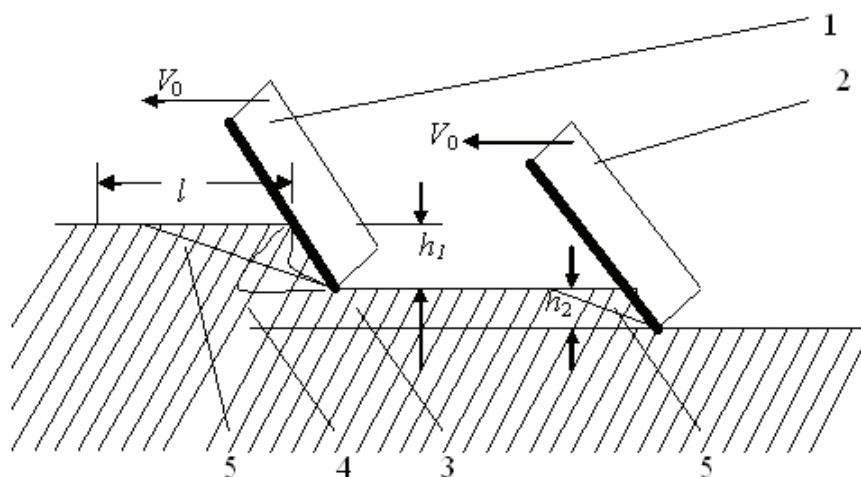


Рис. 5. Схема разрушения горной породы при комбинированной схеме расположения резцов

1 – основной резец; 2 – дополнительный резец; 3 – порода с ослабленными прочностными свойствами; 4 – напряжение сжатия; 5 – линия скола породы

Выводы

1. Установка резца под положительным углом $\alpha_1 \geq 70-75^\circ$ реализует разрушение горных пород в режиме резания и используются в долотах для бурения в мягких и пластичных горных породах I-IV категории по буримости.
2. Для бурения в горных породах V-VI (VIII) категории целесообразно

использовать установку резцов под отрицательным углом $20-30^\circ$, что позволяет реализовать большее радиальное усилие на породу.

3. Вертикальная схема установки резцов является промежуточной между первой и третьей схемами и рекомендуется использовать долота для бурения в горных породах средней твердости IV-V категории.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арефьева В.В., Кочуков В.В. Повышение эффективности бурения за счет применения долот режущего типа. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2007. – № 2. – с. 25-28
2. Басаргин Ю.М., Булатов А.И., Просепков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», – 2001. – 676 с.
3. Башкатов Д.Н., Панков А.В., Коломиец А.М. Прогрессивная технология бурения гидрогеологических скважин. – М.: – Недра, – 1998.
4. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, – 2008. – 846 с.
5. Кудайкулов С.К. Бурение скважин в сложных условиях со снарядами со съемными керноприемниками (ССК). – Алма-Аты: Казахский национальный технический университет, – 2010.
6. Международный транслятор-справочник Буровой инструмент. Под редакцией Киршенбаума В.Я. – М.: Национальный институт нефти и газа, – 2007.
7. Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н. и др. Бурение разведочных скважин. – М.: Высшая школа, – 2007.
8. Соловьев В.В., Башкатов Д.Н. и др. Геологоразведочный породоразрушающий инструмент на основе алмазов и сверхтвердых материалов. – Новочеркасск: – 2009.
9. Чихоткин В.Ф. Исследование техники и технологии геологоразведочных скважин и разработка нового поколения алмазного породоразрушающего инструмента. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997.

УДК 621.921.34-2: 622.24.05

Некоторые аспекты бурения наклонно направленных скважин с отбором керна

А.Г. Шатровский
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

При бурении наклонно направленных скважин с отбором керна кроме максимального выноса кернового материала необходимо обеспечить выполнение проектного профиля скважины. Если керн отбирается на небольшом интервале, то при использовании типовых компоновок низа бурильной колонны (КНБК) для отбора керна параметры траектории могут незначительно измениться. Однако такие изменения траектории бурения не желательны, так как при этом образуется участок ствола, геометрия которого не соответствует назначению КНБК для дальнейшего углубления, что может привести к формированию извилистого ствола [1].

В разведочных наклонно направленных скважинах интервалы отбора керна могут быть значительными, и в этом случае отклонение траектории бурения от проектного профиля могут быть существенными [2].

В настоящей статье с помощью программного пакета «Наклонно направленное бурение-ННБ» автором проанализирована КНБК на основе керноотборного снаряда УКР-172/100 Кембрий Котовского филиала ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» (рис. 1).



Рис. 1. КНБК для отбора керна на основе снаряда УКР-172/100 Кембрий

Для проведения аналитического расчёта компоновка была приведена к расчётной схеме (рис. 2).

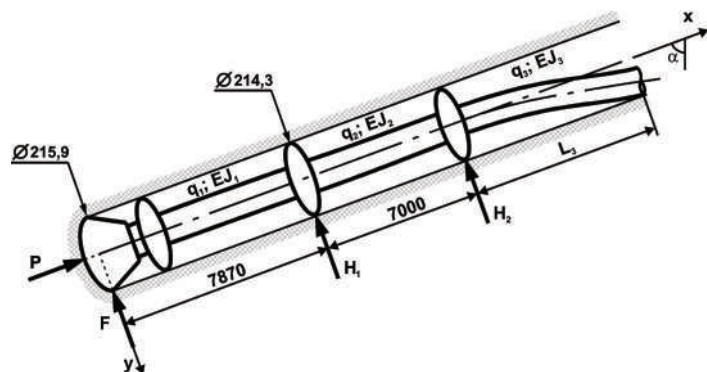


Рис. 2. Расчётная схема КНБК для отбора керна

Два верхних центратора делят компоновку на 3 участка. Два нижних участка являются секциями керноотборного снаряда длиной 6,45 м каждая и диаметром 172 мм. Верхний участок - секция УБТ 178.

Для расчёта были приняты следующие параметры: нагрузка на бурильную головку 6 т, плотность промывочной жидкости 1,1 г/см³, отбор керна производится на участке стабилизации зенитного угла, и для каждого зенитного угла рассчитана отклоняющая сила, возникающая на бурильной головке, а также интенсивность искривления ствола в результате бурения анализируемой КНБК.

В результате расчёта был получен график (рис.3) зависимости отклоняющей силы F_{om} от зенитного угла.

На графике (рис. 3) видно, что отклоняющая сила на бурильной головке увеличивается с ростом зенитного угла. При бурении в вертикальном стволе отклоняющая сила равна нулю, угол перекоса при этом тоже близок к нулю. Таким образом, в условиях вертикальной скважины компоновка может считаться оптимальной. Важно еще то, что при отклонении ствола от вертикали на бурильной головке возникает отклоняющая сила

около 4 кг/°, направленная в сторону вертикального ствола, обеспечивая тем самым устойчивость

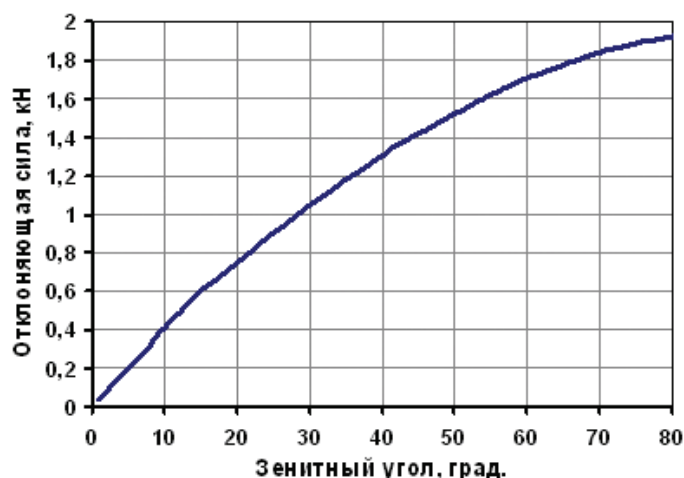


Рис. 3. Отклоняющая сила на бурильной головке анализируемой КНБК для разных зенитных углов стабилизации

компоновки на проектной траектории бурения.

Однако для стабилизации любого другого зенитного угла такая компоновка не подходит, так как на бурильной головке имеется отклоняющая сила, направленная в сторону его снижения. Например, при зенитном угле 30° на бурильной головке появляется отклоняющая сила более 100 кг, направленная в сторону его уменьшения. Показатель надёжности компоновки составляет в этом случае 4 кг/° [3, 4].

На следующем графике (рис. 4) показана интенсивность уменьшения зенитного угла, которая возникает при бурении анализируемой компоновкой.

Из графика (рис. 4) следует, что КНБК не может использоваться для стабилизации зенитного угла, так как обеспечивает его снижение с интенсивностью до $10^\circ/100$ м и более. При этом в искривленном стволе имеется некоторый перекося осей бурильной головки и ствола скважины ($0,1^\circ$), что создаёт также неблагоприятные условия для формирования керна, образуя поперечную силу со стороны бурильной головки более 10 кг при осевой нагрузке 6 т.

В наклонно направленном бурении при выборе КНБК главной целью является выполнение траектории, максимально близкой к проектной. Современные аналитические модели позволяют проектировать компоновки, в достаточной мере адекватные условиям реальной скважины. Однако техническая сторона вопроса не всегда решается в соответствии с расчётной моделью. Это зависит от наличия технологических элементов КНБК необходимых размеров, недостаточной изученности вскрываемых пластов, а также нередкого приоритета скорости бурения над качеством формирования ствола. В статье [5] авторами показано, что наилучшие условия реализации траектории соответствуют двум критериям: равенство нулю отклоняющей силы на долоте и угла его перекося. В этом случае долото направлено по оси ствола скважины или по касательной к дуге окружности искривленного ствола, обеспечивая плавную траекторию бурения, максимально близкую к проектной.

Для создания наилучших условий работы бурильной головки и формирования керна необходимо рассчитать оптимальные размеры КНБК: диаметр и место установки центраторов. Однако стационарные центраторы, которые устанавливаются между секциями керноотборного снаряда, ограничивают возможности двухцентраторной схемы.

При имеющихся длинах секций (рис. 1) удастся получить

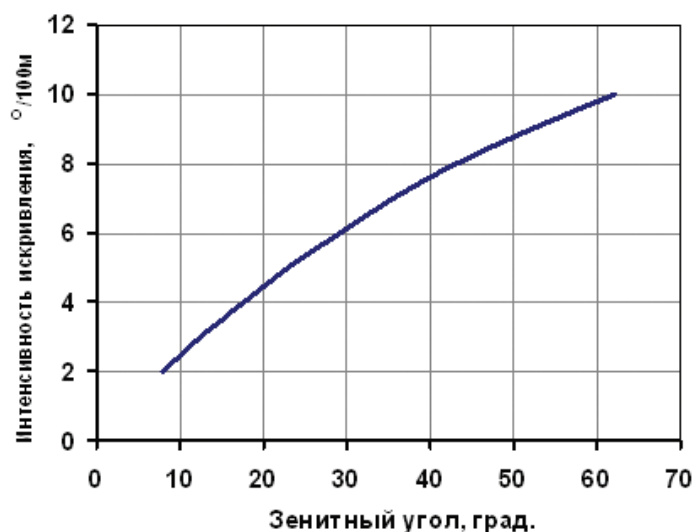


Рис. 4. Интенсивность падения зенитного угла при различных его значениях

оптимальные компоновки для стабилизации зенитного угла в диапазоне $0-10^\circ$. Для этого диаметр верхнего центратора должен быть 214,3 мм — для бурения вертикального ствола, и уменьшаться до 190,0 мм — для стабилизации зенитного угла 10° . Диаметр нижнего центратора во всех расчётных вариантах 214,3 мм.

Для стабилизации зенитного угла свыше 10° при бурении с отбором керна необходимо изменить длину секций компоновки (рис. 1). Оптимальные условия на бурильной головке мы имеем при следующих линейных размерах элементов КНБК. Диаметр бурильной головки 215,9 мм, длина нижней секции 4 м, диаметр нижнего центратора 214,3 мм, а размеры верхней секции и верхнего центратора для стабилизации различных значений зенитного угла связаны между собой следующим графиком (рис. 5).

На рис. 5 видно, что при длине верхней секции 11,5 м и диаметре верхнего центратора 200 мм исследуемая КНБК может использоваться для стабилизации широкого диапазона значений зенитного угла $10-60^\circ$.

Указанные размеры оптимальной стабилизирующей КНБК для бурения с отбором керна могут быть получены с помощью стационарных центраторов при изменении длин секций керноотборного снаряда. Применение передвижных центраторов с возможностью их установки на корпусе керноприёмника также позволит реализовать оптимальные условия на бурильной головке и получить наиболее полный вынос керна, обеспечив проектные параметры ствола.

Выводы

1. Существующее техническое оснащение компоновок для бурения с отбором керна не обеспечивает выполнение проектных параметров ствола наклонно направленной скважины, а также создаёт неблагоприятные условия для формирования керна.

2. На бурильной головке КНБК необходимо обеспечить оптимальные условия, при которых отклоняющая сила и угол перекося равны нулю, что позволит решить сразу две задачи: сохранить проектные параметры траектории ствола скважины и создать наиболее благоприятные условия для формирования керна.

3. Для компоновки на основе керноприёмного снаряда УКР-172/100 Кембрий, предназначенной для отбора керна в

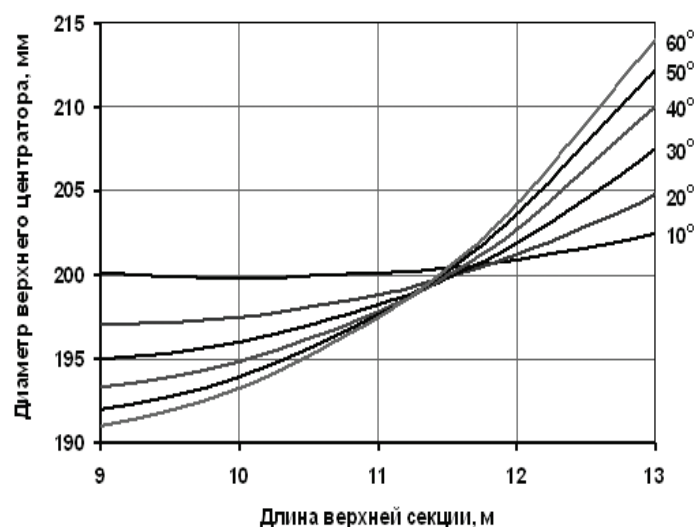


Рис. 5. Зависимость диаметра верхнего центратора от длины верхней секции стабилизирующей КНБК с двумя центраторами. Длина нижней секции 4 м, диаметр нижнего центратора 214,3 мм.

наклонном стволе, целесообразно использовать центраторы диаметром 214,3 мм и 200 мм, установленные на расстоянии

4 м и 11,5 м от бурильной головки диаметром 215,9 мм, соответственно.

ЛИТЕРАТУРА

1. 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.
2. Горбунов В.А., Шадрин Л.Н. Техника и технология бурения уральской сверхглубокой скважины СГ-4. // Нефтяное хозяйство. – М.: - 1993. - № 4. – с. 63-67
3. Повалихин А.С. Вопросы обеспечения надежной работы и устойчивости КНБК на проектной траектории // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – М.: -2007. - № 3.- с. 38-40
4. Шatrovский А.Г. Исследование работы КНБК для бурения по проектному профилю забойными двигателями в сложных условиях // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Ай Ди Эс Дриллинг", - 2008. - № 1.- с. 21-24

5. Фёдоров А.Ф., Солодкий К.М., Повалихин А.С., Калинин А.Г. Метод оптимизации параметров компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин // Нефтяное хозяйство. –М.: -1982. - № 11. - с. 11-13
6. Фёдоров А.Ф., Солодкий К.М., Повалихин А.С., Коростелева Г.В. Выбор критерия и метод расчета компоновок низа бурильной колонны для колонкового бурения // Записки Санкт-Петербургского горного института. – Т. 136. – СПб, 1993. - с. 138-143
7. Повалихин А.С., Шatrovский А.Г. Некоторые вопросы проектирования автоматизированных систем направленного бурения //«Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Ай Ди Эс Дриллинг", - 2009. - № 3. – с. 26-29

УДК 622.243.24

Развитие технологии строительства наклонных и горизонтальных боковых стволов

А.С.Повалихин – доктор техн. наук
(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»)

Бурение первых наклонных боковых стволов (БС) осуществляли на площадях НГДУ «Черноморнефть» и НГДУ «Орджоникидзенефть» в начале 70-х годов прошлого века. Наклонные боковые стволы забуривались по технологии ВНИИБТ с зарезного цементного моста из полностью вырезанного участка обсадной колонны. Показатели бурения боковых стволов на месторождениях НГДУ «Черноморнефть» приведены в табл. 1.

Бурение БС (табл. 1) осуществлялось по технологии и с применением технических средств, разработанных специалистами ВНИИБТ в рамках темы НИОКР «Разработка методов и средств вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами, руководителями которой были на тот момент времени А.Г. Калинин, О.С. Чвыков. Вырезание части обсадной колонны по всему сечению производилось по технологии и с применением специального вырезающего устройства, разработанных группой конструкторов ВНИИБТ под научным руководством В.А. Федорычева. В работах по проектированию и строительству боковых опытных стволов принимали участие Гельфгат Я.А. и Григорян А.М.

По технологии ВНИИБТ в 1969 г. из скважины № 90 на площади Зыбза был пробурен наклонный боковой ствол. Смещение забоя бокового ствола составило 290 м при длине ствола 393 м и максимальном значении зенитного угла 82° (рис. 1).

После успешного эксперимента по бурению БС с большим смещением из эксплуатационной колонны скважины № 90 на площади Зыбза-Глубокий Яр методом ВНИИБТ опытные работы были продолжены на скважине 559 на Карской площади. На Карском участке продуктивным является кумский горизонт, сложенный песчаниками с пропластками глин. Кровля продуктивного пласта расположена на глубине 1450 м. На основании имеющихся геологической информации был разработан проектный профиль, который включал участки увеличения и стабилизации зенитного угла (рис. 2). После окончания бурения БС должен быть обсажен хвостовиком диаметром 114 мм и перфорирован в зоне продуктивных отложений (рис. 2).

Поскольку вскрытие продуктивного горизонта предполагалось вести на буровом растворе с плотностью 1,75 г/см³ при

Таблица 1. Основные параметры наклонных боковых стволов (НГДУ «Черноморнефть»)

Номер скважины	Площадь	Интервал бурения*, м	Длина ствола, м	Смещение, м	Способ бурения, м	
					Турбинный	ротор
90	Зыбза	500-890	390	290	390*	-
559	Карская	1200-1488	288	150	190*	98
16	Смоленская	1700-2040	340	120	150	190
732	Карская	718-1250	540	155	140	400
423	Троицкая	986-1560	564	188	130	434
421	Троицкая	1019-1613	594	224	145	449
749	Кипячая	486-906	420	182	85	335
798	Кипячая	560-895	335	177	110	225
643	Зыбза	1364-1743	389	199	208	181

*забойный двигатель-отклонитель типа ОТ2Ш-127, в остальных случаях – ОТ-127

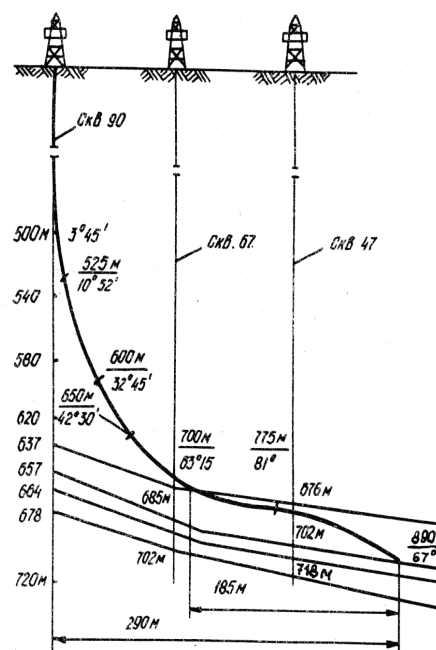


Рис. 1 Профиль наклонного бокового ствола скважины № 90 Зыбза

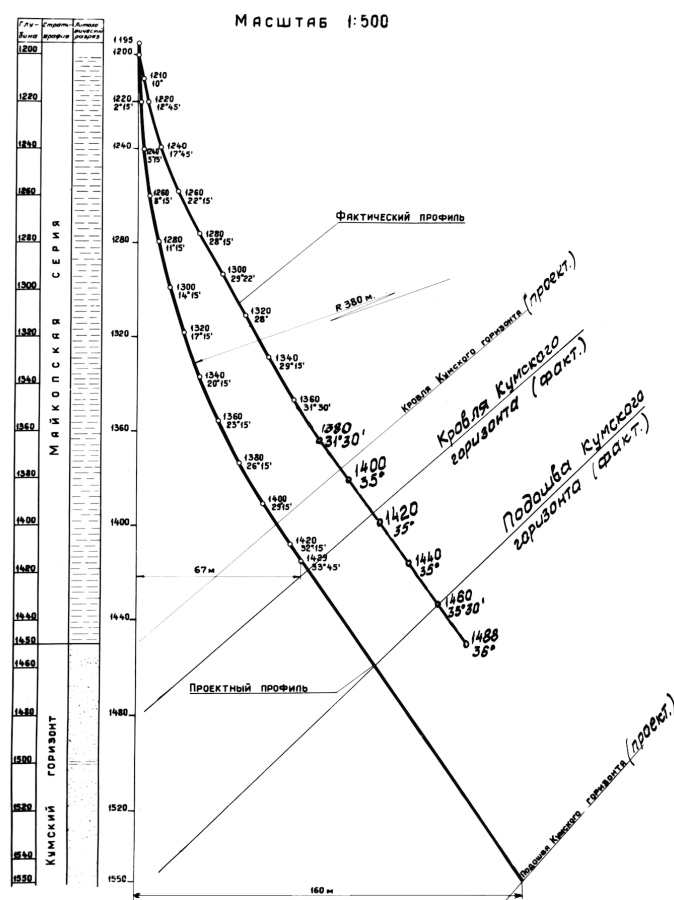
действующих и малодобитных скважин, фонд которых только в Западной Сибири на тот момент времени превышал 40 тысяч скважин.

составлении проекта учитывалась необходимость бурения прямолинейного участка роторным способом.

В эксплуатационной колонне диаметром 168 мм с помощью вырезающего устройства УВ-140.2 в интервале 1200-1206,8 м была вырезана по всему сечению часть обсадной трубы. Забуривание осуществлялось следующей КНБК: трёхшарошечное долото диаметром 140 мм типа С, турбинный отклонитель ОТ2Ш-127 с искривленным переводником (2°) между шпинделем и средней секцией и вторым искривленным переводником (1°) – между средней секцией и верхней секциями, ориентирующий переводник и бурильные трубы диаметром 89 мм. Турбинный отклонитель ориентировали с помощью устройства Шаньгина-Кулигина. Забуривание БС было произведено с цементного моста при углублении на 5,2 м. Дальнейшее бурение велось турбинным отклонителем ОТ-5" с интенсивностью 2,5°/10м. После достижения зенитного угла 33° дальнейшее бурение производили роторным способом с применением стабилизатора. Вскрытая мощность продуктивного пласта оказалась 46 м вместо ожидаемой 180 м, поэтому БС ствола было прекращено при глубине 1488 м.

При строительстве БС искривленные интервалы бурили турбобуром-отклонителем, а прямолинейные – роторным способом. Для забуривания и бурения искривленных интервалов применялся также винтовой забойный двигатель, над которым устанавливался искривленный под углом 1,5° переводник, что позволило осуществлять проводку ствола с интенсивностью 4°40' на 10 м проходки. С помощью винтового двигателя были пробурены БС в скважинах №№ 1055, 424 и 1123 в НГДУ «Орджоникидзенефть» [1].

В условиях падения нефтедобычи в начале 90-х годов для стабилизации положения в отрасли необходимы были новые нестандартные решения. Одним из таких решений стала технология строительства горизонтальных БС из без-



ВНИИБТ в рамках государственных межотраслевых научно-технических программ:

- «Комплексная программа создания принципиально новых систем разработки месторождений нефти с помощью горизонтальных и разветвлено-горизонтальных скважин (ГС и РГС) и их широкомасштабное внедрение» (Программа «Горизонт»);

- «Важнейшие народно-хозяйственные программы и проекты», Министерство науки и технической политики РФ, гос. заказ- код 802, «Технология и техника строительства горизонтального ствола по малому радиусу искривления из эксплуатационных колонн бездействующих нефтяных и газовых скважин» (1994-1996 гг.);

- Приоритетный НИОКР ЦФ Комитета нефтяной промышленности Минтопэнерго РФ: 92.107.92. «Разработка ТЭС по технологии и техническим средствам радиального бурения»;

было поручено создание отечественных технологий и технических средств строительства боковых горизонтальных стволов и ответвлений.

Разработка технологии бурения направленных БС из скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 140 мм, 146 мм и 168 мм осуществлялась на основе опыта бурения, полученного инженерами ВНИИБТ в процессе проектирования и строительства многозбойных скважин. При этом разработчикам необходимо было решить ряд принципиально новых научно-технических задач:

- разработка методики проектирования и расчёта параметров пространственного профиля наклонно направленного и горизонтального бокового ствола (ГБС);
- обеспечение ориентирования забойного двигателя-отклонителя в обсадной колонне, являющейся магнитной средой;
- разработка технологии забуривания БС с резного цементного моста в интервале, ограниченном вырезанной частью или «щелевидным окном» в обсадной колонне;
- создание конструкций специальных винтовых забойных двигателей для забуривания и бурения БС по среднему и малому радиусу искривления;
- разработка алгоритма контроля и управления проводкой БС по проектной траектории;
- создание технических средств для измерения параметров горизонтальной части БС;
- разработка устройств для подвески хвостовика в обсадной колонне с последующим его цементированием или без цементирования.

К 1992 году учёными и конструкторами ВНИИБТ была завершена работа над созданием технико-технологического комплекса для бурения и крепления наклонных и ГБС из эксплуатационных колонн, который включал:

- пакет программ для ЭВМ «Наклонно-направленное бурение - ННБ» для проектирования, контроля и управления проводкой БС;
- устройства для вырезания участка обсадной эксплуатационной колонны диаметром 146 мм и 168 мм УВ-114 и УВУ-168.
- устройство для ориентирования забойного двигателя-отклонителя на основе гироскопического инклинометра;
- специальные резные безопорные долота;
- малогабаритную телеметрическую систему «ЭТО-36» с проводным каналом связи;
- винтовые забойные двигатели серии «ДГ» диаметром 106 мм с опорно-центрирующими и калибрующими, шарнирными элементами;
- технологическую оснастку для перемещения геофи-

зических приборов в горизонтальном стволе;

- устройство подвески и герметизации кольцевого пространства хвостовиков типа «УПГХ».

Опытно-промысловые работы по испытанию технико-технологического комплекса разработанного ВНИИБТ были проведены в 1992-1993 гг. при строительстве ГБС из бездействующей вертикальной скважины № 12130 на Ен Яхинской площади Уренгойского газоконденсатного месторождения [2].

Инженерно-технологический сервис при бурении ГБС осуществляли специалисты лаборатории наклонно-направленного бурения ВНИИБТ (заведующий лабораторией А.С. Оганов).

В интервале 1113,0÷1120,5 м с помощью вырезающего устройства УВУ-168 по всему сечению роторным способом была вырезана обсадная колонна диаметром 168 мм. Забуривание ГБС производили с цементного моста в интервале 1113,6÷1117,1 м следующей КНБК: долото III-139Д СЦВ, винтовой забойный двигатель-отклонитель (ВЗДО) ДГ-106 с углом перекоса секций 3°30', гироскопическое ориентирующее устройство «Зенит-106», НКТ диаметром 101,6 мм.

При бурении ГБС использовался полимерный меловой раствор по рецептуре института «ТюменНИИгипрогаз».

Бурение участка ГБС с увеличением зенитного угла до кровли сеноманских отложений осуществляли с помощью КНБК: долото III-139,7 СЦВ (III -139,7 СВКШ), ВЗДО ДГ-106 (угол искривления 3°30' и 3°), бурильные трубы диаметром 89 мм и НКТ диаметром 101,6 мм. Фактический профиль ГБС показан на рис. 3. Хвостовик, составленный из НКТ-101.6 с фильтром длиной 108 мм, был подвешен в эксплуатационной колонне на специальном устройстве. После освоения ГБС дебит скважины № 12130 превысил дебит соседних наклонных скважин в четыре раза [2].

В 1997 г специалисты ВНИИБТ впервые в Юго-Восточной Азии провели опытные работы по восстановлению производительности скважины в условиях шельфового месторождения на нефтяном месторождении Белый Тигр, эксплуатацию которого осуществляет совместное российско-вьетнамское предприятие СП «Вьетсовпетро». Запланированная для бурения наклонно-направленного БС скважина № 74 была расположена на морской стационарной платформе МСП 6 [3].

Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм была вырезана в интервале 2555÷2565 м с помощью универсального вырезающего устройства УВУ-168. Для бурения наклонно-направленного БС использовались винтовые забойные двигатели ОДГ2-108 и ДГ-108. Средняя механическая скорость бурения составляла 4,5 м/час при осевой на-

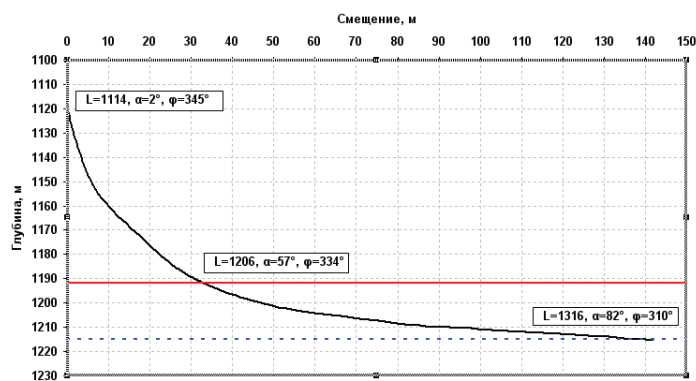


Рис. 3 Фактический профиль бокового ствола скважины № 12130 Ен-Яхинская

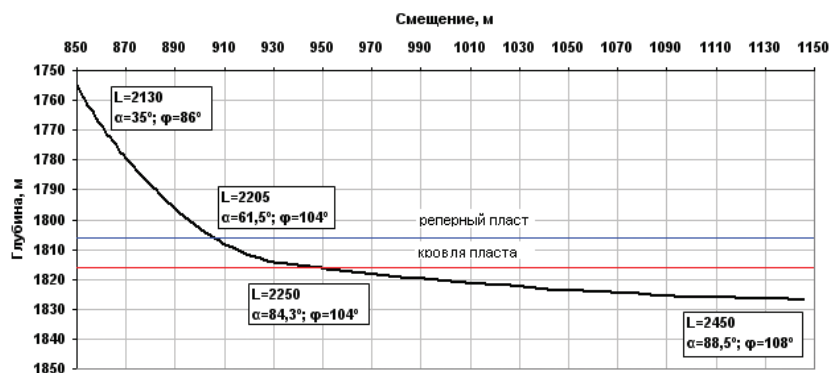


Рис. 4 Фактический профиль бокового ствола скважины № 21 Штормовая

грузке на долото - 50 кН. Для бурения наклонно-прямолинейных интервалов профиля БС применялась КНБК: долото III 139.7 СЗ-ГАУ, винтовой двигатель ДГ-108 с центратором диаметром 134 мм. Бурение БС было завершено на глубине 3067 м.

В боковой ствол был спущен "хвостовик" диаметром 101,6 мм, который в процессе цементирования закрепили в эксплуатационной колонне с помощью подвески УПГХ-101.

По инициативе генерального директора НПО «Буровая техника»-ВНИИБТ А.Г. Мессера были проведены опытно-промышленные работы по строительству ГБС на газоконденсатном месторождении Штормовое в Черном море [4].

Все работы по строительству ГБС производились с самоподъемной буровой установки «Таврида» (ГАО «Черноморнефтегаз»). Бурение ГБС в скважинах № 21 и № 22 Штормовая осуществляли из «окна» в обсадной эксплуатационной колонне диаметром 146 мм.

В скважине № 21 Штормовая ГБС планировалось забурить в отложениях верхнего палеоцена, где зенитный угол старого ствола равен 35,5°, а азимут - 85°. Цель бурения заключалась в

пересечении горизонтальным стволом длиной 200 м высокопродуктивной части пласта в интервале вертикальных глубин 1820-1830 м.

Проектный профиль ГБС включает интервал увеличения зенитного угла с 35,5° до 88,5° и азимута с 85° до 110°, а также прямолинейный горизонтальный участок. ГБС забурен на глубине 2131 м из эксплуатационной колонны с зарезного цементного моста. Положение двигателя-отклонителя при забуривании постоянно контролировалось с помощью телеметрической системы «ЭТО-ВНИИБТ».

Фактический профиль ГБС, пробуренного из наклонной скважины № 21 Штормовая, представлен на рис. 4.

По аналогичной технологии был пробурен ГБС из скважины № 22 Штормовая.

Уникальным, не имеющим аналогов в отечественной промышленной практике, является опыт бурения дополнительного ствола из горизонтального участка скважины № 28 Штормовая. За счёт бурения дополнительного ствола из башмака эксплуатационной колонны диаметром 146 мм длина горизонтального участка скважины № 28 Штормовая была увели-

чена на 150 м (рис. 5). Горизонтальный ствол скважины № 28 вместе с дополнительным стволом позволил отбирать газ и газоконденсат с периферийной части месторождения Штормовое.

Значительный вклад в создание, промышленное испытание и внедрение технико-технологического комплекса для строительства наклонных и горизонтальных БС внесли учёные и конструкторы ВНИИБТ: О.К. Рогачёв, А.С. Поваляхин, А.С. Оганов, Д.Ф. Балденко, Н.Ф. Мутовкин, А.В. Власов, В.М. Беляев, В.В. Кириченко, В.А. Федорычев, Л.Х. Фарухшин, Л.А. Райхерт, С.В. Никитин. В проводке первых горизонтальных стволов непосредственно на месторождениях принимали участие специалисты ВНИИБТ: Райхерт С.Л., Камский П.Э., Мишуков В.Е., Шилов В.Ю., Шутько С.Г.

Практическое применение и внедрение технологии бурения БС стало возможным благодаря творческому участию специалистов нефтегазовых компаний России и зарубежных стран: А.А. Ахметова, В.Н. Москвичёва (ПО «Уренгойгазпром»), А.В. Козлова, В.Г. Глушица (ГАО «Черноморнефтегаз»), Лыонг В.Т., Кхуе Х.Н., Няк Л.К. (СП «Вьетсовпетро»).

Опыт восстановления скважин на нефтегазовых месторождениях на суше и на морском шельфе подтвердил высокую экономическую эффективность строительства ГБС.

Промышленное использование нефтяными компаниями России технологии бурения ГБС для реконструкции бездействующих и малодебитных скважин началось с середины 90-х годов. В настоящее время большой вклад в развитие техники и технологии строительства стволов и ответвлений внесли ряд российских и зарубежных компаний.

С 2000 года объём строительства боковых стволов увеличивается исключительно высокими темпами, например, уже в 2005 г на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» резку БС производили в 332 скважинах [5]. В связи с большим количеством скважин-кандидатов для бурения БС, а также участков залежей, нерентабельных для строительства дополнительных новых скважин, ОАО «Сургутнефтегаз» до 2015 г. планирует построить 6500 БС [5]. На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть», находящихся в завершающей стадии разработки, планируется восстановить до 20% малодебитных нерентабельных скважин методом бурения БС [6]. Увеличиваются объёмы бурения БС на площадях, разрабатываемых нефтяными компаниями ОАО «НК-Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР».

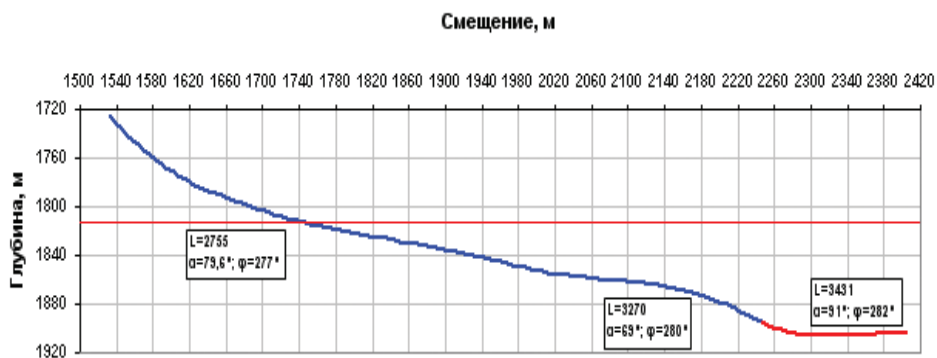


Рис. 5 Фактический профиль горизонтального ствола скважины 28 Штормовая

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозбойными и горизонтальными скважинами. – М.: «Недра», 1969. – 190 с..

2. Оганов А.С., Повалихин А.С., Беляев В.М., Ахметов А.А., Москвичев В.Н. Проводка дополнительного горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины. // Нефтяное хозяйство. – М.: - 1993. - № 9. – с. 6-9.

3. Оганов А.С., Повалихин А.С., Рогачев О.К., Федорычев В.А., Лыонг В.Т., Ньяк Л.К. Забуривание нового ствола их эксплуатационной колонны скважины 74 МСП-6 на шельфе Вьетнама. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, - 1997. - № 6÷7. – с. 6-8.

4. Повалихин А.С., Камский П.Э., Козлов А.В., Глушич В.Г. Вскрытие наклонно залегающих продуктивных пластов горизонтальным боковым стволом. // Нефтегазовые технологии. – М.: - 2000. - № 1. - январь-февраль. – с. 27-29

5. Плотников А.А., Курбанов Я.М. Анализ строительства боковых стволов в добывающих скважинах на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2007. - № 2. - с. 2-7

6. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Юсупов И.Г. Развитие горизонтальной технологии разработки нефтяных месторождений Татарстана. // Нефтяное хозяйство. – М.: -2003. - № 8. – с. 46-48

УДК 553.98

Новые идеи в нефтяной геологии

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

В последнее время все чаще появляются публикации [1 и др.], в которых утверждается наличие глубинных резервуаров, из которых нефть по подводящим каналам постоянно поступает в залежи. Такая трактовка существующей проблемы пополнения запасов нефти дает основание говорить об их неисчерпаемости и перманентном пополнении, что делает ненужными мероприятия по экономии углеводородного сырья и повышению его извлекаемости.

Подобные идеи негативно сказываются на развитии геологической науки, цель которой заключается в прогнозировании и разведке месторождений полезных ископаемых. Нетрадиционные идеи нужны для дискуссий, чтобы избежать застоя в науке, но все-таки не такие, которые вообще оторваны от реальности. Появление новых идей – это итог накопления и обобщения фактов, а не общие фантазии на заданную тему.

Независимо от гипотезы происхождения углеводородов (УВ), а именно: органической, связанной с деструкцией органического вещества (ОВ), или неорганической, связанной с синтезом газовых эманаций, поступающих из недр Земли, нефть в любом случае образуется и распределяется в пористых и проницаемых породах осадочной толщи в виде дискретной массы. Степень этой дискретности остается под вопросом, но это положение обязывает предполагать латеральный перенос отдельных частичек нефти до мест ее скопления в ловушках. Отсюда ясно, что необходимо изучать

и моделировать механизмы миграции и аккумуляции нефти. Понимание этих механизмов открывает пути целенаправленного поиска еще не разведанных залежей УВ.

Достаточно известная геологическая картина, указывающая на привязку открытых залежей нефти и газа к разломам земной коры и вышележащим разрывным нарушениям, сама по себе не новое открытие. Она требует осмысления в свете обязательности пластовой миграции УВ, иначе невозможно объяснить их дифференциальное разделение в серии ловушек (валообразных поднятий или рифовых построек) на региональном подъеме пласта – проводника.

Если в недрах идет непрерывный процесс синтеза газовых эманаций в тяжелые УВ, то почему мы имеем в ловушках либо жидкие продукты, либо газовые скопления, либо и то и другое вместе. Примечательно, что газа во много раз больше, чем нефти. Выделение УВ – газов в атмосферу огромно, часть этих выделений законсервировано в виде близких к поверхности газогидратных скоплений в зонах распространения вечной мерзлоты на северных территориях.

Из этого следует, что дегазация глубоких недр – ведущий процесс миграции нефти. Рассеянная в коллекторах тяжелая органика, которую мы относим к нефти или протонефти, только посредством переноса ее газовой фазой способна концентрироваться в ловушках и создавать скопления, неверно называемые месторождениями.

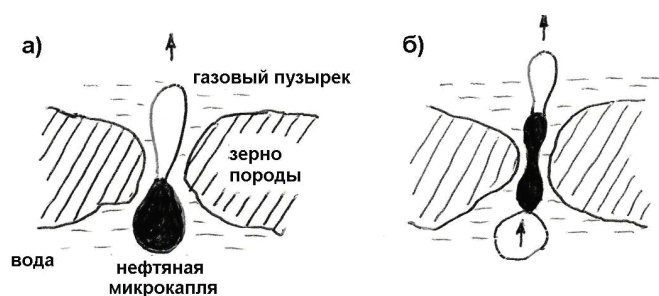


Рис. 1 Схема флотации капельной нефти в коллекторе. а) один пузырек; б) два пузырька

Когда газ на своем пути при латеральной миграции в коллекторах не встречает нефть или протонефть, в ловушках образуются газовые залежи.

Нельзя игнорировать тот факт, что микронепфти в осадочных породах во много раз больше, чем всех разведанных запасов нефти. Органическое вещество находится во всех типах осадков: в глинах органического углерода в два раза больше чем в алевритах, а в алевритах – в среднем в два раза больше, чем в песках. Среднее содержание углеводородов, по данным Н.Б. Вассоевича, составляет 250-300 грамм на 1 куб. метр осадочных пород.

Заложенное в нефтяной геологии понятие о площадной миграции нефти и газа по проницаемым коллекторам за счет движения пластовых вод не только устарело, но и является несостоятельным по существу. Единственным двигателем латерального перемещения микронепфти необходимо признать газовую фазу, микропузырьки которой способны присоединять жидкие микрокапли (рис. 1) и флотировать их до попадания в ловушки, где они разделяются или остаются в связанном состоянии. Данный механизм нефтесбора позволяет решить многие проблемные вопросы миграции и внести реальную механику для расчета продолжительности и дальности массопереноса изначально рассеянной нефти. В этом собственно и состоит основная задача исследований.

То, что нефть и газ равномерно распределены в породном резервуаре (и лишь избыток газовой фазы уходит в газовую шапку при данных PVT – условиях) явно представ-

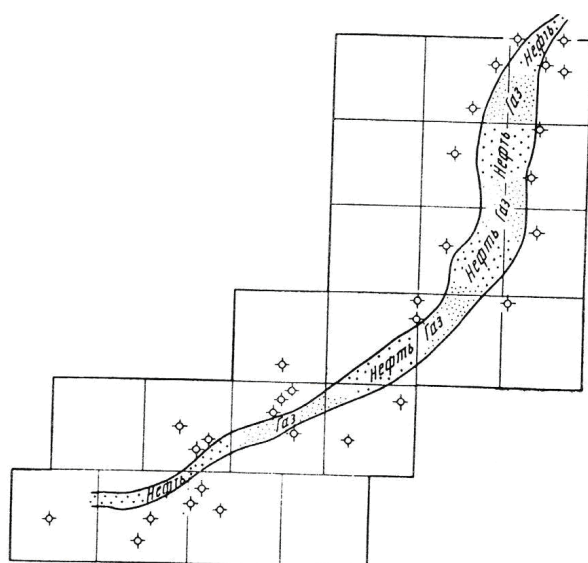


Рис. 2 «Шнурковая» залежь Гарнэт в Восточном Канзасе (кружками обозначены сухие скважины)

ляют нам механизм их совместной миграции до попадания в ловушку. Предположения некоторых авторов о струйной миграции УВ в интерпретации этого очевидного факта не выдерживают никакой критики.

Подвижная «живая» нефть в залежах всегда в той или иной степени газонасыщена в отличие от «мертвой» нефти, которая по тем или иным причинам лишилась газовой фазы.

В процессе эксплуатации залежей нефти при её движении к забоям добывающих скважин газ является не только толкателем, но и одновременно тяглом, т.к. флотирует капельную нефть в градиентном поле давления воронки стока. Именно поэтому выход нефти в скважины идет достаточно легко, несмотря на гидравлическое сопротивление коллектора, включая капиллярные силы, препятствующие её движению.

В этой связи для увеличения нефтеотдачи закачка газа в пласт (рекуперация газа) не менее важна, чем законтурное или внутриконтурное заводнение залежи.

Одним из показательных примеров газовой миграции нефти могут служить так называемые «шнурковые» залежи УВ (рис. 2), где закономерно чередуются нефть и газ при полном отсутствии воды. Такая картина не требует комментариев.

Аномально высокие пластовые давления (АПВД) в продуктивных пластах являются убедительным доказательством (признаком) движущей силы газовых потоков, транспортирующих рассеянную нефть в места ее скопления.

Поскольку именно газовая фаза создает избыточное давление в залежах нефти, коэффициент аномальности давления характеризует количество присутствующего газа, а также степень герметичности покрышки и свежести скопления (времени его образования).

Наличие АВПД в нефтяных залежах вообще свидетельствует о том, что газ здесь находится в свободном состоянии, а не растворён. Это важно для понимания происхождения аномально высоких давлений в открытых системах, т.к. рассматривать ловушки как абсолютно герметичные резервуары нельзя. Долговременная сохранность АВПД дает основание утверждать, что глубинные газовые потоки идут постоянно и подпитывают залежи, несмотря на диффузные и другие потери газа.

Откуда берутся такие огромные объемы метана и других сопутствующих газов, чтобы обеспечить сбор и перенос нефти в ловушки? В основном это глубинные газы, порожденные где-то на границе коры и мантии Земли. Следы их выделения в атмосферу наблюдаются через разломы земной коры на суше и в океане.

Без участия газовой фазы, переносающей микронепфть, невозможно представить не только процесс латеральной миграции, но тем более процесс дифференциации флюидов в объеме ловушки, изначально заполненной водой. Речь идет о том, что свободного пустотного пространства в коллекторе нет, а при дифференциации (разделении) воды и нефти необходимо заместить в поровых ячейках капли воды на капли нефти за счет их встречного движения в капиллярно – поровой системе накопительного резервуара – ловушки. Понятно, что без части пор, занятых газом, этого сделать нельзя.

В этом смысле показательны простые опыты Д. Тилы (1920 г.) и У. Эммонса (1931 г.) [2, 3]. Для проведения опытов были взяты стеклянные, закрытые с концов, трубки антиклинальной формы, заполненные смесью песка, нефти, морской воды и легкого газа. После продолжительного отрезка времени никакого разделения флюидов и накопле-

ния нефти в «антиклинали» не произошло. Тогда трубки были нагреты так, что газолин превратился в газ. Через 48 часов после этого газ мигрировал к вершине «антиклинали», нефть заняла промежуточное положение на крыльях «антиклинали», а морская вода оказалась в самых нижних частях резервуара. Те же самые результаты были получены при использовании вместо газа эфира; Так же себя вела уголекислота, выделявшаяся при действии кислоты на известняк в трубках. Разделение флюидов имело место в тех случаях, когда выделяющийся газ находился под небольшим избыточным давлением.

Одной из новых идей, которую в последние годы развивает автор данной публикации, является теория конвергенции углеводородов. Суть её состоит в том, что нефть и газ представляются производными разнородных процессов: нефть – органический продукт, а газ неорганического происхождения. Последний поступает из глубинных источников по разломам земной коры и, встречаясь в коллекторах с рассеянной нефтью, сорбирует и флотирует ее в ловушки, где происходит их накопление и разделение (но неполное).

Для подтверждения данной теории, автору оставалось убедиться в этом экспериментально. Доступным для экспериментов оказалось повторение опытов Д. Тили и У. Эммонса.

Не загружая читателя подробностями оснащения и методики выполнения экспериментов, которые дали лишь качественную визуализацию процесса, остановимся на некоторых существенно важных результатах, актуальных для понимания флотомиграции нефти:

1. Выдерживание смеси песка (раздробленный и отсеянный на сите 20 меш кварцит) – морская вода – дисперсия нефти в течение двух календарных месяцев не привело ни к каким изменениям, а именно разделение смеси не происходило;

2. Когда эксперимент повторили с морской водой, подкисленной уксусной кислотой до содержания 1% и известняком в качестве вмещающей породы, то в результате взаимодействия твердой и жидкой фаз выделялся углекислый

газ, повышающий давление внутри закрытой трубки. Через 18 часов процесс начался и еще через 20 часов он завершился перемещением флюидов в голову «антиклинали» и стратифицированным их расположением по плотности: газ – нефть – вода.

При проведении опытов было установлено, что флотомиграция дисперсной нефти и разделение смеси начинается тогда, когда размеры пузырьков газа, возникающих внутри трубок под влиянием избыточного давления, становятся соизмеримыми с проходными отверстиями между частицами породы.

Итак, мы затронули здесь правомочность идей о механизме глубинного питания нефтью залежей, представленных в пористых и проницаемых пластах осадочного комплекса пород. Авторы подобных идей отвергают органическую природу происхождения нефти и фактически повторяют гипотезу неоргаников о мантийном генезисе всего спектра УВ.

В заключении можно отметить, что более плодотворное направление стратегической геологии нефти и газа лежит на путях развития теории конвергенции УВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активации. // Георесурсы. – М.: НПО «Гео-Ресурс, 2002. - № 1. (9)
2. Thiel G.A. Gas an important factor in oil occurrence Eng. And Min. Jour., vol.109, 1920
3. Emmons W.H. "Geology of petroleum", Mcgraw – Hill book company, Jnc., New York, 1931

УДК 622.243.923

Электробур для наклонно направленного бурения

А.Г.Калинин – доктор техн. наук, профессор
(МГГРУ)

Возможность применения электродвигателя для привода забойного породоразрушающего инструмента впервые была высказана более ста лет назад в России русскими инженерами В.И. Деловым и Беккендорфом, но только в 1937-1940 г.г. советскими инженерами А.П. Островским, Н.В. Александровым, Н.Г. Григоряном, А.Л. Ильским, Ф.Н. Фоменко и др. была разработана конструкция электробура, нашедшего применение в нефтегазовой отрасли.

В 1940 г. в Баку электробуром пробурена первая скважина. В 1951-52 г.г. в Башкирии по предложению А.А. Минина, А.А. Погарского и К.А. Чефранова при бурении нефтяной скважины впервые применили электробур знакопеременного вращения для гашения реактивного момента, который спускался в скважину на гибком электрокабеле-канате. Последующие опытно-конструкторские работы позволили значительно модернизировать электробур по сравнению с первыми

образцами: была создана безредукторная машина, мощность на валу электробура была увеличена в 2-3 раза (от 70 до 120÷230 кВт) и наряду с этим уменьшен наружный диаметр. Серийное производство электробуров в нашей стране налажено с 1956 г. Конструктивная схема электробуров первых серийных выпусков в основном сохранена и в современных электробурах.

Развитию и совершенствованию отечественного электробурения способствовали целеустремленные усилия учёных ВНИИБТ (Б.И. Абызбаев, В.И. Курепин, Б.В. Байдюк), поддержанные Н.К. Байбаковым, и специалистов-энтузиастов в производственных объединениях (С.И. Кувыкин, С.И. Чепурной, П.И. Манзюк, Н.М. Ризванов, А.М. Байков, З.М. Шахмаев, В.И. Халаякин, Р.А. Юсупов, М.Д. Хуснутдинов, Н. Гибадуллин и др.), до конца преданных электробурению и глубоко убежденных в его высокой эффективности.

Основные преимущества электробурения, подтверждающие технологическую и экономическую целесообразность применения при разработке нефтяных месторождений, по сравнению с бурением роторным способом и гидравлическими забойными двигателями заключаются в следующем:

- энергетическая характеристика электробуров не зависит от качества и параметров промывочного агента, что позволяет осуществлять бурение на рациональных режимах;
- за счёт более полного использования гидравлической мощности улучшаются условия очистки забоя скважины, повышается механическая скорость бурения, и проходка на долото;

- независимость энергетической характеристики электробура от количества и свойств промывочной жидкости позволяет полностью использовать возможности гидромониторного эффекта;

- электробуры дают возможность бурить при высокой проницаемости пластов, вплоть до полной потери циркуляции, применяя утяжеленные и специальные растворы (на нефтяной основе, дизтопливе, с волокнистыми наполнителями, с очисткой забоя воздухом, азотом и пенами);

- используемая при электробурении проводная связь обеспечивает передачу информации с забоя о положении ствола скважины и технологических параметров в реальном масштабе времени и глубин. Кроме того, возможен контроль за проходимыми горными породами (каротаж скважины) в процессе бурения, что очень важно для геологической информации. При этом данные в неограниченном объёме могут передаваться независимо от вида и параметров промывочного агента. В этом отношении система электробурения имеет значительные преимущества перед применяемыми телеметрическими системами с гидравлическими или электромагнитными каналами связи;

- электрический канал передачи энергии позволяет передать на двигатель электробура, находящийся на больших глубинах и в сильно искривленных стволах скважины, мощности, недоступные для гидравлических забойных двигателей;

- электробуры имеют наибольшую удельную мощность на единицу длины двигателя, а, следовательно, и наибольшую мощность по сравнению с гидравлическими забойными двигателями;

- не требуется установка специальных датчиков, так как нагрузка на долото контролируется по величине крутящего момента электродвигателя, поэтому сам электробур выполняет функции датчика, реагирующего на все изменения и отклонения при бурении, что позволяет оперативно осуществлять решение задач по оптимизации и автоматизации процесса бурения. Изменение момента на долоте при бурении мгновенно отражается на изменении величины тока и мощности электробура, что даёт возможность наблюдать по амперметру за нагрузкой на долото, определять характер его работы, устанавливать степень износа опор и вооружения долота, своевременно принимать меры по предупреждению аварий с долотом;

- меньшая вероятность аварий и осложнений, повышается качество проводки ствола скважины, улучшаются экологические условия.

К недостаткам электробура относятся: усложнение наземного и забойного оборудования и бурильной колонны, высокая стоимость забойного двигателя, опасность потери дорогостоящей машины вследствие прихвата в скважине, ограниченный срок межремонтной работы вследствие недостаточной износостойкости уплотнительных сальников самого электробура и недостаточной надежности системы токоподвода, создание специальных ремонтных служб, более высокие требования к квалификации обслуживающего персонала.

Современный электробур представляет собой забойную машину, состоящую из электродвигателя и шпинделя. Для уменьшения скорости вращения вала между электродвигателем и шпинделем может быть установлен редуктор-вставка.

Параметрический ряд электробуров состоит из шести диаметров: 164, 170, 185, 215, 240 и 290 мм. Длина электробуров колеблется от 10 до 14 м. Обозначения электробуров, например, Э164-8: Э – электробур; 164 – диаметр корпуса в мм; 8 – число полюсов электродвигателя. В конце шифра могут стоять буквы М – модернизация и Р – электробур с редуктором-вставкой. Шпиндель обозначается как Ш164.

Таблица 1. Технические данные электробуров

Тип электробура	Резьба		Диаметр, мм	Общая длина, мм	Длина секции, мм	Длина шпинделя, мм	Масса кг
	Вал	Муфта шпинделя					
Э 164-8М	3-117	3-133	164	11012	9195	1817	1650
Э 185-8М	3-121	3-147	185	11246	9350	1896	2050
Э 190-8М	3-117	3-147	190	12355	10480	1875	2200
Э 240-8М	3-152	3-171	240	12020	10000	2022	3600
Э 240-12	3-152	3-171	240	13130	10565	2565	3600
Э 290-12АМ	3-177	3-189	290	12173	10316	1857	4500

В электробуре применен маслonaполненный трехфазный асинхронный электродвигатель. Статор двигателя собран в цилиндрических корпусах, соединенных между собой коническими резьбами. В пазах статора заложена стержневая обмотка, верхние концы которой соединены с контактным стержнем, соединяющим её с системой токоподвода. Ротор двигателя

Таблица 2. Энергетическая характеристика электробуров

Тип	N_p	Мощность, кВт	EJ , кН·м ²	Частота вращения вала, с ⁻¹ (об/мин)	Момент вращения, кН·м		Осевая нагрузка, кН	Масса, т
					номин.	максим.		
Э 290-12	-	240	33250	7,6 (455)	5,10	11,00	350	5,10
Э 240-12	-	140	14600	7,5 (450)	3,00	6,50	350	3,20
Э 240-8М	-	210	14600	11,5 (690)	2,97	7,60	350	3,60
Э 190-8М	-	125	-	11,2 (675)	1,80	3,8	300	2,20
Э 190-8М	1,75	119	-	6,6 (400)	2,90	5,50	350	2,63
Э 190-8М	3,00	119	-	3,9 (233)	5,00	7,00	300	2,40
Э 190-8М	10,0	32	-	1,1 (70)	4,45	6,23	350	2,55
Э 185-8М	-	125	-	11,2 (676)	1,80	3,60	350	2,05
Э 164-8М	-	75	-	11,3 (685)	1,10	2,40	300	1,65

Примечание к таблице: N_p – передаточное отношение редуктора

выполнен секционным и многоопорным. Длина магнитопровода каждой секции в зависимости от диаметра двигателя принята в пределах 400-500 мм. Величина зазора между статором и ротором составляет 0,4-0,6 мм, что обеспечивает достаточную надежность работы двигателя с учетом начального эксцентриситета осей статора и ротора, износа подшипников и жесткости вала. Вал электродвигателя, имеющий по всей длине один диаметр, установлен на шарикоподшипниках, опирающихся непосредственно на расточки немагнитопроводных пакетов статора. Осевая опора ротора выполнена в виде двухрядных шариковых подшипников, установленных на нижнем конце вала и рассчитана на усилие только от массы ротора. Нижний конец вала электродвигателя соединяется при помощи зубчатой муфты и шарнирной уплотняющей втулки с валом шпинделя или редуктора вставки. Внутренняя полость двигателя заполнена электрически нейтральным маслом.

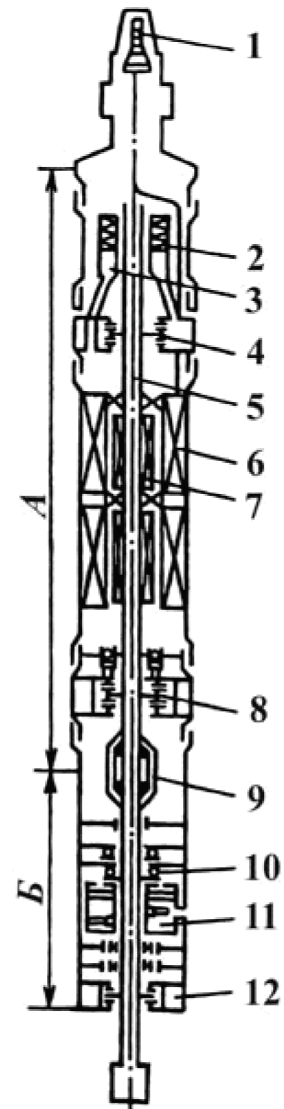
Маслонаполненный (смазочное масло) шпиндель служит для восприятия реакции забоя при создании нагрузки на долото. Выпускаемый промышленностью электробур включает трехфазный асинхронный маслонаполненный двигатель **A** и маслонаполненный шпиндель **B** на подшипниках качения (рис. 1, 2).

В корпусе электробура помещены пакеты магнитопроводной стали статора **6**, они разделены пакетами немагнитопроводной стали в местах расположения радиальных шариковых опор ротора. Пакеты ротора **7** с алюминиевой обмоткой насажены на полый вал двигателя **5**. Ротор располагается в статоре с зазором 0,5-0,6 мм на сторону. Внутренняя полость двигателя заполняется сухим изоляционным маслом. От внешней среды внутренняя полость двигателя изолируется верхним **4** и нижним **8** сальниками. В сальники подается машинное масло. Для компенсации утечек масла через сальники и поддержания некоторого избыточного давления внутри двигателя, препятствующего попаданию промывоч-

Рис. 1. Принципиальная схема электробура

1 – контактный стержень;
2 – сальник;
3 – лубрикаторы двигателя;
4 – верхний сальник;
5 – вал;
6 – статор;
7 – пакеты ротора;
8 – нижний сальник;
9 – соединительная муфта;
10 – осевая опора шпинделя;
11 – лубрикатор шпинделя;
12 – сальниковое уплотнение шпинделя

ной жидкости внутрь, в верхней части электробура в лубрикаторной головке размещаются лубрикаторы двигателя **3** и сальника **2**. Внутри верхнего переводника проходит кабельный ввод от контактного стержня **1** до обмотки статора. Для восприятия веса вала в нижней его части над нижним сальником установлен упорный шариковый подшипник.



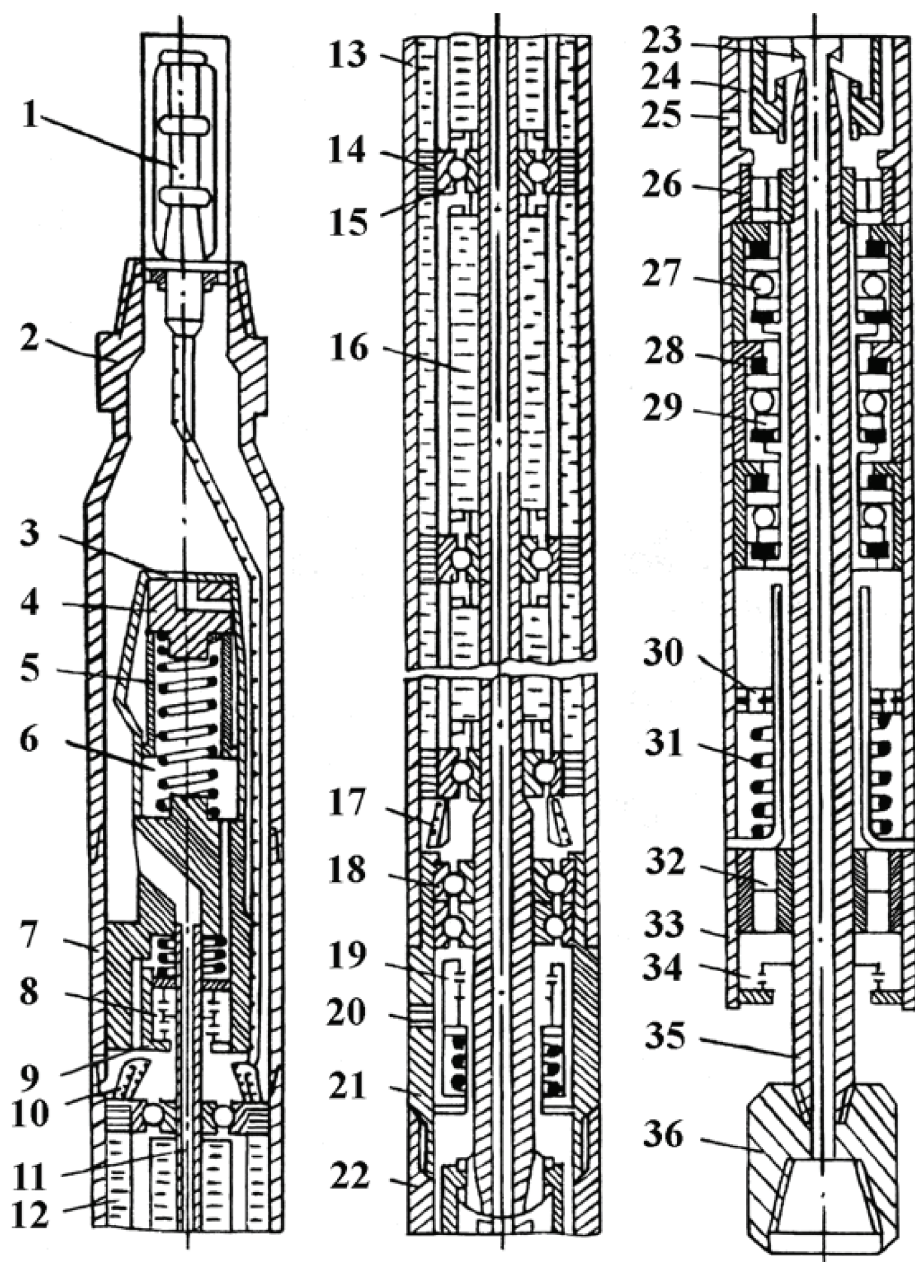


Рис. 2. Конструкция электробура

- 1 - контактный стержень; 2 - переводник;
- 3 - резиновая диафрагма компенсатора двигателя;
- 4 - поршень компенсатора; 5 - пружина;
- 6 - цилиндр компенсатора; 7 - соединительный корпус двигателя;
- 8 - верхний сальник двигателя; 9 - верхний клапан двигателя;
- 10 - верхняя часть обмотки статора; 11 - вал двигателя;
- 12 - пакет магнитопроводной стали статора;
- 13 - корпус статора из немагнитопроводного материала;
- 14 - пакет немагнитопроводной стали; 15 - промежуточный подшипник двигателя;
- 16 - секция ротора двигателя; 17 - нижняя часть обмотки статора;
- 18 - нижний подшипник двигателя; 19 - нижний сальник двигателя;
- 20 - клапан; 21 - соединительный корпус;
- 22 - корпус шпинделя; 23 - втулка;
- 24 - зубчатая муфта; 25 - клапан;
- 26 - верхний радиальный подшипник; 27 - упорный подшипник;
- 28 - наружная обойма распределителя осевой нагрузки; 29 - внутренняя обойма;
- 30 - поршень компенсатора шпинделя; 31 - пружина;
- 32 - нижний радиальный подшипник; 33 - пробка; 34 - сальник шпинделя;
- 35 - вал шпинделя; 36 - переводник на долото

Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент полностью воспринимаются осевой опорой шпинделя и на вал двигателя не передаются. Снизу к двигателю присоединяется шпиндель (Б). В шпинделе находится многорядная осевая опора на шариковых подшипниках 10. Полый вал центрируется в корпусе с помощью роликовых и шариковых подшипников. Вал шпинделя соединен с валом двигателя посредством соединительной зубчатой муфты 9, в месте соединения валов находится шарнирное уплотнение для изоляции внутреннего пространства от промывочной жидкости, поступающей к забою по внутреннему каналу в валу двигателя и шпинделя. В нижней части шпинделя помещено сальниковое уплотнение 12. Шпиндель заполняется густым машинным маслом и оснащен лубрикатром 11. Избыточно давление лубрикатр создает за счет усилия сжатой пружины, которая давит на поршень, под которым находится резерв масла, восполняющий его потери из шпинделя.

Асинхронные двигатели для электробуров имеют жесткую характеристику, т.е. диапазон изменения их частоты вращения довольно ограничен. Её изменение зависит от скольжения ротора относительно поля статора.

В электробуре, вращающий момент двигателя прямо пропорционален квадрату напряжения на вводе двигателя. Снижение напряжения приводит к заметному падению вращающего момента.

Буровой раствор проходит через электробур к долоту по центральному каналу в валах двигателя и шпинделя. С помощью лубрикатра поддерживается давление масла на 0,1-0,3 МПа больше давления раствора в скважине.

Электроэнергия к забойному двигателю подводится по секционированному кабелю, помещенному внутри буровой колонны.

Токоснабор может осуществляться по трех- или двухжильному кабелю. В последнем случае в качестве третьего провода используется буровая колонна. Эта система питания носит название «два провода - земля» (сокращенно ДПЗ).

Система ДПЗ позволяет увеличить площадь сечения проходного канала в бурильной колонне и тем самым способствует снижению потерь давления при циркуляции промывочной жидкости по бурильной колонне.

Каждую кабельную секцию помещают в отдельной бурильной трубе и её концы закрепляют в трубе на опорах с втулками, обеспечивающими некоторое свободное проворачивание кабеля при соединении труб (рис. 3). В единую цепочку секции соединяют с помощью контактных элементов - контактного стержня на верхнем конце и контактной муфты на нижнем. Контактный стержень защищен от механических повреждений защитным стаканом. Соединение контактных элементов происходит автоматически при свинчивании бурильных труб, при этом контактный стержень входит в муфту с некоторым натягом, обеспечивающим герметичность соединения от проникновения бурового раствора.

Для монтирования секции электрокабеля используют специальные бурильные трубы типа ЭБШ с гладкопроходным сечением. Они выпускаются диаметром 140 и 114 мм с высаженными наружу концами. Трубы изготавливают из стали групп прочности Д и Е.

Кабельный подвод электробура - одно из наиболее слабых звеньев системы. При загрязнении и недостаточной герметичности соединений секций омическое сопротивление изоляции снижается.

Частота вращения вала электробура от 440 до 750 об/мин. Для разбуривания большой группы горных пород мягких и средней твердости, особенно залегающих на больших глубинах, эти частоты вращения велики. Использование одной или двух редукторных вставок с передаточным отношением 1:2 между электродвигателем и шпинделем удастся повысить вращающий момент и снизить обороты в 2-4 раза при уменьшении мощности лишь на величину $N(1 - \eta)$, где N - мощность электродвигателя; η - КПД редуктора.

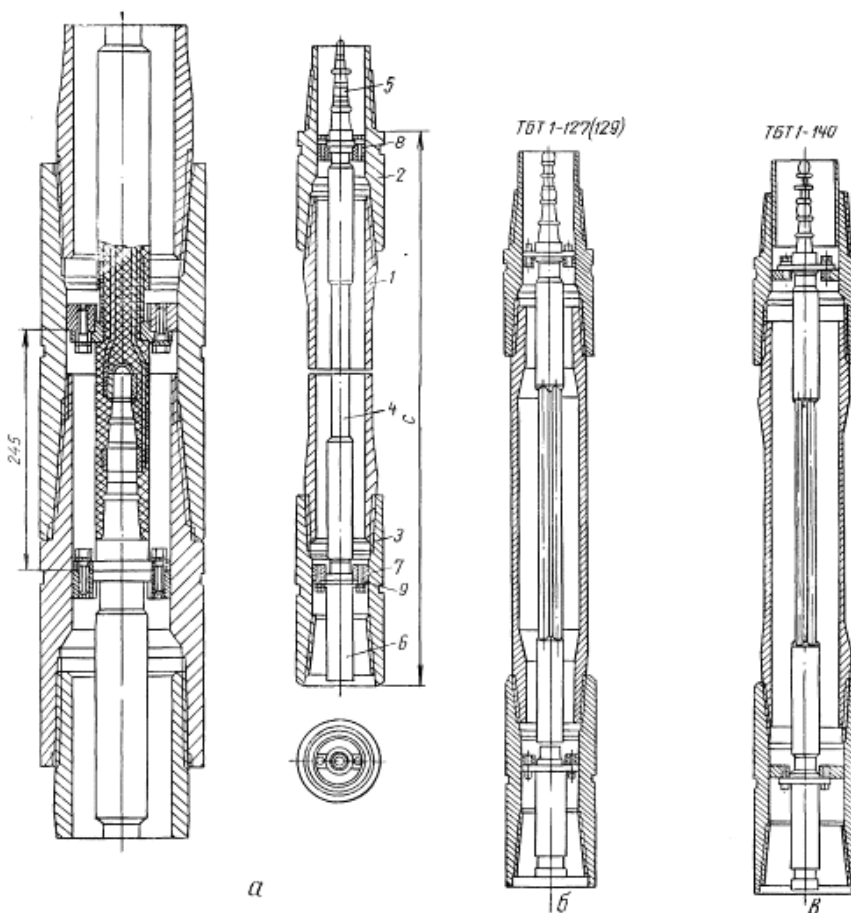


Рис. 3 Бурильные трубы для электробурения
а - с двухпроводной кабельной секцией;
б - с токоподводом ТБТ1-127(129);
в - с токоподводом ТБТ1-140;
1 - бурильная труба; 2 - ниппель замка; 3 - муфта замка;
4 - двухжильный шланговый кабель; 5 - двухконтактный стержень;
6 - двухконтактная муфта; 7 - сухарь; 8 - опора стержня;
9 - опора муфты

Техническая характеристика редуктора-вставки приводятся в табл. 3, 4 [2].

Мощность, реализуемая на долоте, может быть выражена через осевую нагрузку P на долото и удельный момент $M_{уд}$ [1, 3]:

$$N_D = N_0 + M_{уд} \cdot P$$

где N_0 - мощность на вращение долота при отсутствии осевой нагрузки.

Момент на долоте:

$$M_D = M_1 + M_{уд} \cdot P$$

где M - момент на долоте при отсутствии нагрузки.

Характеристика двигателя электробура представлена на рис. 4. Асинхронный двигатель длительное время может работать в режиме номинальной мощности $N_{ном}$ и в области $n_y < n_i < n_x$ при моменте $M_{min} < M < M_{ном}$

Таблица 3. Технические данные редуктора-вставки для электробура

Тип редуктора	Резьбовые соединения	Диаметр, мм	Длина (без ниппельной резьбы), мм	Масса, кг
РВ 164-10 МВ5	МК 150x5x1:32	164	1882	265
РВ 164-3 МВ5	МК 150x5x1:32	164	1517	210
РВ 185-3 МВ5	МК 168x6x1:16	185	2000	300
РВ 190-10 МВ5	МК 168x6x1:16	190	1836	330
РВ 240-2 МВ5	РТК 218x6.35x1:16	240	1783	440
РВ 240-3 МВ5	РТК 218x6.35x1:16	240	1783	460

где M_{min} - момент сопротивления в опорах двигателя, шпинделя, редуктора.

Изменяя осевую нагрузку на долото $0 < P_1 < P_{max}$, можно изменять частоту вращения и в более широких пределах: от n_i до n_{max} . Момент при этом также изменяется от $M_0 + M_1$ до M_{max} . Двигатель электробура обладает довольно большой перегрузочной способностью по мощности (до 50%), что позволяет без остановки вращения преодолевать резкие изменения нагрузок на долото при чередовании пород по твердости и неравномерной подаче.

Поскольку мощность в цепи питания изменяется по мере увеличения или уменьшения нагрузки и момента на долоте, при бурении электробуром удобно контролировать отработку долот, приводить различные исследования буровых долот и режимов бурения, оперативно определять и устанавливать оптимальный режим.

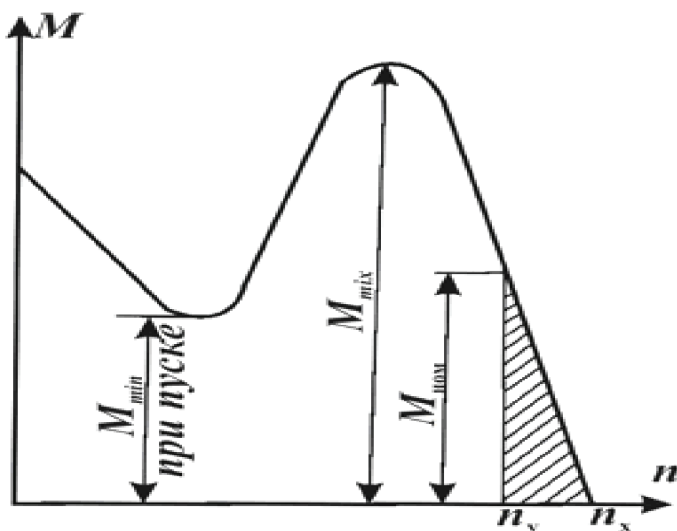


Рис. 4. Характеристика двигателя электробура

Помимо упомянутых преимуществ электробура, по сравнению с гидравлическими забойными двигателями, он обладает весьма значительным потенциалом в перспективе создания электродвигателя с регулируемой частотой вращения, так называемый вентильный электродвигатель (ВЭД), со схемой токоподвода "один провод - труба".

В этом комплексе ВЭД позволит использовать стандартные буровые трубы и применять на всем протяжении скважины технологически необходимые режимы бурения. В качестве редуцирующего элемента для снижения частоты вращения на первом этапе предполагается применение шаровинтового редуктора, последующее понижение числа оборотов долота на забое скважины производится автономным инвертором напряжения (АИН), который может быть установлен у пульта бурильщика. АИН позволяет снизить частоту вращения долота с 500 до 100 об/мин и ниже при постоянном значении крутящего момента.

Таблица 4. Техническая характеристика редуктора-вставки для электробура

Тип редуктора	Передаточное число	Частота вращения выходного вала, c^{-1} (об/мин)	Номинальный момент, кН·м	Максимальная осевая нагрузка, кН
PB 164-3 MB5	3	3,740 (220)	3,30	250
PB 164-10 MB5	10	1,190 (70)	4,00	250
PB 185-3 MB5	3	4,080 (240)	5,40	300
PB 185-10 MB5	10	1,190 (70)	5,40	300
PB 190-10 MB5	10	1,270 (75)	5,40	300
PB 240-2 MB5	2	5,850 (345)	8,85	400
PB 240-3 MB5	3	4,250 (250)	8,85	400

Для бурения направленных скважин электробуром разработан механизм искривления (МИ), корпус которого выполнен искривленным, а валы двигателя и шпинделя электробура сопрягаются под некоторым углом за счет зубчатой муфты сцепления (рис. 5). Механизмы искривления изготавливаются в диаметре, соответствующим размерному ряду электробуров: МИ-164, МИ-170, МИ-185 с углом перекося осей 1° и $1,5^\circ$; МИ-215 и МИ-240 — с углом перекося 1° , $1,5^\circ$ и 2° .

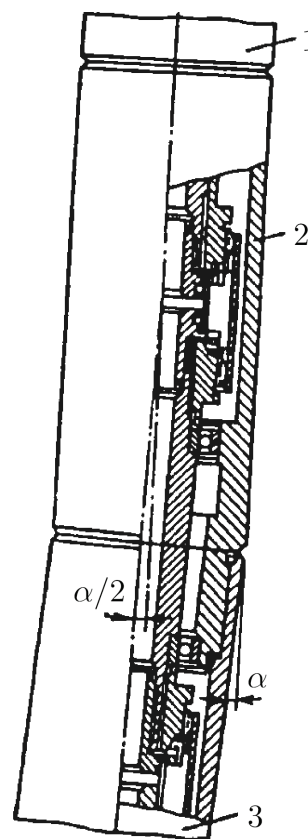


Рис. 5. Механизм искривления электробура
1 – электродвигатель; 2 – корпус МИ; 3 – шпиндель

Таблица 5. Типоразмеры механизмов искривления электробура

Тип механизма искривления	Угол искривления, °
Одинарный механизм искривления	
МИ 164-1В5	1,0
МИ 164-1.5В5	1,5
МИ 185-1В5	1,0
МИ 185-1.5В5	1,5
МИ 240-1В5	1,0
МИ 240-1.5В5	1,5
МИ 240-2В5	2,0
Двойной механизм искривления	
МИ 164-1-1В5	2,0
МИ 164-1-1.5В5	2,5
МИ 164-1-2В5	3,0
МИ 185-1-1В5	2,0
МИ 185-1-1.5В5	2,5
МИ 185-1-2В5	3,0
МИ 240-1-1В5	2,0
МИ 240-1-1.5В5	2,5
МИ 240-1-2В5	3,0

Таблица 6. Технические данные механизма искривления электробура

Тип механизма искривления	Резьбовые соединения	Диаметр, мм	Длина (без ниппельной резьбы), мм	Масса, кг
МИ 164-1В5	МК 150	165	645	84
МИ 164-1.5В5	МК 150	165	645	84
МИ 185-1В5	МК 168	185	521	98
МИ 185-1.5В5	МК 168	185	521	98
МИ 240-1В5	РТК 218	240	644	160
МИ 240-1.5В5	РТК 218	240	644	160
МИ 240-2В5	РТК 218	240	644	160
МИ 164-1-1В5	МК 150	165	2132	262
МИ 164-1-1.5В5	МК 150	165	2132	262
МИ 185-1-1 В5	МК 168	185	1821	290
МИ 185-1-1.5В5	МК 168	185	1821	290
МИ 185-1-2В5	МК 168	185	1821	290
МИ 240-1-1В5	РКТ 218	240	2124	460
МИ 240-1-1.5В5	РКТ 218	240	2124	460
МИ 240-1-2В5	РКТ 218	240	2124	460

ЛИТЕРАТУРА

1. Абызбаев Б.И., Фоменко Ф.Н., Беляев В.М, Монов В.И. Промысловые исследования по определению затрат мощности на холостое вращение долота и калибратора электробуром при проводке наклонно направленных скважин // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, - 1985. - вып. 7. – с. 35-37
2. Инструкция по технологии бурения электробурами // ВНИИБТ, М., 1970. – 87 с.
3. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, -2008. – 846 с.

УДК 66.097.8

Применение ингибиторной защиты для оборудования подготовки нефтяного газа

И.Ю.Быков - доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой,
Т.Д.Ланина доктор техн. наук, доцент, зав. кафедрой
(Ухтинский государственный технический университет - УГТУ)

Оборудование подготовки и осушки природного газа в процессе эксплуатации подвергается интенсивному коррозионному разрушению. Наиболее опасными и распространенными видами разрушений являются общая и локальная (питтинговая, язвенная) виды коррозии, наводороживание, водородное и сульфидное коррозионное растрескивание (КР), коррозионно-усталостное разрушение (КУ). На долю коррозионно-механического разрушения (КР, КУ) и локальной коррозии приходится до 60% всех разрушений оборудования нефтяной и газовой промышленности. При этом выход из строя стального оборудования по причине локальной коррозии составляет ~25%, КР и КУ ~35% и только 7-15% составляют отказы по причине общей коррозии.

Повышение ресурса работы оборудования может быть обеспечено рациональным подбором сталей и применением противокоррозионной защиты.

На нефтегазовых месторождениях, продукция которых содержит даже незначительные количества сероводорода (H_2S), меркаптанов ($R-SH$), углекислого газа (CO_2), коррозионные процессы на поверхности оборудования для подготовки газа протекают наиболее интенсивно, что обусловлено стимулирующим действием H_2S на протекание анодного процесса растворения стали. Образующиеся сульфиды железа (как правило, нестехиометрического состава), активируют локальные коррозионные процессы. Механизм коррозионного разрушения определяется соотношением их парциальных давлений углекислого газа и сероводорода (P_{H_2S} / P_{CO_2}).

При содержании $CO_2 > H_2S$ коррозионный процесс протекает по закономерностям углекислотной коррозии [3]. Скорость углекислотной коррозии зависит от парциального давления CO_2 и температуры и обычно значительно возрастает при $P_{CO_2} > 0,2$ МПа. Так, например, при $P_{CO_2} \geq 1,5$ и $t=60^\circ C$ степень коррозионной опасности прогнозируется как «весьма высокая», а скорость коррозии может достигать 5 мм/год. Углекислотная коррозия протекает, как правило, неравномерно, с образованием питтингов, язв.

Если в природном газе содержание $H_2S > CO_2$ коррозия оборудования установок подготовки газа протекает по механизму сероводородной коррозии. В этом случае скорость коррозионного процесса зависит от концентрации H_2S , температуры, pH среды, влажности газа и других факторов. Сероводородная коррозия сопровождается локальными разрушениями, наводороживанием, сульфидным коррозионным растрескиванием.

Сочетание влаги в любых соотношениях с сероводородом, кислородом и углекислым газом вызывает коррозионные разрушения. При перепадах температуры, давления

газа на внутренней поверхности оборудования подготовки газа, трубопроводах образуется пленка влаги с растворенными в ней солями, газами H_2S , CO_2 и другими компонентами. Под этой пленкой влаги могут протекать интенсивные коррозионные процессы, инициированные ионами HS^- ; Cl^- ; HCO_3^- ; SO_4^{2-} . Питтинги, возникающие в результате воздействия хлорид-иона на анодный процесс растворения металла, являются местом зарождения коррозионных и коррозионно-усталостных трещин, которые приводят к катастрофическому разрушению стального оборудования. Другие анионы (SO_4^{2-} , HCO_3^-) в меньшей степени влияют на скорость коррозии, однако, увеличивая электропроводность растворов тонких пленок влаги образованных на металлической поверхности оборудования, способствуют протеканию коррозионных разрушений по электрохимическому механизму.

В целом, все вышеперечисленные факторы коррозионного воздействия на стальное оборудование установок подготовки и осушки природного и нефтяного газов приводят к общей и локальной коррозии, наводороживанию, коррозионному растрескиванию, коррозионно-усталостному разрушению, блистерингу. Этим видам разрушения наиболее часто подвергаются сепараторы, теплообменники, трубопроводы, емкостное оборудование.

Эффективным методом защиты стального оборудования от воздействия агрессивных компонентов влажного газа является ингибиторная защита.

В последнее время появились новые эффективные ингибиторы серии СНПХ, Амфикор, Прамол, ФОМ9-12, ВНПП, ИФХАНГаз-61М, ИФХАНГаз-61-54, гамма ингибиторов под общим названием Олазолы, которые обладают комплексным действием, защищая сталь не только от общей коррозии, но и от наводороживания, коррозионно-механического разрушения.

По физико-химическим показателям попутный газ нефтяных месторождений Тимано-Печорской провинции относится к мало агрессивным, основными компонентами которого являются углеводороды C_1-C_4 и азот; концентрация влаги составляет около 0,3%, углекислого газа CO_2 -1,01%, сероводород H_2S присутствует в виде следов. Газ содержит жидкие фракции углеводородов (~280 г/м³) и небольшое количество меркаптановой серы (~0,004 г/м³).

Попутно добываемые пластовые воды имеют, как правило, высокую минерализацию (от 45,8 до 193,8 г/л), концентрация наиболее агрессивного компонента – хлорид-иона находится в пределах от 28,2 до 119,1 г/л. Сульфаты и бикарбонаты содержатся в существенно меньшем количе-

стве и в коррозионном отношении не представляют большой опасности.

Таким образом, влажный газ, поступающий на очистку и осушку, содержит капли воды с растворенными в ней хлорид-ионами, небольшое количество меркаптанов и газовый конденсат, углекислый газ, такая газовая смесь может проявлять достаточно высокую агрессивность. Согласно данным [1] скорость коррозии углеродистых и низколегированных сталей в условиях работы установок подготовки природного газа может составлять от 0,5 мм/год до 2,0 мм/год. Постоянное наличие на внутренней поверхности трубопроводов, аппаратов тонкой пленки влаги будет приводить к постоянному увеличению в ней растворенных меркаптанов и хлоридов, что может вызывать обширные язвенные и питтинговые поражения. Последние могут являться местом зарождения трещин коррозионного растрескивания.

В качестве ингибиторов для исследований [2] выбрали промышленно выпускаемые продукты в товарной форме (25-30% растворы активной части ингибитора в органическом растворителе): Олазол Т2П и Олазол 26501 (ТУ 0258-02066612-99); Прамол (ТУ 38.507.630150-90); Телаз (ТУ 2461-002-9564275-08); Инкоргаз-21Т (ТУ 415-001-76229136-05); ИКБ-2 (ТУ 38-30220-075).

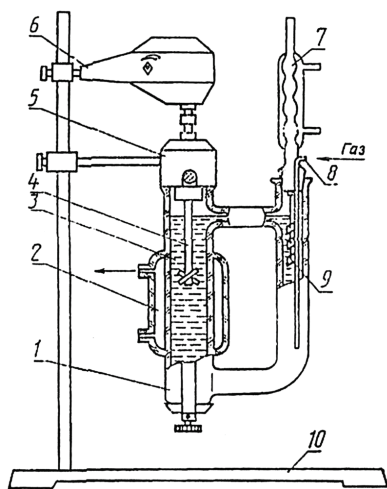


Рис.1. ГОСТ 9.506-87 Аппарат для испытаний при атмосферном давлении:

- 1 – U-образный сосуд;
- 2 – обогреватель;
- 3 – испытываемая среда;
- 4 – мешалка;
- 5 – герметичный привод;
- 6 – электродвигатель;
- 7 – холодильник;
- 8 – барботер;
- 9 – образцы;
- 10 – штатив.

Испытания проводили в потоке агрессивной среды с естественной аэрацией (ГОСТ 9.506-87) при скорости потока $V = 1$ м/с. Подготовленные образцы сталей помещали в сосуд для испытаний и выдерживали 4 часа (рис. 1). По завершении испытаний образцы вынимали, осушали фильтровальной бумагой и подвергали внешнему осмотру с использованием лупы. Далее удаляли продукты коррозии вначале мягкой карандашной резинкой, а затем выдерживали в растворе следующего состава: H_2SO_4 – 84 г/л; лимонная кислота – 100 г/л; тиомочевина – 10 г/л. После удаления продуктов коррозии образцы промывали в проточной водопроводной, затем дистиллированной воде, осушали фильтровальной бумагой и выдерживали сутки в эксикаторе. Далее образцы осматривали под микроскопом МБС-9, определяли характер коррозионных поражений, взвешивали, определяли потерю массы стали и рассчитывали скорость коррозии K , г/(м²·ч):

$$K = \Delta m / S \cdot \tau,$$

где Δm – потери массы образца, г;
 S – площадь поверхности образца, м²;

τ – время испытаний, ч.

Для испытаний в «потоке» использовали смесь водно-солевого раствора с гептаном в соотношении 9:1 для имитации углеводородной среды. Результаты испытания ингибиторов представлены в табл. 1.

Из представленных данных видно,

что скорости коррозии Ст20 обычной плавки и Ст20КСХ специальной плавки существенно различаются; последняя является более стойкой в исследованной среде. Наилучшими ингибиторами по отношению к этим сталям являются ингибиторы Олазол 26501, Олазол Т2П, Прамол и Телаз, эффективность которых превышает 90% и убывает в указанном выше порядке. Менее эффективны ингибиторы Инкоргаз-21Т (Z близко к 90%) и малоэффективны ИКБ-2-2 и Додиген 4481-1. Для ингибиторов Олазол, Прамол и Телаз эффективность защиты практически не зависит от марки стали.

Во влажной атмосфере и в водно-солевых растворах при концентрации 100-200 мг/л ингибиторы Олазол Т2П, Олазол 26501 и Телаз обладают хорошим «последствием», формируя на поверхности стали стойкие защитные плёнки, что способствует предотвращению локальной коррозии сталей, предотвращает ее охрупчивание и сохраняет прочностные и пластические свойства на исходном уровне.

Технологический процесс осушки и компримирования газа характеризуется рабочим давлением, температурой, составом газа на каждом этапе подготовки и, следовательно, коррозионная активность среды не будет постоянной, что требует детального рассмотрения каждой стадии.

Местами наибольшей коррозионной опасности (рис. 2) могут являться сепараторы С-0100, С-0200, С-0500,

Таблица 1. Защитные свойства ингибиторов по отношению к стали Ст20 и Ст20КСХ

Ингибитор	Сталь Ст20		Сталь Ст20КСХ	
	Скорость коррозии, K , г/м ² ·ч	Эффективность защиты, Z , %	Скорость коррозии, K , г/м ² ·ч	Эффективность защиты, Z , %
Без ингибитора	2,98	-	1,76	-
Олазол Т2П	0,13	95,6	0,07	96,0
Олазол 26501	0,125	95,8	0,06	96,6
Прамол	0,15	94,9	0,105	94,0
Телаз	0,23	92,3	0,12	93,2
Инкоргаз-21Т	0,41	86,2	0,18	89,8
ИКБ-2-2	0,45	84,9	0,55	68,7
Додиген 4481-1	0,82	72,5	0,73	58,5

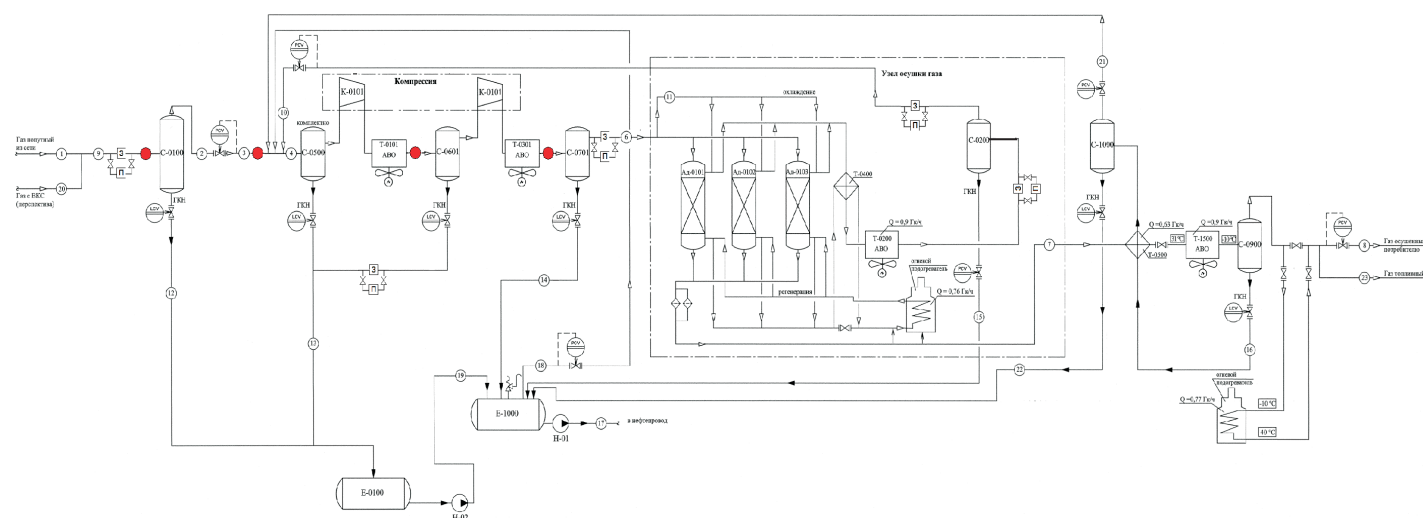


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема подготовки нефтяного газа.

условные обозначения: К-компрессоры; С - сепараторы; Т - теплообменники; Е - ёмкости для сбора конденсата; АД - адсорберы; РСВ - узел учета; ● - точки ввода ингибитора.

С-06009, С-0701, теплообменники Т-0101, Т-0400, Т-0200. Технологическое оборудование работает в условиях расслоения фаз, высоких давлений и значительного перепада температур, поэтому, для обеспечения надежности его работы в качестве основного материала для их изготовления рекомендуется сталь 08Х18Н10Т, ГОСТ 5632 в соответствии с ОСТ 26.291-94 и ОСТ 26.260.18-2004, устойчивая в интервале температур от минус 253 до 610°C при любых рабочих давлениях с одновременным применением ингибиторной защиты. Присутствие хрома в составе стали оказывает положительное влияние на ее сопротивляемость питтинговой коррозии, легирование железохромовых сплавов никелем также приводит к увеличению потенциала питтингообразования, кроме того, присутствие никеля увеличивает вязкость ферритной матрицы, что в совокупности обеспечивает коррозионную устойчивость [3].

Исследования по подбору ингибитора для Ст20 и Ст20КСХ могут быть перенесены с достаточной точностью на сталь 08Х18Н10Т. Узлы ингибирования устанавливаются перед вводом газа в сепараторы, доза реагента 60-80 мг/м³ газа. Схема ввода реагентов представлена на рис. 2.

Для обеспечения эффективной защиты рекомендуется обеспечить дисперсно-кольцевой режим движения технологической жидкости, при котором обеспечивается скорость движения 15-24 м/с, увеличение скорости приводит к смыву пленки ингибитора.

Ввод ингибитора может осуществляться из дозирочного отапливаемого блока, где расположены насосы - дозаторы, емкости для хранения реагента [4].

Для прогнозирования скорости коррозии оборудования необходимо обеспечить ежедневный контроль состава газовой среды, поступающей на каждую стадию подготовки, для чего в оборудовании предусмотреть установку пробоотборников. Контроль общей скорости коррозии должен быть обеспечен установкой образцов-свидетелей и датчиков поляризационного сопротивления на наиболее опасных участках (резкое изменение скорости или направления потока, статические или динамические нагрузки, вынос конденсата и др.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов Е.С., Бродский М.Л., Тимонин А.В. Коррозионная стойкость и склонность к коррозионно-механическому разрушению трубных сталей в сероводородсодержащих средах нефтепромыслов Севера России // Металлург. - М.: - 2009. - № 7. - с. 53-58.
2. Подбор и испытания ингибиторов коррозии для защиты стального оборудования компрессорной станции с осушкой газа на Харьгинском месторождении с выдачей рекомендаций [Текст]: отчет о НИР, рук. Е.С. Иванов - М.: ООО «Технохим», - 2010. - 28 с.
3. Сокол, И.Я. Структура и коррозия металлов и сплавов [Текст]: атлас. справ. изд. И. Я. Сокол, Е.А. Ульянин, Э.Г. Фельдгандлер и др. - М.: Металлургия, 1989. - 450 с.
4. ТУ-4525-007-942999287-2008. Дозаторы реагента типа БМЗ-ВД-НС-ДР «НГС» в блочном исполнении.

УДК 622.245.422

Свойства тампонажных растворов с полыми керамическими микросферами

Орешкин Д.В. – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой,
Беляев К.В. – канд. техн. наук, доцент, Семёнов В.С. – аспирант,
Кротова У.Е. – аспирант
(МГСУ)

При креплении некоторых скважин зачастую возникает ситуация, когда средняя плотность облегченного цементного раствора оказывается больше необходимой. Однако, существующие наполнители не могут снизить плотность раствора ниже, чем 1,3 г/см³. В этих случаях целесообразно применять полые микросферы [1-3].

По данным Д.В. Орешкина и Г.А. Белоусова [1], оптимальную плотность тампонажного раствора в атмосферных условиях можно получить при использовании 15% керамических (КМС), выпускаемых в России, США, Польше и др. странах. Эти микросферы называют также алюмосиликатными. Увеличение количества керамических микросфер с 15 до 25 масс. % приводит к снижению средней плотности тампонажного раствора с 1,4 до 1,28 г/см³. При этом при снижении содержания воды, подвижность раствора сохраняется высокой, а сроки схватывания и время прокачиваемости с увеличением количества микросфер увеличиваются (см. табл. 1). Однако, растворы с керамическими микросферами имеют повышенное водоотделение (8-10% в нормальных условиях и 18-20% при повышенных давлениях). Поэтому для стабильности тампонажных растворов для составов 2, 3, 4, 5 (см. табл. 1), требуется уменьшение водоцементного отношения. Однако, это приведет к сокращению сроков схватывания, что легко регулируется реагентами-замедлителями, особенно высокомолекулярными соединениями.

Прочность тампонажного камня с добавками керамических микросфер, не обработанного давлением, существенно отличается в верхней и нижней части образцов (табл. 2, составы 3, 4).

Прочность облегченного тампонажного камня снижается с увеличением количества керамических микросфер.

С целью оценки влияния микросфер на изменение средней плотности растворов в скважинных условиях была проведена обработка давлением тампонажных растворов (рис. 1). Обработка тампонажных растворов давлением в 30 МПа приводит к увеличению их плотности на 0,08, 0,1, 0,12 г/см³ для 15, 20, 25 мас. % керамических микросфер соответственно (см. рис. 1, кривые 1, 1*).

Таблица 1. Свойства тампонажных растворов при T = 75°C и атм. давлении, Д = 18-22 см

№	Состав раствора, масс. %	Средняя плотность г/см ³	Прокачиваемость, ч.-мин.	Сроки схватывания, ч.-мин.	
				начало	конец
1	100 ПЦТ, 50 вода	1,825	1-30	1-55	2-35
2	100 ПЦТ, 10 КМС, 80 вода	1,47	2-10	2-30	3-20
3	100 ПЦТ, 15 КМС, 90 вода	1,4	2-20	2-45	3-40
4	100 ПЦТ, 20 КМС, 105 вода	1,33	2-30	3-10	4-15
5	100 ПЦТ, 25 КМС, 115 вода	1,280	2-45	3-45	5-15

Таблица 2. Прочность тампонажного камня. Температура – 75°C/22°C. Давление атм.

№	Состав раствора, масс. %	Прочность камня*, МПа		
		Изгиб	Сжатие	
			верх	низ
1	100 ПЦТ, 50 вода	5,25/2,1 -	24,93/13,2 -	24,93/13,2 -
2	100 ПЦТ, 90 вода, 15 КМС	4,46/2,3 5,34/2,7	9,90/5,0 10,20/5,2	13,2/6,8 16,50/8,4
3	100 ПЦТ, 20 КМС, 105 вода	2,38/1,2 -	6,93/3,5 -	12,54/6,29 -
4	100 ПЦТ, 25 КМС, 115 вода	1,25/0,6 -	3,66/1,9 -	3,96/2,0 -

Примечание. * - над чертой - раствор давлением не обработан, под чертой - обработан давлением в 30 МПа.

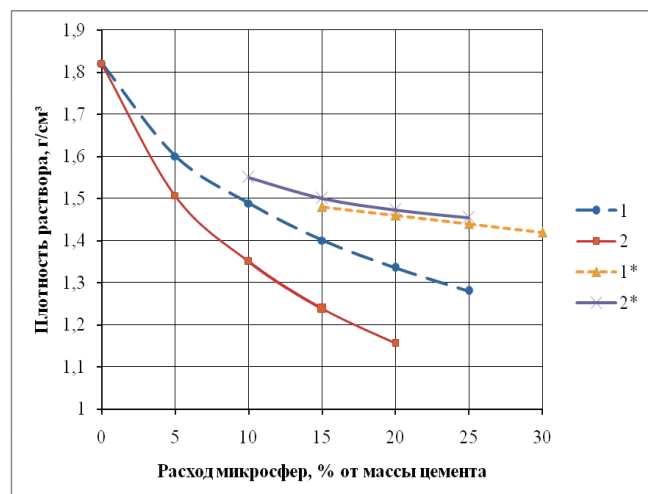


Рис. 1. Влияние расхода микросфер и давления на изменение плотности облегченных тампонажных растворов

1, 1* – керамические микросферы;
2, 2* – полимерные микросферы;
1, 2 – в атмосферных условиях;
1*, 2* – после обработки давлением 30 МПа

Наиболее интенсивное увеличение плотности отмечено у тампонажных растворов с 10, 15, 20 мас. % полимерных микросфер. Величина увеличения плотности при давлении 30 МПа составила 0,22–0,26 г/см³, т.е. плотность раствора при добавке 10 мас. % микросфер увеличивается с 1,34 г/см³ в атмосферных условиях до 1,56 г/см³ при давлении 30 МПа (рис. 1, кривые 2, 2*).

Тампонажный камень, сформированный из облегченного раствора, обработанного давлением в 30 МПа, обладает несколько повышенной прочностью (см. табл. 2). Наиболее ощутимо повышается прочность камня на сжатие, особенно нижней части образца-призмы, сформированной вертикально (см. табл. 2).

Полые микросферы представляют собой сыпучие порошки, состоящие из тонкостенных замкнутых газонаполненных оболочек диаметром до десятков микрон [1-3]. Их производство серийно налажено в США, Японии, Финляндии, России, Франции и других странах (табл. 3). Микросферы имеют хорошие свойства и характеризуются не только малой плотностью, но и высокой удельной прочностью на объемное сжатие, низкими значениями диэлектрической проницаемости и диэлектрических потерь в широком диапазоне частот, хорошей теплоизолирующей способностью, вокруг частицы отсутствует неравномерное распределение концентраций напряжений, как, например, для наполнителей сложной формы. Выпускают полые микросферы керамические, стеклянные, из природного вулканического стекла с кристаллической фазой – полевым шпатом и кварцем, силикатные, углеродные.

Существующие искусственные пористые материалы: керамзит, перлитовый песок, обожженный диатомитовый песок, нефтяной кокс, гильсонит, вермикулит, гипс, глина, уголь и др. требуют большого количества воды. Частицы наполнителя под давлением в скважине разрушаются и связывают воду из цементного раствора, увеличивая его вязкость. Водоцементное отношение изменялось в зависимости от требуемой растекаемости раствора от 0,55 до 0,9 и выше, а предел прочности при изгибе должен соответствовать ГОСТ.

Таблица 3. Свойства полых керамических микросфер различных фирм

Показатель	Polish Drilling Fluids Service (Польша)	Сева Дэнко (Япония)	Norton (США)	«Стройтек» (Россия)
Средняя плотность, г/см ³ : - насыпная; - средняя	0,32-0,45 0,65-0,80	0,6-0,8 1,1-1,6	0,6-0,9 1,1-1,7	0,32-0,37 0,75
Размеры, мкм	до 500	100-8000	120-8000	40-300
Коэффициент заполнения объема	0,56	0,5	0,45	0,6
Толщина стенки, мкм	3-5	6-10	6-12	2,5-4
Теплопроводность, Вт/м °С	0,07	0,13	0,14	0,08
Прочность при объемном сжатии, МПа	5	8,6	8,8	15-29

Для улучшения технологических параметров и для придания гомогенности в тампонажный раствор со средней плотностью более 1,4 г/см³ вводят глину, мел и др. вещества. Для ускорения схватывания добавляют CaCl₂ [1-3]. Средний химический состав полых керамических микросфер дан в табл. 4.

Таблица 4. Средний химический состав полых керамических микросфер

Оксид	Содержание	Оксид	Содержание
SiO ₂	55-59	CaO	1,1-1,8
Al ₂ O ₃	27-31	MgO	1,3-1,7
Fe ₂ O ₃	4,6-5,5	SO ₂ /SO ₃	0,05-0,1
K ₂ O	3,2-3,7	Na ₂ O	1,0-2,0

ЛИТЕРАТУРА

1. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Орешкин Д.В., Белоусов Г.А., Фролов А.А., Янкевич В.Ф. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы. - М.: Недра, - 1999. - 180 с.
2. Первушин Г.Н., Орешкин Д.В. Проблемы трещиностойкости облегченных цементных материалов. - Ижевск: ИжГТУ, - 2003. - 350 с.
3. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород. - М.: Недра, - 2004. - 232 с.

УДК 622.24.05

ВЛИЯНИЕ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА И ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕ (С. 5)

Владимир Юрьевич Близнюков
Артём Ганиевич Гилаев
Ришат Фагимович Исламов
Зелимхан Хусейнович Моллаев
¹Рудольф Тигранович Еганьянц

¹ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Приведен анализ геологических факторов на вынос песка из продуктивного пласта. На основе гранулометрического анализа состава горных пород залежи определена эффективная ширина щели внутрискважинного фильтра. Анализ результатов акустического каротажа показал, что объекты разработки характеризуются как слабо сцементированные. Промысловые данные подтверждают, что пескопроявлению способствуют высокие перепады давления и обводненность продукции скважины.

Ключевые слова: скважина; гранулометрический состав; акустический каротаж; пескопроявление; пластовое давление.

УДК 622.243.24

СТРОИТЕЛЬСТВО БОКОВЫХ СТВОЛОВ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖАХ (С. 9)

¹Дмитрий Викторович Пушко
¹Валерий Владимирович Нижарадзе
¹Евгений Александрович Тарабаев
²Вячеслав Васильевич Подшибякин
²Анатолий Иванович Столбеников

¹ЗАО «Нортгаз»
629303 Тюменская обл., ЯНАО г. Новый Уренгой, Микрорайон Советский, дом 7 корп. 2

²ООО «Новоуренгойское УБР»
629307 Тюменская обл., ЯНАО г. Новый Уренгой, почтовое отделение № 7, а/я 3.

Рассмотрены этапы бурения и крепления бокового ствола с горизонтальным окончанием на Уренгойском газоконденсатном месторождении. Проводка бокового ствола осуществлялась в сложных горно-геологических условиях с пересечением пласта неустойчивых аргиллитов. Разработанные технико-технологические решения позволили пробурить боковой ствол по одноклонной конструкции.

Ключевые слова: боковой ствол; хвостовик; КНБК; горизонтальный боковой ствол.

УДК 622.243.13

АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ КОЛЕБАНИЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ НАЛИЧИИ ВЯЗКОГО ТРЕНИЯ (С. 12)

Василий Николаевич Родионов
Рубен Александрович Ганджумян
Российский государственный геолого-разведочный университет
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23
E-mail: drill@msgpa.ru

С помощью полученного аналитического решения уравнения продольных колебаний колонны бурильных труб проведено исследование изменений амплитуды колебаний в зависимости от скорости вращения долота и коэффициента вязкого трения. Построены распределения амплитуд колебаний вдоль бурильной колонны при различных частотах вращения долота.

Ключевые слова: продольные колебания; математическая модель; аналитическое решение; бурильная колонна.

УДК 622.24.053.8

РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ УБТ И ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ РАБОТЕ В СОСТАВЕ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (С. 16)

¹Юрий Михайлович Гержберг
¹Владимир Дмитриевич Чарков
²Василий Иванович Кишин

¹ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»
169300 Ухта, ул. Железнодорожная, 48, офис 18.

Тел./факс: (82147)-52-817

²ОАО «Газпром»

117997 ГСП-7 Москва, ул. Намёткина, 16

Результаты расчётов по наиболее опасным сечениям позволили установить слабое сечение замковых резьбовых соединений. При анализе массива данных для компоновок с центраторами установлены значения предельно допустимых радиусов кривизны для различных компоновок.

Ключевые слова: замковое резьбовое соединение; радиус кривизны скважины; центратор; компоновка.

УДК 622.24.051

ОБОСНОВАНИЕ УГЛА УСТАНОВ-**КИ РЕЗЦОВ В ДОЛОТАХ ЛОПАСТНОГО ТИПА (С. 21)**

Дмитрий Николаевич Башкатов
Российский государственный геолого-разведочный университет
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23
E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрены различные схемы установки рабочих резцов бурового долота. На основе анализа сил, действующих на рабочие резцы долота, определены рациональные углы установки резцов для различных горных пород.

Ключевые слова: рабочий резец; горная порода; PDC; долото; лопастное долото.

УДК 622.243.573

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН С ОТБОРОМ КЕРНА (С. 25)

Антон Георгиевич Шatrovский
ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Существующее техническое оснащение КНБК для бурения наклонных скважин с отбором керна не обеспечивает выполнение проектных параметров профиля скважины. В результате аналитических расчётов установлено, что областью применения используемых для отбора керна КНБК являются скважины с зенитным углом не более 10°. Определены основные размеры КНБК для отбора керна в наклонных и пологих скважинах.

Ключевые слова: керн; КНБК; отклоняющая сила; бурильная головка; отбор керна; керноприёмник.

УДК 622.243.24

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ (С. 27)

Александр Степанович Повалихин
ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

В статье рассмотрена история развития технологии бурения боковых стволов. Приведены примеры реализации технологии на различных месторождениях России и за рубежом. Отмечается вклад отечественных специалистов и

учёных в создание основ горизонтального бурения боковых стволов.

Ключевые слова: боковой ствол; скважина; эксплуатационная колонна; забойный двигатель-отклонитель; забуривание; хвостовик.

УДК 553.98

НОВЫЕ ИДЕИ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ (с. 31)

Владимир Иванович Иванников

ОАО «Газ-Ойл»

107014 Москва, ул. Гастелло, 41

Тел. (499)-268-33-50

В статье рассматривается механизм миграции и аккумуляции нефти в пористых и проницаемых горных породах осадочной толщи. Критикуется гипотеза о глубинных источниках нефти и как альтернатива предлагается теория конвергенции углеводородов. Утверждается, что глубинные газовые потоки поступают и подпитывают залежи нефти.

Ключевые слова: флотомиграция; микрокапельная нефть; коллектор; газовая фаза

УДК 622.243.923

ЭЛЕКТРОБУР ДЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (с. 33)

Анатолий Георгиевич Калинин

Российский государственный геолого-разведочный университет

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

E-mail: drill@msgpa.ru

В статье рассматривается история создания электробура. Приводятся основные технические характеристики современных электробуров. Анализируются преимущества и недостатки электробурения наклонных скважин на нефть и газ.

Ключевые слова: электробур; токоподвод; шпиндель; электробурение; кабель; редуктор; механизм искривления.

УДК 66.097.8

ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА (с. 43)

Игорь Юрьевич Быков

Татьяна Дмитриевна Ланина

Ухтинский государственный технический университет (УГТУ)

169300 Ухта, ул. Первомайская, 13

Оборудование для осушки и компримирования попутного нефтяного газа подвергается коррозионному разрушению даже при невысоких концентрациях растворенного сероводорода и двуокиси углерода за счет образования

влаги в пристеночной области. Ингибитор коррозии «Олазол» обеспечивает эффективность защиты более 96%, при этом скорость коррозии снижается до 0,06-0,07 мм/год.

Ключевые слова: сепаратор; теплообменник; осушка газа; нефтяной газ; коррозионные разрушения; скорость коррозии; парциальное давление; сероводородная коррозия; уголекислотная коррозия; локальная коррозия; ингибиторы.

УДК 622.245.422

СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С ПОЛЫМИ КЕРАМИЧЕСКИМИ МИКРОСФЕРАМИ (с. 45)

Дмитрий Владимирович Орешкин

Константин Владимирович Беляев

Вячеслав Сергеевич Семёнов

Ульяна Евгеньевна Кретьева

Московский государственный строительный университет (МГСУ).

Кафедра строительных материалов

E-mail: dmitrii_oreshkin@mail.ru

В статье приводятся свойства полых керамических микросфер и тампонажных растворов с их использованием.

Ключевые слова: облегченный тампонажный раствор; полые керамические микросферы; свойства цементных тампонажных растворов.

THE INFLUENCE OF MECHANICAL-AND-PHYSICAL PROPERTIES AND RESERVOIR PRESSURE DROP ON SAND CONTROL (p. 5)

Vladimir Jur'evich Bliznjukov

Artjom Ganievich Gilaev

Rishat Fagimovich Islamov

Zelimkhan Khusejnovich Mollaev

¹Rudolf Tigranovich Egan'janc

¹«Intellect Drilling Services» LLC

10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia

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

E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Sand production in reservoir - geological factors relationship is analyzed. Effective width of borehole filter slot is determined on basis of reservoir rock grain-size analysis. Sonic log analyzing shows target formations to be weakly consolidated. Field data prove sand production to be a result of high overbalance pressure drops and

water cut.

Key words: well; grain-size analysis; sonic log; sand production; formation pressure.

SIDETRACKING AND DRILLING OPERATIONS IN GAS RESERVOIRS OF COMPLEX STRUCTURE (p. 9)

¹Dmitriij Viktorovich Pushko

¹Valerijj Vladimirovich Nizharadze

¹Evgenijj Aleksandrovich Tarabaev

²Vjacheslav Vasil'evich Podshibjakin

²Anatolijj Ivanovich Stolbenikov

¹«Nortgaz» LLC

7/2, Mikrorajjon Sovetskijj, Novyj Urengojj, 629303, Russia

²«Novourengojjskoe UBR» LLC

27, Promyslovaja str., Vostochnaja promzona, Novyj Urengojj, 629307, Russia

Drilling, casing and cementing operations while sidetracking with horizontal completion for Urengoi gas

condensate field. Sidetrack was drilled out under heavy geological environment intersecting the formation of unstable Claystones. Given technological decisions provided for successful sidetrack drilling with only one casing string.

Key words: sidetrack; liner; BHA; horizontal borehole.

THE ANALYTICAL SOLUTIONS OF THE EQUATION FOR THE LONGITUDINAL DRILL STRING VIBRATIONS TAKING INTO ACCOUNT A VISCOUS FRICTION (p. 12)

Vasilijj Nikolaevich Rodionov

Ruben Aleksandrovich Gandzhumjan

Russian State Geological Prospecting University

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

E-mail: drill@msgpa.ru

With the use of the analytical

solutions for drill string vibrational amplitude variation versus drill bit RPM and constant of viscous friction was carried out. Vibrational amplitude distribution along drill string was plotted for various drill bit RPM.

Key words: longitudinal vibrations; simulation model; analytical solution; drill string.

STRESS CALCULATION THREAD CONNECTIONS FOR DRILL COLLARS AND BOREHOLE MOTORS WHEN WORKING AS PARTS OF BHA (p. 16)

¹Jurij Mihajlovich Gerzhberg

¹Vladimir Dmitrievich Charkov

²Vasilij Ivanovich Kirshin

¹«NPO «Severneftegaztehnologija» LLC
48, Zheleznodorozhnaja str., Ukhta,
169300, Russia

Tel./fax: +7-82147-52-817

E-mail: Mosyger@yandex.ru

²«Gazprom» JSC

16, Namjotkina str., GSP-7, Moscow,
117997, Russia

Critical section calculations denoted the weakest section of threaded connections. Analyzing data set for centralizer assemblies the critical radiuses of curvature for various assemblies are found.

Key words: threaded connection; radius of curvature; centralizer; assembly.

VALIDATION OF ANGLE OF CUTTER SETTING FOR BLADE DRILL BITS (p. 21)

Dmitriij Nikolaevich Bashkatov

Russian State Geological Prospecting University

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

E-mail: drill@msgpa.ru

Various schematics for cutter setting angles are discussed. Based on the analysis of operating forces for bit cutters their efficient setting angles for different rocks are found.

Key words: cutter; rock; PDC; drill bit; blade drill bit.

CERTAIN ASPECTS OF CORE DRILLING OF DIRECTIONAL WELLS (p. 25)

Anton Georgievich Shatrovskijj

«Intellect Drilling Services» LLC

10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422,
Russia

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

E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Current BHA technologies for directional core drilling do not guarantee well profile design parameters. As a result of analytical estimations the field of use for core drilling BHA was found to be wells with inclination not more than 10°. Main coring BHA dimensions for directional and horizontal wells are found.

Key words: core; BHA; core bit; coring; core barrel.

THE DEVELOPMENT OF DRILLING TECHNOLOGIES FOR DIRECTIONAL AND HORIZONTAL SIDETRACKING (p. 27)

Aleksandr Stepanovich Povalikhin

«Intellect Drilling Services» LLC

10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422,
Russia

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

E-mail: povalihin@ids-corp.ru

The article discusses the history of sidetracking drilling technologies development. The examples of the technology implementing for different oil and gas fields in Russia and abroad are given. The contribution of Russian scientists and designers to development of basic methods for horizontal drilling of laterals.

Key words: sidetrack; well; tubing; down whole deviation motor; scudding; liner.

NEW IDEAS FOR OIL GEOLOGY (p. 31)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

«Gaz-Oil» JSC

41, Gastello str., Moscow, 107014, Russia
Tel. +7-499-268-33-50

The article discusses oil migration and accumulation mechanisms for porous and permeable sedimentary rocks. A hypothesis for deep oil springs is criticized; the theory of hydrocarbon convergence is given as an alternative. It is said that deep gas streams come and feed up oil deposits.

Key words: flotomigration; microdispersed oil; reservoir; gas phase.

ELECTRIC DOWNHOLE MOTOR FOR DIRECTIONAL DRILLING (p. 33)

Anatolij Georgievich Kalinin

Russian State Geological Prospecting University

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

E-mail: drill@msgpa.ru

The history of electric downhole motors is given, as well as basic performance characteristics of state-of-the-art electric motors. Advantages and disadvantages of said motors for directional drilling of oil and gas wells are discussed.

Key words: electric downhole motor; current feedthrough; spindle; electric drilling; cable; gearbox; borehole curving facilities.

APPLICATION OF INHIBITOR PROTECTION FOR ASSOCIATED GAS TREATMENT FACILITIES (p. 40)

Igor' Jur'evich Bykov

Tat'jana Dmitrievna Lanina

Ukhta State Technical University
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300

The equipment for gas draining and compression is exposed to corrosion destruction even at low concentration of dissolved hydrogen sulfide and dioxide carbon at the expense of moisture coat formed on the pipe wall. Corrosion inhibitor "Olazol" provides efficiency of protection more than 96%, thus the corrosion speed decreases to 0,06-0,07 mm/year.

Key words: separator; heat exchanger; gas draining; associated gas; corrosion destruction; corrosion rate; partial pressure; hydrogen-sulfide corrosion; carbon-dioxide corrosion; localized corrosion; inhibitors.

PROPERTIES OF HOLLOW MICROSPHERES-LADEN CEMENT SLURRIES (p. 43)

Dmitriij Vladimirovich Oreshkin

Konstantin Vladimirovich Beljaev

Vjacheslav Sergeevich Semjonov

Ul'jana Evgen'evna Kretova

Moscow State University of Civil Engineering (MSUCE)

E-mail: dmitrii_oreshkin@mail.ru

The article discusses the properties of hollow ceramic microspheres and microspheres-laden cement slurries.

Key words: lightweight cement slurry; hollow ceramic microspheres; the properties of cement slurries.

Наиболее полная картина отраслевых технологий



**В 2011 году через Агентство Роспечать продолжается
подписка на научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» -
наш подписной индекс - 35836**

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

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

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

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

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612