ISSN 2072-7232

Инженер-нефтяник

#1'2009

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Ликвидация поглощений промывочной жидкости

Расчёт КПД погружных насосов

Новый метод контроля траектории бурения

Формы допустимых отклонений ствола скважины

Проектирование и оптимизация КНБК

История бурового дела – шлангокабель

GROUP IDS

INTELLECT DRILLING SERVICES

Адрес компании:
127422, Россия, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9117
info@ids-corp.ru
www.ids-corp.ru

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

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

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

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

СОДЕРЖАНИЕ

5 **Технология ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин**
Николаев Н.И., Николаева Т.Н., Иванов А.И.

8 **Вопросы промывки горизонтальных скважин при бурении**
Иванников В.И., Иванников И.В.

14 **Расчёт коэффициента полезного действия погружных насосов и насосных установок нефтяных скважин**
Куликов В.В.

17 **Вопросы выбора критерия оптимизации процесса бурения**
Башкатов Д.Н.

19 **Проблемные вопросы отбора керна при бурении скважин и пути их решения**
Иванников В.И., Иванников И.В.

23 **Метод ликвидации прихвата и подъёма бурильных и обсадных колонн**
Скляпов В.И.

27 **Пространственные формы допустимых отклонений ствола скважин при наклонно направленном бурении**
Морозов Ю.Т., Суетина Е.В.

31 **Контроль траектории бурения на основе магнитной технологии позиционирования**
Желамский М.В., Морозов Ю.Т., Мочуловский А.М., Прокопенко А.С.

37 **Проектирование и оптимизация КНБК на основе винтового забойного двигателя для бурения в сложных горно-геологических условиях**
А.С.Повалихин, А.Г. Шатровский

43 **История бурового дела: бурение на шлангокабеле**
Изосимов А.М.

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 геологоразведочного бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе
Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа имени академика И.М.Губкина
Нечаев Владимир Иванович – генеральный директор ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
Потапов Александр Григорьевич - д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»
Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геологоразведочного бурения Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экспертный совет журнала:

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 верстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

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

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.

Технология ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин

профессор, д.т.н. Н.И. Николаев,
доцент Т.Н. Николаева, аспирант А.И. Иванов
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

В данной работе предлагаются технологические схемы ликвидации катастрофических поглощений промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин с использованием композиций вязко - упругих тампонажных систем в зависимости от глубины возникновения осложнения.

Первая технологическая схема может применяться при незначительных глубинах ствола скважины, например, при бурении под кондуктор, и предполагает использование рабочего бурового раствора в смеси с реагентом «Петросорб».

При возникновении поглощения промывочной жидкости желательно вскрыть осложнённый интервал на возможно большую глубину. Затем в дополнительную ёмкость, в которой содержится рабочий буровой раствор, добавляется расчётное количество реагента (в зависимости от интенсивности поглощения). Далее буровым насосом полученная смесь закачивается через колонну бурильных труб в осложнённый интервал, где композиция бурового раствора с реагентом проникает в призабойную зону поглощающего горизонта. По истечении определенного времени в поглощающем пласте создаётся противофильтрационная завеса за счёт большой степени объемного расширения (набухания) частиц «Петросорба» при соединении их с дисперсионной средой глинистого раствора, а также пластовой водой.

При больших глубинах скважин использование указанной выше схемы невозможно, вследствие того, что процесс нагнетания тампонажной смеси занимает слишком много времени, в течение которого происходит набухание реагента, в результате чего частицы «Петросорба» не проникают в поглощающий интервал. Для решения этой проблемы авторами разработано устройство для доставки тампонажного материала в зону осложнения (рис. 1).

Важной особенностью тампонажного устройства является наличие в его составе механического пакера (рис. 1 б), который состоит из подвижного корпуса 6, с двумя изолированными друг от друга

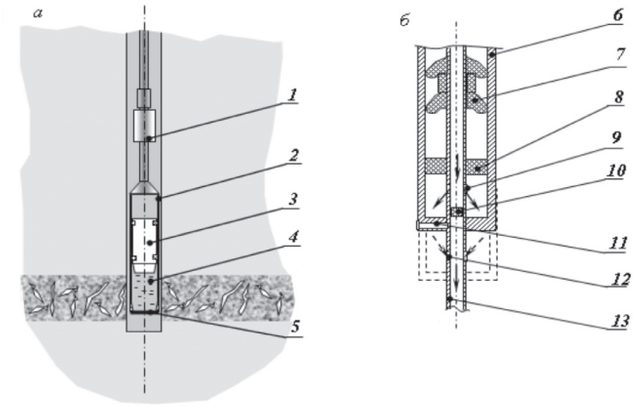


Рис.1. Устройство для оперативного тампонирования скважин:
а) - тампонажное устройство в транспортном положении;
б) - схема действия пакера.
1 – механический пакер; 2 – контейнер; 3 – поршень;
4 – полость с «Петросорбом» и дизельным топливом;
5 – днище контейнера; 6 – подвижный корпус; 7 – резиновые распорные элементы; 8 – перегородка; 9 – радиальные выпускные отверстия; 10 – заглушка ; 11 – срезной штифт; 12 – радиальные входные отверстия; 13 – бурильная труба.

полостями, и резиновых распорных элементов7, служащих для изоляции поглощающего интервала.

Принцип работы тампонажного устройства заключается в следующем. В полость 4 устройства заливается дизельное топливо с добавлением в него «Петросорба» (дизельное топливо используется как гидрофобизирующая среда), далее устройство на колонне бурильных труб 13 спускается в осложнённый интервал. Далее после включения буровых насосов создаётся избыточное давление в нижней полости корпуса механического пакера, под действием которого он перемещается вниз, в результате чего освобождаются резиновые уплотнительные элементы 7 и перекрывают ствол скважины над поглощающим интервалом. При этом канал для прохода жидкости создаётся за счёт совмещения выпускных и входных радиальных отверстий 9 и 12 в нижней части подвижного корпуса 6.

Далее, под действием жидкости, нагнетаемой в контейнер 2, поршень 3 (рис.1а) перемещается вниз, выдавливая из полости 4 тампонажную смесь

в зону поглощения. Достигнув конечного положения, поршень останавливается, внутри него открывается клапан для прохода воды или бурового раствора. В подпакерной зоне создается положительное дифференциальное давление, под воздействием которого тампонажная смесь задавливается в поглощающий интервал, а «Петросорб» соединяясь с водой, создаёт изолирующую завесу.

Здесь необходимо отметить, что при данной технологии будет эффективна последующая закачка цементного раствора в зону поглощения.

Третья предлагаемая схема аналогична первой, но есть особенность – по кольцевому пространству закачивается пресная вода (метод параллельной закачки) для ускорения набухания тампонажной смеси.

Суперабсорбент "Петросорб" - водонабухающий сополимер карбоновых кислот акрилового ряда, их эфиров и солей, представляет собой белый или слабоокрашенный порошок с дисперсностью до 3 мм. При соприкосновении с водой "Петросорб" интенсивно поглощает ее, превращаясь в плотную гелеобразную массу с образованием отдельных гранул сечением до 5-8 мм.

Индекс поглощения воды зависит от содержания в ней солей и достигает 200 кг воды на 1 кг "Петросорба".

На основании экспресс-исследований полимерного суперабсорбента «Петросорб», проведенных в Санкт-Петербургском государственном горном институте и «ТюменьНИИГипрогаз» были сделаны следующее выводы:tyrty

- «Петросорб» интенсивно набухает в течение первых 20 минут при взаимодействии с водой. Данные по динамике набухания приведены на рис. 2.

- степень минерализации воды отрицательно сказывается на индексе набухания суперабсорбента, однако его водопоглощающая способность продолжает оставаться достаточной для использования в тампонажных смесях (индекс набухания в дистиллированной воде равен 225, в 10% растворе NaCl-23).

- «Петросорб» в составе глинистой суспензии проявляет закупоривающие свойства. При перепаде давлений 50 МПа через фильтрующие перегородки 0,4% полимера повышает закупоривающие свойства малоглинистой суспензии (1060 кг/м^3) в 1,6-2,0 раза.

- установлена возможность использования «Петросорб» в составе соляробентонитовой смеси при ликвидации поглощений.

Размер гранул представляет интерес с двух позиций:

- зависимости интенсивности набухания суперабсорбента «Петросорб» от размера гранул;

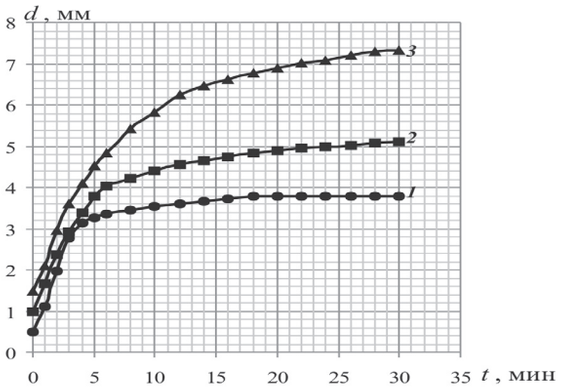


Рис.2. График изменения размеров частиц «Петросорба» с течением времени различного исходного диаметра d_0; где: 1 - d_0 = 0,5 мм; 2 - d_0 = 1,0 мм; 3 - d_0 = 1,5 мм.

- возможности применения реагента в поглощающих интервалах с кавернами, трещинами и порами разного размера.

К настоящему времени выполнены исследования гранулометрического состава реагента и влияния размеров гранул на интенсивность его набухания в водных растворах различной степени минерализации.

Определено, что около 68% товарного продукта составляют гранулы с размером более 2,0 мм, около 25% – с размером 2,0-1,0 мм, 4% – с размером 1,0 0,5 мм, 2% – с размером 0,5-0,25 мм, и около 1% – с размером менее 0,25 мм (рис. 3).

Скорость набухания суперабсорбента «Петросорб» увеличивается с уменьшением размера гранул. Такая зависимость обуславливается большей удельной

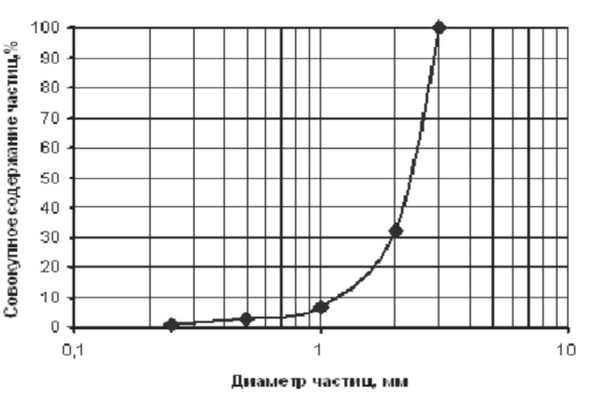


Рис. 3. Интегральная кривая гранулометрического состава суперабсорбента «Петросорб»

Таблица 1
Влияние "Петросорба" на технологические параметры глинистой суспензии

Состав раствора	Р, г/см^3	Т, с	СНС$_{1/10}$, дПа	Ф, см^3/30 мин	К, мм	$\phi_{тр}$	$\eta_{пз}$, Мпа•с	τ_0, дПа	n	pH	К[1], дарси
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$К_2$ - зырян. г/п с вых. р-ра 6,2м^3/т	1,060	17	23/36	16,9	2,0	0,69	5	14	0,7	10,2	$9{,}70 \bullet 10^{-6}$
$К_2$ + 0,01% "Петросорб"	1,060	17	47,9/71,8	16,6	2,0	0,68	4	28,7	0,48	9,52	-
$К_2$ + 0,03% "Петросорб"	1,065	18	47,9/71,8	16,4	2,0	0,65	4	33,5	0,45	9,50	-
$К_2$ + 0,1% "Петросорб"	1,065	18	71,8/110	14,5	2,0	0,62	4	47,9	0,36	9,31	-
$К_2$ + 0,2% "Петросорб"	1,070	21	76,6/95,9	14,2	2,0	0,62	5	52,7	0,39	9,34	$7{,}86 \bullet 10^{-6}$
$К_2$ + 0,2% "Петросорб", термостатирован 2 часа, t=100°С	1,070	27	110/153	9,6	1,7	0,27	6	76,6	0,35	8,84	-
$К_2$ + 0,3% "Петросорб"	1,075	36	115/144	11,8	2,0	0,60	7	81,4	0,37	9,38	-
$К_2$ + 0,4% "Петросорб"	1,080	79	187/220	9,6	2,0	0,60	4	181,9	0,13	9,44	$7{,}51 \bullet 10^{-6}$
$К_2$ + 0,4% "Петросорб", термостатирован 2 часа, t=100°С	1,080	к/п	182/220	8,6	1,4	0,28	6	230	0,15	8,90	-
$К_2$ + 0,5% "Петросорб"	1,080	н/т	263/278	7,8	2,0	0,50	1	421	0,016	9,31	-
$К_2$ + 1% "Петросорб"	"Петросорб" поглотил всю воду. Состав превратился в массу, состоящую из гелеобразных частиц, хорошо сохраняющих свою форму. Состав термостатировался 2 часа при температуре +100°С, после чего состав не изменился, гелеобразные частички сохранили свою упругость и способность удерживать воду.										
$К_2$ + 0,15% КМЦ - 600	1,060	26	110/196	8,5	1,2	0,30	6	62,3	0,39	9,37	-
$К_2$ + 0,15%, КМЦ-600 + 0,01% "Петросорб"	1,060	26	95,8/153	8,2	1,2	0,25	6	62	0,39	9,41	-
$К_2$ + 0,15%, КМЦ-600 + 0,05% "Петросорб"	1,060	32	86,2/230	8,2	1,2	0,23	7	81,4	0,38	9,37	-
$К_2$ + 0,15%, КМЦ-600 + 0,1% "Петросорб"	1,065	86	153/187	7,6	1,2	0,25	9	115	0,35	9,38	-

поверхностью гранул меньшего размера при одинаковой массе, а значит и большей поверхностью контакта реагента с водой.

В таблице приведено влияние «Петросорб» на технологические параметры глинистой суспензии из глинопорошка с выходом 6,2 м^3/т.

Хотя «Петросорб» не растворяется, а набухает в среде бурового раствора, но за счет вывода из системы воды увеличивает вязкость, медленно снижает фильтрацию, уменьшает проницаемость глинистой корки. При добавке реагента 1,0 % раствор превращается в массу, состоящую из частиц геля. Этот состав термостабилен при 100°С в течение двух часов (время проведения опыта). Эксперименты показали, что «Петросорб» совместим с обработкой раствора КМЦ и в концентрации до 0,1 % его можно использовать для оперативного загущения системы.

С точки зрения практического применения реагента «Петросорб» при ликвидации поглощений бурового раствора решим задачу определения необходимого объёма соляро-бентонитовой смеси, содержащей водонабухающий реагент, с "подвижной" границей радиуса его распространения в поглощающем пласте:

$$V = f\begin{cases} h, m_0, R_c, \delta_0 \\ P, \rho, \eta', Q \\ d_0, v_{наб} \end{cases} \qquad (1)$$

где V – объём закачиваемого материала, м^3;

h – мощность зоны поглощения, м;

m_0 – пустотность массива;

R_c – радиус скважины, м;

δ_0 – среднеобъёмная раскрытость трещин, м;

P – перепад давления в системе "скважина – пласт", Па;

ρ – плотность тампонажной смеси, кг/м^3;
η' – эффективная вязкость смеси, Па•с;
Q – интенсивность поглощения, м^3/с;
d_0 – начальный диаметр зёрен абсорбента, м;
$v_{наб}$ – скорость набухания абсорбента, м/с.

Очевидно, что с течением времени t размер частиц набухающего полимера достигнет поперечного размера трещины или диаметра канала ($d = \delta_0$) и ее совместное движение с потоком прекратится.

Тогда на границе r=R(t) будет соблюдается условие:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot m_0 \cdot h \cdot R \cdot dR}{dt} \qquad (2)$$

при t=0; $R=R_c$

Отсюда объём тампонажного материала V будет равен:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot m_0 \cdot h \cdot (R_{\max}^2 - R_c^2) \qquad (3)$$

При $m_0 = \delta_0 \bullet G$ (δ_0 – среднеобъёмная раскрытость трещин, м; G – густота трещин, 1/м), получим:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot \delta_0 \cdot G \cdot h \cdot (R_{\max}^2 - R_c^2) \qquad (4)$$

Полагая, что скорость фильтрации следует закону Дарси, будем иметь:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot \delta_0 \cdot G \cdot h \cdot \left(\frac{P \cdot \delta_0^2 \cdot t}{32 \cdot \eta'} - R_c^2 \right) \qquad (5)$$

С учётом полученных эмпирических зависимостей интенсивности набухания (см. рис. 2):

$$d = d_0 + v_{наб} \cdot t^n \qquad (6)$$

где $0 \le n \le 1$.

При $d_{max} = \delta_0$:

$$t = \left(\frac{\delta_0 - d_0}{v_{наб}} \right)^{\frac{1}{n}} \qquad (7)$$

В итоге будем иметь:

$$V = 2 \cdot \pi \cdot \delta_0 \cdot G \cdot h \cdot \left(\frac{P \cdot \delta_0^2 \cdot \left(\frac{\delta_0 - d_0}{v_{наб}} \right)^{\frac{1}{n}}}{32 \cdot \eta'} - R_c^2 \right) \qquad (8)$$

Расчётный анализ уравнения (8) показывает, что в пределах реальных диаметров скважин при бурении на нефть и газ, оно может быть применено для инженерных расчётов процесса ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора с использованием набухающих тампонажных систем.

Положительные опытно-производственные результаты применения предлагаемой технологии были получены при бурении скважины № 31Р под кондуктор на Южно-юбилейном газовом месторождении в интервале 471-473 м. при ликвидации катастрофического поглощения бурового раствора с интенсивностью 144 м^3/ч.

Вопросы промывки горизонтальных скважин при бурении

д.т.н., профессор В. И. Иванников, И. В. Иванников
ОАО «Газ-ойл»

В последние годы объём горизонтального бурения глубоких скважин быстро возрастает. Это связано, прежде всего, с проблемами экологической безопасности территорий, освоения морских месторождений и увеличением нефтеотдачи пластов.

Проводка современных горизонтальных скважин осуществляется по сложной траектории протяженностью до 7 км. Отсюда следует проблема промывки ствола таких скважин в процессе бурения.

Производительность промывки и регулирование реологических показателей промывочной жидкости в полной мере не обеспечивают в достаточной степени вынос выбуренной породы из скважины. Накопление шлама в скважине приводит к росту сил сопротивления движению бурильной колонны и возникновению прихватоопасных ситуаций.

Теоретические и экспериментальные исследования, проведенные одним из авторов данной статьи ранее

[1-3], показали, что увеличение скорости циркуляции бурового раствора не решает задачу улучшения выноса шлама горной породы даже в вертикальных скважинах. В горизонтальных скважинах условия выноса шлама усугубляются действием силы тяжести, способствующей осадку частиц выбуренной породы в зазоре между стенкой ствола скважины и бурильными трубами (рис. 1).

Из возможных решений данной проблемы наиболее оптимальным является применение гидровибраторов, которые включаются в состав бурильной колонны и создают поперечные колебания бурильных труб, расположенных в горизонтальном стволе. Такая технология была разработана авторами в 80-е г.г., прошла пробные испытания, но не нашла широкого применения, так как на тот момент времени объём горизонтального бурения был незначителен.

Основные преимущества данной технологии заключаются в том, что она позволяет не менее чем на 50 % снизить граничное трение труб о стенку скважины и одновременно улучшить очистку ствола.

Рассмотрим ситуацию течения промывочной жидкости в горизонтальной скважине, когда колонна труб совершает поперечные колебания (рис. 2). Силы, участвующие в поперечном движении трубы и окружающей жидкости, не равны: при ходе вверх действует сила F_1 от источника колебания, а при ходе вниз - F_2 с прибавлением веса бурильной трубы. Отсюда $F_2 > F_1$, из чего в соответствии с теорией импульсов (равенства количества движения $mV_1 = m_1V_2$, где m - масса жидкости) следует, что $\frac{V_2}{V_1} = \frac{F_2}{F_1}$. Таким образом, нормально направленные колебания трубы препятствуют осаждению шлама и заставляют его перемещаться в зону течения промывочной жидкости.

Влияние нормально направленных вибраций на реологические характеристики глинистых суспензий приводится на рис. 3 и 4, заимствованных из работы [4]. Однако здесь диапазон вибровоздействия был ограничен частотами порядка 50 Гц. При более высоких частотах вязкость текущей промывочной жидкости может не снижаться, а возрастать.

Распространение поперечных колебаний по длине бурильной колонны здесь не рассматривается, это отдельный вопрос, имеющий теоретическое и практическое решение, но выходящий за рамки данной публикации.

В настоящее время для реологической характеристики тиксотропных систем, в частности глинистых суспензий [5], используются показатели: пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига

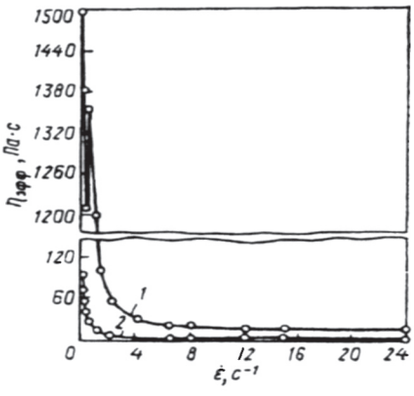


Рис. 3 Реологическая кривая глинистой суспензии $\dot{\varepsilon}$ – скорость сдвига; 1 – без вибрации; 2 – при вибрации

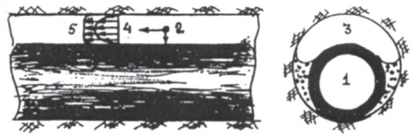


Рис. 1 Схема распределения потока промывочной жидкости в горизонтальном стволе скважины
1 – бурильная труба; 2 – частица шлама; 3 – зона потока промывочной жидкости; 4 – эпюра скорости течения без вибраций бурильной колонны; 5 – эпюра течения при поперечных вибрациях бурильной колонны

Рис. 2 Фазы поперечного смещения бурильной трубы при вибрации

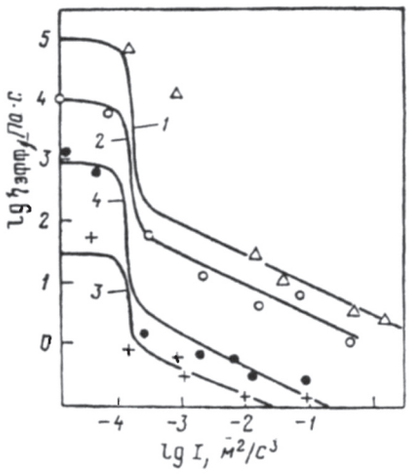


Рис. 4 Зависимость эффективной вязкости глинистой суспензии от интенсивности вибраций
(кривые линии – теоретическая зависимость, точки экспериментальные данные)
1 – при соотношении водной и твёрдой фаз В/Т=0.25; 2 – В/Т=0.35; 3 – В/Т=0.35 с добавкой метилсиликоната натрия; 4 – В/Т=0.45;
$I=a^2 \bullet \omega^2$; a – амплитуда колебаний; ω – частота колебаний

($\eta_{пл}$ и η_0) не имеющие строгого физического смысла. К реальным показателям можно отнести пока только два: эффективную вязкость при данной скорости сдвига и статическое напряжение сдвига ($\eta_{эфф}$, Θ).

Вязкость, понятие о которой впервые введено Ньютоном, определяется реологическим уравнением:

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\tau}{\mu},$$

где $\dot{\varepsilon}$ - скорость сдвига, $с^{-1}$;

τ - напряжение сдвига, мПа;

μ - вязкость, мПа•с.

Для нелинейной ньютоновской жидкости с переменной вязкостью Оствальд де Ваале ввел в уравнение коэффициент (К) структурной вязкости и показатель (n):

$$\dot{\varepsilon} = \left(\frac{\tau}{\kappa}\right)^{\frac{1}{n}}$$

В физическом выражении коэффициент структурной вязкости следует понимать как вязкость, обусловленную взаимодействием частиц дисперсной фазы между собой, а τ - как динамическое напряжение сдвига.

Чем выше К, тем лучше удерживающая способность бурового раствора.

Известно, что вязкость (η_∞) суспензии без учета взаимодействия частиц дисперсной фазы зависит от наполнения объема твердыми частицами:

$$\eta_\infty = \eta_B(1-0{,}5\varphi)(1+\alpha\varphi+\beta\varphi^2+\ldots)$$

η_∞ - вязкость суспензии, мПа•с;

η_B - вязкость воды, мПа•с;

φ - доля объема частиц в единице объема суспензии;

α, β - коэффициенты.

Тиксотропными растворами являются такие, у которых консистенция зависит от продолжительности сдвига и величины скорости сдвига. Если тиксотропный раствор, находящийся в состоянии покоя, деформировать с постоянной скоростью сдвига, то его структура будет постепенно разрушаться, а эффективная вязкость снижаться со временем. Скорость разрушения структуры при определенной скорости сдвига зависит от числа связей до начала разрушения структуры и должна, поэтому уменьшаться с течением времени. Это можно сравнить со скоростью химической реакции первого порядка. Одновременно будет также возрастать скорость восстановления структуры, так как число возможных связей увеличивается. В конце концов, когда скорости структурообразований и разрушения структуры станут равны друг другу, наступит динамическое равновесие. Состояние равновесия зависит от скорости сдвига и смещается в сторону более интенсивной деструкции при возрастании скорости сдвига.

Установлено, что вязкость структурированных растворов изменяется по экспонентному закону [3]:

$$\eta_{ЭФФ} = (\eta_0 - \eta_\infty)\cdot e^{-t\frac{dV}{dr}} - \eta_\infty$$

где $\eta_{эфф}$ - эффективная вязкость при данной скорости сдвига, мПа•с;

η_0 - вязкость при нулевом сдвиге, мПа•с;

η_∞- вязкость при бесконечно большой скорости сдвига, мПа•с;

$\frac{dV}{dr}$ - градиент скорости сдвига, $с^{-1}$.

Если течение суспензии подчиняется закону Бингама, то:

$$\eta_{ЭФФ} = \eta_\infty + \frac{\vartheta}{\frac{dV}{dr}}$$

где Θ - предельное напряжение сдвига (коэффициент тиксотропии), мПа.

Коэффициент Θ тиксотропии можно рассматривать (учитывая, что $\tau = \eta_0 \frac{dV}{dr}$) как структурную вязкость дисперсной фазы в потоке. Тогда эффективная вязкость типичной промывочной жидкости, представленной гли-нистой суспензией, будет суммой двух слагаемых:

$$\eta_{эфф} = \eta_\infty + \eta_\Theta$$

где η_Θ - структурная вязкость, мПа•с.

На выносную (несущую) способность промывочной жидкости превалирующее влияние оказывает структурная компонента вязкости, так как она обеспечивает удержание частиц выбуренной породы в потоке.

Усилить структурную компоненту вязкости представляется возможным за счет создания совмещенной глинополимерной структуры при определенном соотношении твердой фазы и полимера в присутствии комплексообразователей типа хроматов калия или натрия.

На рис. 5 показана зависимость эффективной вязкости глинистой суспензии с массовой долей

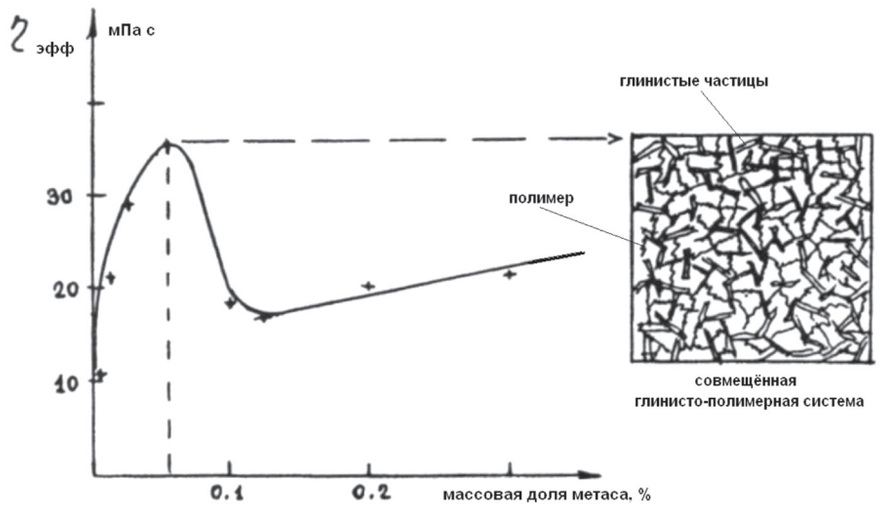


Рис. 5 Зависимость эффективной вязкости глинистой суспензии с массовой долей 6% бентонита от количества метаса

6% бентонита от количества полимера (метаса). Максимум $\eta_{эфф}$ характеризует образование совмещенной глинополимерной структуры. При добавках K_2CrO_4 максимум возрастает в 2 раза и более.

Поддерживать режим пиковой вязкости не представляется возможным из-за деструкции полимера в процессе длительной циркуляции промывочной жидкости. В стендовых условиях были получены подтверждающие данное утверждение результаты, один из которых представлен на рис. 6. Поэтому добавки полимера и комплексообразователя должны быть периодическими, после предварительного тестирования проб циркулирующей промывочной жидкости на реометре.

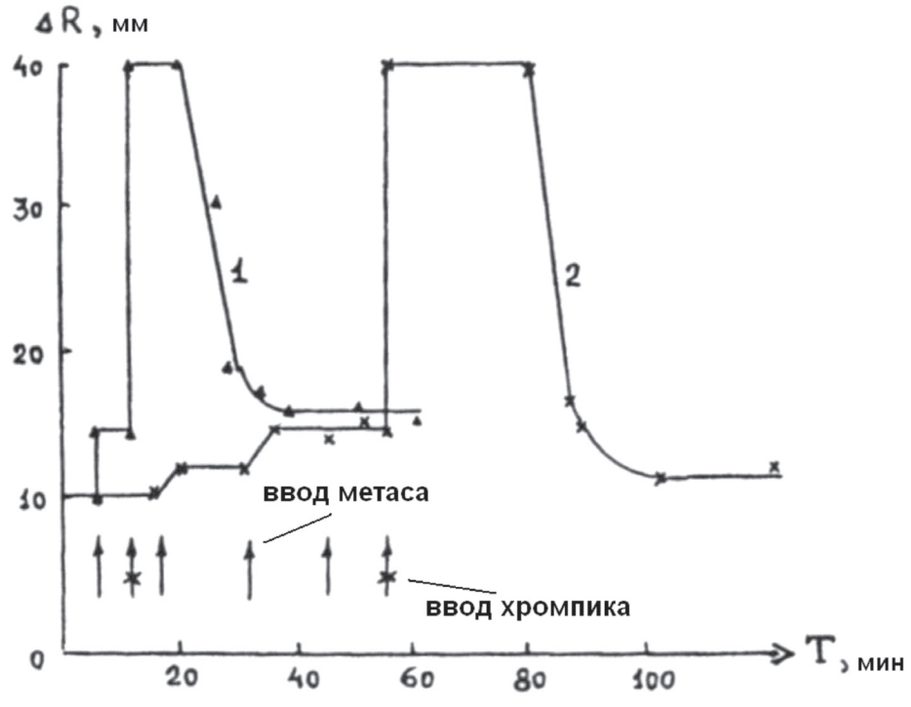


Рис. 6 Влияние добавок метаса и хромпика на расширение зоны течения бентонитового раствора, обработанного KMLL-600 и нитролигнином (во времени)
1 – разовые добавки; 2 – порционные добавки

Подобная методика, использованная автором при бурении Кольской сверхглубокой скважины (см. табл.), наглядно продемонстрировала влияние химической обработки бурового раствора на силы сопротивления движению бурильной колонны и очистку кавернозного ствола скважины.

Полностью исключить накопление шлама в горизонтальном стволе скважины невозможно. Поэтому для предупреждения осложнений целесообразно осуществлять периодические промывки ствола скважины с использованием устройств, обеспечивающих размыв и удаление осадка. Одно из таких устройств (рис. 7) было разработано автором и реализовано совместно с сотрудниками ВНИИБТ.

Очиститель типа ОК-215 представляет собой расширяющуюся трубу, включается в состав компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и работает за счет перепада давления; создаваемого в долоте.

Технология промывки ствола скважины при использовании устройства ОК-215 заключается в следующем: очиститель спускается до забоя, затем запускаются буровые насосы и осуществляется медленный

подъем бурильной колонны на длину ведущей трубы и одной свечи. Так, дискретным порядком промываются горизонтальные интервалы и интервалы искривления ствола скважины. Промывка горизонтальной скважины приобретает особое значение перед спуском и цементированием обсадных колонн.

Внедрение ОК-215 впервые проводилось в Майкопском УБР ПО «Краснодарнефтегаз» в 1987 г. и показало хорошие результаты.

В заключение можно отметить, что промывка горизонтальных скважин представляет собой сложную гидромеханическую задачу, от решения которой зависит успешность проводки подобных скважин на большие расстояния.

Изложенные в статье способы промывки скважины от шлама выбуренной породы и пути их реализации можно разделить на три категории:

1. Возбуждение и распространение поперечных вибраций бурильной колонны.

2 Периодические обработки бурового раствора реагентами - структурообразователями.

3. Профилактическая промывка скважины с использованием очистителей каверн.

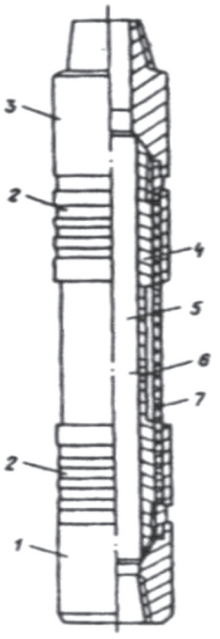


Рис. 7 Устройство для очистки ствола скважины (ОК-215)
1, 3 – соединительные переводники; 2 – обечайка; 4 – корпус; 5 – канал; 6 – отверстия; 7 – эластичный баллон

Влияние химической обработки промывочной жидкости на очистку ствола и силы сопротивления при проводке Кольской сверхглубокой скважины

Забой скважины, м	Рабочий процесс в скважине	Химическая обработка бурового раствора	Крутящий момент на роторе при n=2 мин$^{-1}$, кНм	Другие показатели
8246	Промывка	КМЦ-500, нитролигнин	25,0	
	Промывка	Метас + хромпик	22,0-» 12,8	Интенсивный вынос шлама (ИВШ)
8250	Бурение		26,6	
	Промывка	Графит	24,0	
8252	Работа кольцевым фрезером	Метас + хромпик	27,0 -»11,7	ИВШ. Нагрузка на подъем колонны G = 2080...1770 кН
8265	Бурение	Медас + хромпик	27,3 --» 12,8	ИВШ. Нагрузка на подъем колонны G = 2080...1770 кН
8272	Бурение	СМАД+графит	24,0	
8277	Бурение		27,0	
8299	Бурение	КМЦ-500	27,2	
8327	Бурение	СМАД	26,6	
8405	Бурение		26,2	
8405	Промывка	КМЦ-500, нитролигнин	25,0	
8410	Бурение	КМЦ-500. графит	26,8	
8434	Бурение		26,4	
8565	Промывка	НЮ, бентонит,	26,0	
	Промывка	метас + хромпик	26--» 14	ИВШ
8514	Бурение		27	

Забой скважины, м	Рабочий процесс в скважине	Химическая обработка бурового раствора	Крутящий момент на роторе при n=2 мин$^{-1}$, кНм	Другие показатели
8522	Бурение	КМЦ-500, нитролигнин, СМАД+графит	27 27	
8532	Бурение		27,0	
8558	Бурение	СМАД + графит	27,5	
8564	Бурение		27,0	
8564	Аварийные работы	Нитролигнин,	27,0	
	Аварийные работы	метас + хромпик	27,0 -» 20,0	Мкр = 24 кНм (л = 8 мин*1)
8568	Бурение		27,7	
8583	Бурение		28,0	
8583	Промывка	Метас + хромпик, нитролигнин	28,0--» 15,0	Мкр = 13.50 кН м (п = 4 мин1)
8589	Бурение		27,0	ИВШ
8589	Прихват и расхаживание бурильного инструмента	Хромпик СМАД + графит, хромпик	> 30,0 > 30,0 -» 20,0 > 30,0 18,0 24,0	п = 3 мин-1 п = 8 мин*’ Прихват ликвидирован
8589	Промывка		25,8	
8596	Бурение		28,2	
8603	Бурение	НгО, нитролигнин	29,4	
8611	Бурение	Графит	28,0	
8618	Бурение	СМАД + графит	26,0	
8622	Бурение		28.5	Нагрузка на подъем 2700 кН (V = 0,03 м/с)
8670	Бурение	Метас + хромпик	29,0 -» 15,0	ИВШ. Нагрузка на подъем 2700 кН (V = 0,3 м/с)
8701	Бурение	Хромпик	29,0 -» 18,0	ИВШ. Нагрузка на подъем 2700 кН (V = 0,3 м/с)
8706	Бурение		28,0	
8734	Бурение	Нитролигнин	27,6	
8876	Бурение		29,0	

Техническая характеристика ОК-215

Присоединительные резьбы	3-117, 3-147
Номинальный наружный диаметр эластичного бал-лона, мм	165
Максимальный коэффициент раздутия эластичного бал-лона	1,45
Максимальное давление при полном раздутии эластичного баллона, МПа	1,3
Максимальная рабочая температура, ^{0}C	120
Габаритные размеры, мм:	
наружный диаметр	175
длина	2500
Масса, кг	250

Литература

1. Иванников В. И., Беленький О. В., Михлин Л. П. Струйное течение бурового раствора в скважине // Тр. ВНИГНИ. - 1987.

2. Иванников В. И. Профилактическая очистка скважин. // ИС. Научно - технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной пром-сти - М.: ВНИИОЭНГ, 1991. - Вып. 9.

3. Иванников В. И. Реодинамика бурового раствора в скважинах // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 1995.-№ 12.

4. Урьев Н. Б. Физико-химические основы технологии дисперсных систем и материалов // М.: Химия, 1988.

5. Круглицкий Н. Н., Агабальянц Э. Г. Методы физико-химического анализа промывочных жидкостей // Харьков: Техника, 1972.

Расчёт коэффициента полезного действия погружных насосов и насосных установок нефтяных скважин

к.т.н., В.В. Куликов
Российский государственный геологоразведочный университет

Погружные насосы и насосные установки в настоящее время широко используются при опробовании, освоении и эксплуатации нефтяных скважин.

Расчетное определение полного коэффициента полезного действия (КПД) машин, имеющих однонаправленный (от входа в машину к выходу из нее) поток энергии (мощности), как правило, затрудненний не вызывает. В качестве примера гидравлической машины с однонаправленным потоком энергии можно рассмотреть погружной скважинный центробежный насос (рис. а).

$$\eta_{цн} = N_{пр} / N_з , \quad (1)$$

где $\eta_{цн}$ – полный КПД насоса; $N_{пр}$ и $N_з$ – произведенная и затраченная мощности соответственно.

$$N_{пр} = (P_с - P_н) \bullet Q_н , \quad (2)$$

где $P_с$ и $P_н$ – абсолютные давления потока нефти при выходе из насоса и потока подсасываемой насосом нефти соответственно; $Q_н$ – объемный расход нефти в подъемной магистрали.

$$P_с = P_о + \rho g (H_п + H_д + H_з + H_{трв}) , \quad (3)$$

где $P_о$ – атмосферное давление; ρ – плотность нефти; g – ускорение силы тяжести; $H_д$ и $H_п$ – глубины динамического уровня нефти в скважине и погружения насоса под динамический уровень соответветственно; $H_з$ – потеря напора на задвижке; Нтрв – потеря напора на трение в подъемной магистрали (исключая потерю на задвижке).

$$P_н = P_о + \rho g H_п . \quad (4)$$

Обозначая

$$\Delta P_с = P_с - P_н , \quad (5)$$

где $\Delta P_с$ – перепад давления в подъемной магистрали при выходе потока из насоса, имеем

$$\Delta P_с = \rho g (H_д + H_з + H_{трв}). \quad (6)$$

Тогда (1) примет вид:

$$\eta_{цн}=\rho g(H_д+H_з+H_{трв})\bullet Q_н/H_з . \quad (7)$$

Рассчитать потерю давления на трение в подъемной магистрали $P_{трв}$ можно по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_{трв} = \rho g H_{трв} = 8\lambda \frac{H_в}{d_в^5}\left(\frac{Q_н}{\pi}\right)^2 \quad (8)$$

где λ – коэффициент линейных гидравлических сопротивлений;

$H_в$ – длина подъемной магистрали;

$d_в$ – внутренний диаметр подъемной магистрали.

Величина затраченной мощности в (7) устанавливается по показаниям киловаттметра, включенного в электрическую цепь привода насоса.

Номинальное значение полного КПД современных погружных скважинных центробежных насосов лежит в диапазоне 0,46 – 0,77.

При соединении центробежных насосов в последовательную цепь (или, что то же самое, при последовательном соединении ступеней сжатия одного насоса) получим (рис. б):

$$\eta_{уст} = N_{пр2} / N_{з1} , \quad (9)$$

где $\eta_{уст}$ – полный КПД насосной установки.

$$N_{пр2} = N_{з2} \bullet \eta_{цн2} , \quad (10)$$

где $\eta_{цн2}$ – полный КПД второго центробежного насоса.

$$N_{з1}=N_{пр1}/\eta_{цн1}=N_{з2}/\eta_{цн1} , \quad (11)$$

где $\eta_{цн1}$ – полный КПД первого центробежного насоса.

Решая совместно (9) – (11) получим:

$$\eta_{уст} = \eta_{цн1} \bullet \eta_{цн2} , \quad (12)$$

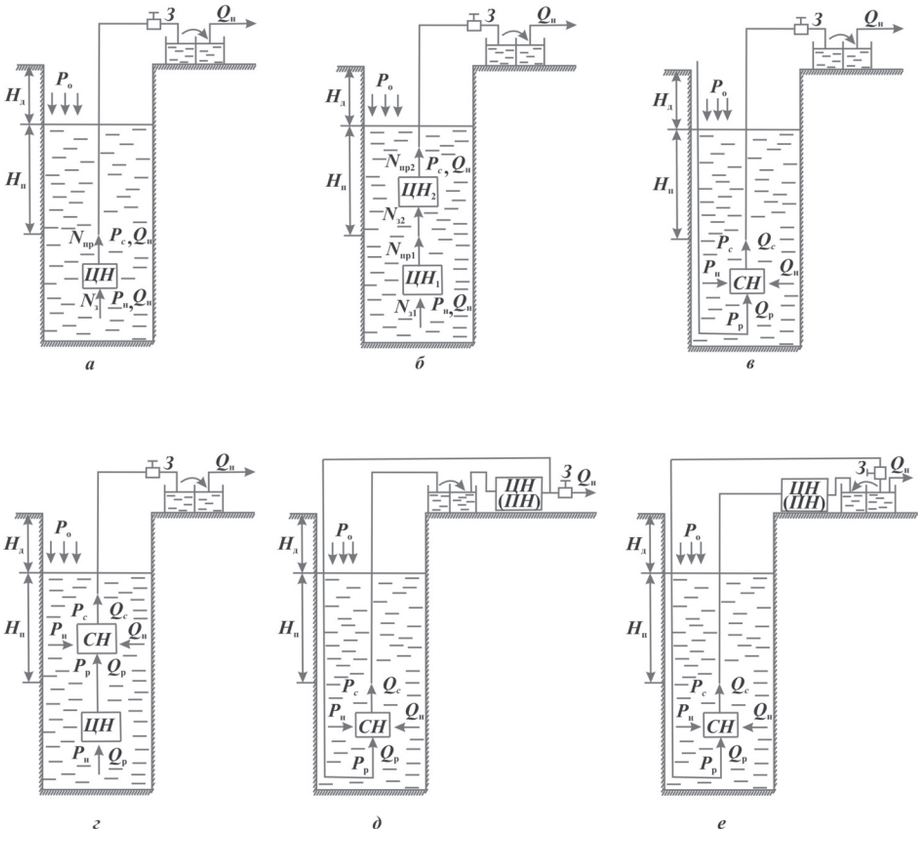
или, обобщая (12) на n – насосов,

$$\eta_{уст} = \prod_{i=1}^{n} \eta_{цнi} \quad (13)$$

Последовательное соединение насосов (ступеней одного насоса) служит для увеличения давления. Последовательное соединение ступеней применяется в многоступенчатых скважинных центробежных насосах.

Параллельное соединение погружных насосов в насосную установку служит для увеличения подачи, но в стесненных условиях скважины применения почти не находит.

Определенные сложности могут возникнуть при расчете полного КПД гидравлических машин, реализующих многонаправленные потоки энергии (мощности). Примерами таких машин служат кондиционеры, струйные насосы и установки и многие другие. Сложности связаны с тем, что часто применяемое к машинам с многонаправленными потоками энергии понятие «полезная мощность» («полезная работа») неоднозначно.



Скважинные погружные насосы и насосные установки:
а – центробежный насос (ЦН); *б* – насосная установка с последовательно соединенными центробежными насосами; *в* – струйный насос (СН); *г* – тандемная насосная установка; *д* и *е* – насосные установки «поверхностный (центробежный (ЦН) или поршневой (ПН)) насос – погружной струйный (СН) насос» с отбором инжектируемого потока до струйного насоса и после струйного насоса соответственно;
З – задвижка;
$H_д$ и $H_п$ – глубины динамического уровня нефти в скважине и погружения насоса под динамический уровень соответственно;
$P_о$, $P_с$, $P_н$, $P_р$ – абсолютные давления атмосферное, смешанного (подаваемого насосом), инжектируемого (подсасываемого из скважины) и рабочего потоков соответственно;
$Q_с$, $Q_н$, $Q_р$ – смешанный (подаваемый), инжектируемый (подсасываемый) и рабочий потоки соответственно; $N_{пр}$ и $N_з$ – произведенная и затраченная мощности (энергии, работы) соответственно

Так, «полезной работой» струйного насоса потенциально может быть и только работа инжектируемого потока, и работа смешанного потока. Для исключения расхождений в толковании понятия «КПД» следует в этом термине под «полезным» понимать произведенное действие и вместо термина «полезная мощность» («полезная работа») использовать термин «произведенная мощность» («произведенная работа»), не зависимо от того, вся ли совершенная машиной работа используется «полезно».

Тогда для струйного насоса (рис. в):

$$N_{пр} = (P_с - P_н) \bullet Q_н , \quad (14)$$

$$N_з = (P_р - P_с) \bullet Q_р , \quad (15)$$

где $P_с$, $P_н$, $P_р$ – абсолютные давления смешанного, инжектируемого и рабочего потоков соответственно; $Q_н$ и $Q_р$ – инжектируемый и рабочий потоки (объемные расходы) соответственно.

Обозначая

$$u = Q_н/Q_р = Q_с/Q_р - 1 = (1+u) \bullet Q_н/Q_с , \quad (16)$$

$$\Delta P_р = P_р - P_н , \quad (17)$$

где u – объемный (массовый) коэффициент инжекции (подсасывания); $\Delta P_р$ – перепад давления рабочего потока; $Q_с$ – смешанный поток (объемный расход), получим

$$\eta_{сн}=N_{пр}/N_з=u\bullet\Delta P_с/(\Delta P_р-\Delta P_с)= (u\bullet\Delta P_с/P_р)/(1-\Delta P_с/\Delta P_р) , \quad (18)$$

где $\eta_{сн}$ – полный КПД струйного насоса; $\Delta P_с$ – перепад давления смешанного потока, создаваемый струйным насосом и определяемый по (6); $\Delta P_с/\Delta P_р$ – относительный перепад давления.

$$P_р = P_о + P_{цн} + \rho g (H_д+H_п-H_{трр}), \quad (19)$$

где $P_{цн}$ – давление, развиваемое приводящим (центробежным или поршневым) насосом; $H_{трр}$ – потеря напора на трение в рабочей магистрали на пути жидкости от приводящего насоса до рабочего сопла струйного насоса.

В соответствии с (4), (17) и (19):

$$\Delta P_р=P_{цн}+\rho g (H_д-H_{трр}). \quad (20)$$

При работе струйных насосов потери давления на трение в рабочей $P_{трр}$ и подъемной $P_{трв}$ магистралях можно рассчитать по уравнениям, по структуре аналогичным (8).

$$P_{трр} = \rho g H_{трр} = 8\lambda \frac{\rho H_р}{d_п^5}\left(\frac{Q_р}{\pi}\right)^2 \quad (21)$$

где $H_р$ – длина рабочей магистрали, при поверхностном расположении приводящего насоса $H_р = H_п + H_д$; $d_п$ – внутренний диаметр рабочей магистрали.

$$P_{трв} = \rho g H_{трв} = 8\lambda \frac{\rho H_в}{d_в^5}\left(\frac{Q_с}{\pi}\right)^2 \quad (22)$$

Тогда, с учетом (6) и (20), (18) примет вид:

$$\eta_{сн} = u(H_д+H_з+H_{трв}) / (H_{цн}-H_{трр}-H_{трв}-H_з) , \quad (23)$$

где $H_{цн}$ – напор, развиваемый

приводящим (центробежным или поршневым) насосом, $H_{цн} = P_{цн}/\rho g$.

Максимальное значение полного КПД струйного насоса достигается при $u = 1$, $\Delta P_c/\Delta P_p = 0{,}24$ и равно 0,3 [3].

Для увеличения расхода жидкости, поднимаемой из скважины на поверхность, при освоении, опробовании и эксплуатации месторождений нефти применяются [1] погружные тандемные насосные установки, представляющие собой последовательно соединенные приводящий центробежный и струйный насосы (рис. г).

Для тандемной установки

$$N_{пр} = (P_c - P_н) \bullet Q_c , \quad (24)$$

$$N_з = (P_p - P_н) \bullet Q_p / \eta_{цн} , \quad (25)$$

тогда

$$\eta_{уст} = (1 + u) \bullet \eta_{цн} \bullet \Delta P_c / \Delta P_p , \quad (26)$$

$$P_p = P_o + \rho g H_п + P_{цн} = P_н + P_{цн} , \quad (27)$$

$$\Delta P_p = P_{цн} = \rho g H_{цн} . \quad (28)$$

С учетом (6) и (28) получим

$$\eta_{уст} = (1+u) \bullet \eta_{цн} \bullet (H_д+H_з+H_{трв}) / H_{цн} . \quad (29)$$

При работе тандемной установки на поверхность подается смешанный поток, равный сумме подач центробежного и струйного насосов. По этой причине произведенная установкой работа может быть относительно высока, значение полного КПД установки может превышать величину полного КПД струйного насоса в ее составе и приближаться к значению $0{,}6 \bullet \eta_{цн}$ [2].

Кроме тандемной насосной установки, для производства скважинных откачек может использоваться насосная установка «поверхностный (центробежный или поршневой) насос – погружной струйный насос» с отбором инжектируемого потока до струйного насоса (рис. д). Особенностью данной установки является наличие двух параллельно соединенных линий: от поверхностного насоса в направлении к струйному и от поверхностного насоса к задвижке и далее к потребителю.

В этом случае произведенная мощность расходуется как на подъем инжектируемого потока из скважины, так, одновременно, и на подачу жидкости потребителю.

$$N_{пр} = (P_c - P_н) \bullet Q_н + P_{цн} \bullet Q_н , \quad (30)$$

$$N_з = P_{цн} \bullet Q_c / \eta_{цн} . \quad (31)$$

Тогда для насосной установки полный КПД примет вид

$$\eta_{цн} = u \bullet (1 + \Delta P_c/P_{цн}) \bullet \eta_{цн} / (1+u) , \quad (32)$$

где $P_{цн}$ – давление, развиваемое поверхностным (центробежным или поршневым) насосом,

$P_{цн} / \rho g = Hцн = Hз$.

После подстановки (6) в (32) имеем:

$$\eta_{уст} = u \bullet (2+(H_д+H_{трв})/H_{цн}) \bullet \eta_{цн} / (1+u). \quad (33)$$

Если не учитывать потерю давления на трение в подъемной и рабочей магистралях, то для замкнутой (без емкости) схемы движения жидкости из (32) получим идеализированное решение [2]:

$$P_{цн} = \Delta P_p - \Delta P_c , \quad (34)$$

$$\eta_{уст} = u \bullet (1 /(1-\Delta P_c/P_p)) \bullet \eta_{цн} / (1+u). \quad (35)$$

Полный КПД насосной установки «поверхностной (центробежный или поршневой) насос – погружной струйный насос» с отбором инжектируемого потока до струйного насоса в условиях скважинных откачек сравнительно низок, хотя идеализированное решение (35) приводит к максимальному значению КПД установки, стремящемуся к величине $\eta_{цн}$ [2].

Для освоения и опробования разведочных и разведочно–эксплуатационных скважин на нефть, а также эксплуатации нефтяных скважин, разработаны и применяются насосные установки «поверхностный (центробежный или поршневой) насос – погружной струйный насос» с отбором инжектируемого потока после струйного насоса (рис. е). Для этой установки, как и для струйного насоса, произведенную мощность можно рассчитать по (14).

$$N_з = P_{цн} \bullet Q_p / \eta_{цн}. \quad (36)$$

Следовательно:

$$\eta_{уст}=u \bullet \eta_{цн} \bullet \Delta P_c / P_{цн}. \quad (37)$$

Или, с учетом (6),

$$\eta_{уст} = u \bullet \eta_{цн} \bullet (H_д+H_з+H_{трв}) / H_{цн}. \quad (38)$$

Если не учитывать потерю давления на трение в подъемной и рабочей магистралях, а схему движения жидкости принять замкнутой (без емкости), то (38) с учетом (34) примет идеализированный вид [2]:

$$\eta_{уст} = \eta_{сн} \bullet \eta_{цн}. \quad (39)$$

Согласно идеализированному решению (39) $\eta_{уст} < \eta_{сн}$, т.е. $\eta_{уст} < \eta_{сн} < \eta_{цн}$.

Производство скважинных откачек с помощью насосной установки «поверхностный (центробежный или поршневой) насос - погружной струйный насос» с отбором инжектируемого потока после струйного насоса обладает низкой энергетической эффективностью. Максимальный полный КПД установки ниже значения 0,3.

Таким образом, среди струйных насосных установок потенциально наиболее высокий полный КПД работы при скважинных откачках имеет погружная тандемная насосная установка.

Литература

1. 1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000. 414 с.

2. Лямаев Б.Ф. Гидроструйные насосы и установки. Л.: Машиностроение, 1988. 256 с.

3. Соколов Е.Я., Зингер Н.М. Струйные аппараты. 3-е изд., перераб. М.: Энергоатомиздат, 1989. 352 с.

Вопросы выбора критерия оптимизации процесса бурения

д.т.н., профессор Д.Н. Башкатов
(Российский государственный геологоразведочный университет)

Оценка процесса бурения осуществляется по критериям, которые характеризуют производительность, стоимость и качество выполняемых работ.

В теории оптимизации к критериям предъявляются следующие требования [1, 6]:

- достаточно полно характеризовать основные показатели процесса;
- иметь ясные физический смысл;
- быть оперативным, легко измеряться или рассчитываться.

Процесс бурения при практических расчётах в подавляющем числе случаев оценивается механической, рейсовой, коммерческой, технической, и цикловой скоростями бурения. Обратной величиной для выполненного объема работ (глубины и т.п.) является время.

В данной статье рассматривается технико-экономическая оценка, получившая широкое освещение в последние годы в технической литературе [2, 4, 5, 6, 7, 8, 9].

Если в 50 – 70-е годы прошлого столетия технико-экономическая оценка производилась по приведенным затратам, то в последние годы это осуществляется обычно через стоимость 1 м бурения с [м/руб]:

$$C = \frac{q(t+T)+Ц}{H} \qquad (1)$$

где С – стоимость 1 м бурения, м/руб;

q – стоимость 1 ч работы бригады, руб/ч;

t – время чистого бурения, ч;

Т – время, затрачиваемое на производство спуско–подъёмных и вспомогательных операций, ч;

Ц – стоимость изношенного долота, руб.;

Н – углубка ствола скважины за рейс (интервал долбления), м.

Критерий (1) является интегральным показателем, позволяющим оценивать стоимость 1 м бурения не только от основных технико–экономических показателей, (q, Т, Ц), но косвенно и от технологических параметров режима бурения, которые определяют механическую скорость бурения и углубку ствола за рейс [7].

За последние 15–20 лет накоплен большой и положительный опыт использования этого критерия в оптимизации процесса бурения скважин различного целевого назначения.

Текущую механическую скорость с режимными параметрами достаточно полно определяет модель Р.А. Бадалова, решение которой дано в работе О.А. Потапова [8]:

$$v_т = v_0\left[1-(1-n)\varphi \cdot t_б v_0^{n-1}\right]^{\frac{1}{-n}} \qquad (2)$$

где $v_т$, v_0 – текущая и начальная механическая скорость бурения соответственно, м/ч; $t_б$ – время бурения; φ и n – опытные коэффициенты.

Недостаток данного решения заключается в необходимости экспериментального определения коэффициентов φ и n, а также в громоздкости формулы (2).

Известна и применяется при проведении практических расчётов зависимость Минина:

$$v_т = v_0 \cdot e^{-\alpha t} \qquad (3)$$

где α – декремент затухания механической скорости бурения,

$$\alpha = \frac{\ln \cdot \frac{v_0}{v_т}}{t_2 - t_1} \quad ;$$

t1 и t2 – время в начале и конце бурения интервала.

Наконец, следует отметить, что практическое использование уравнения (2), и тем более его решение связано с необходимостью практического определения задействованных в нем коэффициентов для широкого круга условий бурения (тип и конструкция долота, режимы бурения, прочностные, абразивные и др. свойства пород и т.д.). Такой подход в решение проблемы потребует создания многочисленных банков данных для различных районов, где осуществляется бурение скважин, и будет связан с большими материальными и интеллектуальными затратами.

Попытку связать в едином критерии **W** механическую скорость бурения и скорость износа долота сделал Ф. Секула [2]:

$$W = \int_0^t \frac{v_м}{v_и} \cdot dt \Rightarrow MAX \qquad (4)$$

где $v_м$ и $v_и$ – механическая скорость бурения и скорость износа породоразрушающего инструмента соответственно; t – время бурения.

Преобразования (4) для t = 1 дают:

$$W = \frac{v_м}{N \cdot K_p} \Rightarrow MAX \qquad (5)$$

где N – затрачиваемая мощность на разрушение горной породы;

K_p – коэффициент Роззеваля для системы «долото – горная порода».

Практическое использования критерия **W** не может быть реализовано в первую очередь из-за того, что неизвестна мощность, затрачиваемая на разрушение горной породы. Кроме того, при использовании коэффициента Роззеваля не учитывается режим разрушения породы. Наконец, для затупляющего типа инструмента этот критерий явно неадекватен.

Следует отметить, что использование комплексного критерия типа (3) требует введения ограничений на параметры, иначе это приводит к ошибочным выводам [2].

Рейсовая скорость, как критерий оптимизации, имеет ограниченное применение, поскольку дает удовлетворительные результаты только в однородных по глубине горных породах и при глубинах бурения, когда время чистого бурения сопоставимо с временем на производство спуско-подъемных операций.

Для сопоставления различных типов породоразрушающих инструментов и режимов бурения может использоваться приближенный критерий **Э**:

$$Э = \bar{v}_м \cdot H \qquad (6)$$

где $\bar{v}_м$ - средняя механическая скорость, м/час; H – проходка на долото, м.

Критерий **Э** отражаем две важнейшие стороны: производительность и ресурс работы долота. Поскольку проходка на долото тесно коррелируется со стоимостью, то такой критерий достаточно близок к критерию стоимости 1 м бурения. Подсчет критерия **Э** более прост и прошел проверку в Мурманской геологоразведочной экспедиции.

В работе [9] предложено в качестве параметра оптимизации использовать функцию Лагранжа $S = \int_0^t 2T \cdot dt$, где T – кинетическая энергия точки, t – время. Для условия, что сила постоянна, работа A силы за время t:

$$A = \int_0^t N \cdot dt$$

Предложенный параметр q назван коэффициентом технической эффективности:

$$q = \int_0^t \cdot A \cdot dt = N \cdot t^2 \qquad (7)$$

По мнению автора работы [9] коэффициент q представляет некоторую меру «совершенства» сравниваемых технических средств и технологических процессов.

В формуле (7) требуется определять суммарную энергию или мощность, затрагиваемую на бурение всей скважины или определенного интервала.

Но сначала надо определиться, что считать оптимальным: $q \Rightarrow MAX$ или $q \Rightarrow MIN$?

Параметр q должен отвечать на главный вопрос: растет или снижается на эффективность рассматриваемого технического средства с ростом q или нет?

Обратимся к параметру мощности, который входит в формулу (7). Определенно нельзя сказать например, что рост мощности положительно сказывается на эффективность разрушения породы долотом, т.к. это будет справедливо только в том, случае, если затрагиваемая мощность расходуется главным образом на полезную работу. Если же мощность в значительной степени расходуется на преодоление сил трения, тепло и т.д., то этот вывод сказывается ошибочным. Но нельзя также утверждать, что эффективным будет то техническое средство, которое затрачивает меньшую модность. Приведем пример, когда сравниваются два типа долота, одно реализует технологию разрушения породы в режиме дробления, а другое – в режиме скола. Известно, что энергоемкость разрушения горных пород, особенно хрупких, для долота второго типа будет существенно ниже, а скорость бурения выше, чем у первого.

Нельзя не отметить еще одни существенный недостаток параметра q, учитывающего суммарную затрачиваемую мощность за определенное время. В технологии бурения важно учитывать не только суммарные затраты мощности (энергии), но и вариабельность этого параметра. Поясним это на примере отработки алмазных долот или коронок, когда пико-

вый рост затрачиваемой мощности приводит к прижёгу алмазов, а снижение мощности – к заполированию алмазов, и т.п. [2]. Можно привести еще целый ряд – примеров, когда параметр q не характеризует эффективность технического средства (технологического процесса). По этой же причине параметр

$$q_1 = Nt^2 \cdot \frac{l_\delta^2}{l^2} \quad ,$$

где lб и l –интервалы испытываемой техники и базовый интервал соответственно, и параметр G = q • M (M – суммарная масса оборудования) не могут также служить критериями оценки эффективности. Следует отметить, что испытания по предложенной методике рекомендуется проводить для определенного периода времени, а не интервала бурения, как это принято сегодня при сравнительных испытаниях [2, 4]. Однако для этого по результатам проведенного эксперимента потребуется рассчитать среднюю скорость бурения. Не ясно тогда, зачем вообще надо определять суммарную модность, если мы уже определили скорость бурения?

Таким образом, предложенные параметры q, q1, и G требуют дополнительного обоснования и уточнения в части их использования при оценке эффективности процесса бурения.

До настоящего времени отсутствует техническая возможность получения информации о текущем состоянии долота. Поэтому стоимость 1 м бурения и рассмотренные выше другие критерии целесообразно использовать не столько для оперативной оптимизации процесса бурения, а преимущественно для оценки применяемых технических средств и технологий в определенных интервалах скважины.

Литература

1. Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Б.В. Грановский. Планирование эксперимента при поиске оптимальных решений – М.: Наука, 1988.
2. Д.Н. Башкатов. Оптимизация процесса бурения. – Н.Новгород, 2006.
3. Р.А. Ганджумян. Математическая статика разведочного бурения. – М.: Недра, 1986.
4. В.И. Игнатов. Организация и проведение экспериментов в бурении. – М.: Недра, 1978.
5. Е.А. Козловский. Стратегия оптимизации процесса разведочного бурения. – М.: Н. Техническое геологическое общество, 1991.
6. В.И. Налимов. Теория эксперимента. – М.: Наука, 1981.
7. А.А. Пожарский, К.А. Чефранов, О.П. Шишкин. Оптимизация процессов глубокого бурения. – М.: Недра, 1981.
8. О.А. Потапов. Оперативная оценка оптимального времени работы долота // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 7, 2006.
9. Б.М. Ребрик, А.Е. Козловский Механические критерии оптимизации разведочного бурения // Межвузовский научный тематический сборник. Екатеринбург, 1996 г

Проблемные вопросы отбора керна при бурении скважин и пути их решения

д.т.н., профессор Иванников В.И., Иванников И.В.
(ОАО «Газ-Ойл»)

Отбор керна является важной и ответственной задачей при изучении разрезов на разбуриваемых площадях, как на этапе геологоразведочных работ, так и при освоении месторождений твёрдых, жидких и газообразных полезных ископаемых.

Несмотря на многочисленные усовершенствования технологии отбора керна и скважинных снарядов, в т.ч. с герметизацией керна на забое скважин, попрежнему остаются нерешенными ряд проблемных задач:

- полнота отбора керна в пределах заданного интервала проходки;
- сохранение флюидного состава кернового материала;
- предотвращение дробления выбуриваемой поро-

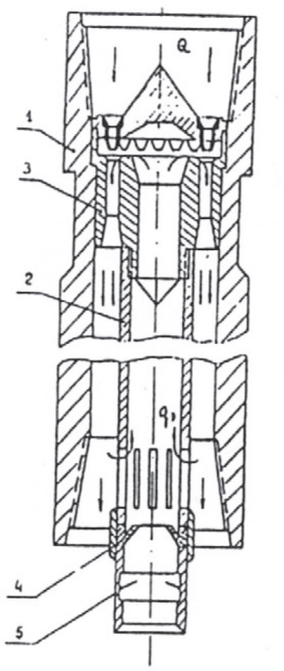


Рис. 1 Схема керноотборочного снаряда с многосопловым эжектором

ды и ее саморазрушения;

- опережающее внедрение промывочной жидкости в горную породу на забое;

- зашламование грунтоносок;

- надежность срабатывания кернорвателей.

Рассмотрим содержание перечисленных вопросов.

Полнота отбора керна применяемыми типами снарядов практически всегда ниже 100%. Одной из основных причин низкого выноса керна является наклонная слоистость пласта горной породы, что приводит при продвижении керна внутрь керноприемной трубы к его разрушению вдоль прослоев и последующему расклиниванию. После заклинки керна поступающий в грунтоноску столбик горной породы разрушается. Прямой поток промывочной жидкости, направленный на забой, если он частично дросселируется через грунтоноску, данную ситуацию только усугубляет.

Наиболее оптимальным является организация восходящего потока промывочной жидкости через полость керноприемной трубы, например, с помощью эжекторного насоса. На этот счет имеются различные варианты эжекторных устройств. Их общий недостаток состоит в том, что они либо забирают часть общего расхода промывочной жидкости и тем самым ухудшают условия промывки долота, либо создают дополнительные и весьма существенные потери давления, которые отражаются на работе бурового насоса и на реализации перепада давления в долоте.

Для устранения указанных недостатков был разработан и испытан многосопловой эжектор, встроенный в подвесной керноотборочный снаряд «Недра» с забойным приводом от турбобура А7Н4С (см. рис. 1). Данный керноотборочный снаряд включает следующие основные элементы: корпус (1), колонковую трубу (2), эжекторную приставку (3) (многосопловый эжектор с керамическими насадками), резиновую манжету (4) и кернорватель (5).

На рис. 2 показан один из вариантов выполнения данного снаряда, в котором в корпусе диаметром 195 мм расположена грунтоноска диаметром 83 мм и длиной 14,5 м, снабженная эжекторной приставкой.

Испытания опытного образца керноотборочного снаряда показали, что при подаче буровым насосом промывочной жидкости с расходом 26 и 32 л/с эжектируемый её расход через грунтоноску составляет 2.7 и 3.1 л/с соответственно. Снаряд имеет замкнутый гидротранспорт кусков керна внутри грунтоноски, работающий от основного потока промывочной жидкости, подаваемой на забой скважины. Резиновая манжета, размещенная в корпусе кернорвателя, служит уплотнением и отсекателем подсоса жидкости и шлама с забоя скважины.

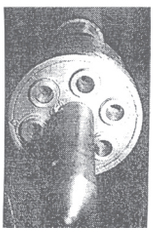
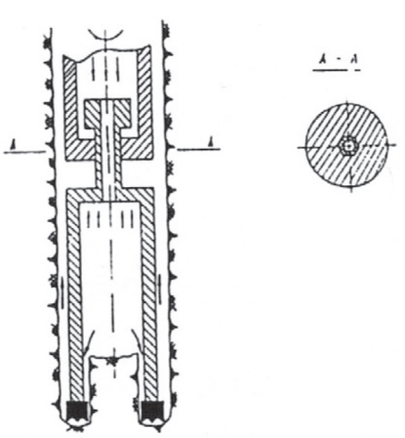


Рис. 2 Вариант выполнения грунтоноски с эжекторной вставкой

Специально для колонкового бурения скважин геологоразведочного назначения авторами данной статьи разработан керноотборочный снаряд, принципиальная схема которого показана на рис. 3. Известно, что ударно-вращательный режим бурения скважин является более эффективным по сравнению с обычным вращательным бурением. Реализовать данный режим бурения можно посредством гидравлической автоколебательной системы, преобразующей движение постоянного направления в колебательное движение. Отличительным свойством автоколебательной системы служит минимальное потребление энергии от источника её поступления (в нашем случае от бурового на-



.Рис. 3 Схема керноотборочного снаряда для ударно-вращательного бурения

соса). В процессе бурения автоколебания подвижной части керноотборочного снаряда, который оснащён коронкой для ударно-вращательного бурения, возбуждаются за счет прерывания потока промывочной жидкости. Это происходит в результате периодического замыкания керноприемной полости грунтоноски при внедрении коронки в забой скважины.

Частота колебаний (подскоков) подвижной части снаряда прямо пропорциональна расходу промывочной жидкости, подводимой буровым насосом, и обратно пропорциональна весу грунтоноски и объёму её свободной полости, не занятой столбом керна. Последний фактор может быть контрольным параметром, показывающим по давлению манометра на насосе степень заполнения грунтоноски. При прочих равных условиях частота и амплитуда подскоков будет возрастать по мере заполнения трубы керном, что желательно вследствие износа коронки.

Осевая нагрузка на коронку при бурении создается за счет гидродинамического давления на поршень и собственного веса колонковой трубы (грунтоноски). Передача вращающего момента на коронку осуществляется через шлицевое соединение колонковой трубы со ставом бурильной колонны (рис. 3).

При бурении опорно-поисковых и оценочных скважин на нефть и газ с отбором керна актуальное значение приобретает определение истинных значений содержания воды и нефти в образцах пород-коллекторов. В соответствие с действующими руководящими документами одна из купольных скважин на обнаруженной полевой геофизикой структуре (ловушки) закладывается под бурение с использованием углеводородной жидкости в качестве промывочного раствора. Это делается для того, чтобы сохранить в керне без изменений содержание пластового флюида внутри порового объема горной породы-коллектора, т.к. соотношение «нефть-вода» является основным параметром для определения запасов залежи углеводородов.

Затраты, убытки и связанные с этим технологические трудности и экологические последствия общеизвестны. Неизвестно лишь то, насколько эта технология оправдана в целях решения конечной задачи.

Как показал опыт, подтвержденный статистическими данными (в республике Коми, Архангельской обл. и Западной Сибири) бурение на углеводородном растворе приводит к искажению истинных значений соотношения содержания воды и нефти в пласте в сторону увеличения количества нефтяной фазы. А при бурении на водных растворах, наоборот, получается завышенное содержание воды, в поднятых кернах. И то и другое приводит к существенным ошибкам в определении запасов углеводородного сырья.

Изменение флюидного состава пористых и проницаемых пород коллектора происходит уже на стадии вскрытия продуктивного пласта за счет опережающего внедрения фильтрата промывочной жидкости в породу на забое скважины. Для предотвращения нефтегазопроявлений при бурении скважины удельный вес промывочной жидкости (по геолого-техническому наряду) всегда превышает возможное пластовое давление.

После выбуривания столбика керна и поднятия его в грунтоноску замещение флюидов продолжается и тем более во время подъема керноотборочного снаряда, когда постепенно снижается гидростатическое давление на керн.

Чтобы предотвратить опережающую фильтрацию на подходе к пласту необходимо задействовать известные средства блокирования водо- и нефтеотдачи промывочной жидкости. К ним относятся различного рода полимерные добавки и реагенты, способствующие осадкообразованию и гелеобразованию, такие как: латексы, полимеры кислот акрилового ряда, полиолефины, кремнийсодержащие неорганические соединения, металлы-комплексообразователи. Например, авторами предлагались к использованию так называемые реопексные добавки на основе полиакриламида (ПАА) и полиэтиленполиамина.

Что касается отбора кондиционных проб керна без применения промывочных растворов на углеводородной основе, то целесообразно использовать специальные колонковые снаряды типа «Гермес». Они обеспечивают надежную герметизацию кусков керна сразу же после их выбуривания и исключают замещение воды и нефти внутри керна в процессе подъема его на поверхность из-за снижения и колебаний давления промывочной жидкости, находящейся в скважине.

Схема керноотборочного снаряда «Гермес» показана на рис. 4. Снаряд состоит из корпуса 1, соединенного с бурголовкой 2 и керноприемного устройства 3, помещенного на подвеске концентрично внутри корпуса. Колонковая труба (грунтоноска) составлена из двух частей разного диаметра: нижняя часть меньшего проходного диаметра

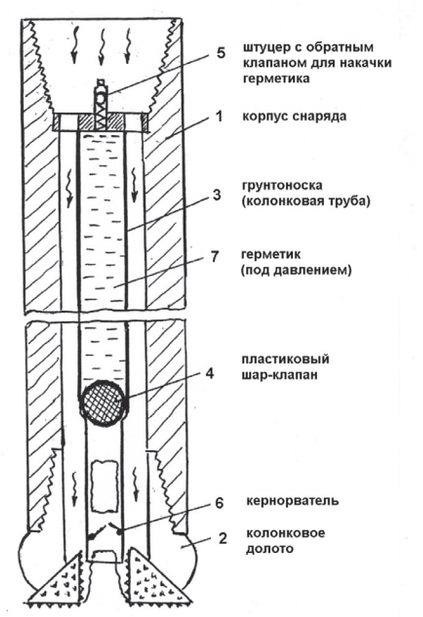


Рис. 4 Схема керноотборного снаряда «Гермес»

входит в бурголовку и содержит кернорватель 6. Верхняя часть большого проходного диаметра является собственно грунтоноской. На переходе диаметров она имеет посадочное гнездо, в котором установлен пластмассовый шар-клапан 4, диаметр которого больше, чем проходной диаметр нижней части керноприемного устройства, но меньше, чем проходной диаметр верхней части. На верхнем конце грунтоноски 3 находится узел её подвески в корпусе снаряда, оснащенный штуцером с обратным клапаном 5.

При подготовке снаряда к спуску в скважину через штуцер 5 в полость грунтоноски с помощью пресс-манометра закачивается герметик 7. Давление внутри грунтоноски создается равным гидростатическому давлению столба промывочной жидкости на глубине залегания продуктивного пласта в разрезе скважины. В качестве герметика можно использовать различные высоковязкие по консистенции и контрастные по составу к воде и нефти композитные материалы (самый простой вариант герметика – расплавленный стеарин и церезин).

После спуска снаряда в скважину бурение ведется на обычной промывочной жидкости, приготовленной на водной основе. При этом поступающий керн поднимает шар-клапан 4 и вытесняет герметик из грунтоноски 3. Смазочные свойства герметика способствуют предупреждению заклинки керна.

По окончании рейса куски керна в грунтоноске 3 остаются в среде герметика, который при остывании во время подъема бурильного инструмента переходит в полутвердое состояние.

Испытание данного керноотборочного снаряда при бурении скважин в ПГО «Ухтанефтегазгеология», «Архангельскгеология» и лабораторные анализы содержимого керна показали, что по соотношению «нефть-вода» достигается промежуточное значение по сравнению с использованием для промывки скважин нефтяных или водных растворов. А это по заключению геологов дает лучшее приближение для подсчета запасов. Кроме того, буровики отмечали улучшение стойкости (моторесурса) бурголовок, поскольку вытеснение герметика способствовало смазке опорных подшипников в шарошечных бурголовках.

В практике керноотбора при бурении глубоких скважин часто применяются подвесные колонковые снаряды с приводом от забойного высокоскоростного вращателя. В таких случаях, когда грунтоноска по тем или иным причинам вращается вместе с корпусом снаряда, имеет место отложение шламовой корки на стенках керноприемной трубы, которая препятствует продвижению керна. Это происходит в результате центрифугирования частиц шлама из промывочной жидкости. Шлам в виде песка и ила может поступать в грунтоноску даже при ее принудительной промывке (прямой или обратной). Вот почему в снаряде с эжекторной обратной промывкой (рис. 1) обязательно предусмотрена установка резиновой манжеты. Кардинальным решением против образования шламовых отложений в грунтоноске является исключение её промывки и заполнение герметиком, как это показано в снаряде «Гермес» (рис. 4).

Одна из указанных выше причин неполного выноса частей выбуренного керна является их саморазрушение. Не касаясь здесь явлений саморазрушения керна под действием внутренних напряжений при отделении от массива (это отдельная самостоятельная тема), отметим лишь следующее.

Как показывает опыт керноотбора, факты излишнего кускования, а иногда дискования керна чаще всего связаны с неудовлетворительным режимом бурения в части доведения и поддержания стабильной нагрузки на бурголовку. Именно этот фактор является определяющим для получения кондиционного керна.

Представляя здесь читателям свои разработки, мы исходим из общих недостатков керноотбора и в плане технологии бурения и в части технических средств, используемых в настоящее время.

Метод ликвидации прихвата и подъёма бурильных и обсадных колонн

к.т.н В. И. Скляпов
(НОУ "Корпоративный университет "Норильский никель")

В настоящее время существуют технологии и технические средства, позволяющие ликвидировать сложные аварии с бурильными и обсадными колоннами. При выборе метода ликвидации аварии необходимо учитывать экономические факторы и добиваться ликвидации аварии в максимально короткие сроки и с минимальными затратами.

В зарубежной практике строительства скважин максимально возможное время ($Т_л$) на ликвидацию аварий в сутках определяется из следующего уравнения:

$$Т_л = (С_и + С_{н.с.}) / С_{сут.}, \quad (1)$$

где Си – суммарная стоимость инструмента, оставленного в скважине;

Сн.с. - суммарная стоимость по забуриванию и бурению нового ствола;

Ссут. – среднесуточная стоимость работ и затраты по использованию и эксплуатации ловильного инструмента.

Уравнение (1) можно применять, если имеется возможность своевременно доставить на буровую необходимый для ликвидации аварии инструмент и материалы. Соответственно выбор эффективного метода ликвидации прихвата во многом зависит от наличия необходимых специальных средств в нужный момент на буровой или на складе предприятия.

Оперативное применение метода отвинчивания и извлечения прихваченной колонны труб по частям сдерживается из-за необходимости иметь на буровой комплект бурильных труб с левой резьбой, поэтому этот метод выбирают в последнюю очередь, когда другие более доступные методы не дают положительных результатов. Кроме того, при отвинчивании извлекаемых труб приходится прикладывать большой крутящий момент на страгивание (срыв) в резьбовом соединении, что может привести к поломке бурильной колонны с левой резьбой.

Предлагаемый метод извлечения труб с применением специального устройства УРТ (рис. 1) позволяет приступить к работам по извлечению труб методом развинчивания без дополнительных подготовительных работ. Вместо колонны труб с левой резьбой используется рабочая бурильная колонна с правой резьбой. При этом крутящий момент на отвинчивание извлекаемых труб увеличивается на передаточное число реверсивного редуктора устройства УРТ.

Проведенные экспериментальные исследования и производственные испытания позволили установить особенности и порядок выполнения технологических приемов нового метода, в котором устройство УРТ 2 фиксируется в обсадных трубах или открытом стволе (рис. 2) непосредственно у места нахождения верхнего конца 11 извлекаемой колонны труб. Если это место непригодно для закрепления устройства УРТ 2 (не гарантирован надёжный контакт башмаков со стенкой скважины), то для решения этой проблемы автором разработана специальная инженерная методика по выбору места установки устройства УРТ 2 в скважине, находящегося вблизи к «голове» извлекаемых труб 11.

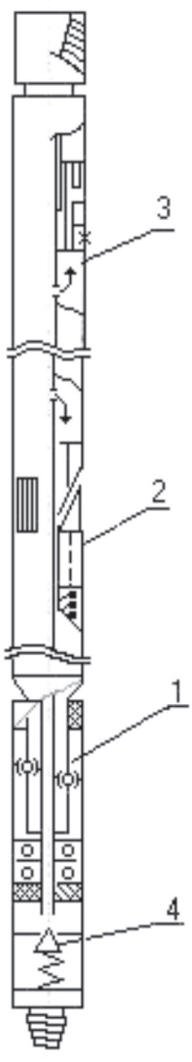


Рис. 1. Устройство УРТ для развинчивания труб в скважине: 1 –реверсивный редуктор; 2 – якорь; 3 – механизм блокировки; 4 – шлицевой клапан дроссель

В том случае, когда верхний конец извлекаемых труб находится в нарушенном неустойчивом участке ствола 10 скважины, а ненарушенный участок 4, пригодный для закрепления устройства, находится выше, то между ловильным инструментом 9 и ведомым валом 6 устройства УРТ 2 предусматривается включение специального удлинителя из труб 7 с левой резьбой (рис. 2).

Если отвернуть аварийные трубы не удаётся, то сбрасывают давление промывочной жидкости в рабочей колонне бурильных труб, якоря 3 и 5 освобождаются, устройство блокируется и при правом вращении левый ловильный инструмент 9 освобождается от извлекаемых труб 11.

Забойные устройства характеризуются высокой концентрацией мощности на единицу площади забоя. В зубчатых редукторах это приводит к большим контактным напряжениям, как на зубьях, так и на рабочих поверхностях подшипника. Поэтому средний срок службы зубчатых передач обычно не превышает 100 часов. Уменьшить контактные напряжения можно путем установки на параллельную работу нескольких зубчатых рядов, но устройства для деления суммарно передаваемого момента оказываются настолько сложными, что их практически не применяют.

У синусошариковых передач (СШП) в отличие от зубчатых передач не наблюдается концентрация нагрузки. СШП свойственно явление прирабатываемости (выравнивание нагрузки между отдельными шариками при эксплуатации передачи). У СШП деление суммарного момента между отдельными секциями, поставленными на параллельную работу, достигается изготовлением продольных прорезей в наружных втулках. Это позволяет проектировать СШП с достаточным запасом прочности практически на любую заранее заданную мощность. Промышленные испытания показали, что срок службы СШП - на порядок выше, чем у зубчатых редукторов планетарного типа.

Для создания работоспособной и надежной конструкции УРТ были выбраны и исследованы следующие основные рабочие технические параметры.

1. Максимальный крутящий момент на ведомом валу редуктора УРТ.

Данный параметр УРТ является основным для успешного развинчивания извлекаемых труб бурильных и обсадных колонн, т. к. их резьбовые соединения могут быть очень сильно затянуты и момент затяжки приближен к предельному значению прочности для данного диаметра и типа труб. Максимальный момент, развиваемый на ведомом валу редуктора УРТ, должен быть приближен или равен предельному моменту затяжки для резьбовых соединений извлекаемых труб (рис. 3).

В прочностном отношении наиболее опасной деталью СШП является водило, поэтому были рассчитаны касательные напряжения в поперечном сечении водила по формуле:

$$\tau = \frac{\frac{M}{0{,}5 \cdot D_2}}{0{,}5 \cdot (D_2^E - D_2^J) \cdot (\pi \cdot D_2 - t \cdot b)}, Па, \quad (2)$$

где M - максимальный крутящий момент на ведомом валу УРТ, Н•см;

D^E_2- наружный диаметр водила, см;

D^J_2- внутренний диаметр водила, см;

D_2 - средний диаметр водила, см;

t - число оконных проёмов в синусошариковом ряду;

b - ширина оконного проёма, см.

Результаты исследований предельных значений касательных напряжений водила позволили создать конструкцию водила с трехкратным запасом прочности при реализации максимального крутящего момента согласно техническим требованиям.

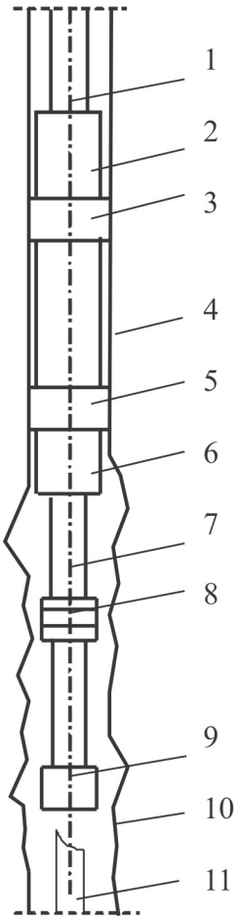


Рис. 2. Схема установки устройства УРТ в скважине:
1 – бурильные трубы с правой резьбой;
2 – устройство УРТ;
3 – верхний якорь;
4 – ненарушенный участок ствола скважины;
5 – нижний якорь;
6 – ведомый вал;
7 – бурильные трубы с левой резьбой;
8 – металлические накладки;
9 – левый ловильный инструмент (метчик, колокол);
10 - неустойчивый кавернозный участок ствола скважины;
11 – извлекаемые (аварийные) трубы.

2. Изгибающий момент.

В момент отвинчивания затянутых резьбовых соединений извлекаемых труб с помощью устройства УРТ, находящегося в разработанном стволе скважины (диаметр разработанного ствола скважины берётся по максимальному диаметру выхода якорных башмаков устройства УРТ), возникает напряжение изгиба, которое может привести к поломке рабочей бурильной колонны или вывести из строя устройство УРТ. Напряжение изгиба можно выразить через изгибающий момент. Зная величину этого момента, можно сравнить его с предельным моментом для рабочих бурильных труб, на которых спущено УРТ в скважину. В устройстве УРТ предусмотрено применение двух якорей, которые своими башмаками воспринимают изгибающий момент, а расстояние между якорями рассчитывается в зависимости от величины максимально возможного изгибающего момента.

3. Грузоподъемность и предельные нагрузки на растяжение.

Растягивающие осевые нагрузки возникают при натяжении рабочей бурильной колонны для перенесения нулевого сечения к верхней границе прихвата в момент отвинчивания извлекаемой колонны труб, при её расхаживании и при одновременной работе с ударными механизмами или вибраторами. Наибольшими растягивающие нагрузки будут в верхнем сечении рабочей бурильной колонны. Максимальная допускаемая нагрузка на растяжение в устройстве УРТ зависит от количества рядов и шариков в одном ряду синусошарикового зацепления. Благодаря такому устройству СШП может выдерживать большие осевые нагрузки. Для уменьшения осевых нагрузок в СШП, а также повышения работоспособности и надежности, в конструкции УРТ предусмотрен шариковый подшипник. Характер нагрузки – со значительными толчками и вибрациями, кратковременными перегрузками до 2 номинальных нагрузок (максимальной растягивающей) с коэффициентом безопасности $К_б$ = 2,5.

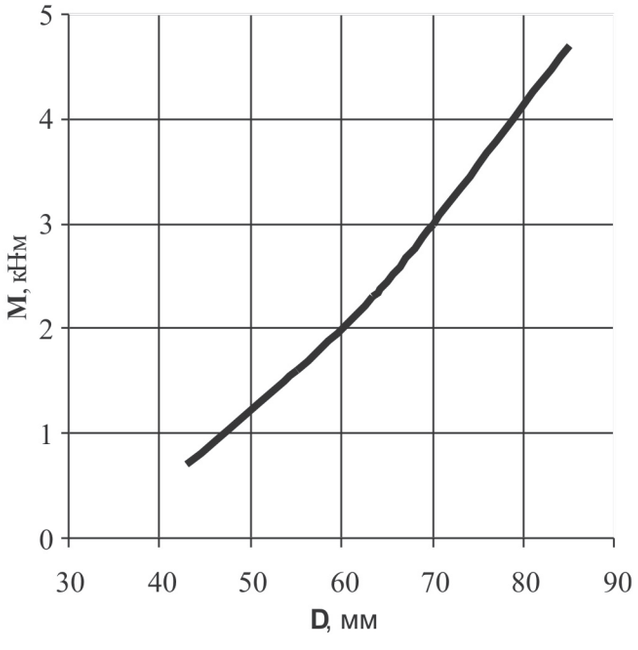


Рис. 3. График зависимости предельного момента затяжки резьбового соединения бурильных труб М от их диаметра D по ГОСТ 51245-99

4. Нагрузки на сжатие.

Сжимающие нагрузки на устройство УРТ определяются весом рабочей бурильной колонны и действием осевой нагрузки от гидравлической системы бурового станка во время навинчивания на извлекаемые трубы при недостаточном весе рабочей колонны или расхаживания после соединения с извлекаемой колонной.

5. Избыточное давление в гидроприводе.

Для удержания реактивного момента, возникающего в устройстве УРТ при отвинчивании извлекаемых труб необходимо, чтобы сила трения между прижатыми башмаками якорей и стенками скважины R_f превосходила окружную силу смещения башмаков F, возникающую от реактивного момента M_p. Условие работоспособности тормозного устройства определено в виде зависимости:

$$R_f \geq F. \qquad (3)$$

Необходимая сила прижатия башмаков к стенкам скважины N (нормальное давление) определена из формулы:

$$N = KF_o / f_{тр}, \qquad (4)$$

где K – коэффициент запаса сцепления, для силовых передач K = 1,25±1,5;

$f_{тр}$ – коэффициент трения покоя (для стали по породе f = 0,3);

F_o –окружная сила, Н.

Усилие F определено из соотношения:

$$F = 2M_p / D, \qquad (5)$$

где D – поперечный размер (диаметр) максимального выхода башмаков, м.

В конструкции тормозного механизма устройства УРТ заякоривающие башмаки выдвигаются клиновыми распирателями, перемещающимися под действием давления промывочной жидкости, поступающей из бурильных труб в полости гидропривода якорей. Сила прижатия заякоривающих башмаков будет зависеть от угла клина, площади торца клинового распирателя, на который давит жидкость, и от величины

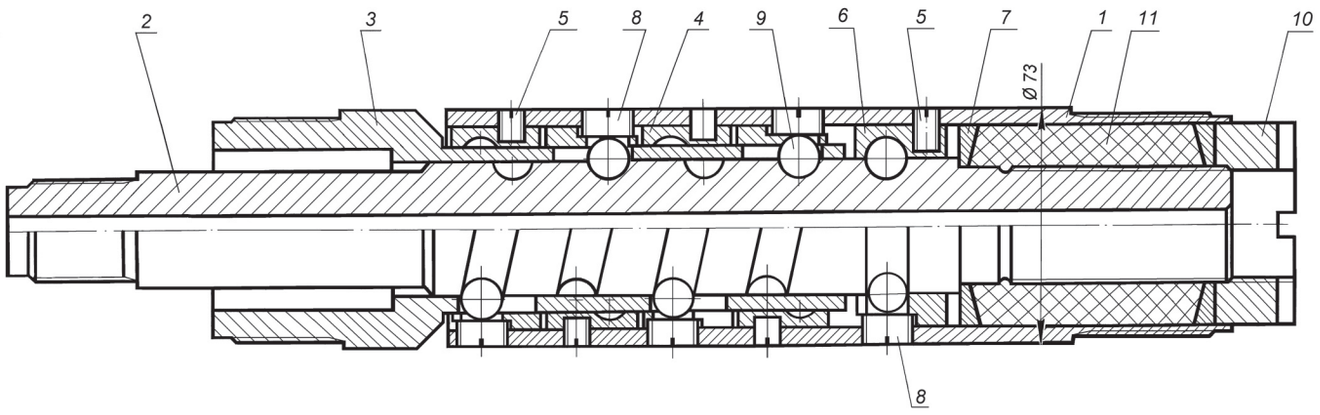


Рис. 4. Синусошариковый редуктор в устройстве для развинчивания труб в скважине (УРТ): 1 – корпус; 2 – ведущий вал; 3 – водило; 4 – охватывающие втулки; 5 – винты; 6 – обойма подшипников; 7 – кольца; 8 – пробки для ввода шариков; 9 – шариковые сателлиты; 10 – гайка; 11 – сальниковое уплотнение.

давления самой жидкости.

Для передачи необходимого крутящего момента в конструкции устройства УРТ применена схема синусошарикового реверсивного редуктора с заторможенным водилом и многорядным зацеплением (рис. 4).

Редуктор работает следующим образом. При правом вращении ведущего вала 2 приводятся в движение шаровые сателлиты 9, которые, взаимодействуя с оконными проёмами водила 3 и синусоидальными беговыми дорожками охватывающих втулок 4, заставляют последние вращаться в левую сторону при заторможенном водиле. Эксперименты с различным исполнением деталей синусошарикового узла позволили выбрать наиболее приемлемую схему его компоновки.

Руководствуясь техническими требованиями, при расчётах принято: число периодов ведущей синусоиды $\zeta_1 = 1$; число периодов ведомой синусоиды $\zeta_3 = 4$; число полного комплекта шариков в одном синусошариковом ряду $\tau = 5$ (принята первая группа точек пересечения синусоид). Принятым соотношением соответствует передаточное число:

$$\upsilon = \frac{\bar{\omega}_1}{\bar{\omega}_3} = -4, \qquad (6)$$

где $\bar{\omega}_1$ - частота вращения ведущего вала; $\bar{\omega}_3$ - частота вращения ведомого вала.

Проведённые стендовые и производственные испытания синусошарикового редуктора полностью подтвердили соответствие его вышеуказанным техническим требованиям.

Опытный образец разработанного устройство УРТ прошёл испытания в производственных условиях с положительным результатом. По результатам испытаний скорректирована рабочая техническая документация, подготовлены методические указания по реализации способа отвинчивания и извлечения аварийной колонны и подана заявка на предполагаемое изобретение № 2007116352/20(017786) от 03.05.2007 г. «Способ извлечения труб из скважины и устройство для его осуществления».

Пространственные формы допустимых отклонений ствола скважин при наклонно направленном бурении

профессор, д.т.н. Ю.Т. Морозов, к.т.н. Е.В. Суетина
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

Основной задачей бурения нефтегазовых и геологоразведочных скважин является их проведение с максимальным соответствием проектной траектории в минимальные сроки с наименьшими затратами. Её оптимальное решение требует постоянного инклинометрического контроля над пространственным положением скважины с целью принятия оперативного решения в случае необходимости корректировки ее ствола. Такая необходимость определяется величиной отхода (отклонения) ствола от проектной траектории, которая зависит от геолого-технических и структурных условий конкретного месторождения, типа и формы траектории (профиля) скважины, технологии и состава компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и называется допускаемым отклонением или допуском.

На основания изучения закономерностей искривления скважин согласно указанным факторам нами было установлено [2-3] , что при отсутствии азимутального искривления вероятность попадания забоя P(X) в пределы линейного интервала допустимого отклонения ($\pm\ell$, м) [1] от типового профиля можно определить по формуле (1):

$$P(-\ell\langle X\langle\ell) = 2\Phi\cdot\left(\frac{\ell}{\sigma}\right)-1 \qquad (1)$$

где σ - средне квадратичное отклонение ствола скважины от её типового профиля, м;

Φ – нормальная функция распределения, табл. 1 [1].

В случае, если ствол скважины имеет зенитное и азимутальное искривление, то границы допустимых отклонений могут быть представлены: а) квадратом со стороной 2ℓ (отклонение от траектории $\pm\ell$, м), а вероятность попадания P(X,Y) в квадрат определяются по формуле:

$$P(X,Y) = \left[\Phi\cdot\left(\frac{\ell}{\sigma}\right)-\Phi\left(\frac{-\ell}{\sigma}\right)\right]^2 \qquad (2)$$

принимая, что среднее квадратичное отклонение по осям X и Y равны между собой (при неравенстве, см [2-3]), или б) кругом с радиусом r, м; тогда вероятность попадания забоя скважины P(X; Y) в круг равна:

$$P(X,Y) = 1-e^{-r^2/2\sigma^2} \qquad (3)$$

Следует отметить, что площадь круга меньше площади квадрата на 21,5%, поэтому вероятность проведения ствола в круг всегда меньше чем в квадрат. Также следует особое внимание обратить на то, что круг и квадрат являются плоскими, т.е. двухкоординатными фигурами. При бурении скважин на нефть и газ допуски в такой форме более удобны, когда продуктивная залежь (залежи) имеют горизонтальное или относительно пологое залегание.

Тем не менее, проектирование программного обеспечения для таких плоских форм допусков является не достаточно удовлетворительным, т.к. в них отсутствует вертикальная координата Z. В случае вскрытия залежей бурения скважин в сложных структурах типа литолого- и структурно- дизъюнктивных резервуарах, эрозионных выступах, в различных несогласиях в других подобных случаях допуски плоских форм сложно ориентировать в пространстве относительно проектных профилей и они недостаточно информативны.

Е.В.Суетина предложила применить объемную форму допуска в виде полусферы, которая нами была расширена более информативными и удобными формами типа куба (паралелепипед), цилиндра, усеченной пирамиды и приведена классификация форм допусков скважин в зависимости от их траекторий (профилей) и особенностей значительного разнообразия форм и структур месторождений (залежей) нефти и газа (табл. 1)

Благодаря большому разнообразию геолого-структурных типов залежей необходимы определенные различия в построении профиля каждой (нередко соседней) скважины и выбора наиболее рациональной и эффективной формы допуска.

Таким образом, нами предлагается группировать допуски в формах двух типов:

а) плоскостные, двухкоординатные (квадрат, пря-

Таблица 1
Классификация форм допусков

Группа месторождений	Характеристики их подгрупп	Рекомендуемые формы допусков	
		основные	возможные
Пластовые (гигантские, крупные)	крупные антиклинальные и сводовые поднятия	квадрат (прямоугольник), круг	куб (паралелепипед)
	локальные поднятия крупных размеров		
	Экранированные поднятия крупных пологих моноклиналей		
Массивные (значительные)	в эрозионных выступах, в структурных выступах	куб (паралелепипед)	Квадрат, круг, цилиндр
	В биогенных и погребенных биогенных телах (залежах)	куб (паралелепипед), цилиндр	Усеченная пирамида, полусфера, квадрат, круг
Литологически ограниченные	любые литологически и тектонически экранированные резервуары (залежи)		

моугольник, круг), применимые к крупным, достаточно выдержанным по мощности и углам залегания, но не широко распространенным видам залежей;

б) пространственные (объемные), трехкоординатные формы (куб, паралелепипед, цилиндр, полусфера, усеченная пирамида), применимые ко всему многочисленному семейству разнообразных форм залежей, ловушек и т.п. (табл. 1).

Такой унифицированный подход позволяет выбирать наиболее приемлемый вид допуска к конкретному типу залежи и проектному профилю скважины с учетом текущих высотных отметок забоя ствола и кровли залежи, точности инклинометрических измерений телеметрической забойной системы (или инклинометра), более точно производить расчет координат забоя и характеристических точек допуска (его центра, углов или вершин фигуры) и других факторов. Один из главных факторов при применении трехкоординатных допусков – это наглядное представление о положении забоя к ближайшей вершине и центру допуска и выбор кратчайшего направления для искусственного искривления ствола и ориентации отклоняющей КНБК (рис. 1)

Предлагается методика расчета по оценке положения траектории скважины и её забоя при дальнейшем бурении в заданный допуск: а) любой формы и размера и б) к трехкоординатному объемному допуску в форме куба [4, 5].

А. Определяются общие параметры:

- расстояние:

  - между забоем и центром допуска заданной формы;

  - от горизонтальной проекции забоя до ближнего и дальнего края допуска по азимуту забоя;

- зенитный угол на центр, ближайший и дальний края допуска заданной формы допуска;

- азимут на центр, левый и правый края допуска заданной формы допуска.

Необходимой частью исследования является решение общей задачи «Оценка положения забоя».

1. Для начала решения задачи необходимо выполнение следующих условий по глубине скважины:

$$H_k \geq Hн \text{ и } H_k \geq H2 \text{ и } H2 \geq H1 \qquad (4)$$

Если условие (1) выполняется, то анализируется

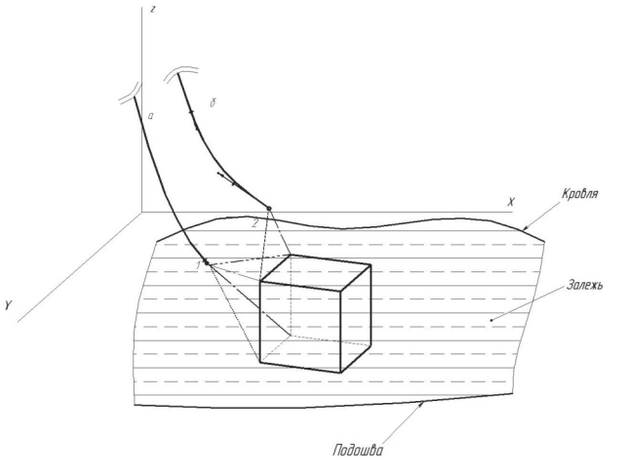


Рис.1 Различные положения забоя (1 и 2) скважины по отношению допуску в форме куба и возможные направления искусственного искривления ствола (а – своевременный контроль и минимальное и искусственное искривление; б – потеря контроля над положением забоя и значительные работы по искусственному искривлению скважины)

набор кривизны и интенсивность искривления на интервале H_1 - H_2.

2. Угол (γ) пространственного искривления ствола определяется из следующего выражения (вывод всех формул не приводится):

$$\gamma = \arcsin\sqrt{\sin^2(\Theta_2-\Theta_1)+\left[\sin(\varphi_2-\varphi_1)\cdot\sin\frac{\Theta_2+\Theta_1}{2}\right]^2}\text{, град.} \quad (5)$$

Интенсивность (K_{10}) искривления:

$$K_{10}=\frac{10\cdot\gamma}{H_2-H_1}\text{, град/10м} \quad (6)$$

3. Определяется угол установки отклонителя на глубине H_1:

$$\omega_1^*=\frac{|A|+|B|}{2}\text{, град} \quad (7)$$

где

$$A=\frac{\sin\Theta_2\cdot\sin(\varphi_2-\varphi_1)}{\sin\gamma}$$

$$B=\frac{\cos\Theta_1\cdot\cos\gamma-\cos\Theta_2}{\sin\Theta_1\cdot\sin\gamma}$$

4. Вычисляется зенитный угол и азимут на глубине $H_к$:

- зенитный угол:

$$\Theta_K=\Theta_2+\frac{\Theta_2-\Theta_1}{H_2-H_1}\cdot(H_K-H_2)\text{, град} \quad (8)$$

- азимут:

$$\varphi_K=\varphi_2+\frac{\varphi_2-\varphi_1}{H_2+H_1}\cdot(H_K-H_2)\text{, град} \quad (9)$$

5. Вычисляются координаты на глубине $H_к$ в соответствии с известными методами:

$$\left.\begin{aligned}X_K&=X_2+\Delta X_K\\Y_K&=Y_2+\Delta Y_K\\Z_K&=Z_2+\Delta Z_K\end{aligned}\right\}\text{, м.} \quad (10)$$

Определение общих параметров на этом завершается.

Далее рассмотрим допуск в форме куба как универсальную фигуру для многих типов и форм залежей. Для его оценки по общей методике рассматриваются схемы горизонтальной и вертикальной проекции (рис. 2, 3). Анализ ведется на 4 крайние ближние и 4 дальние угловые точки и центр допуска

В качестве примера приведем расчеты только на ближний нижний левый угол куба.

1. Расстояние ($\Delta E_ц$) между забоем и центром допуска на плане:

$$\Delta E_ц=\sqrt{(Xпр-Xк)^2+(Yпр-Yк)^2}\text{, м} \quad (11)$$

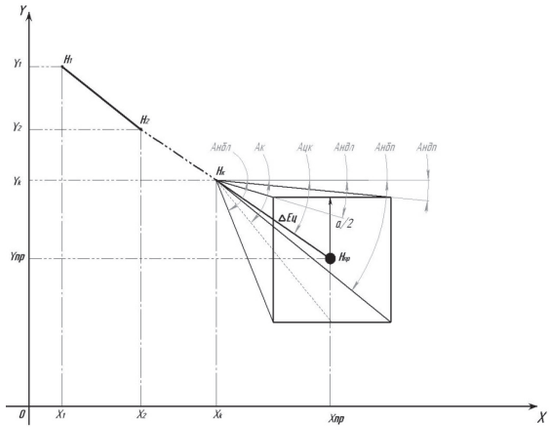


Рис.2 Схема горизонтальной проекции куба

2. Зенитный угол ($\Theta_{цк}$) скважины на центр допуска:

$$\Theta цк=arctg\frac{\sqrt{(Xпр-Xк)^2+(Yпр-Yк)^2}}{Zпр-Zк}\text{,}$$

град. (12)

3. Азимут ($\Phi_{ЦК}$) на центр допуска:

$$\varphi_{ЦК}=\frac{90}{\pi}\cdot\frac{|Y_{ПР}-Y_К|+|X_{ПР}-X_К|}{\sqrt{(Y_{ПР}-Y_К)^2+(X_{ПР}-X_К)^2}}\text{,}$$

град (13)

4. Расстояние между забоем скважины и центром допуска:

$$\Delta t_{ЦК}=\sqrt{(Xпр-Xк)^2+(Yпр-Yк)^2+(Zпр-Zк)^2}\text{,}$$

м (14)

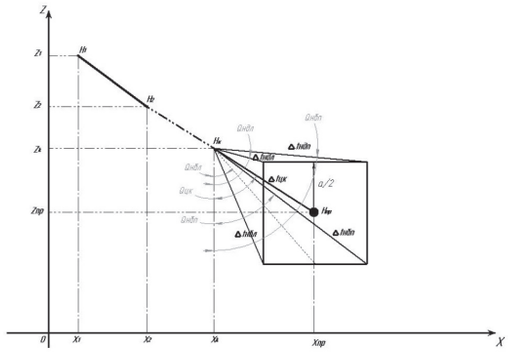


Рис. 3 Схема вертикальной проекции куба

5. Зенитный угол на левую нижнюю точку:

$$\Theta нбл = arctg \frac{\sqrt{(Xпр - \frac{a}{2} - Xк)^2 + (Yпр + \frac{a}{2} - Yк)^2}}{Zпр - \frac{a}{2} - Zr}, \quad \text{град.} \quad (15)$$

6. Азимут ствола скважины на левый край:

$$\varphi нбл = \varphi пр + \arctan\left[\frac{Yк \cdot (Xпр - \frac{a}{2}) - (Yпр + \frac{a}{2}) \cdot Xк}{(Xпр - \frac{a}{2})^2 - Xк \cdot (Xпр - \frac{a}{2}) + (Yпр + \frac{a}{2})^2 - (Yпр + \frac{a}{2}) \cdot Yк}\right], \quad \text{град.} \quad (16)$$

7. Расстояние на плане до нижнего ближайшего левого края:

$$\Delta tнбл = \sqrt{(Xпр - \frac{a}{2} - Xк)^2 + (Yпр + \frac{a}{2} - Yк)^2 + (Zпр - \frac{a}{2} - Zк)^2}, \quad \text{м} \quad (17)$$

8. Темп падения зенитного угла на левый край куба:

$$K_{10нбл} = \frac{1146{,}5 \cdot (\Delta Z \cdot \sin \Theta к - \Delta tнбл \cdot \cos \Theta к)}{\Delta tнбл^2 + \Delta Z^2}, \quad \text{м} \quad (18)$$

9. Расстояние между забоем и самой высокой точкой допуска:

$$\Delta tвк = \sqrt{(Xпк - Xк)^2 + (Yпк - Yк)^2 + (Zпк - \frac{a}{2} - Zк)^2}, \quad \text{м} \quad (19)$$

10. Зенитный угол на самую высокую точку допуска:

$$\Theta вс = \arccos \frac{Z_{ПК} + \frac{a}{2} - Z_К}{t_{НК}}, \quad \text{град} \quad (20)$$

11. Расстояние между забоем и самой низкой точкой допуска:

$$\Delta tнк = \sqrt{(Xпк - Xк)^2 + (Yпк - Yк)^2 + ((Zпк + (\frac{a}{2})) - Zк)^2}, \text{ м} \quad (21)$$

12. Зенитный угол на самую низкую точку допуска:

$$\Theta вц = \arccos \frac{Zпк - \frac{a}{2} - Zк}{tвк}, \text{ град} \quad (22)$$

По приведенному комплексу алгоритмов исследований составлена модель расчета на основе программы MathCAD.

Приведенный цикл аналитических исследований унифицирует оперативный контроль проведения скважин в залежи любой формы. Выбор же наиболее приемлемой формы допуска (табл. 1) применительно к конкретной конфигурации изучаемой залежи позволяет наиболее объективно оценивать вероятность проведения каждой скважины в заданный пункт наиболее простыми и экономичными по времени и средствам способами.

Нами выполнены более полные аналитические исследования для плоских и объемных допусков разных форм для обработки инклинометрических данных в оперативном режиме. Их обработка и определение погрешностей координат траектории скважины выполнены по программе MathCAD и проверены по фактическим данным скважины № 572 Аригольского и № 351 Сартынского месторождений (Западная Сибирь).

Сводные результаты показывают большую информативность и объективность допусков объемных форм по количеству исследуемых оценочных параметров, что можно видеть из таблицы 2 [5].

Выводы

1. Объективный контроль пространственного положения ствола скважин должен строиться на двух типах форм предельных допустимых отклонений (допусках) от их траекторий в заданных точках: а) плоских двухкоординатных формах – квадрат, прямоугольник, круг для сравнительно простых структур месторождений и б) принципиально новых объемных трехкоординатных формах – куб, цилиндр, полусфера, имеющих универсальную объективную привязку к любым структурам месторождений и типам траекторий (профилям) скважин.

2. Разработан и апробирован комплекс алгоритмов и программ для допусков плоскостных и объемных форм. Допуски объемных форм являются более универсальными и информативными (это особенно важно при строительстве горизонтальных скважин большой протяженности), т.к. позволяют контролировать параметры забоя с большим количеством параметров проектного допуска и управлять отклоняющей КНБК.

Литература

1. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. - М., «Наука», 1964, 560 с.

2. Морозов Ю.Т. Анализ и методы оценки вероятности проведения скважин по проектным профилям и сохранение заданной плотности разведочной сети. - М, «Обзор», ВИЭМС, М. 1970, 41 с.

3. Морозов Ю.Т. Методика и техника направленного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. – Л., «Недра», 1987, с. 55-87.

4. Суетина Е.В., Морозов Ю.Т. Допустимые отклонения стволов скважин и классификация допусков объемных форм. – Научно-технический вестник «Каротажник», №11, г. Тверь, 2005, с. 20-23.

5. Суетина Е.В. Обоснование предельных допусков пространственных отклонений скважин при наклонно-направленном бурении. Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. – СПб., СПГГИ(ТУ), 2006, с.20.

Таблица 2

Тип допуска	Параметры													
	$\Delta t_Ц$	$t_б$	$t_д$	$Q_ц$	$Q_б$	$Q_д$	$A_ц$	$A_{прав}$	$A_{лев}$	$t_в$	$Q_{вс}$	$t_{цс}$	$t_{хор}$	$Q_{хор}$
Круг	258,8	-422,2	-32,2	21,2	-32,7	-2,8	33,1	49,9	16,3					
Полусфера	258,8	-422,2	-32,2	21,2	-2,7	0,9	33,1	49,9	16,3	647,8	23,6	717,2	-227,3	-18,8

Таблица 3

Тип допуска	Параметры													
	$\Delta t_Ц$	$t_{нбл}$	$t_{ндл}$	$t_{нбп}$	$t_{ндл}$	$t_{вбл}$	$t_{вдл}$	$t_{вбп}$	$t_{вдп}$	$Q_ц$	$Q_{нбл}$	$Q_{ндл}$	$Q_{нбп}$	$Q_{ндп}$
Квадрат	258,8	746,5	755,3	693,4	702,9					21,1	26,3	27,6	15,2	17,9
Куб	258,8	680,1	689,8	621,3	631,9	814,3	822,4	765,9	774,5	21,1	29,1	30,5	17,0	19,9

Продолжение таблицы 3

Тип допуска	Параметры												
	$Q_{вбл}$	$Q_{вдл}$	$Q_{вбп}$	$Q_{вдп}$	$A_ц$	$A_{нбл}$	$A_{ндл}$	$A_{нбп}$	$A_{ндп}$	$\Delta t_{ЦК}$	$\Delta t_{ВК}$	$Q_{вц}$	$\Delta t_{НК}$
Квадрат					33,1	190,4	172,5	194,9	160,0				
круг	24,0	25,2	13,7	16,1	33,1	190,4	172,5	198,9	160,0	717,1	647,8	34,1	787,6

Контроль траектории бурения на основе магнитной технологии позиционирования

к.т.н М.В.Желамский, д.т.н., профессор Ю.Т.Морозов, к.т.н. А.М.Мочуловский, к.т.н. А.С.Прокопенко
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)

Введение

Направленное бурение скважин широко применяется в целом ряде областей:

а) при поисках и разведке твердых полезных ископаемых;

б) при разведке и эксплуатации месторождений на нефть и газ;

в) при прослеживании рудных, в том числе и слепых тел в подземных горных выработках;

г) при строительстве скважин больших диаметров для инженерно-технических целей под железными и шоссейными дорогами и водными преградами;

д) при прокладке эксплуатационных нефтяных и газовых колонн и др.

И если в первых случаях длина скважин может достигать нескольких километров, то в случаях в)-д) оно обычно ограничено глубиной 100-300 метров. Естественно, что требования к направленности или позиционированию скважин в процессе бурения будут различны для обеспечения оперативного управления направлением бурения с целью выхода в заданный пласт, слой, точку поверхности в строительстве.

При любом варианте бурения конечный интерес представляет линейное позиционирование скважины, т.е. её траектория в 3D-пространстве, описываемая, например, массивом линейных координат последовательных точек траектории в земной декартовой системе координат. Требования по точности линейного позиционирования скважины находятся при этом, как правило, на уровне долей процента от длины бурильной колонны или определяются принятым допуском.

В современной практике отечественного глубокого бурения не применяются прямые методы линейного позиционирования скважины. Поэтому основным методом определения траектории скважины является косвенная оценка линейных координат, проводимая по набору дискретных значений углов ориентации касательной к траектории по отношению к вертикали (зенитный угол) и к магнитному истинному меридианам (азимут), определяемых, как правило, в полярной системе координат.

Дискретное измерение зенитного и азимутального углов в разнесенных дискретных точках ствола скважины производится при помощи инклинометров различного типа. Компасные инклинометры позволяют оценивать текущий азимут точки наблюдения по измерениям магнитного поля Земли, т. е. реализуют дискретный метод косвенного восстановления траектории скважины. Приборы такого типа используют разные модификации магнитной стрелки, установленной на отвесе - подвижной рамке с эксцентричным грузом, в виде сферы с магнитной стрелкой в жидкости, подвешенной в подвижной рамке, что обеспечивает погрешность определения углов не хуже ± (1-2.5)° в зависимости от конструктивных особенностей [6]. Известны и другие оригинальные конструкции датчиков ориентации скважинного прибора - струйный генератор [7], шарообразные поплавки в герметичном контейнере с инертной жидкостью [8], синусно-косинусный вращающийся трансформатор с эксцентричным грузом на оси [9] и др.

Такие приборы, как правило, требуют остановки процесса бурения, и разборки бурильной колонны, а приборы малых диаметров могут опускаться внутри колонны на тросе, кабеле или под действием избыточного давления при больших зенитных углах скважины.

Существенное сокращение времени получения данных для расчета траектории скважины достигается путем использования инклинометров, стационарно устанавливаемых в составе низа бурильной колонны. Информация от скважинного прибора передается на поверхность с помощью телеметрических систем с различными каналами связи (кабельных, гидравлических, акустических, пневматических, радиочастотных и других, основанных на различных типах волновых физических полей, распространяющихся в земной среде [2, 3]). Стойкость элементов телеметрической системы в скважинном приборе к вибрации в этом случае обеспечивается использованием различных амортизаторов [4].

Дальность действия, помехозащищенность и скорость передачи данных по волновым каналам ограничены свойствами среды распространения. Вопрос остается открытым и решается индивидуально в каждом конкретном случае. Известны, например, радиочастотные локаторы подземного бурильного оборудования [5], действующие на дальности, не превышающей 40 метров.

Основная погрешность современных феррозондовых и гироскопических инклинометров за короткое время наблюдения оценивается следующими величинами:

a. определение зенитного угла - ±(0.1–0.5)°

b. определение азимута - ±(1–4)°, зависит от зенитного угла.

Дополнительная погрешность определяется следующими источниками:

c. Люфт зонда в скважине - учитывается увеличением длины зонда, которая составляет до 1600 мм и более.

d. Вибрация – случайная погрешность, известны попытки компенсации

e. Влияние температуры окружающей среды – устраняется как систематическая погрешность путем компенсации калиброванной поправки

f. Влияние давления - определяет требование герметичности скважинного прибора

g. Влияние влажности – герметичный прибор заполняется инертным газом

h. Влияние зенитного угла – чем ближе скважина к вертикали, тем больше погрешность в определении азимута

i. Дрейф для гироскопов – ошибка зависит от времени измерения, т.е. от скорости движения прибора по скважине.

j. Погрешность расчета линейных координат и аппроксимации траектории - накапливается по мере удаления инклинометра от забоя скважины.

k. Намагниченность стальной колонны в магнитном поле Земли устраняется путем немагнитных вставок в бурильную колонну.

Для метрологического обеспечения существующих средств подземного позиционирования необходим независимый метод измерения, с которым можно сравнивать результаты, полученные по технологии инклинометрии.

Постановка задачи

Для повышения достоверности измерений параметров траектории бурения предлагается иной, независимый метод измерений, построенный на принципе, отличающемся от принятого метода косвенной оценки линейных координат скважины по набору дискретных значений углов ориентации касательной к траектории. Для метрологического обеспечения на-

правленного бурения скважин альтернативный метод подземного позиционирования должен обладать достаточной точностью.

Метод подземного позиционирования, действующий без остановки бурения, позволит повысить оперативность бурения.

Для исключения погрешности аппроксимации траектории бурения необходимы прямые измерения линейных координат скважины

Одномоментное прямое измерение всех пяти координат бурильного инструмента в скважине позволит расширить функциональные возможности технологии бурения.

Практика магнитного позиционирования при направленном бурении

Известен активный магнитный метод [20, 26-31], предназначенный для полного позиционирования подвижных объектов, включая буровой инструмент, находящийся под землей.

Суть метода магнитного позиционирования [35] состоит в возможности вычисления взаимного положения и ориентации генератора и приемника информационного магнитного поля, которое генерируется и измеряется системой позиционирования в зоне перемещения. Компоненты генерируемого поля, измеряемые подвижным приемником, сравниваются с вычисляемыми значениями для предполагаемого положения и ориентации подвижного приемника в системе координат генератора поля. Итерационные процедуры позволяют приблизить предполагаемые координаты приемника к их реальным значениям.

Из очевидных соображений число выполняемых измерений должно быть не меньше числа искомых координат, и в данном случае составляет пять единиц – три линейные координаты, угол места и азимут в неподвижной декартовой системе координат, образованной на поверхности земли. Таким образом, один цикл измерений дает полный набор координат, определяющих взаимное положение и ориентацию генератора и приемника генерируемого информационного магнитного поля. Дискретно – периодическое вычисление координат по такому методу возможно в процессе взаимного перемещения генератора и приемника.

Привлекательность метода для подземного позиционирования заключается в том, что магнитная проницаемость земной среды весьма близка к единице, что определяет практическую прозрачность среды между поверхностью земли и бурильным оборудованием для генерируемого системой информационного магнитного поля [36].

Состав системы магнитного позиционирования приведен, например, в работе [33] на примере первой отечественной системы, созданной и развивающейся в рамках проекта “MITECH”. В состав системы входят (см. рис. 1):

- генератор магнитного поля 1 (ГМП),
- миниатюрное измерительное устройство 2 (УИП),
- контроллер 3, управляющий работой системы по сигналам от основного компьютера,
- основной персональный компьютер 5, оборудованный оригинальным интерфейсом 4, решающий в реальном времени управляющую, измерительную и математическую задачи позиционирования,
- удаленный компьютер пользователя (Notebook – не показан), получающий выходные координаты подвижного объекта от основного компьютера по последовательному интерфейсу для последующей обработки, накопления и визуализации,
- программно-математическое обеспечение (ПМО), реализующее решение в реальном времени многочисленных вычислительных задач системы магнитного позиционирования.

В направленном бурении целесообразно использовать конфигурацию, когда в скважине располагается генератор магнитного поля, который практически не подвержен влиянию внешних воздействующих факторов. При этом генератор может быть изго-

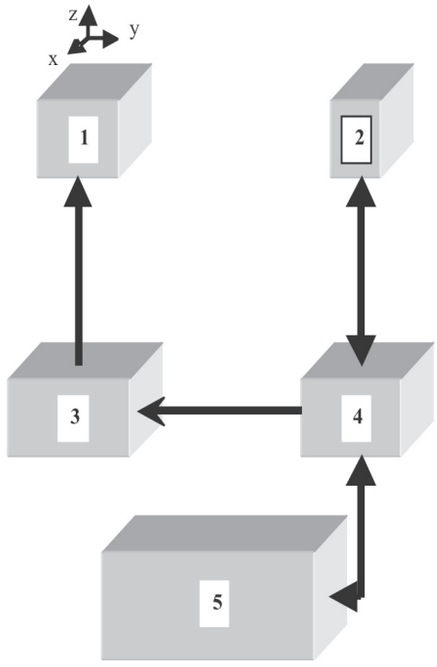


Рис. 1. Состав системы полного магнитного позиционирования подвижных объектов

товлен в виде цилиндрической вставки в колонну бурильных труб, и иметь весогабаритные параметры близкие к величинам, принятым при создании скважинных инклинометрических зондов. При необходимости можно рассмотреть возможность автономной работы скважинного генератора поля с питанием от батарей. Описанный скважинный генератор может генерировать осесимметричное поле, инвариантное к вращению во время бурения. Стоимость изготовления такого устройства будет ниже, чем забойной телесистемы, а надежность работы и долговечность значительно выше.

Приемник магнитного поля, генерируемого забойным генератором, располагается в данном случае на поверхности земли в составе наземной станции, включающей компьютеры и электротехническое оборудование управления генератором.

Созданные математические алгоритмы позволяют определить взаимное положение и ориентацию генератора магнитного поля и наземной станции. Для расчетов применяется стандартная дипольная модель генерируемого магнитного поля, дающая возможность определять 5 координат излучателя в данной конфигурации. Уже в настоящее время этот метод может использоваться и быть эффективным, например, по позициям «в-д» перечня применений, данного во введении.

Если в составе компоновки низа бурильной колонны размещать приемник, то имеет место влияние помех и вибраций, создаваемых бурильным инструментом. Однако, известна система [26], содержащая генератор поля на поверхности земли, и один 3D приемник, установленный в составе бурильного инструмента. При такой конфигурации измерения проводят во время пауз, необходимых для наращивания бурильной колонны. Преимуществом такой системы является уменьшенный уровень атмосферных шумов под землей из-за экранирующего действия проводящего грунта. Такая конфигурация системы может применяться для увеличения дальности действия в связи с ограниченной мощностью скважинного генератора.

В конфигурации наземного генератора возможно увеличение его мощности и габариты, что позволит повысить дальность действия системы до 1000 и более метров. При этом в скважине будет размещаться подвижный приемник магнитной системы позиционирования, на который будут действовать те же внешние воздействующие факторы, как и на инклинометр.

Чтобы избежать неоднозначности в вычислении координат необходимо увеличивать число независимых измерений, дублируя приемники для повышения обусловленности математического решения, или предоставлять дополнительную информацию о координатах подвижного объекта. Например, информация об интервалах перемещения подвижного объекта, получаемая по длине кабеля или бурильной колонны, повысит конечную точность позиционирования.

На расстояниях, больших 100 метров аналогичные системы позиционирования применяются при посадке самолетов, где приемник располагается на борту самолёта, а мощный генератор магнитного поля стационарно установлен на поверхности земли. Первые образцы ЭМСП создавались за рубежом в 70-х годах именно для таких целей.

Дальность действия магнитной системы позиционирования определяется шумами измерительной системы. Выделение полезного сигнала из шумов является одной из основных проблем в данной задаче, что определяется быстрым падением дипольного магнитного поля при удалении от излучателя.

На геологоразведочных системах, чаще всего удаленных от промышленных центров, чувствительность магнитных измерений определяется атмосферными шумами, тогда как промышленные наводки минимизированы. Атмосферные шумы определяются грозовой активностью атмосферы и наличием распределенных радиопередатчиков, включая линии электропередач (ЛЭП). Наибольшее влияние на магнитные приемники оказывает широкополосный ансамбль случайных процессов, вызванных импульсным изменением нагрузки ЛЭП. Поле такого источника помех падает обратно пропорционально расстоянию до ЛЭП и имеет широкий спектр. Спектральная плотность атмосферных шумов обратно пропорциональна частоте наблюдения, шумы содержат преобладающую горизонтальную компоненту магнитного поля, максимальную в диапазоне частот 2-1000 Гц [28], и находящуюся на уровне величины 1 наногаусс*$(Гц)^{-1}$ в воздушной среде. Точность вычисления координат ограничивается также влиянием помех с частотами питающих сетей 50, 60, 400 Гц, для устранения влияния которых применяется синхронный прием.

Случайные ошибки позиционирования (повторяемость вычисляемых координат) при этом определяются отношением R = сигнал/шум [26] и составляют ~1% для R=40 дБ, и ~10% для R=20 дБ. В результате, зарубежный аналог магнитной системы позиционирования действует в реальном времени на дальности до 2 км. Увеличение времени накопления сигнала позволяет увеличить дальность, или понизить мощность излучателя при той же дальности. Так, по зарубежным данным при увеличении дальности до 8

км требуется 100 секунд интегрировать сигнал для его обнаружения.

Реальная дальность действия описанной системы подземного позиционирования на переменном магнитном поле составляет в среднем ~ (150 300) метров [31] и ограничивается, в основном, влиянием электропроводности грунта.

Точность позиционирования определяется пространственным распределением магнитного поля, и его совпадением с математической моделью, заложенной в вычислительные процедуры метода. Недостатком известных зарубежных аналогов предлагаемой магнитной системы подземного позиционирования является генерирование синусоидального магнитного поля, при котором конечная электропроводность почвы влияет на пространственное распределение поля.

Предлагается использовать новый способ магнитного позиционирования, свободный от указанного недостатка [32]. Предложена специальная форма поля – Alternating Direct Current – биполярное импульсное поле с плоской вершиной. Принципиальным является постоянство генерируемого поля во время измерения (несколько миллисекунд), что устраняет влияние электропроводности грунта.

При использовании нового метода позиционирования ошибки измерения определяются только наличием ферромагнитных конструкций в зоне перемещения, например рельсов на поверхности земли, которые могут быть минимизированы организационными мероприятиями. В результате, ошибки позиционирования будут малы даже при нахождении скважинного генератора внутри бурильной колонны, выполненной из магнитомягкой стали.

Конкретный метод накопления информации за длительное время наблюдения разработан и верифицирован на макетном образце магнитной системы позиционирования, описанном выше. Первые измерения показали достаточно высокую эффективность выделения полезного сигнала из широкого спектра шумов, действующих в системе и в окружающем пространстве.

Погрешность подземного позиционирования бурового инструмента кроме прочего определяется также и стабильностью магнитных свойств среды. Проблема описана в [34] и решается параллельно с созданием промышленного образца системы.

На основании созданной теории магнитного позиционирования сделаны расчетные оценки дальности действия системы для следующих условий:

- Длина скважинного генератора – 1500 мм,
- Диаметр генератора – 50, 100, 200 мм.

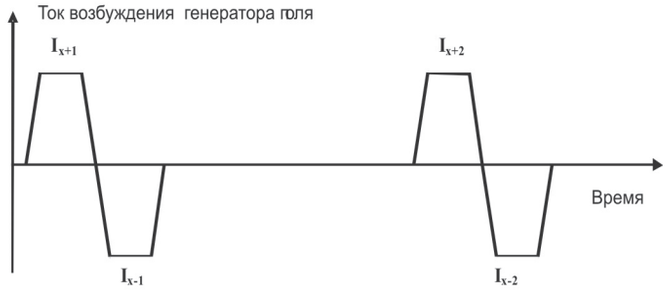


Рис. 2. Форма генерируемого магнитного поля по новому методу магнитного позиционирования

- Амплитуда тока питания, подводимая к генератору с поверхности – 10 ампер

Расчет проводился для величины модуля индукции магнитного поля в зависимости от удаления от генератора. Результаты расчета приведены на рис. 3, 4.

Видно, что на удалении 100 метров амплитуда поля от генератора диаметром 25 мм составляет 250 наногаусс. Данная величина превышает уровень атмосферных шумов даже при наблюдении в полосе частот в несколько кГц.

Однако внешние электромагнитные помехи, и внутренние шумы измерительного оборудования могут намного превышать полезный сигнал, что требует накопления информации в течение N циклов для выделения сигнала и получения точности позиционирования на требуемом уровне (не хуже 1 %).

Пусть имеем начальное отношение сигнала к шуму на уровне k = Uc/Uш. После накопления информации за N циклов величина k увеличивается в sqrt(N) раз. Тогда:

$$N = (R/k)^2 \qquad (1)$$

где: R - отношение сигнал/шум, требуемое для достижения заданной точности позиционирования.

Если начальное отношение Uc/Uш принять за 1, то с учетом требования R>100, данного выше, из (1) следует, что для получения требуемой точности позиционирования необходимо провести накопление информации по N = 10000 измерительных циклов. При частоте измерений на уровне 50 Гц период накопления составит 200 секунд.

Сделанные теоретические оценки и экспериментальная верификация показывают, что при дальности 300 метров амплитуда принимаемого сигнала находится на уровне атмосферных шумов в полосе наблюдения в сотни герц (рис. 4). Для описанного типа генератора магнитного поля, имеющего минимальный для геологоразведочного бурения диаметр

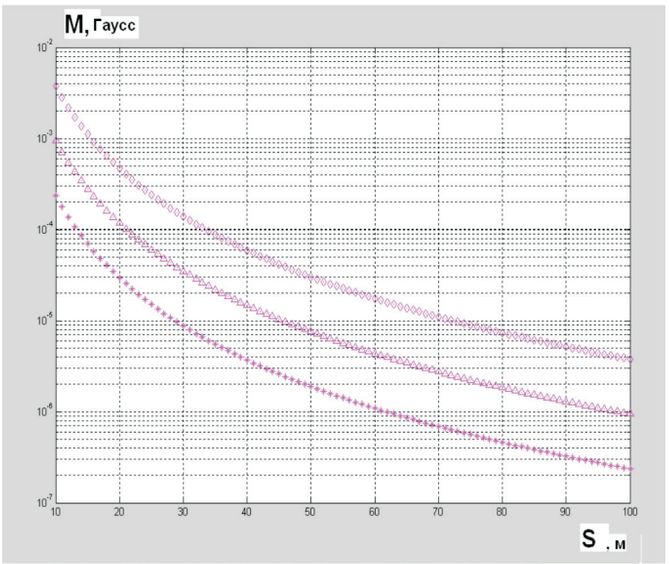


Рис. 3. Результаты расчета модуля генерируемого магнитного поля в зависимости от удаления
Верхняя кривая – радиус генератора 100 мм, средняя – 50 мм, нижняя – 25 мм.
S – расстояние от генератора до точки наблюдения в метрах.
M – модуль индукции генерируемого магнитного поля измеряемый в точке на-блюдения, в Гауссах.

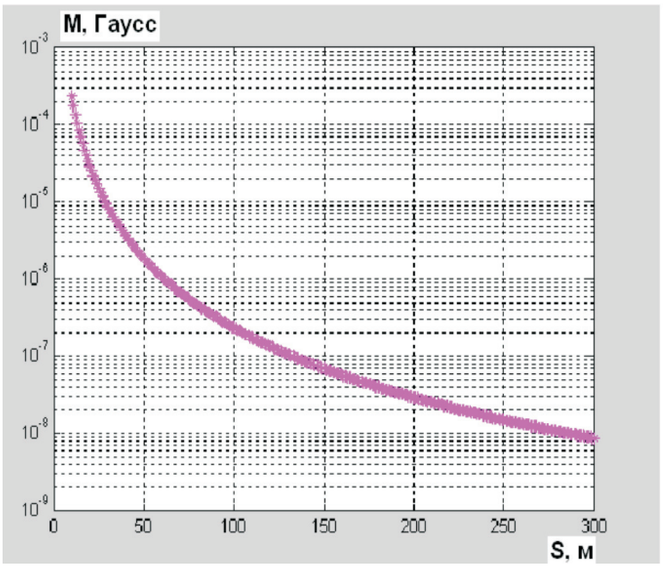


Рис. 4 Модуль магнитного поля в Гауссах на удалении до 300 метров.
Поле на удалении 300 метров находится на уровне атмосферных шумов в полосе частот до одного кГц
S – расстояние от генератора до точки наблюдения, в метрах
M – модуль индукции генерируемого магнитного поля измеряемый в точке наблюдения, в Гауссах.

50 мм, указанная дальность может рассматриваться как предельная. Время обработки экспериментальных данных при этом может составлять сотни секунд. Увеличение диаметра повышает дальность при прочих равных условиях. Переход на наземный генератор поля позволит увеличить дальность обнаружения до 1000 метров.

Выводы

1. Предлагается технология контроля траектории бурения на основе подземного магнитного позиционирования бурильного инструмента, свободная от влияния электропроводности грунта на точность позиционирования

2. Погрешность подземного магнитного позиционирования в описанной конфигурации определяется, в основном, технологией выделения полезного сигнала из шумов, и не зависит от условий эксплуатации подземного оборудования.

3. Преимущества активного магнитного позиционирования бурового инструмента в сравнении с известными телеметрическими системами состоят в следующем:

- скважинный генератор поля значительно надежнее и долговечнее забойного модуля телеметрической системы;
- цена системы магнитного позиционирования остается примерно такой же, как у забойной телеметрической системы, но с перераспределением в сторону наземной станции и существенным удешевлениям расходного подземного оборудования;
- габариты скважинного генератора не превышают габариты забойного модуля телеметрической системы;
- намагниченность бурильной колонны, температура, давление и вибрация не влияют на работу скважинного генератора, задача герметичности генератора не стоит;
- механическая прочность скважинного генератора выше, чем у забойного модуля существующих телесистем;
- позиционирование проводится без остановки бурения, т.к. генерируемое магнитное поле имеет осевую симметрию;
- одномоментные прямые измерения координат проводятся в любой точке траектории бурения;
- возможно использование новой технологии в качестве альтернативного способа определения траектории бурения для калибровки телеметрической системы.

Литература

1. Молчанов А.А. Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. - М.: Недра, 1983,
2. http://www.elektropribor.spb.ru/rufrset.html
3. http://www.vniibt.ru/vniibt_rus/about/works.php
4. Патент РФ N2318118.
5. http://vermeer.su/
6. http://www.drillings
7. Патент РФ N2285797,
8. Заявка на изобретение РФ N2260118,
9. Патент РФ N2252313
10. Патент РФ N96103393,
11. Заявка на изобретение РФ N2006139734,
12. Патент РФ N2261324,
13. Патент РФ N2253838,
14. Заявка на изобретение РФ N2003122541
15. Заявка на изобретение РФ N2005121778
16. Патент РФ N2291294,
17. Патент РФ N2261324
18. Патент РФ N2186966
19. Патент США N4054881
20. Патент США N4710708
21. Патент США N4314251
22. Патент США N6922056
23. Патент США N3624598
24. Петров Б.М. Электродинамика и распространение радиоволн: М.: Горячая ли-ния – Телеком, 2003
25. Патент США N6812842.
26. Патент США N6411094
27. Патент США N7038454
28. Патент США N7021403
29. Патент США N7015697
30. Патент США N6814163
31. Патент США N5526022
32. Заявка на изобретение РФ N2008134363
33. М.Желамский Первая отечественная система магнитного позиционирования. Датчики и системы 2009, N1
34. М.В.Желамский, Ю.А.Гладилов, Ю.Т.Морозов, А.М.Мочуловский, А.В.Степанов «Изучение стабильности свойств среды обитания посредством наложения ин-формационного поля». Инициативный проект. Заявка N09-07-00130-а в Рос-сийский Фонд Фундаментальных Исследований.
35. М.Желамский Электромагнитное позиционирование – преимущества и облас-ти применения. Электроника – НТБ. N 3 2007 г.
36. Магниторазведка. Справочник геофизика. Москва, Недра 1990 г.

Проектирование и оптимизация КНБК на основе винтового забойного двигателя для бурения в сложных горно-геологических условиях

д.т.н. А.С.Повалихин, аспирант А.Г.Шатровский
(ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»)

При реализации проектного профиля наклонных скважин значительные проблемы возникают уже в процессе бурения под кондуктор и первую промежуточную колонну – в интервале, сложенном мягкими неустойчивыми горными породами. Применение комбинированной технологии направленного бурения забойным двигателем-отклонителем в таких разрезах горных пород приводит к формированию извилистой траектории бурения, что способствует интенсивному образованию желобов, каверн, существенно осложняющих процесс бурения, к значительным рискам при спуске жёстких обсадных колонн.

При бурении наклонно направленных интервалов профиля скважин применяются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) на основе винтовых забойных двигателей (ВЗД), задача стабилизации направления бурения которыми решается за счёт применения центраторов. Одноцентраторные КНБК на основе ВЗД, как показывает многолетняя практика бурения наклонных скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, обладают низкой устойчивостью на проектной траектории бурения, высокой зависимостью от геологических факторов, имеют узкие границы управления траекторией бурения, ограниченные функциональные возможности.

Существует метод определения оптимальных параметров многоцентраторных КНБК, основанный на критерии в соответствии с которым отклоняющая сила на долоте и угол между осью долота и сква-

жины равны нулю [1]. В реальной скважине условия работы КНБК могут существенно отличаться от заданных расчетной схемой. Например, диаметр ствола скважины может увеличиваться сразу же за долотом вследствие гидроэрозии стенки скважины, а рабочие элементы центраторов изнашиваются по диаметру. Кроме того, в некоторых случаях при сборке КНБК не всегда могут быть выдержаны расчетные размеры.

Отклонения условий работы КНБК от расчетных приводят к изменению баланса сил, действующих на КНБК и, как следствие, к нарушению критерия оптимизации. При этом для устойчивых КНБК характерны малые следствия, не приводящие к значительным изменения траектории бурения, а для неустойчивых – большие следствия при небольших отклонениях от расчетной схемы и величинах дестабилизирующих факторов.

Вывод о том, устойчива КНБК или не устойчива на проектной траектории бурения может быть разным в зависимости от вида отклонения от расчетной схемы и величины возникающей при этом отклоняющей силы. Для количественной оценки устойчивости КНБК на проектной траектории приняты показатели, которые позволяют определить устойчивость каждого расчетного варианта оптимальных размеров в реальных условиях бурения конкретной скважины [2].

В известном решении проверка устойчивости КНБК на проектной траектории осуществляется относительно одного доминирующего фактора. Однако во многих случаях в процессе бурения имеет место воздействие на работу КНБК одновременно нескольких факторов. Поэтому для сложных горно-геологических условиях следует получить ответ на вопрос – как поведёт себя КНБК в условиях совместного влияния на её работу нескольких факторов?

КНБК является упругим телом, поэтому зависимости величины опорных реакций на опорно-центрирующих элементах (ОЦЭ) и отклоняющей силы на долоте от деформации компоновки имеют линейный характер. В качестве показателя (ПУСТ) устойчивости КНБК для оцениваемого дестабилизирующего фактора (Ф) принято известное условие [2]:

$$\Pi_{УСТ} = \frac{\Delta F_{ОТ}}{\Delta \Phi}$$

где $\Delta F_{от}$– изменение величины отклоняющей силы, кН;

$\Delta\Phi$ – величина изменения фактора.

Показатель устойчивости рассчитывается для диапазона изменения зенитного угла и дестабилизирующих факторов, при котором расчетная схема взаимодействия КНБК со стволом скважины не изменяется. Очевидно, чем ближе к нулю параметр ПУСТ, тем ниже темп роста модуля отклоняющей силы при увеличении фактора и выше устойчивость КНБК на проектной траектории. Такой параметр позволяет более наглядно оценить и сравнить между собой расчётные варианты КНБК в зависимости от длины верхней и нижней секций, заменяя наборы кривых $F_{ОТ} = f(\Phi)$ построением одной кривой $\Pi_{УСТ} = f(L_{1,2})$.

Для определения рационального расположения ОЦЭ, при котором обеспечивается устойчивость КНБК на проектной траектории бурения в условиях влияния факторов, нарушающих условия её работы, рассмотрим 4 варианта КНБК с длиной направляющей секции 1.5, 2.0, 2.5 и 3.0 м соответственно (см. таблицу).

Варианты КНБК	Длина направляющей секции, м
КНБК 1	1.5
КНБК 2	2.0
КНБК 3	2.5
КНБК 4	3.0

Рассматриваемая компоновка с долотом 215.9 мм имеет два опорно-центрирующих элемента (рис. 1).

Основой КНБК является винтовой забойный двигатель диаметром 172 мм, в нижней части которого установлен центратор, а над верхним центратором (ВЦ) расположена телесистема (ТС) диаметром 172 мм (рис. 1).

На рис. 2 представлен график зависимости $\Pi_{УСТ}$ от длины (L_2) верхней секции в условиях износа ОЦЭ.

Нижний предел длины верхней секции рассматриваемых КНБК обусловлен постоянством параметра $\Pi_{УСТ}$ для этой компоновки при изменении анализируемого фактора Ф на величину не менее 15-20% от

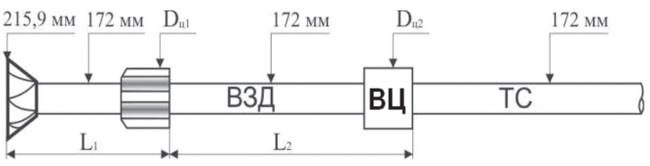


Рис. 1 Расчётная схема КНБК с двумя центраторами на основе ВЗД-172

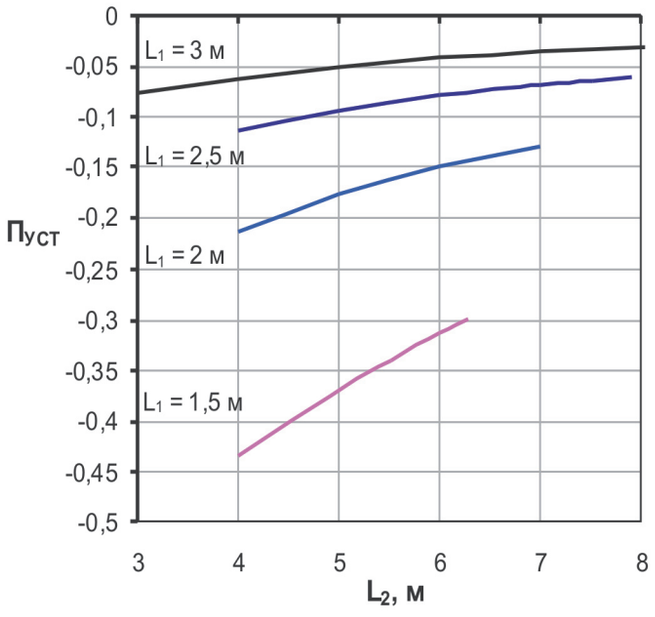


Рис. 2 Зависимость $П_{УСТ}$ от длины верхней секции КНБК при равномерном износе опорных элементов

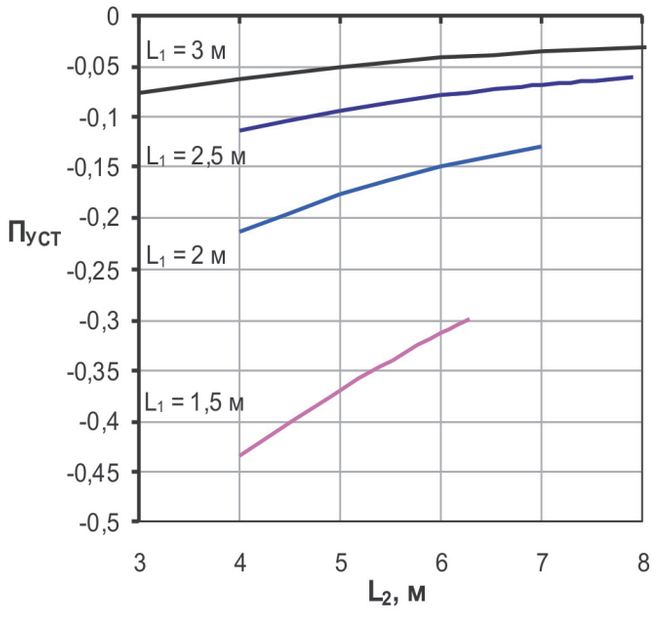


Рис. 3 Зависимость $П_{УСТ}$ от длины верхней секции КНБК при влиянии износа ВЦ в два раза интенсивнее центратора

возможного диапазона. Если длина верхней секции будет еще меньше, то схема взаимодействия КНБК со стенкой скважины меняется даже при незначительном воздействии дестабилизирующего фактора.

Максимальная длина верхней секции ограничивается также наибольшим технически возможным диаметром ВЦ, который необходимо разместить в стволе скважины для получения КНБК с оптимальными размерами.

Из графиков на рис. 2 следует, что при равномерном износе ОЦЭ на долоте анализируемых КНБК возникает отклоняющая сила, направленная в сторону уменьшения зенитного угла. Для КНБК с длиной направляющей секции 1.5 м максимальное по модулю значение $П_{УСТ}$ достигается при минимальной длине верхней секции, равной 3 м. Это значит, что, например, при износе ОЦЭ на 4 мм на долоте КНБК возникнет отклоняющая сила равная 1.72 кН. Увеличение длины L_2 верхней секции с 4 м до 6.3 м имеет положительную тенденцию для этой КНБК, увеличивая её устойчивость к рассматриваемому дестабилизирующему фактору. Положение ВЦ в этом случае оказывает наибольшее влияние, по сравнению с остальными компоновками. Поэтому технические ограничения при установке ВЦ могут играть значительную роль в устойчивости КНБК-1, особенно в условиях повышенного абразивного износа опорных элементов.

При тех же условиях КНБК-2, 3, 4 менее чувствительны к месту расположения ВЦ, что делает более предсказуемым поведение компоновок в условиях равномерного износа опорных элементов. Наиболее устойчивой компоновкой в условиях влияния рассматриваемого фактора является КНБК-4 – при любой длине верхней секции. Таким образом, при рассматриваемой схеме износа опор компоновок рекомендуемыми могут быть те из них, длина направляющей секции которых более 2 м.

Из графиков, представленных рис. 3, следует, что для КНБК с направляющей секцией 2.5 м длина верхней секции более 5 м позволяет получить компоновку, при применении которой износ центраторов по принятой схеме оказывает минимальное влияние на величину отклоняющей силы на долоте. При износе ОЦЭ у КНБК-4 максимальное значение параметра $П_{УСТ}$ составляет 0.0375. Это значит, что при износе ВЦ на 10 мм, а центратора, соответственно, на 5 мм, возникает отклоняющая сила, направленная в сторону увеличения зенитного угла, равная 0.375 кН. У компоновок № 1 и № 2 износ опорных элементов способствует образованию отклоняющей силы, направленной в сторону снижения зенитного угла. Схема износа центраторов для построения графика на рис. 3 предполагает в два раза меньший износ нижнего центратора, чем на графике рис. 2. При этом для КНБК-1 значения параметра $П_{УСТ}$, а значит и отклоняющая сила, снизились в 5 раз, а для КНБК-2 – в 10 раз. Однако в масштабе графика на рис.

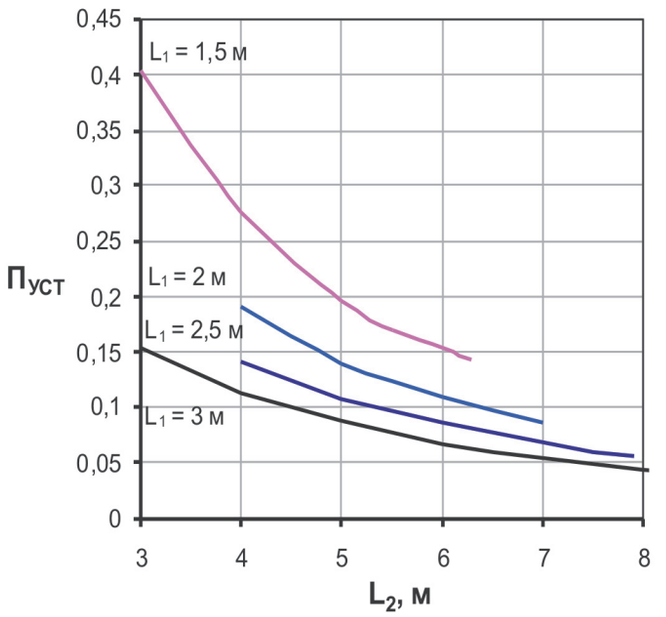


Рис. 4 Зависимость $П_{УСТ}$ от длины верхней секции КНБК при изнашивании ВЦ

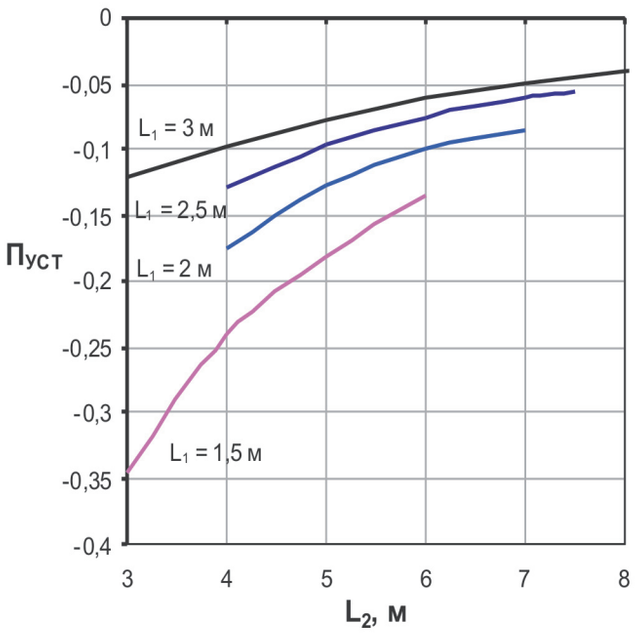


Рис. 5 Зависимость $П_{УСТ}$ от длины верхней секции КНБК при увеличении диаметра ВЦ

3 устойчивость КНБК-1 снижается при увеличении длины верхней секции до 5 м, затем увеличивается. Более предсказуемо ведут себя компоновки, длина направляющей секции которых более двух метров.

При длине верхней секции около 6.5 м компоновка № 3 имеет нулевое значение параметра $П_{УСТ}$. Это значит, что при рассматриваемой схеме износа ОЦЭ отклоняющая сила всегда будет близка к нулю, однако при этом перекос долота неизбежен.

График на рис. 4 показывает, что изнашивание только ВЦ способствует возникновению на долоте отклоняющей силы, направленной в сторону увеличения зенитного угла для любой двухопорной компоновки. При этом легко заметить, что наибольшему влиянию подвергается КНБК-1. Из этого следует, что для этой компоновки изменение диаметра ВЦ позволяет эффективно изменять отклоняющую силу на долоте, а значит, и траекторию бурения. Наименьшему влиянию изменения диаметра ВЦ подвержена КНБК-4.

Из рис. 2, 3, 4 можно сделать вывод, что износ нижнего центратора критичен для КНБК с двумя ОЦЭ и оказывает влияние как на величину возникающей отклоняющей силы на долоте, так и на показатель назначения компоновки. Если совокупность дестабилизирующих факторов, влияющих на КНБК в процессе бурения, способствует снижению зенитного угла, то для его стабилизации износ центратора не допустим. При таком условии наибольшим потенциалом к увеличению зенитного угла обладает КНБК-1. При износе же центратора КНБК-1, наоборот, имеет тенденцию к снижению зенитного угла.

Если посмотреть на вопрос изменения диаметра ВЦ, как на способ управления траекторией бурения, то по имеющимся данным можно сделать вывод о том, что уменьшение диаметра ВЦ от оптимального его размера при отсутствии износа его опорных элементов изменяет показатель назначения компоновки.

Компоновка позволяет осуществлять искривление ствола с увеличением зенитного угла, так как при уменьшении диаметра ВЦ на долоте создаётся отклоняющая сила, направленная вверх. При этом максимальная интенсивность увеличения отклоняющей силы при уменьшении диаметра ВЦ возникает на долоте КНБК-1 при минимальной длине секций.

На основании графиков на рис. 2 можно сделать вывод, что рассматриваемые КНБК изменяют показатель назначения на компоновки, позволяющие уменьшать зенитный угол, если уменьшение диаметра центратора сравнимо с уменьшением диаметра ВЦ.

Другой путь изменения показателя назначения стабилизирующей компоновки – это увеличение диаметра ВЦ при отсутствии износа его опорных элементов (рис. 5).

Из сравнения графиков, приведенных на рис. 4

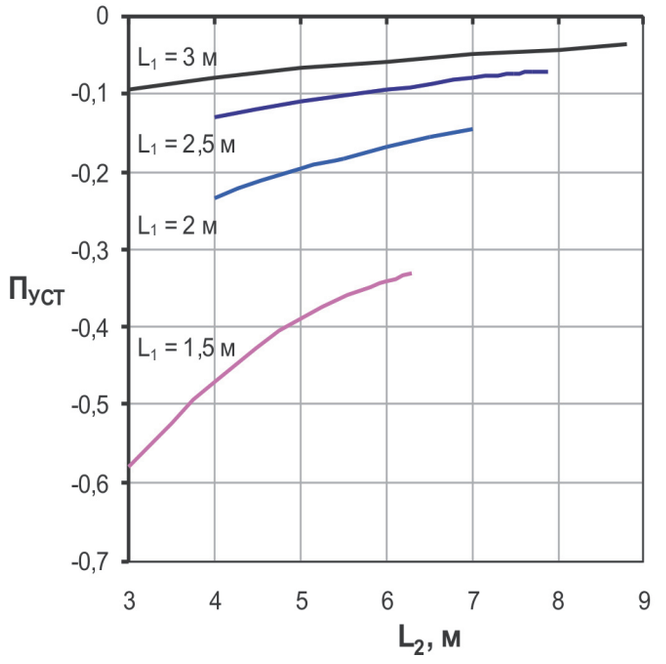


Рис. 6 Зависимость $П_{УСТ}$ от длины верхней секции КНБК при увеличении диаметра скважины

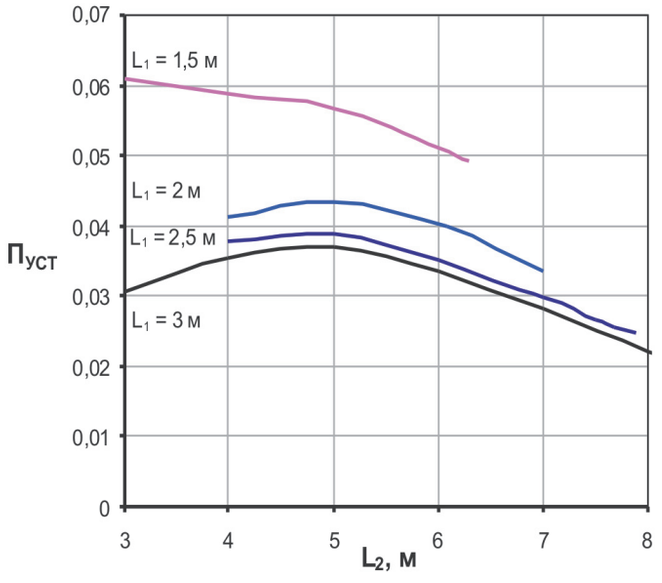


Рис. 7 Зависимость $П_{УСТ}$ от длины верхней секции КНБК при влиянии накопления шлама

и 5, видно, что уменьшение и увеличение диаметра ВЦ формирует одинаковую по модулю отклоняющую силу, направленную в сторону увеличения зенитного угла и его уменьшения, соответственно.

На рис. 6 показан график зависимости параметра $П_{УСТ}$ от длины верхней секции анализируемых компоновок при увеличении диаметра скважины сразу за долотом.

Влияние этого фактора способствует образованию существенной отклоняющей силы на долоте рассматриваемых компоновок, направленной в сторону уменьшения зенитного угла. Наибольшей тенденцией к уменьшению зенитного угла обладает КНБК-1, имея значение параметра $П_{УСТ}$ = 0.58 при минимальной длине верхней секции 3 м. То есть при увеличении диаметра скважины на 2 мм возникает отклоняющая сила на долоте компоновки 1.16 кН.

При увеличении эрозии более чем на 2 мм изменяется схема взаимодействия этой компоновки со стенкой ствола скважины, и она работает как одноцентраторная. Таким образом, рекомендованными могут быть компоновки с длиной направляющей секции более 2 м.

По абсолютному значению параметра $П_{УСТ}$ минимальное влияние на устойчивость компоновок оказывает накопление шлама в районе расположения телесистемы – выше ВЦ (рис. 7).

Максимальное значение этого параметра – для КНБК-1 при L_2 = 3 м – и составляет 0.061. То есть при накоплении слоя шлама 10 мм отклоняющая сила будет равна 0,61 кН. При этом для всех компоновок она направлена в сторону увеличения зенитного угла.

Необходимо отметить, что для КНБК-2, 3, 4 увеличение длины верхней секции до 5 м способствует снижению устойчивости компоновки к анализируемому фактору. Однако дальнейшее увеличение L_2 повышает её устойчивость. Таким образом, в условиях накопления шлама не целесообразно применять КНБК с длиной верхней секции меньше 5 м, особенно для компоновок с направляющей секцией более 2 м.

Необходимо отметить, что некоторые дестабилизирующие факторы, способствуя образованию отклоняющей силы на долоте, при определенном значении начинают влиять таким образом, что отклоняющая сила уменьшается до нуля (рис. 8). При этом схема взаимодействия компоновки со стенками скважины не изменяется в пределах изменения величины диаметра ВЦ. На рис. 8 представлена зависимость отклоняющей силы на долоте КНБК-2 при длине верхней секции 4 м. При износе ВЦ на 20 мм и центратора на 10 мм возникает максимальная отклоняющая сила 0.25 кН, направленная в сторону уменьшения зенитного угла. А при износе ВЦ на 32 мм, центратора на 16 мм, отклоняющая сила снова равна нулю. Но при этом угол перекоса на долоте КНБК составляет

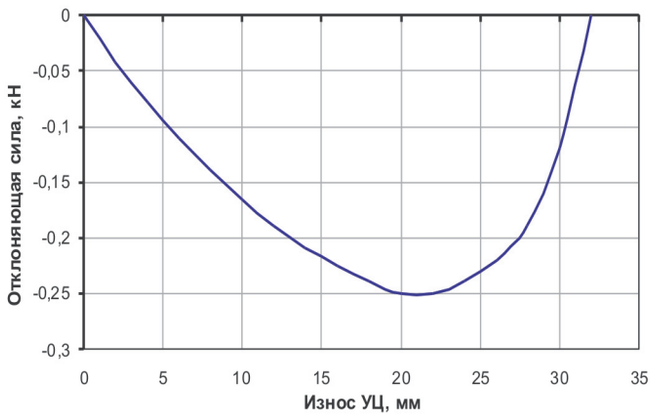


Рис. 8 Зависимость отклоняющей силы на долоте КНБК-2 при влиянии износа ВЦ в два раза интенсивнее центратора

0.0041 рад. Такое поведение КНБК объясняется соотношением схемы изнашивания опорных элементов компоновки и её жесткостных свойств.

Выводы

1. Установлены закономерности поведения оптимальной КНБК с двумя ОЦЭ в условиях влияния на их работу доминирующих геолого-технологических факторов.

2. Для оптимальной КНБК с двумя ОЦЭ существует схема изменения линейных размеров, которая позволяет повысить устойчивость КНБК на проектной траектории бурения за счёт сведения к минимуму отклоняющей силы на долоте.

3. При уменьшении длины направляющей секции зависимость устойчивости КНБК от расположения ВЦ увеличивается. При минимально возможной длине направляющей секции КНБК может по-разному реагировать на изменение условий бурения, что делает поведение такой компоновки менее предсказуемым по сравнению с остальными вариантами КНБК.

4. Для получения компоновки с максимальной устойчивостью к влиянию дестабилизирующих факторов длина направляющей секции КНБК с двумя центраторами на основе винтового забойного двигателя диаметром 172 мм с долотом диаметром 215.9 мм должна превышать 2 м. При этом для бурения в условиях интенсивного накопления шлама на нижней стенке ствола скважины рекомендуется применять КНБК с длиной верхней секции более 5 м.

5. Установленные закономерности показателя устойчивости КНБК на проектной траектории бурения позволят осуществлять выбор и проектирование КНБК с оптимальными размерами для стабилизации и управления траекторией бурения в условиях воздействиях основных геолого-технологических факторов.

Сделанные выводы для выбранных вариантов КНБК на основе ВЗД диаметром 172 мм содержат рекомендации для получения максимально устойчивой и предсказуемой её работы в условиях действия дестабилизирующих факторов. Подобным образом можно подобрать КНБК для любых геологических условий по методике, основные положения которой заключается в следующем.

1. Выявляются доминирующие дестабилизирующие факторы конкретного региона с определёнными геологическими условиями.

2. Определяется интенсивность воздействия выявленных факторов на КНБК.

3. Рассчитывается несколько вариантов оптимальных КНБК с учётом заданных технических условий.

4. Определяется показатель устойчивости для каждого варианта КНБК в условиях действия доминирующих дестабилизирующих факторов.

5. Определяются размеры наиболее устойчивой к анализируемым факторам оптимальной КНБК с учетом технических возможностей её сборки.

Литература

1. Повалихин А.С., Солодкий К.М., Шатровский А.Г.Оптимизация параметров управляемых КНБК для бурения субгоризонтальных интервалов профиля направленных скважин // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», № 4, 2008

2. Повалихин А.С. Вопросы обеспечения надежной работы и устойчивости КНБК на проектной траектории // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, № 3, 2007

История бурового дела: бурение на шлангокабеле

к.т.н., доцент А.М. Изосимов
Самарский Государственный технический университет

40 лет назад 25 марта 1969 г. на нефтяном месторождении Куртамак в Куйбышевской (сейчас Самарская) области была начата бурением экспериментальная скважина № 501. Основной целью работ было испытание оборудования и отработка технологии турбинного бурения с использованием шлангокабеля. По уровню новизны и потенциальным возможностям решение заменить составную бурильную колонну непрерывной гибкой трубой не уступает применению забойного двигателя в качестве привода долота. Если создание и практическое применение гидравлического забойного двигателя-турбобура в 1934 г. позволило уже через полтора десятилетия осуществить революционные изменения в технологии направленного бурения, строить наклонные, горизонтальные и многозабойные скважины, то, технология бурения непрерывной гибкой трубой на сегодняшний день не нашла должного применения. На наш взгляд причина заключается в преобладании традиционных взглядов на конструкцию бурильной колонны и на технологию бурения вообще, что не позволяет оценить все возможности непрерывной гибкой трубы, как технологического инструмента.

Цель данной статьи довести до сведения читателя историю создания такого инструмента как шлангокабель, а также дать информацию о полученных при его применении технологических решениях.

Затраты времени на спускоподъемные операции (СПО) при бурении нефтяных и газовых скважин составляют значительную часть производительного времени в общем балансе времени проводки скважины. Основным фактором, обуславливающим большие временные затраты на СПО, является дискретность процесса, связанная с тем, что бурильная колонна при замене породоразрушающего инструмента или забойного двигателя разбирается и собирается отдельными трубами. При проведении СПО прекращается также промывка ствола скважины, что во многих случаях приводит к значительным осложнениям. Кроме того, разборная бурильная колонна существенно осложняет, а в некоторых случаях не позволяет осуществлять вскрытие и бурение по пласту при равновесии давлений в системе «скважина-пласт».

Одним из путей радикального уменьшения времени на СПО, а также реализация технологии щадящего вскрытия продуктивного пласта является превращение дискретного процесса спуско-подъема разборной колонны бурильных труб в непрерывный процесс намотки и размотки неразборной гибкой колонны — шлангокабеля с укладкой его на барабан — шлангоприемник, снабженный вертлюгом для осевой подводки бурового раствора. Таким образом, наличие непрерывной трубы, барабана с упорядоченной укладкой непрерывной трубы, осевого подвода бурового раствора, возможность герметизации устья скважины делают процесс шлангокабельного бурения прямым предшественником технологии «колтюбинг».

Термин “шлангокабельное бурение” был предложен инициатором разработки нового способа бурения в объединении “Куйбышевнефть” Леонидом Тимофеевичем Папировским.

Начало работ в области шлангокабельного бурения в нашей стране относится к 1958 году, когда по инициативе Л.Т. Папировского создаётся творческая группа специалистов-энтузиастов нового метода бурения, в которую вошли инженеры бурового треста - А.М. Изосимов, В.В. Ватрушкин, отдела бурения института “КуйбышевНИИНП” — В.Л. Устенко, М.А. Фингерит и Куйбышевского индустриального института - доктор техничнских наук, профессор В.И. Тарасевич.

В 1962 году были получены авторские свидетельства на конструкцию шланга для бурения скважин и на способ бурения на шлангокабеле [1, 2].

В 1963 году в “КуйбышевНИИНП” (позднее ВНИИТнефть) был создан отдел бурения на шлангокабеле численностью 35 человек, в котором под руководством Л.Т. Папировского в течение 1963–64 годов выполнен большой объем исследований по выбору материалов силовых элементов шлангокабеля и разработке конструкций замковых соединений, позволивший перейти к конструкторской проработке и изготовлению шлангокабеля.

Значительный вклад в создание отечественного

шлангокабеля внес Ю.А. Артёмов, заместитель главного технолога завода "Азовкабель" (г. Бердянск Запорожской области), где было организовано производство отечественного шлангокабеля. К разработке проблем шлангокабельного бурения привлекались также специалисты кафедры нефтепромысловой механики Уфимского нефтяного института, разработавшие поворотное устройство для ориентирования забойной компоновки и поворота инструмента, и специалисты кафедры стальных канатов Севастопольского приборостроительного института, разработавшие и изготовившие опытный образец спираленавивочного станка оригинальной конструкции, который был необходим для изготовления силового каркаса шлангокабеля. Конструкция спираленавивочного станка оказалась настолько удачной, что до настоящего времени успешно применяется в технологических линиях по изготовлению гибких полимерно-металлических труб.

В 1965–66 годах были проведены промысловые испытания шлангокабельного способа бурения на экспериментальном участке в городе Отрадном Куйбышевской области. Испытания проводились также при бурении неглубоких скважин в морских придонных грунтах Черного моря и при бурении скважин на воду. Принципиальная схема наземного оборудования для шлангокабельного бурения представлена на рис. 1.

Для испытаний использовалась буровая установка БУ50Бр-1 завода "Баррикады" (г. Волгоград), оснащенная промысловым стендом для работы со шлангокабельной бурильной колонной на глубинах до 500 м. Базой для стенда послужила стандартная установка беструбного бурения на кабель-канате ББ-2000, реконструированная с учетом особенностей шлангокабельного бурения: увеличена емкость барабана, добавлен вертлюг для непрерывной подачи бурового раствора через вал барабана в шлангокабель, спроектированы и изготовлены конструкции направляющего ролика на устье скважины и пульт управления. Вертлюг был соединен напорным манифольдом с насосной группой.

Основные технические данные буровой установки:

- грузоподъемность, 500 кН (номинальная), 700 кН (мах);
- тип вышки - мачтовая, А-образная;
- рабочая высота вышки - 27.36 м;
- скорость подъема крюка - м/с 0.21 м/с (min), 1.71 м/с (мах);
- скорость вращения ротора, 75 об/мин (min.), 190 об/мин (мах);
- максимальная подача бурового раствора – 14 л/с;
- максимальное давление бурового раствора - 20 мПа.

Проектная глубина бурения 500 м. Интервал 0–247 м, сложённый неустойчивыми горными породами, пробурили обычным способом турбобуром Т12М3-9 с долотом № 12 (295 мм) с использованием бурильных труб диаметром 114 мм. Пробуренный ствол скважины обсадили кондуктором диаметром 219 мм.

Разбуривание цементного стакана в кондукторе и бурение до глубины 258 м в отложениях татарского яруса, сложенных загипсованными глинами с прослоями песчаников, осуществляли турбобуром ТС5Е-6$^{5}/_{8}$" с долотом 190 мм с применением шлангокабеля в качестве бурильной колонны. При этом использовался шлангокабель с внутренним диаметром 60 мм, наружным диаметром 118 мм, общей длиной 300 м – 4 секции по 75 м, снабженные замковыми соединениями конструкции "КуйбышевНИИНП". Произвели два долбления. В качестве промывочной жидкости использовалась пластовая вода плотностью 1,14 г/см^3. Осевая нагрузка на долото выдерживалась в интервале 15–20 кН и достигала 30 кН. Давление промывочной жидкости составляло 7,5 8,0 МПа с одной секцией турбобура и 9,0–10,0 МПа — с двухсекционным турбобуром. В 1966 году способом бурения на шлангокабеле турбобуром было пробурено 195 м в интервале 258–453 м в известняках и доломитах казанского яруса и калиновской свиты. Осевая нагрузка на долото поддерживалась в интервале 20–40 кН. Максимальная нагрузка на подъемном барабане составляла 100 кН, скорость спуска шлангокабеля — 0,25–0,6 м/с, подъема — 0,3–0,4 м/с. Реактивный мо-

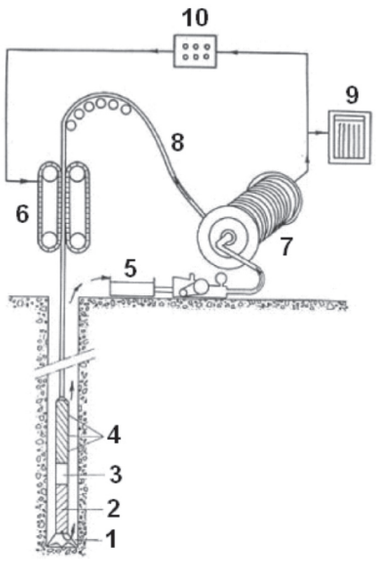


Рис. 1 Принципиальная схема шлангокабельного бурения
1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – забойные датчики; 4 – УБТ; 5 – система очистки бурового раствора; 6 – тяговый агрегат; 7 – шлангоприёмник; 8 – шлангокабель; 9- регистрирующие приборы; 10 – пульт автоматического контроля и оптимизации процесса бурения

мент забойного двигателя воспринимался грузонесущими элементами (канатами) шлангокабеля. В процессе промысловых испытаний 1965-66 годов были выявлены узкие места в конструктивном исполнении бурового оборудования, самого шлангокабеля, контрольно-измерительных приборов и намечены пути их устранения.

Во время работ по шлангокабельному бурению на первой отечественной экспериментальной скважине (буровой мастер Шейкин П.В.) была получена информация о том, что подобные работы проводятся во Франции — Французским институтом нефти. Французская экспериментальная скважины "Le Perray-III", забой которой в 1968 году достиг 1000 м, находилась в окрестностях Парижа. С целью обмена опытом Миннефтепром СССР провел переговоры с Французским институтом нефти, и было достигнуто соглашение о совместном проведении дальнейших работ. Для совместного экспериментального бурения выбрали скважину № 501-Куртамакская, расположенную вблизи города Отрадный Куйбышевской (Самарской) области. Работы проводились под совместным техническим руководством специалистов отдела бурения "КуйбышевНИИНП" и Французского института нефти.

Для бурения использовалась отечественная буровая установка "Уралмаш-4Э", оснащенная специальным оборудованием: барабаном-приемником для упорядоченной укладки шлангокабеля в процессе СПО, неподвижной и подвижной захватными цапфами, двумя буровыми насосами "МАРЕП", кронблоком и талевым блоком, гидравлической станцией и станцией управления. Схема компоновки оборудования буровой приведена на рис. 2.

Монтаж оборудования начался в конце 1968 года, а 25 марта 1969 года по типовой технологии был пробурен ствол скважины до глубины 63 м под направление диаметром 425 мм. Бурение под кондуктор диаметром 239 мм до глубины 598,3 м также осуществлялось обычным способом.

После спуска кондуктора и его цементирования была собрана компоновка со шлангокабелем:

– долото Ø 269 мм;

– турбобур ТС5Б-9" (две секции) или 3ТС5Б9" (3 секции);

– датчик вращения;

– центратор Ø 235 мм;

– УБТ 6" (203 мм) длиной 125–202 м;

– прибор ФИН ("Телевижель");

– шлангокабель CLT:

Шлангокабель был изготовлен на заводе "Cables de Lion" (Франция) и имел следующие технические

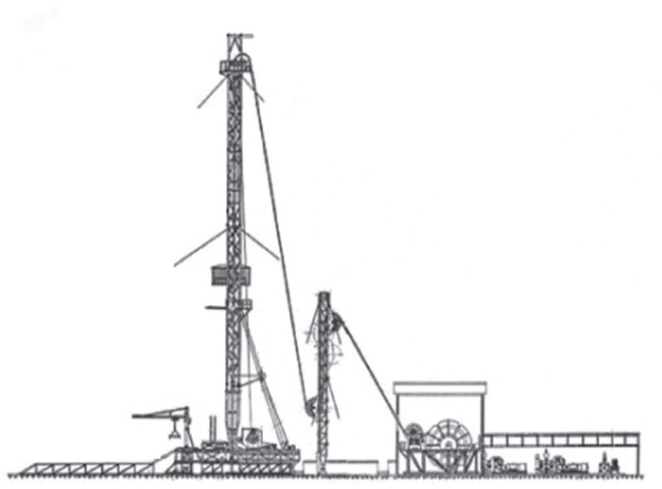


Рис. 2 Принципиальная схема оборудования буровой установки № 501 Куртамакская

характеристики:

- наружный диаметр — 147 мм;
- внутренний диаметр — 97 мм;
- длина секции — 500ч550 м;
- диаметр допустимого изгиба — 2,5 м;
- внутреннее рабочее давление — 33,0 МПа;
- рабочий момент скручивания рабочий — 8,0 кН*м;
- рабочая растягивающая нагрузка — 1550 кН.

Конструкция шлангокабеля представлена на рис. 3. Шлангокабель состоит из внутренней гофрированной трубы 1, воспринимающей внешнее давление, полихлоропреновой камеры 2, обеспечивающей герметичность, двух слоёв стальных канатов 3 диаметром 1.8 мм с углом навивки 56°, двух слоёв стальных канатов 4 диаметром 3 мм, навитых под углом 18°, а также внешнюю камеру 5.

Каждый слой канатов 3 и 4 имеет противоположное направление навивки, причём канаты 3 воспринимают внутреннее давление, а канаты 4 работают на растяжение.

В конструкции шлангокабеля предусмотрено 20 электрических каналов связи, проложенных в слоях канатов 4.

Через шесть месяцев после начала работ, 5 октября 1969 года забой скважины достиг 2329 м.

Параметры бурения:

- давление от двух насосов "МАРЕП" — в интервале 12,0–18,0 МПа, при производительности 40 л/с;
- нагрузка на долото — от 60 до 200 кН;
- средняя проходка на долото – 23,2 м;

- механическая скорость — 6 м/ч.

В процессе бурения имели место два случая нарушения процесса, вызванные разрывом замковых соединений секций шлангокабеля на глубинах 1284 м и 2329 м, что свидетельствует о слабом звене данного элемента шлангокабеля, требующем доработки, — ненадежная конструкция узла соединения секций.

Таким образом, аналитическими и экспериментальными исследованиями процесса бурения на шлангокабеле выявлена его техническая и экономическая целесообразность. Затраты времени на СПО уменьшились в 4–8 раз, рейсовая скорость проходки увеличилась в 2–4 раза, скорость СПО составила 1,5–2 м/с. Кроме того, процессу шлангокабельного бурения присущи все преимущества, связанные с возможностью герметизации устья скважины и обеспечения поромывки ствола скважины в процессе СПО.

Результаты исследований были использованы советскими и французскими специалистами при совместной разработке промышленного варианта буровой установки шлангокабельного бурения БУШ-3000. По некоторым сведениям, работа развивалась также в направлении создания морского варианта шлангокабельной установки — в России и во Франции. Российский вариант предполагался для работы на Каспии.

С сожалением приходится констатировать, что, несмотря на существенные преимущества процесса бурения на шлангокабеле, работы с советской стороны были прекращены на основании заключения комиссии Миннефтепрома, чему способствовал и безвременный уход из жизни инициатора работ Леонида Тимофеевича Папировского.

По-видимому, свою роль сыграла и мобилизация в то время средств Миннефтепрома на освоение новых разрабатываемых месторождений Западной Сибири. Вместе с тем необходимо отметить, что применение гибких полимерно-металлических длинномерных труб — шлангокабелей для бурения скважин, добычи нефти, подземного ремонта скважин, а также для оперативной прокладки трубопроводных коммуникаций на суше и в морских акваториях, является актуальной научно-технической проблемой и требует серьезного и внимательного рассмотрения.

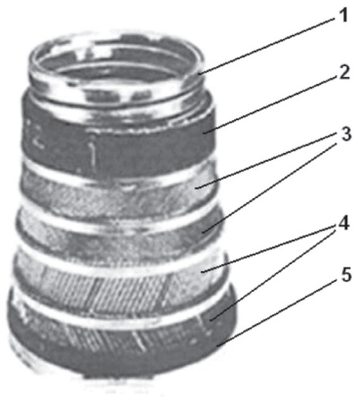


Рис. 3 Конструкция шлангокабеля CLT
1 - гофрированная труба; 2 - полихлоропреновая камера;
3 – стальные канаты 1.8 мм; 4 - стальные канаты 3.0 мм;
5 – внешняя камера

Литература

1. Изосимов А.М. «Название автореферата?», автореферат на соискание учёной степени кандидат технических наук, М., 1967

2. «Испытание и совершенствование шлангокабельного способа бурения», Папировский Л.Т., Изосимов А.М., Ж.П.Тьерри // VII Мировой нефтяной конгресс, (докдад), Москва, 1971.

Уважаемые коллеги!

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

Для ускорения публикации ваших статей просим принять к сведению:

1. Редакция принимает к рассмотрению материалы в электронном виде. Прислать статью (рекламу и другие материалы) можно по электронной почте: povalihin@ids-corp.ru

2. Требования к материалам:

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

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

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

4. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная.

С уважением,
Научный редактор А.С.Повалихин

В 2009 году через Агентство Роспечать открывается 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