Инженер-нефтяник



Применение кавитации в нефтегазовой отрасли

Радиально-упругие системы в бурении

Расчёт работы газлифтного оборудования

Анализ моделей углубления скважины

Буровая установка с наклонным ставом

Проблемы и риски при проводке наклонного интервала ствола

История инженерных решений – бурение горизонтальных скважин



Интегрированный буровой сервис

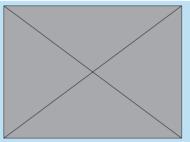


INTELLECT DRILLING SERVICES

Адрес компании: 127422, Москва,

Дмитровский проезд, 10 тел.: +7 (495) 543 9116 факс: +7 (495) 543 9612 e-mail: info@ids-corp.ru

сайт в Интернете: www.ids-corp.ru









СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

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

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№4 2009г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

Кавитация и возможности её применения при бурении, освоении и эксплуатации 5 Иванников В.И., Иванников И.В. Вопросы гидравлики барботирования при работе скважинного газлифта 10 Куликов В.В. Технология бурения ствола под спуск жёстких обсадных колонн с применением эксцентрических устройств 13 Гержберг Ю.М. Актуальные вопросы проводки прямолинейного интервала профиля наклонно 18 направленных скважин Повалихин А.С., Шатровский А.Г. Промывка и очистка кавернозных скважин 21 Иванников В.И., Иванников И.В. Модели бурения и их практическое использование 25 Синев С.В. Буровая установка с наклонным ставом для бурения разведочных и эксплуатационных Кравченко А.Е., Бибенин В.Ю., Антонишин В.И. История технических решений в нефтегазовой отрасли: Технология бурения горизонтальных скважин Калинин А.Г., Повалихин А.С.

Аннотации статей

40

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

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

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

Экспертный совет:

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

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

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

Геология, геологоразведочные работы — Фортунатова Наталья Константиновна - д.г-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Экология природной среды и охрана недр — Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Проектирование нефтегазовых скважин, информационные технологии — Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н, генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

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

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10 Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.ru Адрес сайта в Интернете: www.ids-corp.ru

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

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

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы. VΔK 622.243

Кавитация и возможности её применения при бурении, освоении и эксплуатации скважин

В.И. Иванников – Δ-р техн. наук, профессор, И.В. Иванников (ОАО «Газ-Ойл»)

CAVITATIONS APPLICATIONS FOR DRILLING, COMPLETION AND PRODUCTION CYCLES

V.I. Ivannikov – Ph.D. in Engineering, Professor I.V. Ivannikov (OJSC "Gaz-Oil")

Рассмотрены условия образования и факторы, влияющие на кавитацию. Проведена оценка практического применения кавитации в нефтегазовой отрасли. Приведено описание технологии очистки внутренней поверхности колонны насосно-компрессорных труб в скважине с помощью кавитации.

Термин "кавитация" означает процесс образования полостей в жидкости и последующее их захлопывание, которое порождает ударные волны. Кавитационная полость возникает в результате временного понижения давления в определенном объеме жидкости при условии, что давление здесь снижается до величины ниже порога прочности этой жидкости. Явление кавитации было теоретически предсказано 0. Рейнольдсом [1].

Различают гидродинамическую кавитацию, которая имеет место в потоке жидкости при обтекании неподвижной преграды (тела), и вибрационную (ультразвуковую) кавитацию, которая получается в результате возбуждения интенсивных колебаний в жидкости. В том и другом случаях в местах разряжения (отрицательного давления) происходит разрыв сплошности жидкой среды с образованием полостей в виде пузырьков или каверн, заполненных газом или парами окружающей жидкости. При удалении пузырьков (каверн) в область положительного давления они захлопываются и создают микрогидравлические удары в окружающую среду. В этом состоит одна из версий разрушающего действия кавитации на твердые поверхности, находящиеся вблизи (винты кораблей, лопасти гидротурбин и т. д.).

Рэлей [2] вычислил скорость сокращения кавитационного пузырька

$$\mathbf{v} = \sqrt{\frac{2 \cdot \mathbf{P}_0}{3 \cdot \rho} \cdot \left[\left(\frac{r_0}{r} \right)^3 - 1 \right]} \tag{1}$$

где $P_{\scriptscriptstyle 0}$ - гидростатическое давление; р - плотность жидкости; $r_{\scriptscriptstyle 0}$ - начальный (максимальный) радиус пузырька; r - радиус пузырька в данный момент.

Эта формула была получена при следующих допущениях: жидкость - несжимаема, её вязкостью можно пренебречь, в жидкости отсутствуют газы. Расчеты при таких идеализированных условиях показывают, что вблизи захлопывающегося пузырька в жидкости могут возникать давления в

десятки тысяч атмосфер.

По Рэлею, время полного захлопывания пустого пузырька можно определить из уравнения:

$$t_3 = 0.915 \cdot \mathbf{r}_0 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{P}} \tag{2}$$

где r_{o} - максимальный радиус пузырька, P - гидростатическое давление жидкости.

Для реальных условий пузырька, заполненного газом, можно рассчитать максимальную температуру $(T_{\text{мах}})$ и максимальное давление $(P_{\text{мах}})$, которые, согласно [3], возникают в момент его захлопывания:

$$T_{MAX} = T_0 \cdot \left\{ \frac{P_M \cdot (\gamma - 1)}{P} \right\}$$

$$P_{MAX} = P \cdot \left\{ \frac{P_M \cdot (\gamma - 1)}{P} \right\}$$
(3)

где T_o - температура среды, γ - соотношение удельных теплоемкостей газовой (или парогазовой) смеси, P - давление в пузырьке при его максимальном размере (обычно полагают, что оно равно давлению паров жидкости).

В частности, для пузырька, содержащего азот ($\gamma=1,33$), в воде при 20°С значения $T_{\rm MAX}$ и $P_{\rm MAX}$ составляют 4200 К и 975 атм.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КАВИТАЦИЮ

Прочность жидкости на разрыв зависит от молекулярных сил сцепления частиц жидкости и наличия газовых зародышей (микропузырьков). Сопоставим воду и пентан с точки зрения эффективности кавитации. Межмолекулярные силы в них заметно различаются: за счет водородных связей молекулы воды прочнее связаны друг с другом в отличие от молекул пентана, которые поддерживаются силами

Ван-дер-Ваальса. Кроме того, благодаря большему поверхностному натяжению, вода имеет существенно более низкий, чем у пентана, порог кавитации (т.е., чтобы вызвать кавитацию в пентане при прочих равных условиях, требуется более мощное воздействие). Давление насыщенных паров в воде значительно ниже, чем в пентане. Совокупность этих преимуществ делает воду более удобной для создания кавитации.

Известно, что при увеличении вязкости в определенной степени возрастает прочность жидкости. Исследованиями [4] установлено, что акустическое переменное давление, необходимое для появления кавитационных пузырьков в той или иной жидкости на одной и той же частоте, зависит от вязкости жидкости, как следует из табл. 1.

Повышение температуры жидкости снижает порог кавитации [6-8]. Уменьшение прочности обычной воды в диапазоне температур 0...30°С установили Конолли и Фокс [9]. Установлено также, что кавитационная эрозия металла (алюминия) увеличивается с ростом температуры до 50°С.

Внешнее давление повышает порог кавитации [10]. Данные о зависимости течения ультразвуковых химических процессов от внешнего давления приводит Потоцкий [11]. Им установлено, что выход перекиси водорода, нитритов и нитратов, образующихся в воде, резко падает, если давление воздуха в озвучиваемом сосуде составляет 133 кПа (100 мм рт. ст.). При постепенном увеличении давления в сосуде выход названных веществ увеличивается и достигает максимума при 2021,6 кПа

(1520 мм рт. ст.). При дальнейшем увеличении давления выход продуктов реакции уменьшается и полностью прекращается при высоте ртутного столба в 4180 мм.

Процесс эмульгирования, наблюдаемый в поле действия ультразвуковых волн, также зависит от давления над жидкостью. С увеличением давления от 133 до 1995 кПа (от 100 до 1500 мм рт. ст.) процесс усиливается, но при больших давлениях он явно замедляется.

Однако следует заметить, что все это связано с ультразвуковой кавитацией, возможности которой по разрыву жидкости при высоких внешних давлениях ограничены.

Кавитация более легко возникает в жидкости при наличии в ней газовых зародышей [12, 13 и др.]. Зародышами центров кавитации могут служить мелкие пузырьки газа, появляющиеся в результате тепловых флуктуаций в жидкости, адсорбированные микропузырьки на различного рода примесях в жидкости или стенках резервуара, а также вихри турбулентности, концентрирующие растворенный газ.

Газовые зародыши резко понижают прочность жидкости на разрыв и тем самым снижают порог кавитации.

Из уравнений схлопывания кавитационных пузырьков (приведенных выше) видно, что соотношение удельных теплоемкостей газов (γ) определяет температуру и давление при схлопывании. Величина γ имеет наибольшее давление (1,66) для одноатомных газов, например аргона. Он слаборастворим в большинстве органических

Таблица 1Звуковое давление P, при котором возникает кавитация в различных жидкостях при гидростатическом давлении $P_{o}=1$ атм [5]

Жидкость	Вязкость η, пуаз (при 25°C)	Плотность р, кг/м³	Скорость звука в жидкости, <i>С</i> , м/с	Звуковое давление, <i>Р</i> , атм.
Касторовое масло	6,3	9690	1477	3,9
Оливковое масло	0,84	9120	1431	3,61
Маисовое масло	0,63	9140	1463	3,05
Льняное масло	0,38	9210	1468	2,36
Керосин	0,04	810	1324	2,0
Четырёххлористый углерод	0,0098	1595	926	1,75

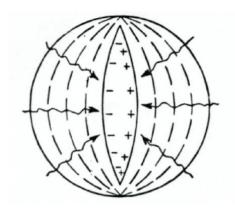


Рис. 1 Схема кавитационной полости в воде

жидкостей, поэтому насыщение аргоном является идеальным случаем получить непрерывный источник зародышей кавитационных пузырьков во всей системе.

Электрические явления при кавитации. Кроме высоких температур и давлений, возникающих при кавитации в локальном объеме жидкости, на стадии образования кавитационной полости имеют место электрические явления. Они зафиксированы в опытах в виде люминесцентного свечения. Такое свечение можно наблюдать невооруженным глазом на водосливах плотин гидроэлектростанций. Это означает, что в первоначальный момент раскрытия кавитационной полости в ней появляются движущие электрические заряды. Френкель и Натансон [14, 15] дали теорию этого процесса.

Френкель постулирует, что при разрыве сплошности жидкости образуется не сферическая полость, как это происходит при кипении воды, а чечевицеобразная. Переход от чечевицеобразной формы к сферической осуществляется постепенным проникновением в эту полость паров окружающей жидкости и растворенных в ней газов, как показано на рис. 1.

Согласно Френкелю [14], если представлять себе возникающую в жид-кости полость в виде тонкой линзы толщиной δ и площадью сечения S, то среднее число ионов каждого знака, находящихся на одной из стенок линзы, равно:

$$\frac{1}{2} \delta \bullet S \bullet N$$
 (4)

где *N* - число диссоциированных молекул в единице объема. Если δ приблизительно равно расстоянию между соседними молекулами (~ 4•10⁻⁸ см), то ионы будут распределяться между стенками кавитационной полости независимо друг от друга. При этом средний квадрат заряда, образующегося в

результате флуктуации в распределении ионов на стенках полости, будет равен

$$\sigma^2 = e^2 \cdot \delta \cdot S \cdot N \tag{5}$$

где *е* — заряд одновалентного иона. Отсюда, по теории Френкеля, напряженность электрического поля в кавитационной полости можно определить по следующему выражению:

$$E = \frac{4 \cdot e}{r} \cdot \sqrt{N \cdot d} \tag{6}$$

где d - расстояние между разорвавшимися слоями жидкости; r - радиус кавитационной полости.

Если взять, что $N=10^{18},\,d=5{ ildet}10^{-8}$ см, $k=10^{-4}$ см, то E окажется равным 600 B/см. Если расстояние между стенками линзы еще не очень велико и если давление паров в ней еще относительно мало (примерно 1/50 атм), то электрическое напряжение будет достаточным, чтобы между стенками полости произошел электронный пробой. Последний сопровождается люминесцентным свечением, вспышка длится от 1/20 до 1/1000 с.

Гидроударные явления при кавитации. Аннигиляция (схлопывание) кавитационных пузырьков порождает микроударные волны в окружающую жидкость. Это создает в кавитирующих устройствах шум, занимающий широкую полосу частот вплоть до 1 МГц с некоторыми максимумами интенсивности.

По экспериментальным данным пузырьки малых размеров генерируют высокочастотный шум, более низкие частоты характерны для аннигиляции больших пузырьков. Другие эксперименты обнаружили явную связь между кавитационным шумом и эрозионным повреждением, в частности, в докладе [15] авторы констатируют, что максимальный шум и эрозия на цилиндрах наступают одновременно.

Кавитация и физико-химические превращения вещества. Влияние кавитации на физико-химические процессы в жидких средах имеет реальные перспективы для использования в скважинных условиях. Это касается циркулирующих в скважинах буровых растворов, а также пластовых жидкостей.

В области химии простых и высокомолекулярных соединений кавитация изучалась с помощью ультразвуковых источников, поэто-

му возникло направление, названное сонохимией [17, 18]. На наш взгляд, это зауженное понятие, так как кавитацию можно получить не только путем возбуждения высокочастотных колебаний в жидкости, но и другими способами. Тем не менее, лабораторных исследований ультразвуковые аппараты наиболее удобны. Именно поэтому результаты многочисленных исследований, проведенных в жидких средах по воздействию на молекулярную структуру растворенных веществ и их химическое превращение в режиме ультразвуковых колебаний, авторы объясняют эффектами волнового поля. Однако для разрыва макромолекул или их активации энергия механических колебаний недостаточна, основную роль здесь играет кавитация.

В частности, в работах Вейсслера показано, что процесс деполимеризации макромолекул обусловлен кавитационными явлениями. При наличии кавитации он наблюдал деполимеризацию полистирола в толуоле и оксиэтилцеллюлозы в воде (частота колебаний источника 175 кГц). По его данным молекулярная масса полимера уменьшалась до 0,1 первоначальной величины.

В дегазированной жидкости, где кавитация сильно затруднена, снижение молекулярной массы озвученных полимеров не отмечалось (рис. 2). Деполимеризация в водной среде происходила независимо от того, каким газом насыщался раствор, воздухом или гелием, т. е. не была свя-

зана с окислительными процессами.

К аналогичным выводам пришли Прудомм и Грабарь, также изучавшие влияние ультразвуковых волн на полистирол в толуоле и карбоксиметилцеллюлозу в воде (частота колебаний источника 960 кГц, интенсивность 6,8 Вт/см²).

Такую же закономерность установили Геберт, Гертнер, Мелвилл и Маррей и др. Шмид и Поппе в работе [21] показали, что исключается возможность расшепления полимера, вызванного резонансом между частотой молекулярных колебаний частотой распространяющихся в жидкости ультразвуковых волн. Обычно частота ультразвуковых колебаний (10⁵...10⁶ Гц) на много порядков ниже, чем частота молекулярных колебаний, составляющая ~1014 Гц. Длина волны ультразвуковых колебаний в жидкости (от 1 мм до 1 см) во много раз больше, чем длина наибольшей макромолекулы, достигающая лишь микрона.

Одним из своеобразных и замечательных явлений, вызываемых кавитацией под действием ультразвуковых колебаний жидкости, является уменьшение полидисперсности полимера. Гомогенизацию нефракционированного препарата полиметилметакрилата впервые наблюдали Шмид с сотрудниками (1951 г.). Сато, Окияма и Учо (1951 г.), изучая водные растворы поливинилового спирта при воздействии ультразвуковых волн, обнаружили, что озвученный раствор по молекулярной массе становится более однородным, как по-

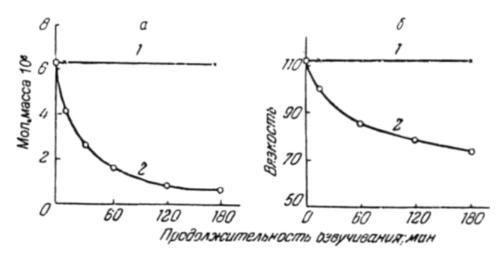


Рис. 2 Кривые зависимости степени деполимеризации от продолжительности озвучивания:

а – полистирол в толуоле; б – оксиэтилцеллюлоза в воде

1 — дегазированный раствор; 2 — в присутствии воздуха

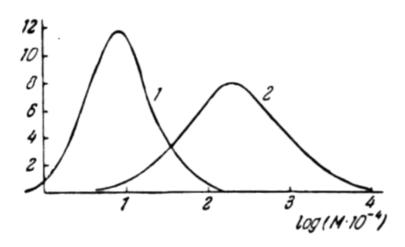


Рис. З Кривая распределения по молекулярной массе озвученного (1) и не озвученного (2) полимера (по оси ординат отложена доля полимера с данной молекулярной массой, %)

казано на рис. 3.

Помимо деструкции полимеров кавитация жидкости способна инициировать реакции полимеризации и органического синтеза, образования неорганических комплексов с различными элементами, ускорять гомогенный и гетерогенный катализ, осуществлять эффективное диспергирование и растворение твердых веществ, а также смешение разнородных жидкостей [17].

Возможность использования кавитации для разрыва сложных органических макромолекул открывает перспективу "холодной" переработки углеводородного сырья и, в частности, его тяжелых остатков для увеличения выхода легких компонентов, идущих на производство моторных топлив. Лабораторные опыты, проведенные с мазутами, показали, что из них при разогреве до 90°С и вибровоздействии в кавитирующем режиме можно выделить до 10...15% легких фракций от бутана до октана. Аналогичная деструкция углеводородов наблюдалась в скважине при работе гидродинамического кавитатора на глубине 2600 м, когда в качестве рабочей жидкости использовалась добытая нефть.

Другим перспективным направлением применения кавитации являются обеззараживание и дезинфекция воды. Мгновенные разрывы клеток в поле ультразвуковых волн наблюдали Гарвей и Лумис [22] еще в 1932 г. Им удалось подвести ультразвуковые колебания к капле жидкости, содержащей яйца морского ежа, и проследить за изменениями последних под микроскопом. Наступающие морфологические повреждения авторы фиксировали на фотопленке. Для этой цели был сконструирован киноаппарат, дающий 1200 кадров в секунду. Выяснилось, что для разрыва клетки требуется меньше, чем 1/1200 с: яйцо, оставшееся неповрежденным на одном кадре, оказалось полностью разрушенным и разорванным на следующем, соседнем кадре. Столь быстрый распад бактериальных и иных клеточных структур наблюдался, когда интенсивность колебаний жидкости была достаточной для образования кавитационных пузырьков.

Бактерицидному действию кавитации, по данным многочисленных исследований, легко поддаются палочковидные (спороносные и неспоровые), кокковые и другие формы микроорганизмов, лучистые грибки - актиномицеты; аэробные и анаэробные, патогенные и непатогенные бактерии; бациллы сибирской язвы, туберкулезной палочки (известной своей устойчивостью к рентгеновскому и ультрафиолетовому облучению); вирусы и бактериофаги, и многие другие виды возбудителей инфекций.

Использование кавитации в скважинах долгое время считалось бесперспективным из-за высоких гидростатических давлений. Попытки американских исследователей (Oil and Gas J. - 1977. - Vol. 75, № 40, 45) создать кавитационный режим для эрозии крепких пород за счет различных по конструкции кавитирующих насадок, устанавливаемых в долоте, не дали желаемых результатов. Пузырьковая кавитация жидкости работала в затопленных насадках, но по мере увеличения внешнего гидростатического давления процесс эрозии забоя постепенно прекращался. Становилось очевидным, что получить холодное кипение жидкости в условиях сверхвысокого гидростатического давления (более 200 атм) не представляется реально возможным.

В конце 1980-х гг. авторы данной публикации пошли путем создания гидродинамических кавитаторов, основанных на разрыве потока и формировании больших полостей (каверн). Каверны, имея кратно большие размеры по сравнению с пузырьками диаметром до 1 мм, не могут захлопнуться мгновенно.

Они делятся на части, которые в свою очередь дробятся на мелкие пузырьки, что дает возможность продлить время их существования и за счет этого вывести их из кавитатора в скважину.

В отличие от обычных пульсаторов гидродинамические кавитаторы положительную часть гидроимпульса реализуют внутри устройства, а отрицательную (разрыв жидкости) выбрасывают наружу. В результате этого на выходе из кавитатора формируется своеобразный факел, как показано на рис. 4, внутри которого находятся пузыри. Они сжимаются и захлопываются на границе факела, за счет чего факел генерирует ударные волны в окружающую жидкость.

Создание суперкавитации в забойных условиях позволяет решать целый ряд задач в скважинах и, в частности:

- 1) производить селективный гидроразрыв пластов в пределах вскрытой толщи;
- 2) осуществлять декольматацию призабойной зоны пласта и очистку фильтров;
- 3) интенсифицировать процесс нефтеотдачи пластов при заводнении;
- 4) осуществлять кавитационную очистку обсадных и лифтовых колонн от различного рода отложений и наслоений;
- 5) разрушать и удалять парафиноги-

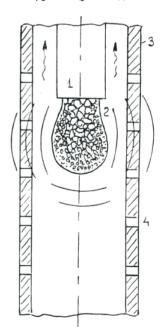


Рис. 4 Общий вид зоны кавитации в скважине:

- 1 гидродинамический кавитатор;
- 2 зона кавитации:
- 3 обсадная колонна;
- 4 перфорационные отверстия

дратные пробки;

- 6) активно влиять на разрушение породы при бурении и очистку забоя;
- 7) использовать кавитаторы для наработки коллоидной фазы бурового раствора непосредственно в скважине, эмульгирования жидких добавок в буровой раствор и диспергирования твердых.

Кавитационный гидроразрыв в отличие от обычного гидроразрыва дает определенное новое качество. Если при обычном гидроразрыве происходит в основном раскрытие техногенных трещин и магистральных трещин тектонического заложения, то воздействие ударных волн порождает многочисленные разрывы матрицы породы и таким образом создает в призабойной зоне пласта (ПЗП) сеть микро- и макротрещин. При обычном гидроразрыве раскрытые трещины (а их немного) необходимо закреплять, для чего осуществляют закачку песка или пропанта и вводят деструкторы геленесущей среды для удаления жидкости разрыва. При кавитационном разрыве пласта после прекращения ударного воздействия часть горизонтально ориентированных трещин сомкнётся, а трещины, ориентированные вертикально и под углом более 45°, останутся открытыми, поэтому их закрепление необязательно. Это дает возможность намного удешевить процесс гидроразрыва и улучшить его результативность.

Дополнительные преимущества кавитационного гидроразрыва состоят в том, что можно производить разрыв пласта в любой заданной точке и таким образом осуществлять выравнивание профиля притока или приемистости. В случаях некачественного цементирования низа эксплуатационной колонны (что встречается часто) и наличия заколоннных перетоков обычный гидроразрыв бывает безрезультатным, так как жидкость разрыва уходит в соседние пласты. При гидроударном воздействии это исключается.

Технология кавитационного гидроразрыва требует не более двух гидроагрегатов, производится без пакеровки (изоляции) межтрубного пространства, как обычная промывка скважины водой или нефтью. Отсутствие высоких давлений нагнетания дает возможность использовать данную технологию в старых скважинах, где эксплуатационная колонна имеет коррозийный износ или не выдерживает избыточного давления по иным причинам.

Эффективность технологии кавитационного гидроразрыва пластов можно проиллюстрировать на примере трех нагнетательных скважин на Западно-Варьеганском нефтяном месторождении (куст 2). Скважины № 1127, 1749, 2051 были пробурены на глубину 3200 м под закачку воды в продуктивный пласт. Однако после вскрытия приемистость пласта оказалась практически нулевой (из-за кольматации полимерным реагентом, который использовался при бурении). Попытки обработки пласта соляной кислотой результата не дали. Фирма Schlumberger произвела гидроразрыв пласта по обычной технологии, но в результате заколонных перетоков жидкость разрыва ушла в вышележащие пласты. В итоге приемистость пласта отсутствовала. Повторно был произведен поинтервальный кавитационный гидроразрыв с шагом 1 м.

Через 6 ч обработки пласта приемистость в скважине № 1127 составила 320 м 3 /сут при давлении 180 атм, в скважине № 1749 - 352 м 3 /сут, в скважине № 2051 - 290 м 3 /сут, что соответствовало плановым показателям и требованиям заказчика.

Кавитационная декольматация пористых пластов проходила широкие промысловые испытания в разведочных скважинах, где эта проблема стоит наиболее остро. Из-за низкого качества

буровых растворов и степени их очистки, а также недостаточной изученности разреза здесь при вскрытии продуктивных объектов происходит закупорка ПЗП глинистым материалом, вследствие чего возникают серьезные трудности с вызовом притока. Кавитационная обработка нефтяных пластов на разведочных площадях ПГО Обънефтегазгеология, Ухтанефтегазгеология, Архангельскгеология показала, что при работе кавитатора в скважине из пласта в условиях репрессии выносится большое количество песка и глины. Часть твердой фазы поднимается восходящим потоком, часть выпадает и накапливается в зумпфе.

Имели место случаи (например, скважина № Р-5 Северо-Юрьевского месторождения в Тюменской обл.), когда затрубное пространство НКТ было заполнено песком и глиной на высоту до 20 м выше кавитатора.

За счет декольматации терригенных пластов на глубинах залегания 2300...3000 м дебит нефти увеличивался в среднем в 2...3 раза по сравнению с первоначальным.

Задачу по очистке внутренней поверхности лифтовых труб в скважине с помощью кавитаторов поставили перед нами представители фирмы ВЈ. Предварительные тестовые испытания проводились на базе ВЈ в г. Эммен (Голландия). Результат удаления корки минерального состава толщиной 2...4 мм (которая с трудом поддавалась отбивке зубилом) после кавитационной обработки в течение 30...60 с, при гидростатическом давлении 300 атм. показан на рис. 5 (нижний образец).

Модифицированный вариант гидродинамического кавитатора (ротокавитатор) был использован для очистки фильтров в нефтяных скважинах в Омане. В результате проведенных работ на двух скважинах текущий дебит увеличился в 2,5 раза по отношению к исходному.

Первые испытания кавитаторов по разрушению парафиногидратных пробок в лифтовой колонне были проведены в нефтяных скважинах Уренгойского месторождения в 1989 г.

В скважине № 6467 сплошная пробка в интервале 180...285 м была пройдена с использованием кавитатора КВШ-38 за 8 ч (13 м/ч). В скважине № 6464 аналогичная пробка длиной 450 м была пройдена за 20 ч (22,5 м/ч).

Испытания кавитаторов, установленных над долотом или непосредственно в долоте, проводились в 1983-1990 гг. в ПО Нижневолжскнефть, Сургутнефтегаз и показали в сопоставимых условиях увеличение механической скорости на 20...40% и проходки за рейс на 15...30%.

Приведенные примеры дают общее представление о возможностях использования кавитации в скважинах. Наработанный опыт и теоретическая база позволяют авторам рекомендовать данную технологию для широкого внедрения.

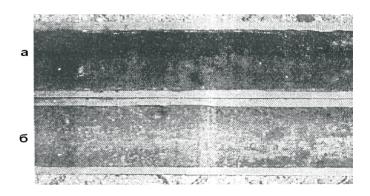


Рис. 5 Образцы лифтовых труб в разрезе: а – до обработки; б – после обработки

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Reynolds O. The causes of the racing of the engines ofserew steamers, Investigated theoretically and by experiment. Tr. Inst. Naval Arch., v 14 Sc. Papers. I, 56-57, 1873.
- 2. Rayleigh. On pressure developed in a liquid during the collapse of a spherical cavity. Phil. Mag. 34, 94 (1917).
- 3. Noltingk B. E., Neppiras E. A. Proc. Phys. Soc. B (Lond), 63B, 674 (1950); Idem., ibid. 64B. 1932 (1951).
- 4- Briggs H. B., Johnson J. B. and Mason W. P. Properties of liquids at high sound pressure // Acoust. Soc. Amer., 19, 664 (1947).
- 5. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике. М.: Изд-во Иностранная литература, 1965.
- 6. Horton J. P. The effect of intermolecular bond strength on the onset of cavitation // Acoust. Soc. Amer. 25, 3, 480 (1953).
- 7. Blake F. G. Gas bubbles as cavitation nuclei. Phys. Rev. 75, 1313 (1949).
- 8. Бебчук А. С. К вопросу о кавитационном разрушении твердых тел // Акуст. Ж. 36 16 90 (1957).
- 9. Connoly W. and Fox F.E. Ultrasonic cavitation thresholds in water // Acoust. Soc. Amer.26, 5, 843 (1954).
- 10. Strasberg M. Onset of ultrasonic cavitation in tap water // Acoust. Soc. Amer. 31, 2. 163 (1959).
- 11. Потоцкий И. Г. Химическое действие кавитации // Общая химия. 1947. № 17. 1048 с.
 - 12. Willard W. Ultrasonically indused cavitation in water,

- a step-by-step, process. J. Acoust. Soc. Amer. 25, 4, 669 (1953).
- 13. Calloway W. J. An experimental study of acoustically indused cavitation in liquids. J. Acoust. Soc. Amer. 26, 5, 849 (1954).
- 14. Френкель Я. И. Об электрических явлениях, связанных с кавитацией, обусловленной ультразвуковыми колебаниями в жидкости // Физическая химия. 1940. №14. С. 305-308.
- 15. Натансон Т. Л. О величине электрического поля в полостях, образуемых при кавитации жидкости ультразвуком. ДАН СССР, 59. 83 (1948).
- 16. Pearsall J. S., McNulty P. J. Comparison of cavitation noise with erosion. A SME Cavitation Forum, 6-7, 1968.
- 17. Химия и ультразвук / Мейсон Т.. Линдли Дж, Дэвидсон Р и др. // Сб. статей (пер. с англ.). М.: Мир, 1993.
- 18. Эльпинер И. Е. Ультра- звук: физико-химическое и биологическое действие. М.: Изд. физикомат. лит-ры, 1963.
- 19. Weissler A. Depolimerization by ultrasonic irradiation: the role of cavitation. J. Appl. Phys. 21. 2. 171 (1950).
- 20. WeisslerA. Cavitation in ultrasonic depolymerization. J. Acoust. Soc. Amer. 23. 3, 370 (1951).
- 21. Schmid G. and Poppe W. Die Frequenzunabhangigkeit des Ultraschallabbaus von Makromolekulen. Z. Elektrochem. 53. 1. 28 (1949).
- 22. Harvey E. N. and Loomis A. L. High speed photomicrography on living cells, subjected to supersonic vibrations. J. Gen. Physiol., 15, 147(1932).

VAK 622.276.53.054.5:658.011.4

Вопросы гидравлики барботирования при работе скважинного газлифта

В.В. Куликов - д-р. техн. наук, доцент (кафедра бурения РГГРУ)

BARBOTAGE HYDRAULICS IN GASLIFT OPERATIONS

V.V. Kulikov – Ph.D. in Engineering, Assistant Professor (Russian State Geological Prospecting University, chair of drilling)

Рассмотрены основы механики процессов формирования и движения газовых пузырьков при работе газлифтной установки. Приведены математические зависимости для расчёта газлифтной добычи нефти.

При работе скважинного вертикального газлифта установлено значительное многообразие форм движения газожидкостных смесей (ГЖС) [5]. Из этого многообразия можно выделить три предельных (основных) типа структур ГЖС: эмульсионную, пробковую и стержневую [2, 3, 5]. Хотя чёткие границы перехода от одной структуры к другой отсутствуют, их определение является важной производ-

ственной и научной задачей. Это обусловлено тем, что при газлифтной откачке нефти эффективность использования энергии газа напрямую зависит от типа структуры ГЖС. Чем мельче пузырьки газа и чем равномернее они распределены в потоке смеси, тем ближе структура ГЖС к эмульсионному типу и тем выше эффективность газлифтной откачки. Дробление пузырьков газа на более мелкие фракции осущест-

вляется с помощью различных диспергирующих устройств (смесителей, форсунок).

Остановимся на рассмотрении процессов формирования и движения единичных пузырьков газа, составляющих основу смеси эмульсионной структуры. Для этой структуры характерны сравнительно малые относительные скорости газа и жидкости. Средняя относительная скорость газа составляет 0,01–0,02 м/с, а её предельное значение — 0,3–0,4 м/с [5]. Очень маленькие пузырьки газа (диаметром менее 1,0–1,5 мм) имеют шаровую форму и прямолинейно поднимаются вверх [7]. Скорость их движения растёт с увеличением диаметра [6]. Пузырьки промежуточных размеров (1,5–15 мм) приобретают плоскую и искажённую форму, напоминающую сплюснутый сфероид или эллипсоид. Поднимаются они по криволинейному пути, колеблясь и раскачиваясь [6, 7]. Большие пузырьки (15 мм и более) образуют сферические шапки, формой силуэта напоминающие гриб. Путь их криволинеен [6, 7].

Размер пузырьков газа шаровой формы определяется условиями их отрыва от кромки отверстия диспергирующего устройства [1]. Равновесие пузырька в момент отрыва определяется действием следующих сил [6]:

$$F - F_A = F_{\Pi H} \tag{1}$$

где F, $F_{_{\! A}}$ — сила тяжести и выталкивающая архимедова сила соответственно; $F_{_{\! \Pi H}}$ — сила поверхностного натяжения на границе контакта «нефть—газ», H.

$$F = m \cdot g = \rho \cdot g \cdot V = \pi \cdot \rho \cdot g \cdot \frac{d^3}{6}$$
 (2)

$$F_A = \rho_H \cdot g \cdot V = \pi \cdot \rho_H \cdot g \cdot \frac{d^3}{6}$$
 (3)

$$F_{\Pi H} = \pi \cdot d_0 \cdot \kappa \tag{4}$$

где g — ускорение свободного падения, м/с 2 ;

 $m,\ d,\ V,\ \rho$ — масса (кг), диаметр пузырька (м), его объем (м³) и плотность газа (кг/м³) соответственно; $\rho_{_{\rm H}}$ — плотность нефти (кг/м³), $\rho_{_{\rm H}}=800$ — 1050 кг/м³; $d_{_0}$ — диаметр отверстия диспергирующего устройства, м; κ — коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела фаз «нефть — газ» (Н/м), при t = 20° C κ \approx 0,26 H/м.

После подстановки (2)-(4) в (1), получим [1, 6, 7]:

$$d = \sqrt[3]{\frac{6 \cdot d_0 \cdot \kappa}{g \cdot (\rho_H - \rho)}}$$
 (5)

Уравнение (5) показывает, что диаметр газовых пузырьков (при сравнительно невысокой скорости их образования) не зависит от расхода газа. С увеличением объёмного расхода газа Q число пузырьков возрастает до тех пор, пока не будет достигнут критический расход газа $Q_{\rm кр}$. При расходе выше критического пузырьки объединяются в цепочки, эмульсионный тип структуры сменяется пробковым или стержневым.

Единой точки зрения на то, как следует аналитически определять критический расход газа, не существует. В соответствии с методикой Крылова – Лутошкина граница перехода от эмульсионной к иной структуре устанавливается зависимостью [5]:

$$Q_{KP} = 2.014 \cdot 10^{-6} \cdot d_{TP}^{2.5} + 1.25 \cdot Q_{H}$$
 (6)

где $Q_{\rm KP}$, $Q_{\rm H}$ — критическое значение объёмного расхода газа (м³/с) и объёмный расход нефти (м³/с) соответственно; $d_{\rm TP}$ — внутренний диаметр трубопровода, м.

Согласно методике Хоблера [6], критическое значение расхода можно установить исходя из того, что если соседние пузырьки касаются друг друга, то скорость изменения диаметра образующегося пузырька должна быть равна скорости движения предыдущего. Тогда при v = const:

$$d = v \cdot \tau$$
 (7)

где v – относительная скорость движения пузырька газа, м/с; τ – время перемещения, равное времени образования пузырька, с.

За время τ из одного отверстия диспергирующего устройства выходит (при условии постоянства расхода через каждое отверстие) объём газа V:

$$V = Q_{KP} \frac{\tau}{n} \tag{8}$$

где n — количество отверстий в диспергирующем устройстве. Приравнивая время в зависимостях (7) и (8), получим [6]:

$$d = \sqrt{\frac{6 \cdot Q_{KP}}{\pi \cdot n \cdot v}} \tag{9}$$

Решая совместно (5) и (9), имеем [6]:

$$Q_{KP} = \frac{\pi \cdot n \cdot v}{6} \cdot \left[\frac{6 \cdot d_0 \cdot \kappa}{(\rho_H - \rho) \cdot g} \right]^{\frac{2}{3}}$$
 (10)

Так как закон изменения плотности газа с глубиной, в общем случае, неизвестен, то для её определения воспользуемся уравнением состояния совершенного (идеального) газа:

$$\rho = \frac{\rho_0 \cdot P \cdot T_0}{P_0 \cdot T} \tag{11}$$

где ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³; P, P_o — абсолютное давление у диспергирующего устройства (Па) и при нормальных условиях (P_o = 101325 Па) соответственно; T, T_o — абсолютная температура газа при выходе из диспергирующего устройства (K) и при нормальных условиях (T_o = 273,15 K) соответственно.

$$\rho_0 = \frac{P_0}{\mathbf{R} \cdot \mathbf{T}_0} \tag{12}$$

где R – удельная газовая постоянная, Дж/(кг•К).

$$R = \frac{\mu R}{\mu} \tag{13}$$

где (μR) — универсальная газовая постоянная (Дж/(кмоль \bullet К)), ($\mu \bullet R$) = 8314.51 Дж/(кмоль \bullet К); μ — молярная масса газа (кг/кмоль), для метана μ = 16 кг/кмоль.

Остановимся на относительном движении газового пузырька в нефти, рассматривая последнюю в качестве ньютоновской жидкости.

Уравнение движения пузырька:

$$\frac{\mathrm{d}\mathbf{v}}{\mathrm{d}\tau} = F - F_A + F_C \tag{14}$$

где F_{c} — сила лобового сопротивления относительному движению (по Ньютону и Рэлею), H; τ — общее время движения пузырька, с.

$$F_C = 0.5 \cdot c \cdot f \cdot \rho H \cdot v^2 = 0.5 \cdot c \cdot \rho H \cdot v^2 \cdot \pi \cdot d^2 / 4 \quad (15)$$

где f — максимальная площадь поперечного сечения газового пузырька, м²;

с – коэффициент силы лобового сопротивления относительному движению пузырька.

При dv = 0 пузырёк газа достигает предельного значения относительной скорости всплытия. После решения (14) получим формулу Риттингера для случая равномерного всплытия пузырька газа с предельной скоростью [4]:

$$v_{\rm\scriptscriptstyle B} = \frac{2 \cdot \mu_H}{\rho_H \cdot d} \sqrt{\frac{Ar}{3 \cdot c}} \tag{16}$$

где $v_{_{\rm B}}$ — предельная скорость всплытия газового пузырька, м/с; $\mu_{_{\rm H}}$ — абсолютная вязкость нефти, Па ullet с; Ar — число Архимеда.

$$Ar = \rho_H \cdot g \cdot d^3 \cdot \frac{\rho_H - \rho}{\mu_H^2} \tag{17}$$

Значение коэффициента лобового сопротивления можно установить следующим образом [4]:

$$c = \left[\frac{36}{\sqrt{3 \cdot Ar}} + 0.67 \right]^2 \tag{18}$$

Рассматривая ускоренное всплытие пузырька газа в смеси, имеем [4]:

$$v_{n} = 2 \cdot D/B \tag{19}$$

$$v = v_{p} \cdot th \left(D \cdot \tau \right) \tag{20}$$

$$S = (2/B) \cdot \ln \left(ch \left(D \cdot \tau \right) \right) \tag{21}$$

$$a = (2 \cdot D^2/B) ch^2 (D \cdot \tau)$$
 (22)

где S, a — путь, проходимый всплывающим пузырьком (м) и его ускорение (м/с²) соответственно.

$$B = \frac{3 \cdot c}{2 \cdot d} \cdot \frac{\rho H}{\rho} \tag{23}$$

$$D = \sqrt{\frac{3 \cdot g}{4 \cdot d} \cdot c \cdot \frac{\rho H}{\rho} \cdot \left(\frac{\rho H}{\rho} - 1\right)}$$
 (24)

Представленные зависимости предназначены для гидрав-

лических расчётов работы газлифта при проектировании процесса барботирования.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Воронов Ю.В., Яковлев С.В. Водоотведение и очистка сточных вод : Учебник для вузов. М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2006. 704 с.
- 2. Куликов В.В. Механика действия и инженерный расчет газлифта // НТЖ Инженер-нефтяник. М., 2008. №4. С. 10-12.
- 3. Куликов В.В. О принципе действия эрлифта и теоретических предпосылках инженерного расчёта некоторых его характеристик // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2007. №3. С. 76-78.
- 4. Куликов В.В., Родионов В.Н. Динамика движения частиц шлама в жидком и газообразном очистных агентах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. №6. С.21-25.
- 5. Ю.В. Зайцев, Р.А. Максутов, О.В. Чубанов и др. Теория и практика газлифта. М.: Недра, 1987. 256 с.
- 6. Хоблер Т. Массопередача и абсорбция. Л.: Химия, 1964. 480 с.
- 7. Шервуд Т., Пигфорд Р., Уилки Ч. Массопрередача. М.: Химия, 1982. 696 с.

VΔK 622.24.085

Технология бурения ствола под спуск жёстких обсадных колонн с применением эксцентрических устройств

Ю.М.Гержберг – к.т.н., генеральный директор (ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»)

DRILLING FOR TOUGH CASING STRINGS TO BE LOWERED WITH OFF-CENTER DEVICES

Y.M. Gerzhberg – General Director (LLC "NPO"Severneftegaztehnologija")

Рассмотрены проблемы бурения и подготовки искривленного ствола скважины к спуску жёстких обсадных колонн. Приведено описание технологии наклонного бурения ствола большого диаметра, основанной на применении радиально-упругих устройств. Изложены результаты применения радиально-упругих систем при бурении под обсадные колонны диаметром 324-340 мм.

Несмотря на известные достижения технологии регулирования траектории и сечения скважины, задачи повышения эффективности таких буровых процессов остаются. В первую очередь это относится к бурению стволов большого и малого диаметра, обеспечению безаварийного спуска жестких обсадных колонн на проектную глубину, в том числе и в наклонном стволе. Актуальность этой проблемы возрастает в связи с расширением применения трёхшарошечных долот повышенной стойкости, а также долот с поликристаллическими алмазами, при бурении которыми характерно сужение скважины в течение рейса.

При бурении скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя возрастает необходимость искривления ствола в интервале установки колонн большого диаметра, что предъявляет повышенные требования к качеству ствола.

Регулирование траектории и сечения ствола скважины основано на заданном взаимодействии компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с забоем и стенкой ствола скважины. Характер взаимодействие КНБК со стволом скважины при использовании жестких элементов (калибраторов, центраторов, отклонителей) в значительной мере зависит от поперечного сечения ствола и твердости горных пород, слагающих стенку скважины. Нередко применение сложных КНБК с жесткими элементами сопровождается снижением скорости бурения, возникновением аварий. Эти явления в наибольшей степени проявляются при бурении в геологических условиях, когда применение сложных КНБК особенно необходимо.

Указанные недостатки в значительно меньшей мере отмечаются в КНБК с радиально-упругими устройствами (РУУ). Общей особенностью таких устройств является изменение их поперечного сечения в определенных

пределах под действием радиальных нагрузок. При этом начальные размеры устройств вне ограничивающего пространства больше номинального диаметра ствола скважины, а минимальные конечные — меньше. Эта особенность РУУ позволяет сохранить заданное (регулируемое) взаимодействие КНБК со стенками скважины в различных геологических условиях, избежать критических нагрузок на бурильную колонну, уменьшить риски аварий.

Разработка РУУ и технологии их применения потребовала решения таких научных и конструкторских задач, как создание методики прочностного и траекторного расчета КНБК с радиально-упругими устройствами, исследование их взаимодействия с забоем и стенками скважины; подбор и регулирование деформационных характеристик эластополимерных упругих элементов; изучение процессов формирования забоя и стенок скважины при использовании РУУ; определение технических и технологических требований к таким устройствам и создание методики их конструирования.

Радиально-упругие устройства были испытаны и нашли достаточно широкое промышленное применение в первую очередь при форсированной и безопасной подготовке ствола скважины к спуску жёстких обсадных колонн, колонн, а также при бурении наклонных стволов под обсадные колонны большого диаметра с одновременным расширением сечения скважин, для разрушения желобов [1, 2].

В настоящее время создана серия РУУ, которая испытана на практике в различных технологических процессах бурения скважин.

Общим для РУУ разных типов является наличие взаимодействующих со стенками скважины деталей (лопасти, плашки, секции), установленных с возможностью радиального их перемещения относительно корпуса



Рис. 1— Эксцентрический упругий ниппель с радиальной опорой

устройства (рис. 1) и (или) упругого перемещения ими оси компоновки с передачей возникающего радиального усилия на долото.

При использовании таких РУУ, как эксцентрический упругий ниппель (ЭУН), выдвижные детали размещены в пазах, выполненных в корпусе. Радиальное перемещение этих деталей ограничено габаритами паза и упругими эластополимерными амортизаторами, установленными между основанием детали и дном паза. Величина начального эксцентриситета ЭУН (превышение радиуса сечения опорной плашки радиуса долота в свободном состоянии) зависит от диаметра долота. В диапазоне диаметров долот 393,7-215,9 мм находится в пределах соответственно от 22 до 8 мм. Эксцентрические упругие ниппели последних модификаций могут эффективно применяться совместно с шпиделем-отклонителем для решения задач изменения направления скважины в условиях, когда использование такого шпинделя не обеспечивает требуемые траекторные и прочностные параметры компоновки, например, при бурении долотами большого или малого диаметра.

В скважине выдвижные детали РУУ частично входят в пазы, сжимая упругие элементы. Силы взаимодействия секции устройства со стенками скважины зависят от жесткости упругих элементов, начального диаметра РУУ и диаметра скважины. Указанные

силы и характер изменения их в процессе работы компоновки задаются в зависимости от назначения и условий работы устройства. Конструктивно РУУ подразделяется на эксцентрические и осесимметричные, имеющие одинаковый выход плашек по всем направлениям. В настояшей статье рассматриваются только эксцентрические устройства.

- В настоящее время разработаны радиальноупругие системы и устройства для выполнения следующих задач:
- » управление изменением зенитного и азимутального углов ствола скважины;
- » достижение заданного поперечного сечения ствола скважины, в том числе для скоростной подготовки ствола скважины к спуску обсадных колонн:
- » интервальное расширение ствола в небольшом диапазоне диаметра;
- » разрушение желобов.

По сравнению с жесткими устройствами РУУ, выполняющие те же функции, обладают существенными преимуществами:

- » возможность изменение эксцентриситета (е) РУУ в определенных пределах предотвращает зависание сложных КНБК в скважине и уменьшает вероятность аварии с ними;
- » сочетание радиальной нагрузки на долото с вращением РУУ позволяет обеспечить расширение стола скважины, разрушение части желобной выработки;
- » применение РУУ позволяет осуществить изменение направления скважины долотами большого диаметра с высокой точностью при использовании забойных двигателей относительно небольшого диаметра (по сравнению с диаметром долота).

Радиально-упругие системы (РУС) разработаны как для роторного способа бурения, так и для бурения с забойными двигателями разных типов. РУС с забойными двигателями включают (рис. 2) долото, забойный двигатель с эксцентрическим ниппелем, УБТ. Основное назначение таких систем

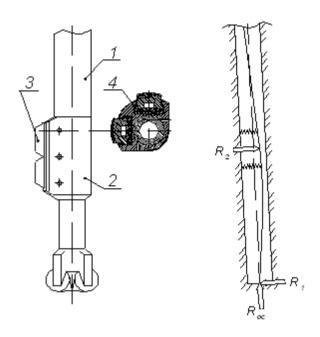


Рис. 2— Нижняя часть КНБК с эксцентрическим упругим ниппелем забойного дви-гателя для изменения направления или проработки ствола скважины

- 1 секция забойного двигателя (шпиндель);
- 2 корпус эксцентрического упругого ниппеля;
- 3 плашки упругого ниппеля.
- R_I реакция стенки скважины на отклоняющую силу на долоте; R_{ос} – реакция забоя на осевую составляющую нагрузки на долото; R₂ – реакция стенки скважины на эксцен-трический упругий ниппель.

управление трассой скважины с обеспечением плавной оси ствола, расширение ствола скважины, сочетание процесса управления трассой наклонной скважины с расширением ствола скважины и разрушением желобов.

Работа эксцентрических РУС с забойным двигателем при ориентированном изменении направления скважины основана на геометрическом эксцентриситете упругого ниппеля, расположенного вблизи долота и фиксированного в заданном направлении (как и при использовании других типов отклонителей) посредством бурильной колонны. При этом на долото действует отклоняющая сила GOT, от величины которой зависит интенсивность искривления.

Отличительная особенность РУС с эксцентрическим упругим ниппелем по сравнению с турбинными отклонителями и винтовыми забойными двигателями с перекосом осей заключается в отсутствии изгиба КНБК, что позволяет снизить динамические нагрузки на бурильную колонну при её вращении ротором, обеспечить большую плавность искривления ствола скважины.

Для повышения стойкости радиальной опоры шпинделя в эксцентрический ниппель устанавливается дополнительная серийная радиальная опора.

При вращении ротором забойного двигателя с эксцентрическим РУУ долото осуществляет планетарное движение, так как вращается валом забойного двигателя, а сам вал вращается с определенным эксцентриситетом относительно оси скважины. При этом происходит расширение ствола скважины на величину, зависящую от эксцентриситета отклонителя, скорости вращения КНБК ротором и подачи инструмента, твердости породы, фрезерующей способности долота и некоторых других условий работы компоновки.

Вращение РУС на основе забойного двигателя с эксцентрическим упругим ниппелем, приводит к стабилизации направления скважины или к малоинтенсивному увеличению зенитного угла в зависимости от параметров устройства. Возможность длительного вращения данного типа РУС является ее существенным преимуществом по сравнению с компоновками, включающими узлы с перекосом осей. Если интенсивность искривления превышает заданную, для корректировки траектории ствола скважину бурят при вращении бурильной колонны ротором. Этим достигается стабилизация или существенное снижение интенсивности набора зенитного угла скважины. Затем бурение продолжают в режиме ориентированного скольжения бурильной колонны.

В большинстве случаев в практике бурения использовались 2-х или 3-х секционные турбобуры, преимущественно диаметром 240 мм, с эксцентрическим ниппелем на шпинделе турбобура. При ограничении интенсивности искривления в пределах 4...6 градусов на 100 м успешно применялись 3-х секционные турбобуры.

Интервал (L_1) углубление скважины без вращения бурильной колонны, после чего переходят на работу с её вращением ротором, определяется по формуле:

$$L_1 = \frac{H(i - i_2)}{2(i_1 - i_2)}$$

где H — величина проходки на долото в интервале увеличения зенитного угла или этого интервала в целом, м;

i – заданная средняя интенсивность увеличения зенитного угла, град./100м;

 i_1 — фактическая интенсивность увеличения зенитного угла, град./100м;

 i_2 — интенсивность изменения зенитного угла при вращении компоновки, град./100м.

Величина интервала L_2 , где бурение ведется с вращением компоновки, определяется по формуле $L_2 = H - 2 L_2$.

Чтобы в конце интервала увеличения зенитного угла его наибольшая величина α и отход A от вертикали имели проектное значение, углубление ствола скважины с вращением производят в середине интервала одного рейса или всего участка увеличения зенитного угла.

Необходимость управления трассой скважины большого диаметра с обеспечением высокого качества ствола для спуска жестких обсадных колонн в наклонном стволе возникает в следующих случаях:

- » при бурении глубоких наклонно направленных скважин с большим отходом ствола, когда возникает необходимость искривления ствола в интервале спуска обсадных колонн диаметром 324-340 мм;
- » при бурении неглубоких наклонно направленных скважин с большим смещением ствола, когда возникает необходимость увеличения зенитного угла в интервале спуска кондуктора;

» при небольшом расстоянии между стволами в кусте скважины (5-10 м) или перебуривании скважины со смещением станка на небольшое расстояние (до 10 м) с целью предотвращения пересечения стволов скважин.

В настоящее время отсутствуют серийные отклонители типа ТО для надежного увеличения зенитного угла, корректировки направления скважины с долотами диаметром 393,7 мм. Попытки использовать для этой цели серийные турбинные отклонители диаметром 240 мм показали их недостаточную жесткость и мощность, нестабильные траекторные показатели. Винтовые забойные двигатели-отклонители с диаметром корпуса до 240 мм обладают теми же недостатками. Поэтому в большинстве случаев задачу решают путем бурения пилот-ствола меньшего диаметра на участке изменения направления трассы скважины с последующим его расширением. При расширении ствола в искривленной части скважины существует опасность зарезки нового ствол, особенно, в мягких породах.

Универсальные турбинные эксцентрические отклонители ТЭО-394/240 предназначены для ориентированного, безориентированного увеличения зенитного угла и стабилизации направления скважины. Их универсальность заключается в возможности использования в режиме изменения направления скважины и в режиме расширения (скоростной проработки) ствола скважины. Изменение режима управления от ориентированного увеличения зенитного угла к его стабилизации и расширению ствола скважины осуществляется без подъема КНБК путем перехода от работы при фиксированном роторе к работе с вращением бурильной колонны.

Выполнение разных технологических задач с использованием эксцентрических ниппелей для долот большого диаметра осуществляется с определенным подбором сменных деталей ЭУНО 394/240, прежде всего его упругих элементов. Регулирование параметров устройства осуществляется путем изменения высоты и жесткости упругих элементов. Это регулирование может осуществляться непосредственно в условиях буровой. Например, для стабилизации зенитного угла в условиях буровой при вращении корпуса забойного двигателя устанавливают упругие элементы меньшей толщины или с большим объемом отверстий в упругом элементе, чем для увеличения угла. Регулирование величины расширения ствола осуществляется также скоростью подачи бурового инструмента.

Эксцентрический упругий ниппель ЭУНО-2-240/394 с радиальной опорой (см. рис. 2), включенный в систему ТЭО-240/394, предназначен для решения следующих технологических задач:

- » управление траекторией движения долота диаметром 393,7 мм, в том числе ориентированного, безориентированного увеличения зенитного угла, его стабилизации при бурении наклонно направленных скважин;
- » подготовка ствола к спуску обсадных колонн диаметром 324-340 мм;
 - » расширение ствола в мягких породах на 10...15 мм;
- » разрушение желобов в стволе с номинальным диаметром 394 мм.

Интенсивность увеличения зенитного угла при работе ТЭО-240/394 зависит от количества турбинных секций и от режима работы КНБК. В таблице 1 приведены данные об интенсивности зенитного и азимутального искривления в интервале бурения турбинным эксцентрическим отклонителем ТЭО-240/394.

Эксцентрические упругие ниппели могут не менее успешно использоваться и с винтовыми забойными двигателями. При этом для отклонителей использование ЭУНО позволяет

Таблица 1
Интенсивность зенитного и азимутального искривления скважин с системой ТЭО-24О-394

Вид траекторного управления	Средний зенитный	Интенсивность изменения угла, градус/100 м при количестве турбинных секций		
	угол, градус	2	3-4	
1. Ориентированное увеличе-	5	8±1	7±1	
ние зенитного угла	10	7±1	6±1	
2. Безориентированное уве-	10	4±0,5	2±1	
личение зенитного угла при вращении КНБК	20	5±,5	3±1	
	10	3643	3039	
3. Изменение азимута при по-	15	2431	2027	
стоянном зенитном угле, градус на 100 м	20	1824	1521	
	25	1519	1217	

Таблица 2
Результаты опытных работ по управлению трассой наклонных скважин с использованием эксцентрических упругих ниппелей ЭУНО-295/240 на Бованенковском ГКМ

Nº - ∕-	№ п/п Наименование показателей		Номера скважин		
11/11			6210	6908	6217
1	2	3	4	5	6
1	Начало интервала бурения	М	190	108	110
2	Конец интервала бурения	М	451	454	430
	Количество секций турбобура ТСШ-240	секция	3	3	2
3	Осевая нагрузка на долото	кН	5080	5080	5070
4	Производительность насосов	л/с	3840	3840	3436
5	Давление на насосах	МПа	89	810	89
6	Зенитный угол в начале интервала увеличения угла	град.	4.0	1	1
7	Зенитный угол в конце интервала уве- личения угла	град.	10	15	19
8	Средняя интенсивность увеличения зе- нитного угла	град./100м	5,5	5,75	6,25
9	Интервал бурения с вращением ком- поновки	М	63	70	40

существенно уменьшить угол перекоса осей шпинделя-отклонителя или кривого переводника, что обеспечивает улучшение работы компоновки в скважине

Ниже приводятся некоторые данные отработки эксцентрических радиальноупругих систем при бурении долотами диаметром 393.7 мм на Бованенковском ГКМ (п. Ямал). Опыт применения таких устройств может быть полезен при последующем освоении газоконденсатных месторождений на п. Ямал, а также при бурении наклонных скважин на Севере Тюменской области. Ранее подобные компоновки использовались для бурения под обсадную колонну диаметром 340 мм на Харьягинском нефтяном месторождении в Республике Коми.

Целью проведения опытных работ на скважинах Бованенковского ГКМ было:

- » бурение наклонно направленных скважин на сеноманские отложения с искривлением ствола в интервале спуска кондуктора (120...190 450 м);
 - » сокращение количества типов КНБК, используемых при направленном бурении, подготовке ствола к спуску обсадной колонны, унификации бурового инструмента для решения разных технологических задач на основе эксцентрических систем, совмещение операций по углублению скважины и подготовке ствола к спуску обсадной колонны диаметром 324 мм;
 - » снижение максимального зенитного угла скважины с 30...36° до 20...24° и уменьшения осложнений, связанных со значительным искривлением скважин.

В табл. 2 приведены некоторые результаты использования РУС с долотами большого диаметра на Бованенковском ГКМ.

Средняя интенсивность искривления отклоняющей КНБК составила 5.9° на 100 м, в том числе при ориентированном увеличении угла - 6.25° на 100 м, а при вращении компоновки – 4.8° на 100 м. На всех скважинах бурение под кондуктор с использованием отклоняющей КНБК и подготовка ствола к спуску обсадной колонны осуществлялись за один рейс.

В целом по результатам промышленных испытаний экс-

центрических радиально-упругих систем при бурении наклонных стволов долотами большого диаметра можно сделать следующие выводы:

- 1) КНБК для бурения долотами большого диаметра, включающие за-бойный двигатель с эксцентрическим упругим ниппелем, позволяют регулировать интенсивность увеличения зенитного угла за счет чередования интервалов бурения с фиксированным инструментом и вращением бурильной колонны, исключают резкие перегибы оси ствола скважины;
- 2) Компоновки низа бурильной колонны для бурения долотами большого диаметра, включающие забойный двигатель с эксцентрическим упругим ниппелем, обеспечивают высококачественную скоростную подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны;
- 3) Количество секций забойного двигателя существенно влияет на интенсивность искривления скважины и

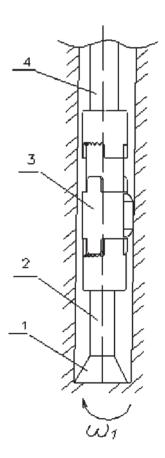


Рис. З Схема КНБК с калибратором эксцентрическим роторным (КЭР) для регулирования сечения скважины 1 – долото, 2 – удлинитель, 3 – КЭР, 4 – секция VБТ

скорость бурения возрастает.

По результатам промышленных испытаний осуществлена корректировка конструкции эксцентрического упругого ниппеля, разработано устройство ЭУНО-2-394/240, в частности установлена дополнительная серийная радиальная опора и 2 ряда плашек, угол охвата сечения ствола скважины плашками увеличен до 150°, в устройство добавлена серийная радиальная опора турбобура.

Роторные РУС включают (рис. 3) долото 1, удлинитель 2, калибратор эксцентрический роторный (КЭР) 3 [3], компоновку УБТ с центрирующими устройствами или без них. Основное назначение роторных РУС - подготовка скважины к спуску обсадной колонны, разрушение желобов, интервальное расширение ствола. Эксцентрические роторные РУС выполняют те же задачи по регулированию сечения скважины, что и эксцентрические устройства с забойными двигателями. Их основные преимущества по сравнению с эксцентрическими устройствами с забойными двигателями - простота, надежность, отсутствие ограничений по промывке скважин. Основные недостатки - относительно низкие скорости разрушения породы.

В отличие от эксцентрических долот, у которых наибольшему износу подвергается эксцентрическая часть (прилив) износ рабочих элементов (шарошек) долота при использовании КЭР равномерный. Особенностью КЭР является смена положения эксцентрика относительно долота при наращивании инструмента и других операциях, связанных с отрывом бурильной колонны от забоя. Эксцентрическая часть устройства выполнена с возможностью небольшого осевого перемещения между фиксирующими муфтам и проворачивания в промежуточном положении. В рабочем положении при движении бурового инструмента вниз эксцентрик фиксируется верхней корончатой муфтой. К тому же при работе с КЭР используются серийные долота (желательно, с повышенной боковой фрезерующей способностью). Износ самого эксцентрического устройства, поверхность которого оснащена твердым сплавом, многократно меньше износа долота и межремонтный ресурс КЭР составляет 1000...1200 часов. Форма рабочей поверхности калибрующего узла, величина эксцентриситета (превышения радиуса калибрующей части над радиусом долота) определяются решаемой технологической задачей. Силы взаимодействия низа компоновки с эксцентрическим калибратором (в компоновке устанавливается один КЭР) со стенками скважины регулируется величиной эксцентриситета и расстоянием между устройством и долотом. Чем меньше это расстояние, тем больше радиальные нагрузки на долото и эксцентрик. КЭР также выполняет функцию механического кольмататора с регулируемой силой прижатия к стенке скважины.

К настоящему времени накоплен значительный положительный использования радиально-упругих систем для подготовки ствола скважины к спуску обсадных колонн в сложных геолого-технических условиях на многих десятках скважин, в том числе при строительстве скважин большой глубины. Задачи разрушения желобов, подготовки ствола скважины к спуску обсадных колонн в сложных условиях решались как с использованием эксцентрических РУС с забойными двигателями, так и роторных компоновок, включающих КЭР. Во всех случаях достигнут технологический и экономический эффект, свидетельствующий о конкурентоспособности таких технологий. Эффективность применения радиальноупругих устройств возрастает по мере усложнения геолого-технических условий выполнения технологических процессов, затраты времени и средств на работы по управлению трассой и сечением скважины могут быть сокращены на 10...30%.

ЛИТЕРАТУРА

- Гержберг Ю.М. Подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн // Газовая промышленность.
 М.: Недра, 1985. № 4. С. 18-19.
- 2. Гержберг Ю.М. Регулирование траектории и диаметра ствола скважины с помощью радиально-упругих устройств : Обзорная информация. Серия «Бурение». Выпуск 1. М., 1987
- 3. Гержберг Ю.М., Старцева Т.Г. Устройство для расширения скважины : А.с. СССР № 1732712, ДСП, 1992.

VΔK 622.243.24

Актуальные вопросы проводки прямолинейного интервала профиля наклонно направленных скважин

А.С.Повалихин – д-р. техн. наук, А.Г.Шатровский – аспирант (ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз)

HIGHLIGHTS OF LOCKED-IN SECTION DRILLING

A.S. Povalikhin – Ph.D. in Engineering, A.G. Shatrovsky – postgraduate student (LLC «Intellect Drilling Services»)

В статье рассмотрены основные проблемы проводки наклонного интервала профиля скважин. Задача реализации проектной траектории бурения с минимальными рисками в сложных горно-геологических условиях решается путём применения технологии на основе КНБК с оптимальными параметрами.

С вопросами сохранения направления бурения технологи столкнулись при проводке первых наклонно направленных скважин по профилю, который с целью увеличения проектного смещения ствола от вертикали включал тангенциальный участок. Особую актуальность данная проблема приобрела при строительстве кустовых скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, бурение которых производилась по S-образному профилю с наклонно прямолинейным интервалом. При выполнении данного участка профиля ствол скважины отклонялся от проектной траектории бурения, как в азимутальном, так и в зенитном направлении уже при первом долблении ниже кондуктора, что приводило к необходимости проведения дополнительных работ по корректированию траектории бурения.

Основная задача при бурении тангенциального интервала, которая решалась на тот момент времени, заключалась в обеспечении стабилизации проектных значений зенитного и азимутального углов. Большой объем научной и практической работы, проведенный специалистами отраслевых институтов ВНИИБТ и СибНИИНП, научных лабораторий производственных объединений Главтюменнефтегаза позволил разработать технико-технологические решения, которые не решили данную задачу в полном объёме, но позволили уменьшить её остроту при строительстве S-образных скважин с тангенциальным участком в горно-геологических условиях месторождений Западной Сибири.

С помощью современных технологий направленного бурения можно осуществлять проводку различных интервалов профиля с минимальными отклонениями от проекта, решая при этом и задачу стабилизации направления бурения в процессе проводки прямолинейного интервала профиля. При этом возникает вторая сторона проблемы, которой не уделялось должного внимания ранее и которая требует детального рассмотрения.

Вопрос заключается в следующем. Наклонно прямолинейный участок профиля проектируется в верхних интервалах

разреза, представленными мягкими, неустойчивыми горными породами. В процессе бурения наклонного ствола в таком разрезе, при проведении геофизических работ, а также при спуске и цементировании обсадных колонн имеют место следующие виды осложнений:

- посадки, затяжки, заклинивание бурильного инструмента:
- обрушение стенки ствола скважины и формирование кавернозного ствола;
 - посадки геофизических приборов;
 - посадки и потеря подвижности обсадных колонн.

Особенно высокий уровень риска указанных осложнений возникает при бурении скважин с большим и сверхбольшим смещением забоя, у которых протяжённость тангенциального интервала профиля может составлять 90% от длины всего ствола.

В рамках выполнения научно-технологической работы специалистами 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз» проведен анализ результатов бурения наклонно направленной поисковой скважины на одном из месторождений Краснодарского края. Проводка скважины сопровождалась многочисленными осложнениями в виде затяжек, посадок, потерей подвижности бурильной колонны, которые приводили к тяжёлым аварийным ситуациям, и их ликвидация осуществлялась путём бурения обводных стволов. После неудачного забуривания и бурения шестого ствола скважина была ликвидирована по геолого-технологическим причинам.

Геологический разрез, вскрытый обводными стволами данной поисковой скважины, представлен отложениями понта и меотиса, сложенными высокопластичными глинами (свыше 80%) с пропластками слабосцементированных песчаников.

На основании инклинометрических данных были получены зависимости зенитного угла от глубины скважины по стволу, а также рассчитана пространственная интенсивность искривления каждого обводного ствола.

M OL/DEGT

2,5 2

1,5

1700



Рис.2. Кривизна ствола скважины



На рис. 1, 2, в качестве примера, представлены графики зенитного угла и кривизны шестого обводного ствола скважины соответственно, из которых следует, что значительная часть ствола осложнена резко искривленными интервалами.

Резкое изменение зенитного угла и кривизны шестого ствола скважины на представленных графиках (рис. 1, 2) имеет место в точках смены компоновок низа бурильной колонны (КНБК), а также в интервалах корректирования траектории бурения с помощью забойного двигателяотклонителя.

Для выяснения взаимосвязи кривизны ствола скважины и осложнений, имевших место при проводке скважины, выявленные интервалы извилистого ствола были совмещены с интервалами осложнений. На рис. рис. 3 такой график приведен для шестого обводного ствола.

Из графика (рис.3) видно, что значительная часть осложнений наблюдалась при прохождении КНБК определённых интервалов: глинистых отложений понта и верхней части

меотиса до вскрытия песков и песчаников меотиса, что исключало дифференциальный прихват, как причину осложнений с бурильной колонной. При этом, как это следует из рис. 3, частота осложнений существенно выше в интервалах «извилистого ствола», которые совпадают с глубинами смены КНБК и интервалами направленного бурения отклоняющей КНБК на основе забойного двигателя-отклонителя. Механизм работы таких КНБК основан на реализации отклоняющей силы на долоте. При бурении в режиме скольжения (без вращения бурильной колонны) осуществляют корректирование зенитного и азимутального угла траектории. Когда необходимые параметры траектории достигнуты колонну труб вращают для их стабилизации. Установлено, что при такой периодической смене режима бурения в стволе скважины возникают локальные искривления, интенсивность которых может значительно превышать допустимые значения [1].

1850

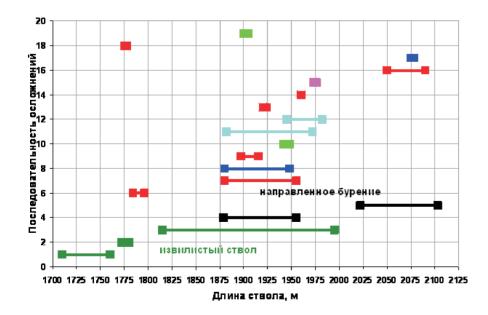
Дпина ствола, м

2000

В процессе спуско-подъёмных операций и при бурении скважины роторным способом в стенке искривленного

ствола скважины формируются желобные выработки, скорость образования которых определяются следующими факторами [2]:

- физико-механическими свойствами горной породы;
- величиной прижимающей силы и контактного давления элементов бурильной колонны на стенку скважины;
 - величиной кривизны ствола;
- частотой и временем воздействия бурильной колонны на стенку скважины.



Виды осложнений:



Рис.3. Интервалы осложнений

ΑΚΤΥΑΛЬΗЫΕ ΒΟΠΡΟСЫ ΠΡΟΒΟΔΚИ ΠΡЯΜΟΛИНЕЙНОГО ИНТЕРВАЛА ΠΡΟΦИЛЯ

На рис. 4 приведены зависимости прижимающей силы для бурильных колонн диаметром 127 мм и 140 мм от радиуса кривизны ствола скважины.

Прижимающая сила при подъёме бурильной колонны рассчитана для следующих условий:

- вертикальный кондуктор до глубины 650 м;
- забой скважины 2500 м:
- зенитный угол 26°;
- коэффициент трения в открытом стволе равен 0,4.

Величина прижимающей силы определена для бурильного замка и элемента бурильной колонны, равного его длине.

Из графиков, приведенных на рис.4, следует, что, вопервых, давление бурильного замка на стенку скважины для всех радиусов кривизны ствола в 4-5 раз выше по сравнению с бурильной трубой, а, во-вторых, — прижимающая сила в значительной степени зависит от радиуса кривизны ствола. При величине радиуса кривизны ствола менее 300 м (кривизна 1,9°/10м) бурильный замок давит на стенку ствола с силой свыше 350 кг.

Если учесть, что кривизна локальных искривлений может быть на порядок больше общей кривизны ствола скважины, то сила давления замка бурильной колонны на стенку при этом достигает величины, значительно превышающей предел прочности горной породы, то в этом случае в интервалах залегания мягких горных пород темп образования желобных выработок будет чрезвычайно высоким.

Таким образом, важным фактором снижения осложнений при проходке неустойчивых, мягких горных пород является обеспечение высокого качества ствола в части снижения его извилистости.

При использовании КНБК с параметрами, при которых отклоняющая сила на долоте равна нулю, а ось совпадает с проектной траекторией бурения, горная порода разрушается в направлении оси долота, что создаёт оптимальные условия для работы породоразрушающего инструмента и повышает точность выполнения проектного профиля [3].

Технология направленного бурения, основанная на применении КНБК с оптимальными размерами, позволяет получить гладкий ствол с минимальными отклонениями от проектной траектории.

Общее решение задачи по определению размеров оптимальной КНБК для роторного бурения и на основе забойного двигателя было получено специалистами 000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз» [4].

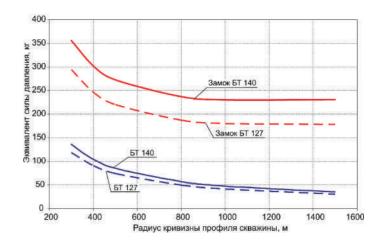


Рис.4. Зависимость силы давления элементов бурильной колонны диаметром 127 мм и 140 мм на стенку скважины

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Повалихин А.С., Ахмадишин Ф.Ф. «Вопросы проводки тангенциального интервала субгоризонтальной скважины» // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», № 2, 2005 г.
- 2. Семенюк Д.М. «Путь трения в паре «замокстенка скважины», как один из факторов образования желобных выработок» // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», № 1, 2002 г.
- 3. Повалихин А.С., Оганов А.С., Солодкий К.М. Искривляющие оптимальные КНБК для горизонтального бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, ОАО ВНИИО-ЭНГ, 1997. № 1
- 4. 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. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. № 4.

VΔK 622.245.51

Промывка и очистка кавернозных скважин

В.И. Иванников – д-р техн. наук, профессор, И.В. Иванников (ОАО «Газ-Ойл»)

VUGGY WELLBORES WASING AND CLEANING

V.I. Ivannikov – Ph.D. in Engineering, Professor I.V. Ivannikov (OJSC "Gaz-Oil")

Рассмотрены вопросы очистки ствола скважины от шлама горной породы в кавернозной скважине. Определены режимы течения промывочной жидкости в интервале кавернозного ствола. Приведены рекомендации по организации гидравлической программы скважины, а также описание устройства для очистки каверн.

В процессе бурения глубоких скважин различного вида (вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных) конфигурация ствола скважины формируется под влиянием напряженного состояния горных пород, а также их физикохимического взаимодействия с буровым раствором. Во многих случаев открытый ствол скважины имеет значительную кавернозность (местное или интервальное увеличение диаметра ствола по сравнению с номинальным диаметром долота).

Ранее [1] было показано, что при циркуляции бурового раствора в кавернозных интервалах ствола восходящий поток в затрубном пространстве скважины формируется в диаметре долота, которым осуществляется бурение. Остальной объем бурового раствора, заполняющего скважину, остается в неподвижном состоянии. Это объясняется тем, что буровой раствор обладает тиксотропными свойствами, которые необходимы для удержания выбуренной породы во время остановок циркуляции, чтобы предотвратить прихват бурильного инструмента.

В процессе спуска бурильного инструмента на забой для продолжения бурения в гелеобразной среде бурового раствора долотом формируется канал, в котором при восстановлении циркуляции образуется восходящий струйный поток. Такой поток имеет самоподдерживающийся ламинарный режим течения. Несмотря на увеличения скорости прокачки (производительности буровых насосов) расширить «живое» сечение потока не представляется возможным.

При достижении порога турбулизации

гидравлический диаметр струи расширяется на 2-4 мм, что приводит к вырождению турбулентности. В таблице 1 представлены результаты экспериментов,

полученных при бурении Кольской сверхглубокой скважины, где диаметр потока бурового раствора контролировался с помощью плавучих индикаторов.

Таблица 1 Гидравлический диаметр восходящего потока бурового раствора

Глубина спуска бурильной колонны, м	Производитель- ность буровых насосов, л/сек	Коэффициент циркуляции бурового раствора $K_{\it \mu}$	Гидравлический диаметр потока (при концентрич- ном обтекании бурильной колонны), мм
8 064	26	0.54	210
8 064	48	0.59	214
8 583	24	0.56	215
8 583	35	0.60	216
9 553	30	0.57	215
9 553	36	0.61	220
9 553	40	0.58	216
10 580	32	0.59	214
10 580	46	0.52	208
10 580	54	0.55	212

Примечания:

Величина коэффициента K_{μ} циркуляции бурового раствора определяется по формуле:

$$K_{II} = \frac{V_{II} + V_{K}}{V_{CKB}}$$

где $V_{\rm ц}$ – объём циркулирующего в скважине бурового раствора, м³; $V_{\it CKB}$ – объём скважины по профилеграмме, м³;

 V_{K} – объём бурильной колонны, м³.

Диаметр долота – 214 мм.

Диаметр ствола скважины в кавернозном интервале - 400 мм.

Как следует из таблицы 1, при изменении расхода буровых насосов гидравлический диаметр струи бурового раствора практически не изменяется.

Кольская скважина СГ-3 была уникальным стендовым объектом, особенно для гидравлических исследований, т.к. имела открытый ствол до глубины 10 км и бурилась в вулканогенных породах — непроницаемых и химически инертных по отношению к буровому раствору. Поэтому наиболее достоверные эксперименты, которые одному из авторов удалось сделать там и тогда, приводятся здесь. В частности, на рис. 1 показано, как попадание цементного раствора (при установках цементных мостов) в застойный объем бурового раствора приводило к резкому возрастанию крутящего момента на роторе.

На рис. 2 показан интервал проходки скважины после замены всего объема бурового раствора в скважине плотностью 1.05 г/см на раствор с плотностью 1.2 г/см. Из графика видно, что отсутствие фактического прироста твердой фазы против расчетного свидетельствует об осадке выбуренной горной породы в застойных интервалах кавернозного ствола скважины.

На рис. 3 приведены кривые изменения сил сопротивления движению бурильной колонны в скважине СГ-3 при её спуске (1) и подъеме (2), и крутящий момент на роторе при п=4 об/мин (3) и n=20 об/мин (4). Из графиков видно, что в интервале кавернозности имеет место возрастание сил сопротивления, связанных с зашламованием ствола скважины.

В кавернозных скважинах устойчивое струйное течение наблюдается на расстоянии до 200-300 м от забоя, что связано с выпадением выбуренной

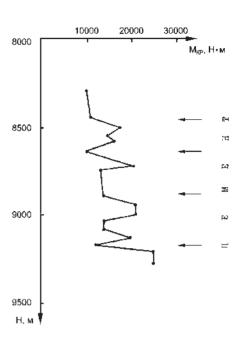


Рис. 1. Изменение крутящего момента на роторе при бурении (n=2 об/мин) после попадания цемента в застойную зону

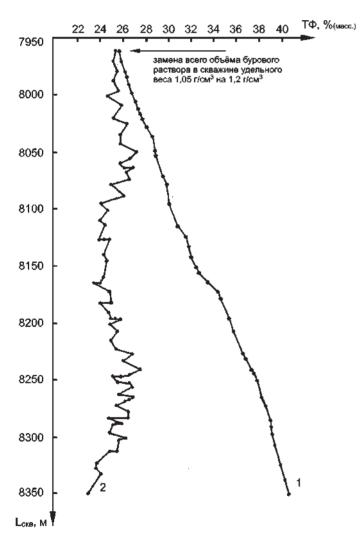


Рис. 2. Изменение концентрации твёрдой фазы (ТФ) в буровом растворе при бурении скважины СГ-3 в интервале 7950-8350 м.

I – расчетный прирост ТФ; 2 – фактический контроль ТФ.

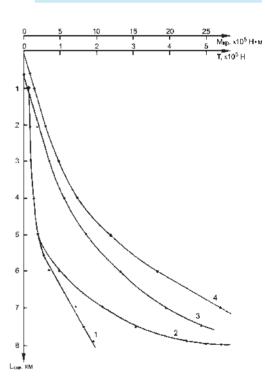


Рис. З. Силы сопротивления при движении бурильной колонны в скважине СГ-3:

1 – при спуске, $T \! \downarrow \! = \! G_c - G_i$;

2 – при подъёме, $T \uparrow = G_i - G_c$;

 $\mathsf{G}_{_{\! \mathrm{l}}}$ – текушая нагрузка на крюке с учётом КП Δ талевой системы;

G_с – собственный вес колонны с учётом облегчения в жидкости.

Крутяший момент на роторе:

3 – при n=4 об/мин; 4 – при n=20 об/мин.

горной породы из восходящего потока в застойную зону. В результате образуется шламовый мешок, плотность которого существенно превышает плотность текущего бурового раствора. Такой шламовый мешок является первопричиной прихватов бурильного инструмента или шламовых сальников над долотом.

Особые требования к очистке кавернозных скважин предъявляются на стадии подготовки к спуску и цементированию обсадных колонн и в первую очередь эксплуатационной колонны. Поскольку обычная прямая и даже форсированная промывка ствола скважины снизу от забоя не обеспечивает удаление застойного бурового раствора из каверн, то такие интервалы могут служить каналами межпластовых перетоков.

Попытки решать данную задачу путем прокачки вязкоупругих разделителей (ВУР) [2, 3], высоковязких пробок и т.п. на наш взгляд не всегда оправданы. Подобные технологии очистки скважин имеют ряд негативных последствий, которые заключаются в следующем:

- если ВУР ведёт себя в скважине как упруго расширяющаяся пробка, то двигая впереди себя застойную массу бурового раствора, насыщенную шламом, может вызвать искусственный прихват обсадной колонны, который либо будет трудно ликвидировать, либо затраты на ликвидацию будут слишком значительны;
- если ВУР не вытесняет застойный буровой раствор, то высокие давления для его продавки могут привести к незапланированным гидроразрывам пластов;
- в наклонном стволе скважины ВУР имеет тенденцию к одностороннему течению;
- ВУР не может применяться непосредственно в процессе бурения.

Закупорка кольцевого канала и гидроразрывы пластов горной пород отмечались [4] даже при обычной промывке скважины во время бурения в неустойчивых породах, когда использовалась станция контроля технологии бурения типа СКТБ-2.

Учитывая указанные обстоятельства, альтернативным решением проблемы очистки ствола скважин перед спуском и цементированием обсадных колонн могут быть предлагаемые авторами методы, основанные на эффектах радиально расширяющейся трубы (устройство типа «Парус») и реактивного взаимодействия восходящего потока с застойной частью бурового раствора. Описание устройства для очистки каверн («Парус») приведено в работе [1]. Оно повторяет конфигурацию каверны и позволяет направлять осевой восходящий поток бурового раствора в полость каверны и таким образом промывать её. Перемещая устройство снизу-вверх, можно за один рейс полностью очистить скважину от шлама, скопившегося в застойных зонах, не создавая при этом прихватоопасных ситуаций.

Устройство типа «Парус» было использовано для гидравлической очистки кавернозных интервалов (1000-2050 м) скважины № 13 Северо-Тацинекая (ПО «Краснодарнефтегаз») перед спуском эксплуатационной колонны. При цементировании было получено по данным АКЦ полное замещение бурового раствора цементным, тогда как в соседних скважинах при обычной промывке ствола перед спуском обсадной колонны имело место лишь частичное замещение.

В ПО «Краснодарнефтегаз» технология гидравлической очистки каверн применялась на 5 эксплуатационных скважинах на площадях Северо-Комсомольская, Краснокамышанская, Майли-Харанская. Максимальный диаметр каверн находился в пределах 300-400 мм при номинальном диаметре

ствола скважины 215,9 мм. Протяженность каверн составляла от 3 до 20 м.

Типовая компоновка для очистки скважины включала: долото 215,9 СВЦ (МГВ) - устройство «Парус» 215 мм - УБТ-178 мм (180 м) - ТБВК-127 мм (300 м) — ЛБТ-147 мм (колонна). Расход насосов — 18-25 л/сек, скорость подъема — 0,2 м/сек.

Как показало сравнение профилеграмм, полученных до и после промывки кавернозных участков ствола скважины, диаметр очищенных каверн увеличился на 10-50 мм, что свидетельствует о ликвидации шламового осадка. Последующее цементирование (по сопоставительному анализу результатов АКЦ) показано, что в сравнении с соседними скважинами было достигнуто полное замещение бурового раствора на тампонажный. После перфорации продуктивных объектов хорошее качество цементирования подтвердилось отсутствием заколонных перетоков, в то время как в соседних скважинах при освоении были получены притоки пластовой воды.

Технология реактивного взаимодействия восходящего потока бурового раствора с застойной зоной базируется на усилении структурной компоненты вязкости текущего бурового раствора для выполаживания эпюры скоростей и сшивки дисперсной фазы на границе раздела текущей и застойной зон.

Усиление структуры в текущем буровом растворе достигается за счет введения полимерных реагентов типа гидролизованного полиакриламида (ГПАА), сополимера метакриламида и метакрилата натрия (метас), гидролизованного полиакрилнитрила (гипан), и других в определенном соотношении с содержанием коллоидной глинистой фазы. Эти соотношения проиллюстрированы на рис. 4, где показано влияние добавок метаса на эффективную вязкость глинистой суспензии. Пиковые значения вязкости отражают образование совмещенной глинополимерной структуры. Для конкретной рецептуры бурового раствора подбор добавок полимера можно осуществить с помощью обычного ротационного вискозиметра типа «Реотест».

В скважине полимерный реагент в расчетном количестве вводится в буровой раствор равномерно за один

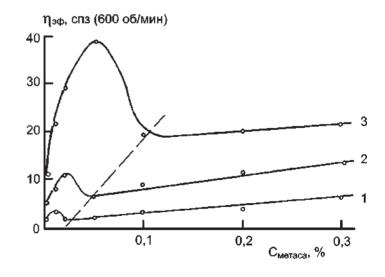


Рис. 4. Зависимость $\eta_{_{3\varphi}}$ ПБР, содержащих различное количество бентонита, от концентрации метаса: 1-2% бентонита; 2-4% бентонита; 3-6% бентонита.

цикл циркуляции. При этом эпюра скоростей потока трансформируется, как показано на рис. 5. За второй цикл циркуляции в текущий буровой раствор вводится окислитель (типа хромпика) в количестве 1:10 по отношению к количеству полимерного реагента. Реакция окислителя в текущем глино-полимерном буровом растворе при забойной температуре и диффузия его в застойные зоны обеспечивает указанные выше эффекты взаимодействия подвижного и неподвижного объемов раствора, что приводит его застойную часть в движение.

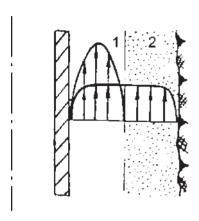


Рис. S. Эпюра скоростей потока бурового раствора в затрубном пространстве кавернозной скважины:

1 – струйный поток;

2 – застойная зона.

Чтобы получить эффект расширения восходящего потока необходимо в начале выхода обработанного бурового раствора на забой сократить производительность прокачки до 10 л/сек. Это дает возможность резко снизить градиент скорости сдвига и усилить взаимодействие дисперсной фазы на границе раздела, а также обеспечить проникновение окислителя в застойную часть бурового раствора. На рис. 6 показано влияние добавок метаса и хромрасширение пика на зоны течения бурового раствора в затрубном пространстве кавернозной скважины.

Многократные испытания данного способа очистки кавернозных интервалов при бурении Кольской сверхглубокой скважины, особенно в аварийных ситуациях, показали его высокую результативность и открыли возможность управлять реодинамикой бурового раствора непосредственно в

Одним из наиболее действенных методов разрушения коагулированной массы застойного раствора в затрубном пространстве кавернозной скважины является вибровоздействие с помощью гидровибраторов, инициирующих радиальные колебания бурильной или обсадной колонны труб.

Такого рода колебания в определенном амплитудночастотном режиме способны дезинтегрировать тиксотропную структуру застойного бурового раствора и включить его в движение. Эксперименты, выполненные на модели участка ствола скважины с колеблющейся колонной [5], показали, что объем вытеснения бурового раствора тампонажным при частотах колебаний 20-100 Гц увеличивается, как минимум, в два раза.

Вибрация труб в интервале низа бурильной колонны передается в затрубное пространство и разрушает коагуляционные контакты между частицами твердой фазы в потоке и в застойной зоне. При этом создается искусственная турбулентность, которая обеспечивает смещение подвижно и застойной частей бурового раствора и вынос последнего из скважины.

Таким образом, для очистки призабойной части кавернозной скважины могут быть использованы разные по принципу действия методы:

- реактивное взаимодействие потока с застойным буровым раствором за счет усиления структурной вязкости подвижной части раствора;
- вибровоздействие на застойную часть бурового раствора для снижения его структурной вязкости и порога турбулентности в потоке;
- промывка каверн с помощью специальных устройств, позволяющих изменять направление восходящего потока.
- В зависимости от конкретных условий и целевой задачи может быть использован тот или иной метод для очистки ствола скважины.

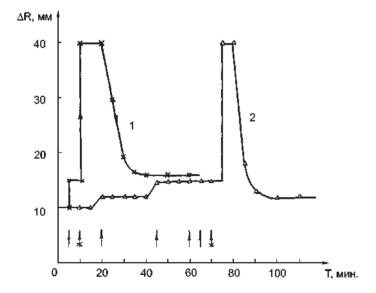


Рис. б. Влияние добавок полимера и хромпика на расширение зоны течения бентонитового раствора, обработанного КМЦ-600 и нитролигнином (во времени).

I – разовые добавки; 2 – порционные добавки;

↓ ↑ — ввод метаса; 🗼 — ввод хромпика.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Иванников В.И. Профилактическая очистка скважин // Инф. сборник «Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности» : вып.9. М.: ВНИИОЭНГ, 1991.
- 2. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под ред. А.И. Булатова // Изд-во «Недра», М., 1977.
- 3. Шерстнев Н.М. и др. ВУР для цементирования скважин. // Экспресс-информация : сер. «Бурение» : вып.20. М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
- 4. Хуршудов В.А. и др. Использование станций технологического контроля для объяснения причин зашламленности ствола скважины // Ж. «Нефтяное хозяйство», 1989. №11.
- 5. Рахимкулов Р.Ш., Струговец Е.Т. Применение вибровоздействия для повышения качества цементирования эксплуатационных колонн // Ж. «Нефтяное хозяйство», 1990 №6.

VAK 622. 24:622. 23.01

Модели бурения и их практическое использование

С.В. Синев - к.т.н.

DRILLING MODELS AND THEIR PRACTICAL APPLICATION

S.V. Sinev

Проведен анализ известных аналитических моделей углубления скважины. В статье отмечается, что установленные закономерности скорости углубления скважины являются результатом механизма взаимодействия долота и низа бурильной колонны с забоем и стволом скважины соответственно.

Особый интерес к параметрам режима бурения, как к влияющим на процесс факторам проявлялся уже в начале 20 века при переходе на вращательный способ бурения.

Стремление оптимизировать процесс бурения привел к попыткам создания моделей этого процесса, базирующихся на теоретических расчетах и эмпирических закономерностях, характеризующих работоспособность долот и эффективность разрушения горных пород.

В отечественной практике модели процесса бурения сформировались после установления В.С.Федоровым зависимости механической скорости бурения V от нагрузки (G) на долото и частоты (n) его вращения. В работе [17] получена эмпирическая зависимость:

$$V = a \cdot n^x \cdot G^y$$

где по данным Л.И.Штурмана при турбинном бурении в породах каширской свиты $\mathbf{x} = 0.7$; $\mathbf{y} = 1.1$; $\mathbf{a} = 0.0024$.

Из приведенного в [9] анализа известных данных, общепризнанной модели процесса бурения нет вообще. Представлены шестнадцать зависимости скорости бурения от нагрузки на долото и частоты его вращения, включая формулу В.С.Федорова (по данным Л.И.Штурмана и версии Р.А.Бадалова) и формулу бурения Ю.Ф.Потапова и В.В.Симонова. Версию модели разработали В.К.Маурер, Ван-Линген, А.Вудс, совместно Эккель, Кэннон и Бингстейн, также Вардрук и Кэннон. Свои версии предложили Кэтлин, Мюррей, Каннингхем, Брентли и Я.А.Гельфгат с соавторами. Д.С.Роули, Р.Дж.Хоу и Ф.Х.Дилли разработали совместную модель, самостоятельно Симон и А.А.Погарский. Р.М.Эйгелес разработал пятнадцать моделей для каждого из дискретных перемещений забоя за 3—18 оборотов долота [19].

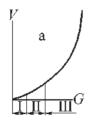
Наиболее привлекательной по доступности измерения параметров и управления ими может быть модель V(G, n), устанавливаемая непосредственно в процессе бурения в начале долбления, при наращивании инструмента и при эксцессах V в короткий промежуток времени без задержки бурения и, возможно, в автоматическом режиме. В каждом конкретном промежутке времени бурения $t\rightarrow 0$ подобная модель находится в зависимости не только от сочетания модели долота и физикомеханических свойств проходимых горных пород с учетом забойных условий, характеристик промывочной жидкости, гидравлической программой и т.д., но и состояния ствола скважины и компоновки бурильного инструмента.

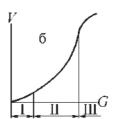
Чтобы адекватно воспринимать текущую модель и её изменения необходимо понимание отдельных деталей происходящего, начиная от механизма разрушения горных пород до взаимодействия бурильного инструмента со стволом скважины, как единого процесса.

Из вышесказанного следует: модель определяется степенью влияния отдельных параметров на эффективность процесса бурения.

1. Влияние нагрузки на долото и частоты его вращения на скорость бурения

До 60-х годов прошлого столетия большинством авторов приведенных выше моделей бурения доминирующей концепцией была принята степенная зависимость скорости бурения от нагрузки на долото с варьированием степени в широком диапазоне. В.С.Федоров [16] пришел к выводу, с подтверждением других исследователей [18, 20], что при контактных давлениях вооружения долота равных или превышающих предел прочности горных пород, показатель степени находится в диапазоне от 1 до 3 (см. рис.1(а)).





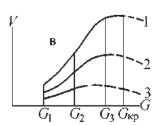


Рис.1. Зависимость *V(G)*: а – Л.А.Шрейнер; б – Б.А.Жлобинский; в – В.С.Федоров (1 – совершенная и 2, 3 – несовершенная очистка забоя)

На рис.1(а) и рис.1(б) область I — режим поверхностного разрушения (истирания), II — режим усталостного разрушения и III — эффективного объемного разрушения. На рис.1(в) для бурения шарошечными долотами интервал нагрузок до G_1 — поверхностное разрушение породы, G_1 — G_2 — объемное разрушение при многократном приложении нагрузки (явление усталости), G_2 — G_3 — эффективное объемное разрушение (однократное приложение нагрузки) и $G_{\rm KP}$ — полное погружение вооружения в породу. По [6] интервал G_1 — G_3 —объемное разрушение без конкретизации числа актов взаимодействия вооружения с породой.

Степенная зависимость скорости бурения не могла быть полностью объяснена до получения данных по прочности (твердости) горных пород. Помимо прочности на абсолютную величину скорости V, существенное влияние оказывают пластические свойства горных пород. Таким образом, для установления модели разрушения горных пород при бурении скважин большое значение имеет информация о прочностных и пластических свойствах разбуриваемых горных пород.

По мнению Б.А.Жлобинского [5] прямолинейная зависимость V(G) на рис.1(б), заимствованная в [17] еще не говорит, что вид разрушения поверхностный, это усталостнообъемное разрушение. Наличие степенной зависимости в выделенном Л.И.Шрейнером и др. участке усталостнообъемного разрушения объясняется характером усталостных кривых. Более того, оспаривается вообще наличие объемного разрушения с мотивировкой ухудшения условий промывки (после точки перехода из области II в область III на рис.1(б)). Утверждается, что с глубиной скважины удельный вес усталостно-объемного разрушения возрастает, так как с увеличением глубины возрастает твердость и пластичность горных пород, увеличивается гидростатическое давление на забое.

Разбивка ступенчатого графика зависимостей V(G) на интервалы по способам взаимодействия вооружения долота с горной породой и механизмам ее разрушения остается доминирующей точкой зрения в среде исследователей процесса бурения. Такая трактовка ошибочна, поскольку модели промыслового бурения у долот типа «М», «С-Т» и «К» совершенно идентичны по характеру (ступенчатые) и интервалам нагрузки для элементов ступени, а принцип разрушения породы на забое у всех трех групп - различен. Объемное разрушение и разрушение раздавливанием, характерное для всех типов долот делится по числу актов приложения нагрузки: одноактное при сдвиге (резании) у долот типа «М»; одноактное при сдвиге (резании) и вдавливании, а также усталостное (многоактное) при вдавливании у долот типа «С-Т»; усталостное (многоактное) при вдавливании у долот типа «К».

Исходя из изложенного, разделение зависимостей, приведенных на рис. 1, на области разрушения истиранием, усталостно-объемное и объемное неправомерно. Это не значит, что такие явления отсутствуют при бурении скважин. Разрушение породы осуществляется ее раздавливанием рабочим элементом (как при разрушении сжатием) и отделением целых фрагментов (объемное разрушение) при формировании под этим органом магистральных трещин с последующим их распространением. Оба процесса имеют место как при однократном воздействии породоразрушающего инструмента на забой, если создаваемое напряженное состояние превосходит прочностные характеристики породы, так и многократном воздействии с накоплением дефектов и последующим разрушением (усталостное разрушение).

Следует различать механизмы разрушения, присущие ра-

боте шарошечных долот: разрушение сдвигом (резанием) и вдавливанием. Разрушение сдвигом, в отличие от вдавливания, одноактное воздействие. В разной степени оба метода реализуются всеми типами долот. Именно перераспределением механизмов разрушения определяется производительность моделей долот. В разные типы долот закладывается соответствующий баланс с точки зрения сохранности его вооружения и эффективности разрушения горных пород. В простых конструкциях долот перераспределение ведется между периферийным и основным вооружением. В долотах типа «М» удерживать соотношение функций периферийного и основного вооружения очень затруднительно. Мгновенная ось вращения хаотично меняет положение между основным и периферийным вооружением, несмотря на значительное смещение осей шарошек.

В долотах типа «С» и «Т» основное вооружение долот разрушает горную породу сдвигом (резанием) за счет скольжения его по забою. Выборка горной породы под основным вооружением обеспечивает зависание периферийного вооружения и концентрацию нагрузки на нем, иногда достаточную для одноактного разрушения вдавливанием. Периферия этих типов долот заложена в плоскости «чистого качения», выполняет функцию качественного зацепления с периферией забоя и стенкой скважины для обеспечения скольжения основного вооружения и производит разрушение породы вдавливанием. Скольжение периферийного вооружения, обусловленное смещением осей шарошек, минимально. Здесь возможно как одноактное разрушение, так и усталостное.

В первых шарошечных долотах Говарда Хьюза (старшего) и современных долотах типа «К», «ОК» всё вооружение находится в плоскости «чистого качения» и смещения осей шарошек у них практически нет. Вооружение таких долот работает без скольжения, производя разрушение горных пород вдавливанием, а, в случае недостаточности нагрузки, углубление забоя достигается усталостным разрушением.

Несоответствие результатов экспериментального (рис.1а) и промыслового бурения (рис. 1в), а также незначительность расхождения в физико-механических свойствах разбуриваемых пород осадочного комплекса, слагаемого разрез глубоких скважин на нефть и газ, в силу воздействия забойных условий требовало более убедительного объяснения ступенчатой формы зависимости V(G). Ответом таким требованиям стала публикация [1], которая сделала доминирующей концепцией многих исследователей концепцию стабилизации скорости бурения (в интервале G_3 - $G_{\rm KP}$ на рис. 1в) в процессе нагружения долота вследствие ухудшения очистки забоя. На рис. 2 приведен график зависимости проходки за один оборот долота от удельной (по диаметру) нагрузки на долото.

Кривые 1 (идеальная очистка), 2 (недостаточная очистка) и (минимальных скоростей) получены для долота Ø 4³/₄" фирмы «Рид» разбуривании при цементно-песчаного блока с частотой вращения долота 5 и 50 мин-1 в атмосферных условиях при промывке водой с расходом 6,31 и 2,84 л/с. Относительная идентичность экспериментальных зависимостей на рис. 2 промысловым зависимостям на рис. 1в основательно подтверждается теми же кривыми, построенными

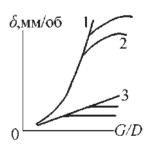


Рис.2. Зависимость проходки за один оборот от удельной нагрузки на долото



Рис. З. Зависимость проходки за один оборот от удельной нагрузки на долото, построенная по точкам Бингхема

более тщательно по данным Бинхема на рис. 3. Совпадение графиков зависимостей рис. 1в и рис. 3 приводит к заблуждению в отношении значимости очистки забоя (как можно говорить о недостаточности очистки при $V=5\,$ м/ч, если в том же долблении с теми же параметрами промывки установлен неизменный характер графика V(G) при $V=30\,$ м/ч), когда последующие мероприятия по постановке и решению спровоцированной задачи не могут преодолеть прироста эффективности в пределах 20% (в пределах «эффекта присутствия» исследователя).

Изменение качества очистки происходит перемещением V(G) по ординате без перемещения по абсциссе, как это происходит при изменении качества разрушения применением разных конструкций долот, приведенного на рис. 4. Изменение расхода промывочной жидкости сопровождается смещением графика по скорости бурения и нагрузке без изменения характера взаимосвязи параметров (рис. 3 и рис. 7). Здесь правомернее говорить об изменении качества всего процесса бурения, а не о приближении к идеальной очистке забоя.

Несомненно, рост производительности процесса бурения при увеличении нагрузки должен обеспечиваться достаточной очисткой забоя. Иначе рост скорости прекратится. Примером может служить разбуривание блока породы одной твердости моделями долот различной производительности, где для них «вырабатывается» общий «потолок» скорости бурения. На рис. 4 приведены графики зависимостей V(n)

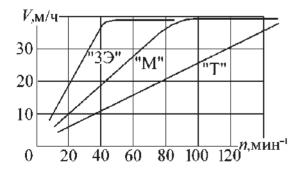


Рис.4. Графики зависимости *V(n)* для долот *&2*15,9 мм типа «Т», «М» и экспериментального «ЗЭ»

при бурении с нагрузкой 20 • 10 кН взрывных скважин Ø 215,9 мм долотами «Т», «М» и экспериментальными «ЗЭ» в блоке твердых пород на карьере Докучаевского флюсодоломитного комбината. Компрессорная установка станка 2СБШ-200, которым производилось бурение, рассчитана на получение максимальной скорости бурения долотом 215,9Т-ПВ при максимальной нагрузке на долото в 20 • 10 кН и максимальной частоте вращения 150 мин⁻¹. Результат неутешителен. Из-за ограниченных возможностей станка в выносе шлама с забоя более производительные долота ограничены общим пределом максимальной скорости бурения.

В глубоком бурении минимальная подача одного бурового насоса соответствует установленному достаточному уровню расхода промывочной жидкости в 12 л/с (и тщетные попытки в усовершенствовании системы очистки забоя разбиваются о 20% прироста показателей, приравниваемые к «эффекту присутствия» исследователя). Простое доказательство отсутствия влияния очистки забоя на формирование интервала стабилизации скорости бурения в зависимости V(G) — упомянутая скорость в 5 м/ч в одном долблении со скоростью в 30 м/ч при прохождении перемежающегося пропластка.

К заблуждению в отношении значимости очистки в ступенчатом характере зависимости V(G) приводит не только идентичность рассматриваемых зависимостей в экспериментальном и натурном бурении. Идентичность по расположению зависимостей V(G) в системе координат отмечается и внутри одного класса бурения — натурного. Например, на рис. 5 приведены графики зависимостей V(G) промыслового бурения в породах средней твердости долотами типа «С» в 200 метровом интервале глубины. График «М» получен при бурении средних пород близких по твердости к мягким, а «Т» — пород близких к твердым. Разнос кривых по оси ординат предопределенный твердостью пород идентичен разносу, обусловленному степенью очистки забоя на рис. 1в.

Общим для промыслового и стендового бурения является то, что углубление забоя (бурение) начинается с некоторой «стартовой» скорости при соответствующей «стартовой» нагрузке, требуемой для создания напряженного состояния в породе на поверхности забоя. В бурении долотами истирающе-режущего типа, например, ИСМ, этот эффект также наблюдается, что полностью исключает наличие области

I (до G_1) на рис. 1в. Разрушение породы истиранием в этой области происходит с неощутимой для исследования скоростью бурения.

Необходимо метить, что продолжение графика V(G)в область нулевой нагрузки чаще не приводит в начало координат и принятие его (начало координат) за начало процесса ошибочно. Эта ошибка аналитиков подтверждается рис. 5, а также работами [4], и [10], где продолжение графика приводит к положительному

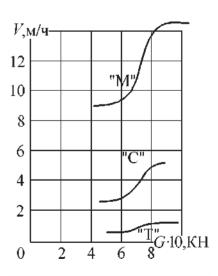


Рис.5. *V(G)* для пород «С» средней твердости в границах между мягкими «М» и твердыми «Т»

значению V, отличному от нуля.

Большинством исследователей отмечается значимое различие моделей реального бурения глубоких скважин от моделей экспериментального стендового бурения, включая модели бурения мелких (взрывных) скважин. В отличие от первого последним присуще постоянство соосности скважины и долота и относительно жесткое его нагружение. При бурении микродолотами \varnothing 33 мм на стенде СВД-1000 с моделированием забойных условий, долотами \varnothing 94 мм и долотами ∅ 215,9 мм на стенде 3иФ-1200, а также долотами ∅ 215,9 мм на станках БСВ и 2СБШ-200 при бурении взрывных скважин глубиной 14-15 м зависимость V(G) линейна начиная со «стартовой» нагрузки. При бурении глубоких скважин, где жесткость нагружения зависит от веса разгруженной части тяжелого низа и размещения его по стенке скважины с обеспечением упора в нее, а первоначальная соосность долота со скважиной нарушается с потерей продольной устойчивости тяжелого низа в процессе его разгрузки, зависимость V(G) носит ступенчатый характер.

Построение графика линейной зависимости V(G) из точки «старта» приблизительно соответствует стендовой модели бурения для данного долота в условиях рассматриваемого процесса (рис. 6).

Превосходство реального бурения над стендовым достигается интенсификацией процесса ввиду качественного изменения работы бурильного инструмента после потери устойчивости тяжелым низом и началом его взаимодействия со стенками скважины. Это превосходство характеризуется наличием интервала нагрузок интенсивного роста скорости бурения (ИНИРСБ). Начало углубления забоя, его «стартовая» нагрузка необязательно совпадает с началом ИНИРСБ, как это часто имеет место в скважинах диаметром 190,5 мм. Нагрузки от «старта» бурения до ИНИРСБ это режим бурения до потери устойчивости и начала взаимодействия бурильного инструмента со стенками скважины. Начало ИНИРСБ может быть смещено в сторону более высоких значений нагрузок, если порода, в силу своей твердости не разрушается даже при концентрации нагрузки на отдельных шарошках. По этой же причине первый ИНИРСБ может вообще отсутствовать. Он может искусственно устраняться применением наддолотного стабилизатора при любой твердости горных пород. Установление наличия интервала и его положения можно использовать для выбора места размещения наддолотного стабилизатора.

В общем случае, аналогия промыслового и стендового бурения соблюдается от «старта» до момента потери устойчивости бурильным инструментом в реальной скважине. Допустимое совмещение моделей в этом интервале нагрузок (рис. 6) при совмещении «стартовых» параметров позволяет легко решать задачи по установлению обобщенного коэф-

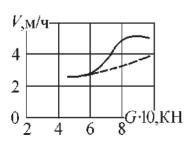


Рис.б. Зависимость V(G): - натурного и

- стендового бурения

фициента подобия в корреляции результатов экспериментального бурения при моделировании реального.

Скачкообразность пnoцессов (ступенчатость) в физике достаточно известный эффект, обусловленный их качественным изменением. Бурение скважин исключение. Череда критических глубин, критические скорости бурения по неизученным причинам и причинам, связанным со скоростью фильтрации флюидов и скоростью кольматации приповерхностного слоя породы на забое. Сюда же относится ступенчатый характер влияния расхода промывочной жидкости на скорость бурения [4, 3]. Сам процесс бурения уникален тем, что при нагружении долота работа бурильного инструмента может трижды претерпевать качественное изменение, определяемое по развитию в V(G) трех ступеней

Количество ступеней и ее элементов в зависимости V(G)выявлялись по мере увеличения длины колонны УБТ. Первая ступень (рис.1(в)) выявлена с началом исследовательской деятельности в бурении. Вторая ступень, используемая эффективно и в настоящее время, выделилась в 50-60 годы при форсировании роторного бурения. Апогеем установления количества ступеней стали 70-е годы прошлого столетия, когда при переводе эксплуатационных скважин на диаметр 214 мм и форсировании роторного способа длину колонны УБТ доводили до 300-350 м (рис. 7). Все три ступени графика зависимости V(G) характеризуются наличием интервалов нагрузок интенсивного роста скорости бурения и интервалов нагрузок постоянной скорости бурения или даже некоторого ее спада.

Часто, при грубом подходе в установлении зависимости V(G), получаемые значения замеров параметров аппроксимируют в монотонную кривую, принимая эксцессы измерений, обусловленных изменением качества процесса работы бурильного инструмента, за статистический разброс данных [2, 8]. При более тщательном исследовании с минимальным шагом G интервалы нагрузок интенсивного роста скорости бурения и ее стабилизации ярко выражены и достаточно постоянны в координатах V(G). Понимание природы ступеней, кардинально отличное от [1, 5, 16, 17, 18, 20], играет важную роль в выборе нагрузки на долото, поскольку отражают не столько взаимодействие долота с забоем, сколько взаимодействие всего бурильного инструмента с забоем и стенками скважины, как единого, сложного механизма.

Первая ступень развивается поэтапно по мере нагружения долота. Начиная со «старта», в интервале нагрузки незначительного роста скорости бурения, долото взаимодействует с забоем скважины в соосном с ним положении при вращении УБТ вокруг собственной оси без активного взаимодействия с ее стенками. Первый этап по условиям соосности долота и ствола скважины соответствует бурению на стенде.

В последующем нагружении, после потери устойчивости нижней части бурильной колонны, долото отклоняется

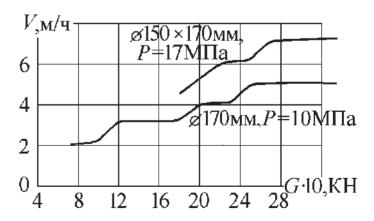


Рис.7. Графики V(G) на скв.94 Карагайская ПО Куйбышевнефть

от оси скважины, занимая положение с опорой на две шарошки с упором третьей в стенку скважины. Вращение УБТ принимает планетарный характер без вращения вокруг собственной оси. На этом переходном этапе долото катается по забою на двух шарошках с минимальной производительностью, оставляя на забое «воротники» породы не разрушенные третьей шарошкой.

Интенсификация роста скорости бурения наступает в результате дальнейшего нагружения, когда силы трения УБТ о стенку скважины достигают такой величины, что долото из положения опоры на две шарошки начинает проворачиваться, а УБТ помимо планетарного вращения начинает вращаться вокруг собственной оси. При концентрации нагрузки на одной шарошке и увеличении скольжения вооружения по забою интенсивность скорости бурения возрастает.

На конечном этапе нагрузка достигает величины, при которой ось долота совмещается с осью скважины («вдавливание в соосность»), занимая первоначальное положение и опираясь при этом на забой всеми шарошками. Рассредоточение нагрузки между тремя шарошками и потеря дополнительного скольжения способствуют стабилизации или даже снижению скорости бурения в зависимости от моментоёмкости проходимых пород.

Вторая ступень отображает изменение взаимодействия тяжелого низа со стенками скважины, полный переход на качение инструмента по стенке скважины с нарушением соосности долота и скважины, созданием дополнительного скольжения вооружения по забою и соответствующего роста скорости бурения. Качение по стенке возможно по достижению превосходства МУБТ над МД, т.е. при 2х кратном значении крутящего момента на ведущей трубе. Дополнительным признаком качения инструмента является повышенная частота крутильных колебаний не согласованная с частотой вращения ротора, которая легко контролируется при тщательной расшифровке растянутой во времени моментограммы.

Наконец третья ступень: интенсивный рост скорости за счет продольных колебаний низа бурильной колонны, возбуждаемых подъемной силой, достигающей своего максимального значения. Величина подъемной силы ограничивается силами трения инструмента о стенки скважины, реакцией забоя, а также жесткостью колонны УБТ. Последний, наиболее продолжительный интервал нагрузок стабилизированной

или даже падающей скорости, лимитирован длиной применяемой колонны УБТ и отражает полное зависание КНБК. Падение скорости возможно в силу снижения нагрузки на долото и изменения частоты колебаний подъемной силы. В практике бурения от использования третьей ступени отказались из—за ее неэффективности в эксплуатации долот: шарошки раскалывались, фрезерованное вооружение ломалось, вставное разрушалось.

Интервалы нагрузок интенсивного роста скорости бурения в зависимости V(G) авторы [11, 12] поспешили назвать «режимом динамического согласования», поскольку наблюдали усиленные вибрации долота. Исследования ограничивались серийными компоновками инструмента в эксплуатационных скважинах диаметром 214 мм. Были установлены достаточно стабильные по глубине и региону интервалы нагрузок $10-12 \bullet 10 \text{ кH}$ в роторном бурении и $6-8 \bullet 10 \text{ кH}$ - в турбинном.

Исследования, проведенные при разработке режимов турбинного бурения, показали постоянство положения интервала интенсивного роста скорости при снижении частоты вращения долота до 200 мин⁻¹ на пониженной подаче насоса. Максимальное смещение составляло 0,5 ● 10 кН. Возбуждение колебаний «согласованных» с частотой вращения долота возможно только при отклонении его оси от оси скважины.

При бурении скважин диаметром 190,5 мм с менее жесткими УБТ интенсивный рост скорости бурения устойчиво отмечается при величине нагрузок в 6−8 • 10 кН в роторном способе и 4−6 • 10 кН в турбинном. Если в турбинном способе «стартовая» нагрузка совпадала с началом интервала интенсивного роста в 4 • 10 кН, то в роторном она колебалась от 4 до 5,5 • 10 кН, что обусловлено изменениями твердости горных пород внутри категории средних.

При бурении скважин Ø 269,9 мм с УБТ Ø 229 мм и нагрузках в пределах 12 • 10 кН в роторном бурении интервал интенсивного роста скорости бурения оказался недостижимым (рис. 8), в турбинном стабильно начинается с 7 • 10 КН до остановки турбобура, в том числе и с долотами ИСМ. «Стартовая» нагрузка долот ИСМ смещалась в диапазон от 2 до 5 • 10 КН в силу меньшей устойчивости опрокидыванию относительно шарошечных долот.

Из приведенных данных следует, что природа интенсивного роста скорости бурения в обособленных интервалах нагрузки обусловлена исключительно

взаимодействием разгруженной части бурильного инструмента со стенкой скважины после потери устойчивости, что способствует концентрации нагрузки на отдельных шарошках (лопастях в долотах ИСМ).

Установленный эффект особенно ярко проявляет себя в турбинном бурении, где турбобуры, используемые для бурения скважин различного диаметра, существенно отличаются по весу. Начальная нагрузка интервала интенсивного роста скорости бурения соответствует весу турбобура и части УБТ, потерявших устойчивость. При расчете отклонения оси инструмента от оси скважины следует учитывать реальный диаметр скважины, размеры турбобура, а также диаметр УБТ и расстояние до точки соприкосновения их со стенкой скважины. Это расстояние немного меньше волны, теряющих устойчивость УБТ, так как более жесткий турбобур несколько изменяет условия такой потери от собственного Beca.

Нагрузка остановки турбобура («срыв») соответствует весу турбобура и части колонны УБТ, при которой в роторном способе завершается первый ИНИРСБ, т.е. в «срыве» не последнюю роль играет нелинейный рост крутящего момента на долоте при его «вдавливании в соосность» со скважиной. Установленные эффекты наблюдаются в паспортном режиме работы турбобура.

В турбинном способе модель бурения, в силу отсутствия жесткой связи долота со всем инструментом, определяется одной ступенью графика зависимости V(G), разрываемого режимом «плавающей пяты», в котором V падает до 50% разницы между $V_{\rm max}$ до «плавающей пяты» и V «старта» без остановки турбобура с последующим восстановлением и дальнейшим ростом или стабилизацией по мере увеличения нагрузки. Модель ограничивается нагрузкой при которой турбобур «срывается» (останавливается) за счет, в том числе, резкого роста M на долоте

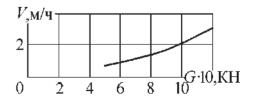
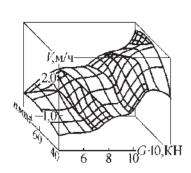


Рис.8. V(G) на скв.2 Джуса, Казахстан: 269,9С-ГВ, УБТ229 — 70 м, n=120 мин $^{-1}$



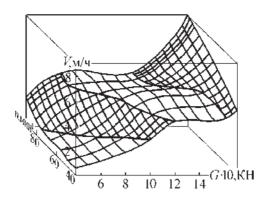


Рис.9. Графики V(G, n) при бурении скв.51 Восточно-Колвинская Тимано-Печорской НГП роторным способом Δ 190,5С-ГВ, $10 \bullet 3$, УБП46 – 200 м, СБП27 • 9 ТБПВ — остальное: (a) – L = 2039 м; (б) – L = 2060 м

при совмещении его оси со стволом скважины и опоре долота на три шарошки. Интервал нагрузок постоянной или падающей скорости бурения вообще может отсутствовать, зато соотношение скоростей бурения до и после режима «плавающей пяты» может быть хорошим индикатором пористости (проницаемости) и пластичности проходимых горных пород, а также состояния долота.

В роторном бурении влияние размера и веса УБТ на положение начала ИНИРСБ, также очевидна. Более высокая относительно турбинного способа величина нагрузки обусловлена тем, что после потери устойчивости инструментом концентрация нагрузки на одной шарошке, повышающая интенсивность роста скорости бурения, возможна только в том случае, если инструмент проворачивается вокруг собственной оси. А это возможно только после дополнительного нагружения, при котором достигается превосходство крутящего момента на УБТ от его трения о стенку скважины над моментом на долоте, опертом на забой двумя и стенку одной шарошками. В противном случае, как было отмечено ранее, УБТ вращается планетарно без вращения вокруг собственной оси, а долото перемещается по забою на двух шарошках с минимальной производительностью, оставляя на забое гребни породы, не разрушенные третьей шарошкой. Величина дополнительной нагрузки и составляет разницу в положении начала ИНИРСБ между турбинным и роторным способами с учетом разницы в жесткости и весе

Что касается влияния частоты вращения долота на скорость бурения, трудно сомневаться в монотонности или даже линейности зависимости, поскольку для этого нет объективных причин (скорость разрушения, близкая к скорости распространения упругой волны, несопоставима со скоростями приложения нагрузки при бурении), разве что зашламование забоя межзубцового пространства. На стенде СВД-1000, при всех моделируемых условиях глубокой скважины, зависимость прямо пропорциональна. На частотах свыше 800 мин-1 скорость бурения падает в силу зашламования межзубцового пространства, которое самоустраняется при переходе на частоту 60 мин⁻¹.

По результатам промысловых исследований при электробурении с частотным регулированием авторы [2, 8] принимают прямо пропорциональную зависимость скорости бурения от вращения долота. А.В.Орлов [8], обобщая результаты исследований в глубоком бурении, пришел к выводу, что скорость бурения имеет степенную зависимость от частоты вращения. Степень при п колеблется в пределах 0,3-0,7, причем меньшая величина соответствует породам большей твердости.

В указанных работах не учитывается наличие критических частот [14, 15] и состояние ствола, которые искажают общую картину моделей бурения. В промысловых условиях зависимости V(n) принимают сложную форму. Поэтому частоту вращения следует вводить в модель бурения, и для выбора параметров режима бурения использовать зависимость V(G, n). В таких моделях увеличение частоты вращения долота смещает ступенчатые зависимости V(G) в сторону меньших нагрузок с изменением формы ступеней (Рис. 96).

2. Реализованные модели бурения

Возвращаясь к множеству известных моделей бурения можно отметить, что в своем большинстве они сохраняют характер взаимосвязей параметров с изменением лишь количественных характеристик в зависимости от физикомеханических свойств горных пород, забойных условий, свойств промывочной жидкости и ее расходе. Однако отдельные факторы, например, такие как кавернозность ствола, существенно искажают этот характер. На рис. 9 приведены классические трехступенчатые модели бурения в виде объемных графиков зависимости V(G, n). На рис. 9а график зависимости V(G, n) с полными первыми двумя ступенями и зарождающейся третьей ступенью при ярко выраженных интервалах интенсивного роста скорости бурения. На рис. 9б график с полной первой ступенью и интервалом интенсивного роста скорости бурения второй ступени.

В практике бурения установлены лишь некоторые причины искажения зависимостей V(G, n), например, недостаточное количество УБТ в компоновке инструмента. На рис. 10 приведен график такой зависимости. Длина УБТ в 100 м с использованием в нагружении долота стального инструмента показывает на достаточность компоновки в средних частотах вращения инструмента.

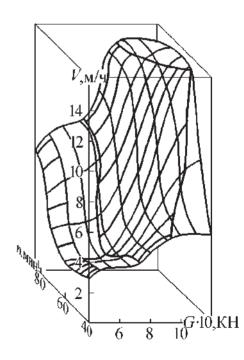


Рис. 10. График V(G, n) на скв. 51 Восточно-Колвинская ТП НГП роторным способом Δ 190,5С-ГВ, 10 • 3, УБП46 – 100 м, СБП27 • 9 ТБПВ – остальное при L = 1930 м.

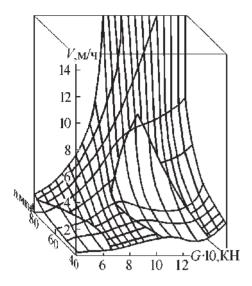


Рис.11. График V(G, n) на скв.51 Восточно-Колвинская ТП НГП роторным способом Δ 190,5С-ГВ, 10 •3, VБП46 - 200 м, СБП27 • 9 ТБПВ - остальное при L=2451 м.

Кавернозность ствола оказывает значительное влияние на работу инструмента, например, вибрационную составляющую, резко изменяя зависимость V(G, n). На рис. 11 приведен график такой зависимости. В скважине № 51 Восточно-Колвинская Тимано-Печорской НГП на глубине 2451 м сформировались две большие каверны соизмеримые с длиной полуволны теряющих устойчивость УБТ, которые при повышенных частотах вращения становятся причиной возбуждения низкочастотных колебаний инструмента с выходом вибраций на рабочую площадку и достижением крутящего момента, приводящему к разрыву роторных цепей. Если подобные каверны формируются одновременно с забоем, резко возрастает скорость бурения (возможно, обратная связь) при малых нагрузках с последующим падением на нагрузках, рекомендуемых проектом.

Отдельно следует сказать об искажениях зависимостей по не установленным причинам. На рис. 12 приведены графики таких зависимостей. В обоих случаях графики имеют ломанные участки, мало похожие на ступенчатые, которые тем не менее позволяют выбирать некую нагрузку на долото и частоту его вращения, обеспечивающие максимальную скорость бурения.

В турбинном бурении зависимости V(G) не только позволяют выбирать нагрузку на долото, но и, опосредовано, определять некоторые физикомеханические свойства проходимых пород (относительную пористость, проницаемость и пластичность), а также состояние долота. На рис. 13 приведены графики зависимостей V(G) при бурении скважины № 51 Восточно-Колвинская Тимано-Печорской НГП турбинным способом непроницаемых и флюидосодержащих горных пород, а также бурении изношенным долотом.

Флюидосодержание определялось опосредовано по PC-диаграмме. С использованием критерия оценки состояния долота по соотношению V_{\max} «до» и «после» режима «плавающей пяты» в прекращении долбления ни одно долото не было поднято в аварийном состоянии в более чем десятилетней практике применения способа.

Выводы

1. Степенная модель бурения

$$V = a \cdot n^x \cdot G^y$$

утратила свое значение в силу использования для нагружения колонны УБТ значительной длины и использования долот с высокой паспортной нагрузкой.

2. Наиболее продуктивными по доступности измерения параметров и управления ими являются моде-

<u></u>†G·10,KH

- ли V(G, n) и V(G), устанавливаемые непосредственно в процессе бурения в начале долбления, при наращивании инструмента и при эксцессах V в короткий промежуток времени без задержки бурения и, возможно, в автоматическом режиме.
- 3. Разделение моделей V(G, n) и V(G) на интервалы по способам взаимодействия вооружения долота с породой и механизмам ее разрушения в современном бурении шарошечными долотами ошибочно и неправомерно.
- 4. Разделение моделей реального бурения глубоких скважин V(G, n) и V(G) на интервалы по степени очистки забоя ошибочно и бесперспективно в плане выбора параметров режима.
- 5. Применяемые буровые насосы обеспечивают вынос шлама породы в скважинах «эталонного» диаметра долота без возникновения «потолка» очистки, выражаемого выполаживанием графиков зависимостей V(G, n) и V(G).
- 6. Скорость бурения породы внутри одной категории твердости, например, средних, может изменяться кратно.
- 7. Продвижение забоя (бурение) начинается с некоторой «стартовой» скорости на соответствующей «стартовой» нагрузке, требуемой для создания напряженного состояния в породе на поверхности забоя.

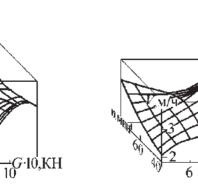


Рис. 12. Графики V(G, n) при бурении скв.51 Восточно-Колвинская Тимано-Печорской НГП роторным способом Δ 190,5С-ГВ, 10 \bullet 3, УБП46 — 200 м, СБП27 \bullet 9 ТБПВ — остальное: а — L = 1990 м; б — L = 2231 м

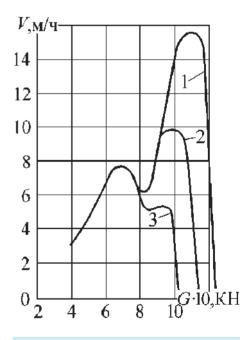


Рис.13. *V(G)* при бурении компоновкой Δ190,5C-ГВ, 10 •3, 3TCШ1-172, УБП46 – 100 м, СБП27 •9 ТБПВ – остальное. 1 – непроницаемые породы; 2 – флюидосодержашие пластичные породы; 3 – изношенное долото.

- 8. Направление графика зависимости V(G) после «старта» чаще не связано с началом координат и принятие его (начало координат) за начало процесса бурения ошибочно. Как правило, продолжение графика в сторону нулевой нагрузки приводит к положительному значению V, существенно отличному от нуля.
- 9. Значимое различие моделей реального бурения глубоких скважин от моделей экспериментального стендового бурения определяется интенсификацией процесса ввиду качественного изменения работы бурильного инструмента после потери устойчивости тяжелым низом и началом его взаимодействия со стенками скважины.
- 10. Превосходство реального бурения над стендовым характеризуется наличием интервалов нагрузок интенсивного роста скорости бурения (ИНИРСБ).
- 11. Начало ИНИРСБ непостоянно в координатах V(G, n) и V(G) и может искусственно устраняться применением наддолотного стабилизатора. Наличие ИНИРСБ позволяет выбирать местоположение установки стабилизатора.
- 12. Совмещение «стартовых» параметров экспериментальных и промысловых моделей позволяет решать задачи по установлению обобщенного коэффициента подобия в корреляции результатов экспериментального бурения при моделировании реального.
- 13. Модели современного бурения в виде зависимостей V(G, n) и V(G) имеют трехступенчатую форму. В роторном бурении используется вторая ступень. Первая применяется крайне редко («с навеса») в силу малой эффективности. Третья в силу высокой аварийности шарошечных долот.
- 14. В турбинном бурении используется единственная первая ступень зависимости V(G). При нагружении долота до совмещения оси долота с осью ствола скважины происходит остановка турбобура, т.е. в «срыве» не последнюю роль играет нелинейный рост крутящего момента на долоте. В процессе бурения эффективно работает одна шарошка из трех попеременно (одна лопасть из всех попеременно).
- 15. Зависимость скорости бурения от частоты вращения долота в пределах используемых частот линейная или степенная со значением степени близкой единице.
- 16. В моделях V(G, n) увеличение частоты вращения долота смещает ступенчатые зависимости V(G) в сторону меньших нагрузок с изменением формы ступеней.
- 17. Трехступенчатые зависимости V(G, n) в роторном бурении претерпевают изменения по различным причинам, в том числе: из-за недостаточности длины колонны УБТ; кавернозности ствола скважины; по неустановленным причинам.
- 18. Наибольшее искажение зависимости V(G, n) и аварийную ситуацию создает кавернозность. Разрез горных пород склонный к высокой кавернозности следует проходить на ГЗД.
- 19. В турбинном бурении зависимости V(G) по соотношению V_{max} «до» и «после» режима «плавающей пяты» позволяют выбрать эффективную нагрузку на долото, определить (опосредовано) некоторые физико-механические свойства проходимых пород (относительную пористость, проницаемость и пластичность), а также контролировать состояние долота.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Бингхем М. Oil and Gas J. т.62 №45, 50, 1964, №1-3, 1965. (Бингхем М.Г. Проблемы буримости горных пород. М.: ВНИИОЭНГ, 1966. 127 с.)
- 2. Гельфгат Я.А., Орлов А.В., Финкельштейн Г.Э. К вопросу установления некоторых эмпирических зависимостей по-казателей ра¬боты долот от параметров режимов бурения в промысловых условиях. В кн.: Бурение глубоких скважин. М.: Гостоптехиздат, 1963 : «Труды ВНИИБТ», вып. IX. С. 13-23.
- 3. Дашевский А.С. и др. О влиянии зашламленности забоя на механическую скорость бурения. В кн.: Процессы разрушения горных пород и пути ускорения бурения скважин. Уфа: Миннефтепром, 1978 (Вторая всесоюзная научнотехническая конференция). С. 143–148.
- 4. Дашевский А.С. и др. Влияние режимных параметров на величину шламовой подушки как фактора, определяющего показатели работы долота. В кн.: Разрушение горных пород. Уфа: Миннефтепром, 1982 (Третья всесоюзная научнотехническая конференция). С. 208 211.
- 5. Жлобинский Б.А. Динамическое разрушение горных пород при вдавливании. М.: Недра, 1970. 152 с.
- 6. Каменских С.В. Развитие методики оптимизации режимов бурения скважин трёхшарошечными долотами // Автореферат кандидатской диссертации. Ухта, 1998.
- 7. Методы выбора рациональных способов и режимов бурения: Обзор зарубежной литературы. М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964. 74 с.
- 8. Орлов А. В. Установление оптимального сочетания осевой нагрузки на долота и скорости его вращения при глубоком бурении // Труды ВНИИБТ, вып. XIII. М.: Недра, 1964, С.113–129.
- 9. Потапов Ю.Ф., Махонько В.Д., Шевалдин П.Е. Исследование зависимостей показателей работы долот от параметров режима бурения // Научно-технические обзоры. М.: ВНИИОЭНГ, 1971.
- 10. Потапов Ю.Ф. и др. Проектирование режимов турбинного бурения. М.: Недра, 1974. 240 с.
- 11. Рогоцкий Г.В., Кузнецова З.В. Выбор оптимальных режимов роторного бурения и компоновки бурильной колонны для проводки скважин на площадях объединения "Оренбургнефть" : РИТС "Бурение". вып.10, 1982. С. 3–4.
- 12. Соломенников С.В. Исследования закономерностей искривления скважин и разработка технических средств и мероприятий по бурению стволов в заданном направлении // Автореферат кандидатской диссертации. ВНИИБТ, 1981. С. 27
- 13. Спир Дж.В. Выбор оптимального режима бурения. // Γ ССИНТИ, 1959. -15 с.
- 14. Саркисов Г.М. Расчеты бурильных и обсадных колонн. М.: Недра, 1971.
- 15. Сароян А.Е. Бурильные колонны в глубоком бурении. М.: Недра, 1979. 231 с.
- 16. Федоров В.С. Научные основы режимов бурения. М.: Гостоптехиздат, 1951. 248 с.
- 17. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. М.: Гостоптехиздат, 1958. 215 с.
- 18. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород. М.: Гостоптехиздат, 1950.
- 19. Эйгелес Р.М., Стрекалова Р.В. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин. М.: Недра, 1977. 200 с.
- 20. Noble W.B. Rock bit disign and exsperimental data. The Oil and Gas J., 46, №24, 1947.

VΔK 622.24

Буровая установка с наклонным ставом для бурения разведочных и эксплуатационных скважин

А.Е. Кравченко - к.т.н., В.Ю. Бибенин - к.т.н., В.И. Антонишин (ЗАО «Московский опытный завод буровой техники»)

SLANT DRILLING RIG FOR EXPLORATION AND PRODUCTION DRILLING

A.E. Kravchenko, V.Y. Bibenin, V.I. Antonishin (CJSC "Moskovskij opytnyj zavod burovoj tehniki" – "Moscow Pilot Plant of Drilling Equipment")

Приведено описание и техническая характеристика буровой установки с наклонным ставом для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на рудные тела и пласты, залегающие на небольшой глубине.

Бурение горизонтальных добывающих скважин на месторождениях высоковязкой нефти и битумов, залегающих на небольшой глубине, по традиционной технологии с вертикальным забуриванием ствола связано с необходимостью искривления скважины по малому (менее 30 м) радиусу кривизны. Технология проводки таких скважин требует применения специального дорогостоящего бурового инструмента.

Упрощение технологии бурения неглубоких наклонных и горизонтальных скважин в практике добычи высоковязких нефтей, залегающих на глубинах 30—150 м, обеспечивается за счёт применения буровых установок с наклонным ставом [1]

Наклонное забуривание и последующее наклонное бурение скважин используется и при дегазификации угольных пластов [2].

Необходимость в применении буровых установок с наклонным ставом возникает в геологоразведке в тех регионах, разрезы которых представлены крутопадающими пластами горных пород, разбуривание которых целесообразно проводить в крест их простирания, путём бурения по прямой, начиная с устья.

Для проводки неглубоких наклонно направленных скважин разработана модифицированная буровая установка УРБ-2A2M. Мачта буровой установки УРБ-2A2M (см. рис.) выполнена на подвижной каретке и может устанавливаться под углом $50 \div 90^{\circ}$ в продольной плоскости, а в поперечной плоскости — в диапазоне углов $70 \div 90^{\circ}$ с шагом 5° [3].

Все механизмы буровой установки УРБ-2A2М смонтированы на собственной раме, установленной на шасси автомобиля КАМАЗ-43118, и приводятся в действие от его двигателя. Установка имеет перемещающийся по мачте вращатель, который совместно с гидроподъёмником используется в процессе бурения, а также при наращивании бурильной



Буровая установка УРБ-2А2М с наклонным ставом

колонны без отрыва породоразрушающего инструмента от забоя. С помощью вращателя осуществляется свинчивание и развинчивание резьбовых соединений бурильных труб, благодаря чему отпадает необходимость в специальных механизмах для этой цели. Управление буровой установкой, подъём и опускание мачты полностью гидрофицировано.

Конструкцией буровой установки УРБ-2А2М предусмотрена возможность бурения скважин с очисткой ствола с помощью воздуха или с применением промывочной жидкости, может быть использован также шнековый способ бурения.

Для привода вращателя служит гидромотор, а его перемещение по мачте осуществляется при помощи гидроцилиндра и талевой системы, обеспечивающей удвоение хода.

Основные технические характеристики буровой установки УРБ-2А2М приведены в таблице.

Применение буровой установки УРБ-2А2М с наклонным ставом при структуроно-картировочном бурении, проведении инженерно-геологических изысканий, а также при проходке скважин на месторождениях битумов и высоковязкой нефти, залегающих на небольшой глубине, существенно упростит технологию бурения наклонных скважин, позволит снизит расходы на проведение буровых работ.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

- 1. Студенский М.Н., Буслаев Г.В., Абдулин Р.Р., Шалимов Ю.А. Профиль горизонтальной скважины при неглубоком заложении ствола и использованием буровых установок с наклонным ставом // НТЖ Инженер-нефтяник. М., 2007. № 2.
- 2. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин // ЦентрЛитНефтеГаз. М., 2008.
- 3. Каталог продукции 3AO «Московский опытный завод буровой техники».

Параметры буровой установки УРБ-2А2М

Параметры	Значения параметров		
Нагрузка на крюке, кН (кгс)	58,8 (6000)		
Условная глубина бурения скважин (с использованием бурильных труб диаметром 60,3 мм), м: - структурно-картировочных с промывкой забоя - геофизических с промывкой забоя - геофизических с продувкой - с использованием шнеков	300 200 100 50		
Максимальный диаметр скважин, м: - структурно-картировочных - гидрогеологических - геофизических - при бурении шнеками	190 76 93 118 и 151		
Мачта Высота, м Длина свечи, м	сварная на подвижной каретке 8,0 4,5		
Скорость подачи бурового инструмента, м/с: - вверх - вниз	0,64 1,25		
Частота вращения бурового снаряда, с ⁻¹ : - прямая - обратная	2,1-5,6 2,1-5,6		
Максимальный крутящий момент, Н•м	2000		
Длина хода вращателя, м	5,4		
Вертлюг-сальник	Специальный, смонтирован на вращателе с проходным от- верстием 30 мм		
Буровой насос Число Максимальное давление на выходе, МПа Максимальная подача, л/с	НБ-32 (НБ-50) 1 6,3 11		
Компрессор Количество Максимальное давление на выходе, МПа Максимальная производительность, м³/мин	АК9/10; К5А; 4ВУ-11 1 0,8 5		

VΔK 622.243.24

История технических решений в нефтегазовой отрасли: Технология бурения горизонтальных скважин

А.Г.Калинин – д-р. техн. наук, профессор (РГГРУ) А.С.Повалихин – д-р. техн. наук (ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз)

HORIZONTAL WELL DRILLING TECHNOLOGIES

A.G. Kalinin – Ph.D. in Engineering, Professor (Russian State Geological Prospecting University) A.S. Povalikhin – Ph.D. in Engineering (LLC «Intellect Drilling Services»)

Рассматривается история технологии горизонтального бурения как способа эксплуатации нефтяных и газовых залежей. Отмечается значительный вклад советских и российских учёных и инженеров в создание научных основ горизонтального бурения скважин. Приведен краткий анализ результатов строительства и эксплуатации горизонтальных скважин.

Основные положения технологии строительства горизонтальных скважин (ГС) были разработаны советскими инженерами в середине прошлого века на основе технологии наклонно направленного бурения гидравлическим забойным двигателем - турбобуром. Первые экспериментальные скважины были успешно построены в 1952 г. на Карташёвском месторождении и в Башкирии (табл. 1).

В 1957 г. на Украине и в Куйбышевской (сейчас Самарская) области впервые в отечественной практике бурения были пробурены горизонтальные скважины, длина горизонтального ствола которых превышала 120 м (рис. 1, 2).

В 1959-1961 гг. в институте «ВНИИнефть» на основе гидродинамических исследований пласта созданы теоретические основы фильтрации и оценки эксплуатационных возможностей ГС. Установлено, что ГС позволяют значительно увеличить дебиты добывающих скважин в различных условиях разработки

месторождений, а при заданных отборах нефти из залежи дают возможность существенно сократить число эксплуатационных скважин.

В 1958 г. институтом «Гипровостокнефть» на основании опыта бурения первых ГС разработан проект эксплуатации Городецкого месторождения в Куйбышевской области, предусматривающий бурение 14 ГС и 25 вертикальных скважин. Это был первый проект разработки нефтяного месторождения с массовым применением технологии горизонтального бурения.

К концу 50-х годов в СССР было пробурено 19 скважин с горизонтальным окончанием.

С середины 60-х годов горизонтальное бурение применяется при разведочном бурении на нефть и газ. Для решения задач разведочного характера и промышленного испытания метода горизонтального вскрытия трещиноватых пластов на осинский горизонт Марковской площади (Иркутская область) была пробурена

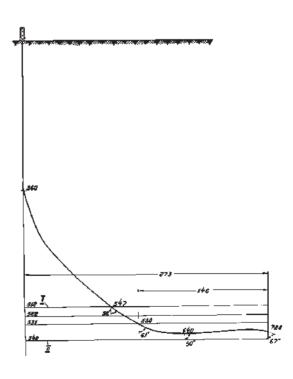


Рис. 1. Профиль горизонтальной скважины № 617 на месторождении Яблоня

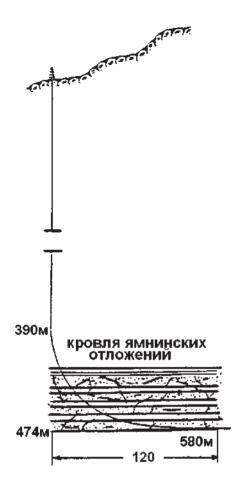


Рис. 2. Профиль горизонтальной скважины № 1544 на Бориславском месторождении

разведочная скважина № 63.

По геологическим данным, полученным при бурении вертикальных разведочных скважин, разрез месторождения (над осинским горизонтом) отличается большой перемежаемостью твердых и мягких пластов горных пород, осложняющих проходку и способствующих искривлению ствола. Встречается также чередование твердых известняков и доломитов с мягкими кавернообразующими пластами каменной соли как над осинским горизонтом, так и в его верхней части.

Точное местоположение осинского горизонта и продуктивного прослоя в нём установлены не были. Поэтому, а также в связи с большой глубиной скважин (более 2000 м) возникла необходимость в разработке ряда новых технических средств и элементов технологии бурения.

- В частности, требовалось:
- 1) до входа в продуктивный пласт укрепить скважину обсадной колонной;
 - 2) выбрать оптимальный угол встре-

чи ствола с кровлей осинского горизонта при выходе из мягкого пласта каменной соли и предотвратить самопроизвольное скольжение ствола по кровле твердого пласта;

3) вести ствол по осинскому горизонту с таким углом наклона, чтобы при встрече с продуктивным прослоем успеть вывести его на горизонталь, не выходя за пределы продуктивного прослоя (мощностью 8–10 м).

Для проводки скважины был разработан проектный профиль, который включал вертикальный участок до глубины 1970 м, участок начального искривления и участок выведение ствола скважины на горизонтальное или близкое к нему направление с дальнейшим продолжением горизонтального ствола по осинскому горизонту.

Зенитный угол входа в кровлю осинского горизонта был принят в пределах 70-73°, что должно было позволить беспрепятственному вхождению в осинский горизонт и созданию возможности быстрого вывода ствола на горизонтальное направление в том случае, если будет встречен продуктивный пропласток.

Как показано на рис. 3, скважина интенсивно искривлена с глубины 1970 м и закреплена обсадной колонной диаметром 219 мм в кровле продуктивного пласта (2246 м) с углом наклона у башмака 62°. Затем при помощи двухшарнирного турбинного отклонителя ОТ2Ш-172 зенитный угол был увеличен до 93° и далее скважина пробурена по горизонтали с последующим пологим пересечением пласта путем снижения зенитного угла до 72°. Длина горизонтального участка, «вписанного» в прослой мощностью 10 м, равна 320 м, а общая протяженность ствола в пределах осинского горизонта достигла 632 м. При бурении этого ствола периодически использовались стабилизирующие КНБК для замедления естественного падения угла наклона и при отборе керна.

Кривизна измерялась сбросовым прибором и стандартным инклинометром путем принудительного его продвижения промывочной жидкостью.

Бурение по горизонтали производили долотами диаметром 214 мм и стандартными секционными турбобурами диаметром 172 мм, а отбор керна осуществлялся обычными турбодолотами. По мере удлинения горизонтального ствола росли потери веса бурильной колонны за счёт сил трения о стенки скважины, которые достигали 6-8 т на каждые 100 м горизонтального ствола. В конце бурения, при забое 2878 м оставался резерв в осевой нагрузке (за вычетом 10-15 т, необходимых для нагрузки на долото), достаточный для проходки еще 400-500 м горизонтального ствола. Бурильная колонна состояла в основном из обычных бурильных труб диаметром 127 мм (нижние 300 м — диаметром 114 мм).

Таким образом, результаты бурения горизонтальных разведочных скважин дали основание сделать вывод, что при глубине скважины по вертикали (2200 м) длина горизонтального участка может быть доведена до 1000 м без специального утяжеления верхней части бурильной колонны. Установка соответствующих стабилизаторов при необходимости позволяет получить ствол строго горизонтального направления без применения отклоняющих устройств, а использование средств для принудительного продвижения бурильного инструмента даст возможность бурить горизонтальные стволы протяженностью более 1000 м при значительно

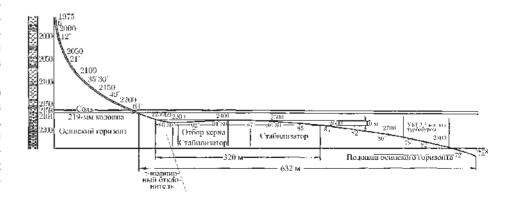


Рис. З. Горизонтальная разведочная скважина № 63 на Марковском месторождении (Восточная Сибирь)

Таблица 1 Горизонтальные скважины, построенные в 1954–1968 годах

Параметры горизонтальной скважины	Скважина № 187 Серафи- мовского месторож- дения	Скважина № 188 Серафи- мовского месторож- дения	Скважина № 1544 Борислав- ского месторожде- ния	Скважина № 617 Кинель - Яблоновка	Скважина № 36 Расшиват- ского месторожде- ния	Скважина № 37 Расшиват- ского месторожде- ния	Скважина № 63 Марковское месторожде- ние
Год бурения	1954	1955	1957	1957	1960	1961	1968
Тип коллектора	известняк	известняк	Песчаники кварцевые, плотные с прожилками кальцита и прослоями аргиллита	Известняки, доломиты	Пески, глины	Пески, глины	Известняки плотные, трещиноватые
Глубина залегания пласта, м	1780	1800	390	512	1115	1120	2164
Длина горизонтального ствола, м	30-50	30-50	100	146	-	158	632
Смещение, м	200	200	120	276	240	270	900
Зенитный угол вскрытия пласта, град	60-70	60-70	-	90	70	65-75	93-72
Радиус кривизны ствола, м	200	200	-	250	200	200	60

меньших глубинах скважины по вертикали.

Полученный опыт эксплуатации первых ГС показал, что в залежах с устойчивыми коллекторами начальные дебиты превышали начальные дебиты вертикальных скважин в 1,5–15,5 раз, а текущие дебиты вертикальных скважин — в 1,2–6,8 раз. В залежах со слабосцементированными и рыхлыми коллекторами конечные дебиты ГС были отмечены на уровне или даже ниже текущих конечных дебитов типовых вертикальных скважин.

До начала 90-х годов в СССР было закончено строительством ещё 44 скважины с горизонтальным стволом. По-прежнему основное количество ГС строилось в Урало-Поволжье, но наметился заметный рост объемов строительства ГС в Западной Сибири.

Значительный опыт эксплуатации ГС получен на Ириновском месторождении (Саратовская область), разработка которого осуществлялась с использованием технологии горизонтального бурения. Высокая степень расчлененности продуктивных отложений, невыдержанность коллекторов по площади, низкие значения их параметров приводили к низкой продуктивности пробуренных ранее вертикальных скважин. Так дебиты нефти вертикальных скважин по заволжскому горизонту изменялись от 0,03 т/сут. до 2,3 т/сут. Пробуренные в 1986-1990 годах ГС по результатам освоения имели

относительно высокие притоки — от 23 т/сут. до 36 т/сут. За два года эксплуатации (с 1990 по 1992 годы) текущие дебиты нефти Γ С на Ириновском месторождении снизились до 0,1—7,1 т/сут., и приблизились к дебитам вертикальных скважин. Выросла и обводненность у первых ранее введенных скважин от двух до пяти раз.

Бурение горизонтальных скважин на Ириновском месторождении производилось по комбинированному профилю, включающему искривленные участки с большим и средним радиусами кривизны. Конструкция горизонтальных скважин предусматривала спуск в кровлю пласта обсадной колонны диаметром 245 мм, после спуска которой осуществлялось бурение горизонтального участка непосредственно в нефтесодержащей части (570–640 м) пласта. Поэтому до кровли пласта, расположенной на глубине 570 м, искривление ствола производили с интенсивностью 1°/10м. Проводку горизонтального участка в средней части продуктивного пласта осуществляли по двухинтервальному профилю. При этом интервал увеличения зенитного угла проектировался с радиусом 40–70 м.

Сравнение среднесуточных дебитов нефти ГС и вертикальных скважин, пробуренных соответственно на одних и тех же объектах, по Ириновскому (18 ГС), Татышлинскому (2 ГС) и Жирновскому (5 ГС) месторождениям, показало, что превышение производительности ГС над вертикальными скважинами составляет от 2-х до 10-ти раз. На Узыбашевском (3 ГС), Шумском (2 ГС) и Пашнинском (3 ГС) месторождениях производительность ГС по аналогичному показателю выше вертикальных скважин до 2-х раз. Причём наибольшие значения удельной технологической эффективности ГС характерны для залежей с карбонатными коллекторами.

В 80-х годах в мире начался уверенный рост объемов строительства ГС, а в 1990-1991 гг. нефтяные компании приступили к массовому строительству ГС (табл. 2).

Таблица 2 Объемы строительства ГС за период 1984-1991 гг.

_	Количество законченных строительством ГС			
Годы	за рубежом	СССР		
1984	49	-		
1985	52	2		
1986	72	3		
1987	125	1		
1988	217	1		
1989	315	8		
1990	1040	12		
1991	свыше 2000	44		

Накопленный в период с начала 50-х и до середины 90-х годов опыт строительства и эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием свидетельствует, что при вскрытии продуктивной толщи горизонтальными стволами повышается производительность скважин и нефтеотдача пластов, уменьшается количество скважин, необходимых для разработки месторождения, обеспечивается ввод в разработку месторождений, ранее считавшихся нерентабельными.

Вместе с тем, нефтяники с момента применения горизонтальных технологий встретились с существенными проблемами при строительстве и эксплуатации ГС, которые заключаются в следующем:

- недостаточно высокий показатель успешности строительства:
 - преждевременное обводнение;
 - высокий темп снижения начального дебита.

С середины 90-х годов нефтяные компании приступили к системному применению ГС для разработки не только нефтяных, но и газовых месторождений. В проектных документах на разработку нефтяных месторождений обязательно предусматривается применение технологии горизонтального бурения.

В 1990 г. группой специалистов НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация» успешно завершено строительство первой в Западной Сибири ГС № 25738 куста № 2135 на Самотлорском месторождении.

В 1996 г. на Самотлорском месторождении введен в эксплуатацию куст № 2042, состоящий из 12 ГС. Средняя длина

ствола ГС возросла в 1,24 раза, стоимость строительства — в 1,78 раза, площадь вскрытия проектного пласта увеличилась в 20 раз, а коммерческая скорость уменьшилась в среднем в 2,5 раза по сравнению с типовыми наклонными скважинами [1].

Анализ проектных и фактических показателей участка разработки Восточно-Моховой площади Фёдоровского месторождения с применением ГС, приведенный в работе [2] показал, что за 5 лет реализации технологической схемы фактические показатели по добыче нефти оказались ниже проектных значений. Основная причина отставания фактической добычи нефти заключается в низких по сравнению с проектными параметрами показателях эксплуатации ГС. Причём в работе [2] отмечается, что фактический начальный дебит нефти ГС, который был выше проектного, в последние 3 года снизился и стал ниже проектного. Авторами на основе трёхмерной геологической модели пластов АС₄₋₈ северной части Восточно-Моховой площади были обобщены геологические условия, точность проводки и эксплуатации ГС.

Сравнение показателей эксплуатации ГС и наклонных скважин на Фёдоровском месторождении, показывает, что практически одинаковая добыча нефти отмечается за 1,5 года работы ГС и 4,2 года работы наклонных скважин. Из ГС было отобрано воды в 2,8 раза меньше, чем из наклонных скважин. Средние дебиты нефти за период эксплуатации по ГС в 2.5 раза больше аналогичного показателя наклонных скважин, а жидкости соответственно в 1,1 раза больше. При этом коэффициент продуктивности у ГС в 2 раза больше, чем у вертикальных скважин.

Таким образом, характеристики вытеснения нефти по ГС лучше, чем по наклонным и вертикальным скважинам, выше дебит нефти, меньше воды и прорывного газа. Исключение составляет нефть, контактная с газом, где по ГС в начальной стадии эксплуатации газовый фактор выше, чем по наклонным скважинам. Вместе с тем показатели эксплуатации за анализируемый период ГС существенно ниже запланированных значений.

На дебиты и газовый фактор горизонтальных скважин существенно влияет точность проводки горизонтального участка (ГУ). Анализ точности проводки ГУ скважин показал, что в соответствии с проектным профилем пробурено только 55% скважин. В скважинах, где ГУ соответствует проектному положению, средний дебит нефти в 1,3 выше по сравнению со скважинами, в которых ГУ пробурен с отклонениями от проекта. Кроме того, при отклонении от проекта значительно (в 1,7 раза) возрастает газовый фактор.

При исследовании положения ГУ относительно ВНК и ГНК установлено. В условиях нефти, контактной с водой, ощутимой разницы в дебитах нефти и количестве добываемой воды на 1 т нефти при различном положении ГУ относительно ВНК нет. В условиях нефти, контактной с газом, расстояние между ГУ и ГНК существенно влияет на дебит нефти и газовый фактор. С увеличением расстояния между ГУ и ГНК дебит нефти увеличивается в 1.6 раза, а газонефтяной фактор снижается в 2 раза. В работе [2] также отмечается, что потенциал ГС в значительной степени определяется особенностями геологического строения продуктивного пласта, в первую очередь его расчленённостью, анизотропией, неоднородностью, трещиноватостью, распределения пористости и проницаемости. При этом определяющим фактором успешности строительства ГС является вид профиля ГУ, точность и качество его проводки в продуктивной части разреза.

На 06.01.2000 г. из 247 пробуренных и эксплуатирую-

щихся более 1 года ГС в Западной Сибири 190 были пробурены на высокопроницаемый объект AC_{4-8} Фёдоровского месторождения, 20 скважин — на низкопроницаемый пласт AB_{1-2} Самотлорского месторождения, 12 скважин — на слабонасыщенные водонефтяные пласты викуловской свиты EM_{1-2} Еметегановского месторождения [3]. Положительный эффект получен по результатам эксплуатации ГС высокопродуктивных пластов с достаточно большими нефтенасыщенными толщинами. В тоже время бурение ГС на расчлененные низкопроницаемые пласты показало, что при реализуемых технологиях показатели ниже, чем по обычным соседним скважинам.

Анализ профиля ГС, пробуренных на нефтяных месторождениях Татарстана, показывает, что нисходящий ГУ $(\alpha_{rv}=85\div89^{\circ})$ имеют 45% ГС, горизонтальный ГУ $(\alpha_{rv}=88\div92^{\circ})$ 30%, восходящий ГУ (α_{rv} =95÷97°) – 12%, волнообразный – 13% [4, 5]. Отмечается, что оптимальное размещение ГУ в наиболее продуктивных (α_{rv} =85÷89°) пластах разреза является параллельно напластованию. При этом необходимо избегать седловидных прогибов ГУ, которые могут стать гидравлическими затворами. При анализе работы ГС в 1998-2001 г.г. установлена стабильность ГС как по общему среднему дебиту (6,7 т/сут.) нефти, так и дебиту по карбонатным залежам (4,5 т/сут.). По терригенным залежам зарегестрирован рост дебита нефти с 20 до 28 т/сут. при обводнённости 30-40%. Отмечается, что основная проблема эксплуатации ГС на нефтяных месторождениях Татарстана связана с преждевременной обводнённостью продукции.

Таким образом, результаты строительства ГС в основных нефтедобывающих регионах их применения свидетельствуют о высокой эффективности технологии горизонтального бурения как метода эксплуатации газонефтяных месторожлений:

- горизонтальная скважина имеет значительно большую площадь дренирования, чем вертикальная или наклонная скважина;
- горизонтальные стволы, длина которых в продуктивном пласте может несколько сотен метров, соединяют друг с другом участки повышенной и пониженной проницаемости, каверны и трещины;
- значительный период безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой за счёт уменьшения депрессии на пласт;
- снижение градиента скорости течения пластового флюида в призабойной зоне пласта и, как следствие, уменьшение пескопроявления, что способствует сохранению ствола, снижению абразивного износа фильтра и, как результат, увеличению межремонтного периода эксплуатации скважины.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

- 1. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. М., 2006.
- 2. Богданов В.Л., Ерохин В.П., Саркисянц Б.Р., Батурин Ю.Е., Юрьев А.Н., Дегтянников Е.А., Балуев А.А., Афанасьев В.А. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении // Нефтяное хозяйство. М., 2000. № 8.
- 3. Ревенко В.М., Попов В.А., Бастриков С.Н. Проблемы разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2005. № 9.
- 4. Валлиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Яррулин Р.К., Федотов В.Я., Медведев Н.Я., Глебочаева Н.К. Исследование многофазных потоков в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2002. № 12.
- 5. Хисамов Раис, Ибатуллин Равиль, Дияшев Расим, Фазлыев Рабис Применение горизонтальной технологии при разработке нефтяных месторождений Татарстана // Нефтеотдача. 2002. № 5.

УДК 622.243

КАВИТАЦИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ ЕЁ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ, ОСВОЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН (с. 5)

Владимир Иванович Иванников Иван Владимирович Иванников

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

Рассмотрены условия образования и факторы, влияющие на кавитацию. Проведена оценка практического применения кавитации в нефтегазовой отрасли. Приведено описание технологии очистки внутренней поверхности колонны насосно-компрессорных труб в скважине с помощью кавитации.

Ключевые слова: кавитация, вибровоздействие, пульсатор, гидроразрыв.

УДК 622.276.53.054.5:658.011.4

ВОПРОСЫ ГИДРАВЛИКИ БАРБОТИРОВАНИЯ ПРИ РАБОТЕ СКВАЖИННОГО ГАЗЛИФТА (с. 10)

Владимир Владиславович Куликов

Российский государственный геологоразведочный университет

117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23 E-mail: drill@msgpa.ru

Рассмотрены основы механики процессов формирования и движения газовых пузырьков при работе газлифтной установки. Приведены математические зависимости для расчёта газлифтной добычи нефти.

Ключевые слова: барботирование, газлифт, гидравлика, газожидкостная смесь.

УДК 622.24.085

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ СТВОЛА ПОД СПУСК ЖЁСТКИХ ОБСАДНЫХ КОЛОНН С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭКСЦЕНТРИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ (с. 13)

Юрий Михайлович Гержберг

000 «НПО «Севернефтегазтехнология» 169300, г. Ухта, РК, ул. Железнодорожная, д. 48, офис 18 E-mail: Mosyger@yandex.ru

Рассмотрены проблемы бурения и подготовки искривленного ствола скважины к спуску жёстких обсадных колонн. Приведено описание технологии наклонного бурения ствола большого диаметра, основанной на применении радиально-упругих устройств. Изложены результаты применения радиально-упругих систем при бурении под обсадные колонны диаметром 324-340 мм.

Ключевые слова: эксцентрический ниппель, КНБК, радиально-упругая система, калибратор эксцентрический.

УДК 622.243.24

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОВОДКИ ПРЯМОЛИНЕЙНОГО ИНТЕРВАЛА ПРОФИЛЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВА-ЖИН (с. 18)

Александр Степанович Повалихин Антон Георгиевич Шатровский

000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10 E-mail: povalihin@ids-corp.ru

В статье рассмотрены основные проблемы проводки наклонного интервала профиля скважин. Задача реализации проектной траектории бурения с минимальными рисками в сложных горно-геологических условиях решается путём применения технологии на основе КНБК с оптимальными параметрами.

Ключевые слова: наклонно направленное бурение, КНБК, ствол скважины, кривизна.

УДК 622.245.51

ПРОМЫВКА И ОЧИСТКА КАВЕРНОЗНЫХ СКВАЖИН (с. 21)

Владимир Иванович Иванников Иван Владимирович Иванников

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

Рассмотрены вопросы очистки ствола скважины от шлама горной породы в кавернозной скважине. Определены режимы течения промывочной жидкости в интервале кавернозного ствола. Приведены рекомендации по организации гидравлической программы скважины, а также описание устройства для очистки каверн.

Ключевые слова: кавернозный ствол, буровой раствор, турбулизация, бурильная колонна.

УДК 622. 24:622. 23.01

МОДЕЛИ БУРЕНИЯ И ИХ ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВА-НИЕ (с. 25)

Станислав Васильевич Синев

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

Проведен анализ известных аналитических моделей углубления скважины. В статье отмечается, что установленные закономерности скорости углубления скважины являются результатом механизма взаимодействия долота и низа бурильной колонны с забоем и стволом скважины соответственно.

Ключевые слова: модель бурения, долото, горная порода, скорость бурения.

УДК 622.24

БУРОВАЯ УСТАНОВКА С НАКЛОННЫМ СТАВОМ ДЛЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН (с. 33)

Алексей Евгеньевич Кравченко Владимир Юрьевич Бибенин Владислав Иванович Антонишин

3AO «Московский опытный завод буровой техники» Московская область, Истринский район, п. Духанино. Тел./факс: (495) 787 90 67, 787 90 68

E-mail: info@mozbt.com

Приведено описание и техническая характеристика буровой установки с наклонным ставом для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на рудные тела и пласты, залегающие на небольшой глубине.

Ключевые слова: буровая установка, наклонный став, бурение, наклонная скважина.

УДК 622.243.24

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (с. 35)

¹Анатолий Георгиевич Калинин ²Александр Степанович Повалихин

¹Российский государственный геологоразведочный университет

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

E-mail: drill@msqpa.ru

²000 «Интеллект Дриллинг Сервисиз 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Рассматривается история технологии горизонтального бурения как способа эксплуатации нефтяных и газовых залежей. Отмечается значительный вклад советских и российских учёных и инженеров в создание научных основ горизонтального бурения скважин. Приведен краткий анализ результатов строительства и эксплуатации горизонтальных скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, кривизна, горизонтальный участок, дебит.

УДК 622.243

CAVITATIONS APPLICATIONS FOR DRILLING, COMPLETION AND PRODUCTION CYCLES (p. 5)

Vladimir Ivanovich Ivannikov Ivan Vladimirovich Ivannikov

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

The article discusses start-cavitation conditions and influential factors. It gives evaluates application of cavitation effects for oil and gas industry. The cleaning technology for tubing inner surface with the use of cavitation effect is described.

Key words: cavitation, vibrational impact, pulser, fracturing.

УДК 622.24.085

^

DRILLING FOR TOUGH CASING STRINGS TO BE LOWERED WITH OFF-CENTER DEVICES (p. 13)

Yury Mikhailovich Gerzhberg

LLC "NPO"Severneftegaztehnologija" 48, Zhelesnodorozhnaj str., Ukhta, 169300, Russia E-mail: Mosyger@yandex.ru

Crooked hole drilling and conditioning problems to lower tuff casing strings are discussed. Directional drilling technologies for large diameter wellbores based on radially flexural properties are given. The results of 324-340 mm casing strings are discoursed.

Key words: eccentric nipple, BHA, radially flexural system, eccentric reamer.

УДК 622.243.24

УДК 622.276.53.054.5:658.011.4

BARBOTAGE HYDRAULICS IN GASLIFT OPERATIONS (p. 10)

Vladimir Vladislavovich Kulikov

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

Basic mechanics of bubble generation and motion while running gaslift unit Mathematical relations to calculate gaslift operations are given.

Key words: barbotage, gaslift, hydraulics, liquid-gas mixture.

HIGHLIGHTS OF LOCKED-IN SECTION DRILLING (p. 18)

Aleksandr Stepanovich Povalikhin Anton Georgievich Shatrovskij

«Intellect Drilling Services» LTD 10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia Tel. +7-495-543-91-16 E-mail: povalihin@ids-corp.ru

The article discusses highlights of locked-in section drilling. The problem of profile design implementation with minimized risks in difficult wells is to be solved on the basis of optimal BHA design.

Key words: directional drilling, BHA, wellbore, well

curvature.

УДК 622.245.51

VUGGY WELLBORES WASING AND CLEANING (p. 21)

Vladimir Ivanovich Ivannikov Ivan Vladimirovich Ivannikov

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

The problems of cleaning out debris in vuggy wellbores are discussed. The mud flow patterns for vuggy wellbores are given. Selection guidelines for well hydraulics program are submitted and cavity cleaning device is described.

Key words: vuggy wellbore, mud, turbulization, drill string.

УДК 622. 24:622. 23.01

DRILLING MODELS AND THEIR PRACTICAL APPLICATION (p. 25)

Stanislav Vasilevich Sinjov

26, 18, Novinskijj, Moscow, 121069, Russia E-mail: stanislav-vs@mail.ru

The known analytical models have been analyzed. The article points out those patterns for rates of penetration are due to drill bit - BHA, drill bit - bottom and drill bit - wellbore interaction respectively.

Key words: drilling model, drill bit, rock, rate of penetration.

УДК 622.24

SLANT DRILLING RIG FOR EXPLORATION AND PRODUCTION DRILLING (p. 33)

Alekcejj Evgen`evich Kravchenko, Vladimir Jur`evich Bibenin Vladiclav Ivanovich Antonishin

"Moscow Pilot Plant of Drilling Equipment" Pos. Dukhanino, Istrinskijj Distr., Moscouw Reg., Russia E-mail: info@mozbt.com

Description and specifications of slant drilling rig for exploration and production drilling shallow ore bodies and layers are given.

Key words: drilling rig, slant, drilling, directional well.

УДК 622.243.24

HORIZONTAL WELL DRILLING TECHNOLOGIES (p. 35)

¹Anatolijj Georgievich Kalinin ²Aleksandr Stepanovich Povalikhin

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

The history of horizontal drilling as a method of oil and gas reservoirs is submitted. The contribution of Russian scientists and designers to create the scientific basis for horizontal drilling is mentioned. The brief evaluation of horizontal well construction and operation is given.

Key words: horizontal well, curvature, horizontal section, production rate.

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@ids-corp.ru; povalihin1@yandex.ru;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

2. Оформление статей:

- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
- текст статьи - в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times
New Roman, без разбивки на 2 колонки;
- формулы — в программе Microsoft Equation;
- рисунки - в одной из графических программ — Corel Draw, Illustrator, Adobe
Photoshop, Microsoft Excel — отдельными файлами от текста;

- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

- 3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.
- 4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:
- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;

- адрес электронной почты каждого автора;

- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.
- 5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.
- 6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.
 - 7. Список литературы.
- 8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.
- 9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (A, I, d, h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (Я, sin, exp, lim), химических элементов и единиц измерения — прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

- 10. Условия публикации:
- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
 - в случае отклонении статьи авторы извещаются с мотивацией.



В 2010 году через Агентство Роспечать продолжается подписка на научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» - наш подписной индекс - 35836

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

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

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

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

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10 Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612