

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ МОРСКИХ СКВАЖИ

**Мурзабеков Т.К., Мурзабеков Е.Т., Аралбаева Л.А.**

Проектами на бурение морских скважин на площадях Островная, Кашаган Западный и Восточный, Акмола, Кайран, Аташ, Жемчужная, Н-1, Тюбкараган при бурении предусмотрено в основном роторный способ бурения.

При роторном способе бурения в том числе и с системами верхнего привода при бурении на шельфе, кроме напряжений растяжения  $\sigma_{\text{раст}}$  и сжатия  $\sigma_{\text{сж}}$ , при расчете бурильной колонны необходимо учитывать касательные напряжения  $\tau$ , возникающие в результате передачи вращающего момента бурильной колонной, и изгибающие напряжения  $\sigma_{\text{изг}}$ , возникающие вследствие действия осевых и центробежных сил. Изгибающие напряжения определяются в основном центробежными силами при незначительном влиянии на их значение сил собственного веса бурильной колонны. Влияние же вращающего момента на величину изгибающих напряжений незначительно и сводится главным образом к приданию бурильной колонне спиральной формы изгиба.

Если принять, что ось изогнутой колонны имеет форму синусоиды, то изгибающие напряжения в Па можно определить по формуле

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 E I f}{2 l_n}, \quad (1)$$

где  $E$  – модуль Юнга в Па;  $I$  – полярный момент инерции площади поперечного сечения трубы в  $\text{м}^4$ ;  $f = (D_{\text{СКВ}} - D)/2$  – стрела прогиба бурильной колонны в м;  $l_n$  – длина полуволны в м;  $D_{\text{СКВ}}$  – диаметр скважины в м;

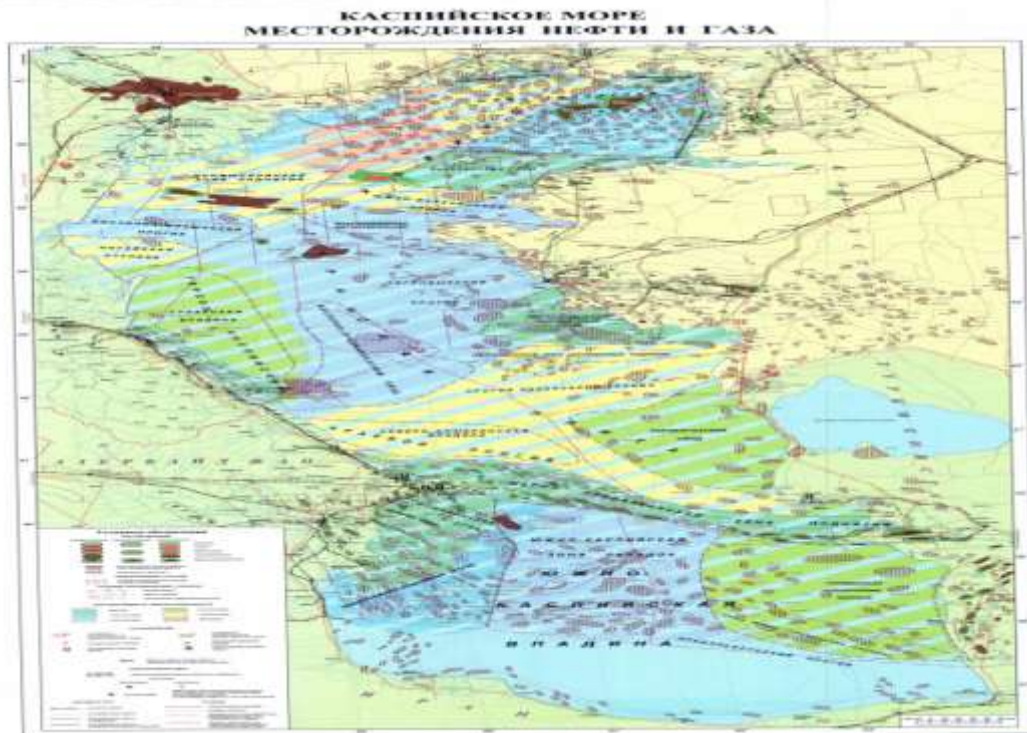
$$I = \frac{\pi D^4}{32} \left(1 - \frac{d^4}{D^4}\right).$$

Приближенно длину полуволны в м как в сжатой, так и в растянутой части бурильной колонны, можно определить по формуле

$$l_n = \sqrt{\frac{\pm \pi^2 g p + \sqrt{\pi^4 g^2 p^2 + 4 E I \pi^4 g q w^2}}{2 q w^2}} \quad (2)$$

Здесь  $p = p_c z = q_c g z$  – вес участка колонны длиной  $z$  в Н. При этом  $z$  отсчитывается от сечения, где  $\sigma_{\text{раст}} = \sigma_{\text{сж}} = 0$ , до сечения, в котором интересуется длина полуволны. Для растянутой части колонны  $z$  принимается положительной, для сжатой – отрицательной.

Формулу (2) проф. Г.М. Саркисов вывел, исходя из предложения, что колонна представляет собой однородный стержень постоянного диаметра. В действительности на форму искривления бурильной колонны в процессе ее вращения влияют бурильные замки,



**Рис. 1. Схема расположения месторождений нефти и газа Каспийского региона**



**Рис.2.1997-1998 жж Каспий теңізіндегі Комсомол шығанағында алғаш №1Островная барлау ұңғысы**



Рис № Островная барлау ұңғысында

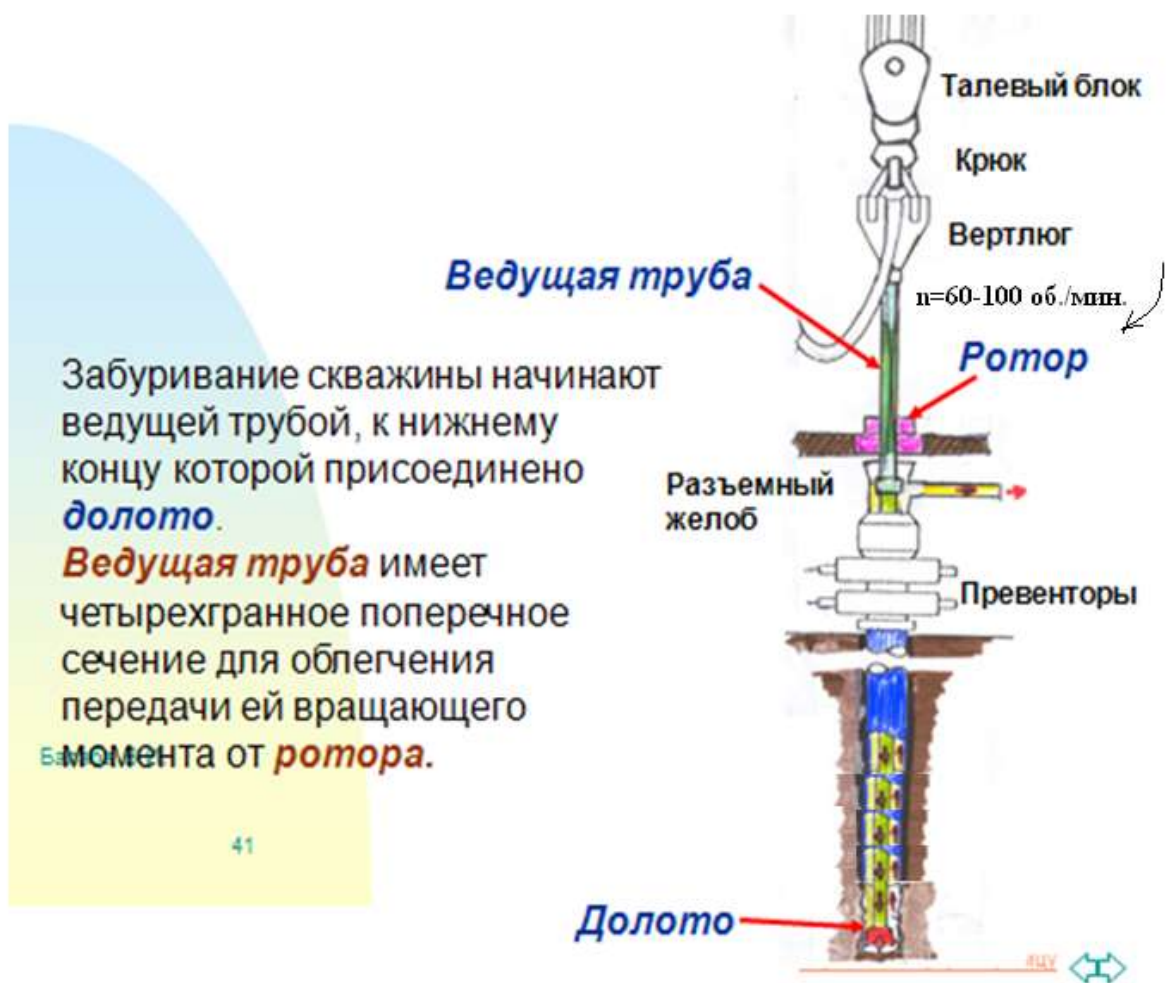


Рис. 4. Углубление скважины роторным способом

увеличивающие жесткость колонны в местах их расположения. Поэтому профессор. Г.М. Саркисов предложил учитывать влияние бурильных замков на длину полуволны, пользуясь следующим правилом.

При расчетах  $\sigma_{изг}$  в растянутой части бурильной колонны  $l_n$  принимается вычисленным по формуле (2), так как влияние замков на форму искривления растянутого участка колонны незначительно.

Роторный способ с экологической точки зрения оказывает отрицательное воздействие в окружающей среде в силу вращения всей системы бурильной колонны с долотом частотой вращения ротора  $-60 \div 100$  оборота в минуту. С учетом действия сил собственного веса, вращающего момента и центробежных сил вращающаяся бурильная колонна вызывает:

- износ стенок и потерю прочности и герметичности бурильной и обсадной колонн;
- контакт и ударное воздействие элементов бурильной колонны со стенкой обсадных колонн, горной породой в открытом стволе, за счет крутильных колебаний вызывает расслабление прочности резьбовых соединений бурильной и обсадной колонн и протертости;
- акустическое воздействие, вызванное ударами элементов бурильной колонны об стенки кондуктора, промежуточных колонн, «хвостовика» (колокольный звон) повреждают целостность цементного кольца, которое образуется при взаимном протирании, этот звук металл по металлу распространяется и на морскую водную среду, тревожит ее фауну и флору и на всю около ствольное пространство скважины. Акустическое воздействие и протертость обсадных колонн не желательное явление, так как она снижает первичную расчетную прочность обсадной колонны, впоследствии этим вызывается межпластовые утечки, грифоны пластовых газов и жидкостей на водную поверхность.

За рубежом проблема износа уменьшение стенок объясняется большей проходкой на долото и уменьшением за счет этого числа спускоподъемных операций, использованием высококачественных обсадных труб с большими толщинами стенок и повышенными прочностными свойствами, широким применением средств протекторной защиты бурильных и обсадных колонн от взаимного износа, использованием эффективных средств очистки буровых растворов от выбуренной породы и т.д.

Профессор Мурзабеков Т.К. в 2003 году с целью совершенствование современного уровня роторного способа бурение предложил конструкцию «Синусоидального шарового механизма»/ АС РК № 39061 от 2003 г. / с забойным редукторным отношением  $i=4$ , который позволяет усовершенствовать роторный способ бурения глубоких вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин и при капитальном ремонте за счет:

- кратного сокращения износа тела бурильных труб, УБТ, вертлюга, связанное с сокращением количества оборотов всех элементов бурильной колонны кроме долота;

- способствует улучшению показателей проходки безопорных долот за счет регулирования числа оборотов;
- уменьшает гидравлические потери, разгружают силовой привод буровых насосов;
- постепенно притесняет с рынка потребления гидравлических забойных двигателей (турбобуров, ВЗД, КТД, гидро- пневмоударников и электробуров).

С точки зрения перечисленных вредных явления характерных к роторному способу, авторы предлагают при бурении морских скважин к использованию забойных двигателей – турбобуров.

Профессор Мурзабеков Т.К. имеет практический опыт совершенствования показателей турбинного способа бурения [1-23], на котором описаны практика по увеличению межремонтного периода работы турбобуров среднем по СССР от 40 часов до 250 часов, в т.ч :

- факт о 12 суток подряд продолжение процесса бурение на скважине П-1 Сев. Бузачи. П-1 достигнутой отметки 4214 метров с забойной температурой  $T_3=170^{\circ}\text{C}$ ;
- отбору керна турбинным способом диаметром 80-100 мм создание керноотборочного снаряда КСМ-195/80(100 )мм, прообразом керноотборочного снаряда «Тенгиз»;
- соблюдению вертикальности проектно-вертикальных скважин, а также по бурению наклонно направленных и горизонтальных скважин.

#### **Выводы:**

1. Турбинный способ бурения из существующих способов бурения глубоких морских скважин на нефть и газ с использованием забойных двигателей (ВЗД, электробурение, гидро- и пневмоударниками, эжекторное бурение) по сравнению с роторным способом являются наиболее рациональным;
2. Авторами разработаны и внедрены в производство ценные разработки по совершенствованию турбинного способа бурения полезного для морского бурение в настоящее время;
3. Назрело необходимость организации опытно-промышленного выпуска и освоение «**Синусоидального шарового механизма**»/ АС РК № 39061 от 2003 г. / профессора Мурзабекова Т.К., который имеет Казахстанское содержание.

#### **Литература:**

1. Мурзабеков Т.К. Совершенствование турбинного способа бурения в КЭ«Мангышлакнефтегазразвед-ка», ЭИ.сер.07 вып. 92(726) КазНИИНТИ, г.Алма-Ата,-28С.
2. Мурзабеков Т.К Регламент бурения наклонно направленных скважин на месторождении Каламкас. Актау, ТОО «НПЦ», АО «ММГ», 2006.
3. Мурзабеков Т.К. Конструкционное улучшение к турбобурам А6Ш (АГТШ), Информ. Листок Мангистауского областного ЦНТИ №14-86, - 4с.

4. Мурзабеков Т.К. Осушка турбобуров после обкатки на стенде., ИЛ №36-94 КазГосНИНТИ.,
5. Мурзабеков Т.К. Применение обратной промывки для очистки зашламленных турбобуров в условиях буровой для последующей эксплуатации. Информ. Листок Мангистауского обл. ЦНТИ №14-86, - 4с.
6. Мурзабеков Т.К. Достижения увеличения межремонтного периода шпиндельных турбобуров.
7. Мурзабеков Т.К. Рекомендации по рациональному использованию турбобуров и предупреждению возможных осложнений., г. Актау., ИЛ №34-94 Каз ГосНИНТИ .
8. Мурзабеков Т.К. Турбинный отклонитель с шаровой опорой шпинделя. Актау, Информационный листок. КазгосИНТИ №40-94 , 1994.
9. Мурзабеков Т.К. Конструкционное улучшение к турбобурам А6Ш (АГТШ), Информ. листок Мангистауского областного ЦНТИ №14-86, -4с.
10. Мурзабеков Т.К. Удостоверение на рационализаторское предложение: У-1686 КЭ МНГР «Эксплуатация турбобуров А6Ш с конусношлицевыми полумуфтами секции взамен полумуфт квадратного сечения при бурении глубоких скважин» выданное от 02.05.1983г. КЭ «МНГР» на имя Мурзабекова Т.К.
11. Мурзабеков Т.К. Достижение увеличения межремонтного периода шпиндельных турбобуров ТСШ-6<sup>5/8</sup> путем усиления верхней опоры этих турбобуров в зависимости от применяемого режима бурения., Бюллетень рацион. КНГР., №14-1975г. Доклады во Всесоюзной школе передового опыта на школе дважды Героя Соц. Труда Жукова А.Г., Мингео СССР, г. Бузулук, июнь 1976г.:
12. Мурзабеков Т.К., Кулиев Ю.М., Садвакасов Д.С., Мурзабеков Е.Т. Методика выбора соотношения диа-метра скважины и долота на величины минимального радиуса и возможного изменения угла искривления ствола наклонно направленных скважин. Актау, Вестник АктГУ им. Ш.Есенова., №2(16)2008,-с. 26-33.
13. Мурзабеков Т.К. Модернизированный турбинный цех., ИЛ №42-94 КазГосНИНТИ.,
14. Мурзабеков Т.К. Рабочий проект по бурению боковых стволов на скважинах №№943, 3111 на месторождении Жетыбай. Актау, ТОО «НПЦ», 2004.
15. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К. О результатах испытании новых трехшарошечных долот для высокооборотного бурения. М., ЭИ РАСНТИ серии строительство нефтегазовых скважин на суше и на море, выпуск 8-1991., с.12-17.
16. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К., Гусев С.А. и др. Снаряд-маховик для отбора керна турбинным способом в глубоких скважинах. Мангышлакский ЦНТИ, ИЛ №62-76, г. Шевченко.

17. Мурзабеков Т.К., Фриев К.А., Дуйсенов К.Д. Эжекторный керноотборочный снаряд с подшипниковой подвеской грунтоноски ЭКСП-172/80. Мангышлакский ЦНТИ, ИЛ №59-76, г. Шевченко.
18. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К. Комплексные технические мероприятия по предотвращению заклинивания керна в грунтоноске и повышению качества извлекаемого керна . Мангышлакский ЦНТИ, ИЛ №55-76, г. Шевченко.
19. Фриев К.А., Черныш М.А., Узбекгалиев Х.Ж., Мурзабеков Т.К. и др. Инструмент, оснащенный славутичем, в условиях Мангышлака и Устюрта. – Сб. «Синтетические алмазы», вып. №5, 1975., Киев, АН УССР.
20. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К., и др. Эффективность алмазных долот и долот ИСМ. – Сб. «Народное хозяйство Казахстана», вып. №6, Алма-Ата, 1976.
21. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К. Опыт бурения долотами ИСМ в осложненных геологических условиях полуострова Бузачи. Передовой производственный опыт. Э И., сер. «Бурение», ВНИИОЭНГ, М., 1978.
22. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К. Опыт ликвидации открытых фонтанов с помощью наклонно направленных скважин на Мангышлаке и полуострове Бузачи. М., ЭИ ВНИИОНГ сер. Бурение. 1979 -15с.
23. Фриев К.А., Мурзабеков Т.К. Опыт применения прицельных скважин при ликвидации открытых нефтегазовых фонтанов. А, КазНИНТИ ЭИ сер. 07, вып. 99(843), 1980, -19 стр. с илл.
24. Мурзабеков Т.К. Синусоидальный шаровой механизм. АС РК № 39061 от 2003 г.