



УДК 622.248 (031)

О ПРИЧИНАХ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА В ЖЕЛОБАХ, ПРОБУРЕННЫХ НА СКВАЖИНАХ КАСПИЙСКОГО МОРЯ



ABOUT THE REASONS FOR THE SEIZURE OF DRILLING TOOLS IN THE TRENCHES DRILLED IN THE WELLS OF THE CASPIAN SEA

Ширели Искендер Ягуб оглы

доктор технических наук,
профессор кафедры
«Нефтегазовая инженерия»,
Азербайджанской государственной
университета нефти и промышленности,
Азербайджан
isgandar.shirali@socar.az

Shireli Iskender Yagub oglu

Doctor of technical sciences,
Professor of the department
«Oil and gas engineering»,
Azerbaijan State University of Oil
and Industries, Azerbaijan
isgandar.shirali@socar.az

Аннотация. В данной статье изложены что, стволы скважин вследствие пространственного искривления имеют вогнутые, выпуклые и наклонные участки, обуславливающие возможность образования желобообразных выработок, которые в последующем способствуют прихватам. Предупреждение или уменьшение количества прихватов бурильного инструмента из-за указанных причин имеют большое практическое значение. Известно, что, основным фактором, способствующим образованию желобов, является прижимающая сила бурильного инструмента, определим его значение на выпуклом и вогнутом участках ствола скважины при одинаковых значениях растягивающей нагрузки. Следовательно, нормальная составляющая веса участка труб на выпуклом интервале будет увеличивать прижимающую силу, а на вогнутом – уменьшать ее, т.е. как бы отрывать трубы от верхней стенки ствола скважины.

Ключевые слова: стволы скважины, прихват, прижимающая сила, бурильные трубы, турбобур, долото, желобообразный, перепада давления.

Annotation. In this article, it is stated that, due to spatial curvature, wellbores have concave, convex and inclined sections, which make it possible to form gutter-like workings, which subsequently contribute to tacking. The prevention or reduction of the number of seizures of the drilling tool due to these reasons are of great practical importance. It is known that the main factor contributing to the formation of gutters is the clamping force of the drilling tool, we determine its value on the convex and concave sections of the wellbore at the same tensile load. Consequently, the normal component of the weight of the pipe section on the convex interval will increase the pressing force, and on the concave – decrease it, i.e. as if to tear off pipes from the upper wall of the wellbore.

Keywords: boreholes, tack, pressing force, drill pipes, turbodrill, chisel, trough, differential pressure.

С стволы скважин вследствие пространственного искривления имеют вогнутые, выпуклые и наклонные участки, обуславливающие возможность образования желобообразных выработок, которые в последующем способствуют прихватам. Предупреждение или уменьшение количества прихватов бурильного инструмента из-за указанных причин имеют большое практическое значение.

Рассматривая бурильную колонну как подвешенную гибкую тяжелую нить, можно утверждать, что при наличии растягивающей нагрузки бурильные трубы на выпуклом участке ствола будут прилегать к нижней стенке скважины, а на вогнутом участке – к верхней (см. рис. 1 а).

В качестве примера, подтверждающего указанное, можно привести данные по скв. «Гюнашли», где бурение под спуск 273 мм промежуточной колонны в интервале 1172–2827 м на участках 1200–1300 м и 1600–1700 м, первый из которых выпуклый, а второй – вогнутый, велось долотом диаметром 346 мм, над долотом были установлены 203 мм УБТ длиной 01 м; 178 мм – 9 м и 140 мм бурильные трубы.

При прохождении УБТ на участке первого интервала в процессе подъема бурильного инструмента наблюдались затяжки и прихваты, при прохождении второго участка осложнений не наблюдалось.

Исходя из условия, что основным фактором, способствующим образованию желобов, является прижимающая сила бурильного инструмента, определим его значение на выпуклом и вогнутом участках ствола скважины при одинаковых значениях растягивающей нагрузки. Для этого рассмотрим участок длиной dl с приложением к ней действующий усилий (рис. 1 б, в).

Значения прижимающей силы бурильного инструмента к стенке ствола скважины для рассматриваемых вариантов согласно [1] будут:

$$dF = dN + dQ';$$

$$dF = dN - dQ'.$$



где $dN = Pd\delta$ – нормальная составляющая осевой силы в кгс; $dQ' = qdl\sin\alpha$ – нормальная веса элементарного участка труб в кгс (P – сила, приложенная к выделенному элементу по направлению оси труб, в кгс; α – угол наклона ствола; δ – угол перегиба ствола; q – вес 1 м труб с учетом потери веса в жидкости в кгс).

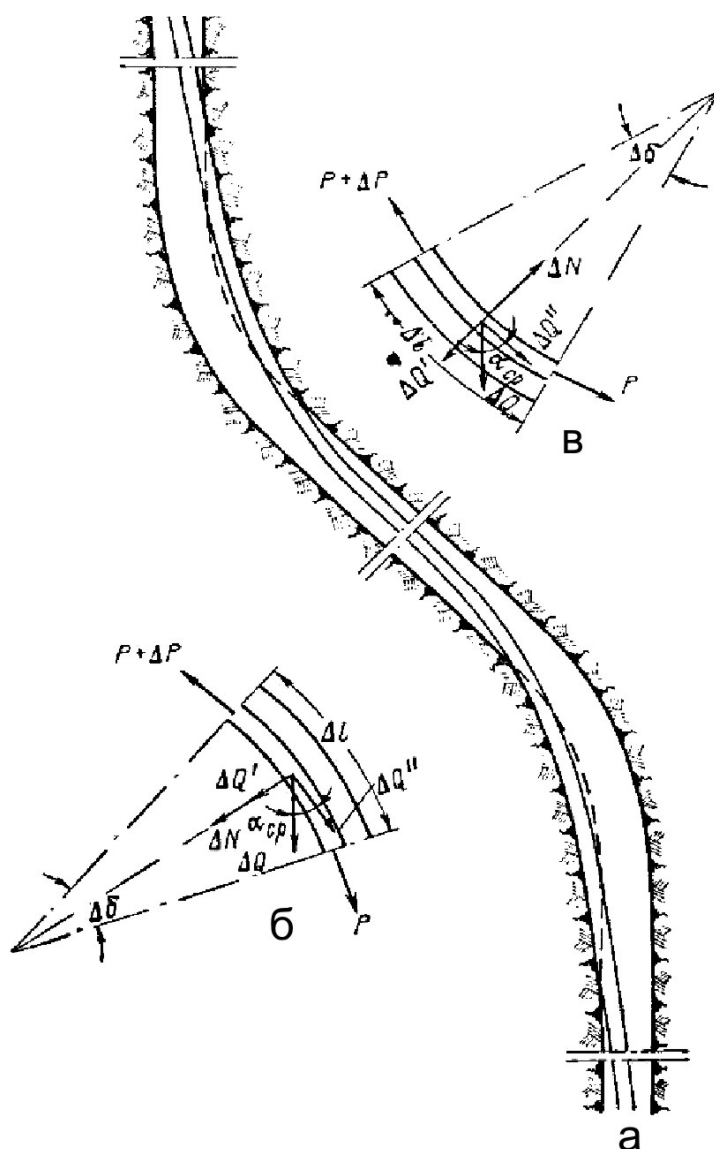


Рисунок 1 – Возможные положения буровой колонны в искривленных участках ствола:

а – образование желобообразных выработок, б и в – схемы определения прижимающих усилий соответственно на выпуклом и вогнутом участках ствола, dl – длина элементарного участка ствола, Δ – угол перегиба, α_{cp} – средний угол наклона участка, ΔQ – вес элементарного участка труб, $\Delta Q'$, $\Delta Q''$ – составляющие веса элементарного участка труб, ΔN – нормальная составляющая осевой силы, P – сила, приложенная по направлению оси труб

Очевидно, что прижимающая сила F бурового инструмента к стенке ствола скважины на выпуклом участке ствола равна сумме нормальных составляющих осевой силы и веса элементарного участка труб. На вогнутом участке – разности этих сил.

Следовательно, нормальная составляющая веса участка труб на выпуклом интервале будет увеличивать прижимающую силу, а на вогнутом – уменьшать ее, т.е. как бы отрывать трубы от верхней стенки ствола скважины.

Из данных, приведенных в таблице 1, видно, что суммарные прижимающие силы в интервале 1200–1300 м достигают почти до 1 тс (988 кгс). В то же время в интервале 1600–1700 м, когда УБТ находится против этого интервала, их значения отрицательны. Последнее свидетельствует о том, что УБТ отошли от верхней стенки ствола скважины к нижней (в нашем случае они вышли из желобообразной выработки в основной ствол), до подъема их в указанный интервал.



Таблица 1

Глубина, м	Длина участка, м	α	$\alpha_{ср}$	Форма участка	$\Delta\phi$	$\sin \alpha_{ср}$	δ , рад
1200	20	8	7030'	Выпуклая	160	0,1305	0,0407
1220	20	7	6035'	–	120	0,1146	0,0279
1240	20	6010'	5040'	–	100	0,0987	0,0245
1260	20	5010'	4005'	–	80	0,0712	0,0390
1280	20	30	2040'	–	60	0,0465	0,0175
1300		2020'					
1600	20	5030'	60	Вогнутая	20	0,1045	0,0181
1620	20	6030'	6035'	–	30	0,1146	0,0069
1640	20	6040'	6050'	–	50	0,1190	0,0119
1660	20	70	7025'	–	10	0,1291	0,0148
1680	20	7050'	7055'	–	30	0,1377	0,0105
1700		80					
Глубина, м	q, кгс	P, кгс	N, кгс	Q', кгс	F, кгс	примечания	
1200	148	14800	602	386	988	Затяжки и прихваты инструмента	
1220	148	11840	94	339	433		
1240	148	8 880	218	292	510		
1260	148	5 920	231	211	442	Нормально	
1280	148	2 960	52	138	190		
1300							
1600							
1620	148	14800	268	–309	–41		
1640	148	11840	81	–339	–258		
1660	148	8 880	106	–352	–246		
1680	148	5 920	88	–382	–294		
1700	148	2 960	31	–408	–377		

Указанные действия сил совместно с интенсивным осаждением частиц выбуренной породы могут дать совершенно точное объяснение причин появления затяжек и прихватов бурильного инструмента на желобообразных выработках выпуклого интервала после относительно небольшого углубления ствола скважины по сравнению с вогнутым.

Поэтому при бурении глубоких скважин, когда необходимо, принудительное, резкое снижение кривизны ствола скважины, необходимо сделать перед спуском очередной промежуточной колонны с последующим перекрытием этого интервала трубами увеличенной толщины стенок.

Известно, что в желобообразных выработках в основном оказываются прихваченными элементы низа бурильного инструмента: УБТ, турбобур, долото.

Некоторые исследователи [2] прихваты бурильного инструмента в желобе объясняют действием перепада давления.

На возможность интенсивного осаждения частиц выбуренной породы на нижнюю стенку наклонного ствола (на желобах выпуклого участка) указано в [4].

В работе [5] отмечено, что прихват бурильного инструмента в желобах значительно возрастает даже при наличии в скважине бурового раствора удовлетворительного качества. Данное утверждение они объясняют тем, что раствор циркулирует лишь в пределах основного ствола, тогда как в желобе, как правило, образуется застойная зона с усиленным коркообразованием.

Однако в [6] отмечено, что при повороте потока бурового раствора максимальные скорости смещаются к внутренней стенке.

Исходя из этого можно предположить, что повышенная (за счет поворота потока) скорость бурового раствора вместе с механическим воздействием колонны бурильных труб (при ее вращении) создает благоприятные условия для циркуляции раствора в желобных выработках.

Некоторые авторы [5] рекомендуют отворот рабочей трубы производить вручную, чтобы предотвратить попадание инструмента в желоб.



Однако указанная предосторожность не обоснована, так как часть бурильных труб под действием прижимающих сил всегда находится в желобах. Поэтому причину прихвата в этих случаях следует рассматривать исходя из конкретных условий: присасывание, заклинивание в результате осаждения выбуренных частиц и т.д.

В работе [7] отмечается, что при наличии плотного контакта инструмента со стенками ствола скважины или больших значений прижимающих сил последний может быть прихвачен против любой, даже непроницаемой породы под действием гидростатического давления.

В работе [3], который отмечал, что глинистые породы большой мощности, не набухающие и не подверженные обвалам, безопасны в отношении прихвата даже при наличии желобов. Трубы, оставленные на долгое время (несколько недель) против этих пород при закрытом превенторе, не были прихвачены.

Экспериментальными исследованиями также доказано, что гидростатическое давление не может вызвать прихвата колонны труб, находящихся против непроницаемых пород.

Таким образом, существуют различные взгляды на природу прихвата бурильного инструмента в желобе, которые свидетельствуют о недостаточной полноте изучения этого вопроса. Поэтому однозначного ответа без всестороннего анализа промысловых материалов и особенно без широкого проведения экспериментальных исследований быть не может.

Тем не менее, учитывая то обстоятельство, что ствол скважины нередко имеет вогнутые, выпуклые и наклонные участки, часто в различных плоскостях, наиболее опасными, с точки зрения прихвата инструмента в желобах, являются выпуклые участки.

На основе изложенного можно сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Различные взгляды на природу прихватов бурильного инструмента в желобах свидетельствуют о недостаточной изученности этого вопроса.
2. Наиболее опасными, с точки зрения прихватов в процессе подъема бурильного инструмента, являются выпуклые участки ствола.
3. На основе анализа производственного материала установлено, что нормальная составляющая низа бурильного инструмента оказывает решающее влияние на его прихват в желобных выработках.
4. Если необходимо принудительно снизить кривизну ствола скважины, желательно это сделать перед спуском очередной промежуточной колонны с последующим перекрытием этого интервала трубами с увеличенной толщиной стенок.

Литература

1. Александров Б.Л. Анамально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. – М. : Недра, 1987.
2. Линевский А.А. Вопросы прихватов труб при проводке скважин // АНХ. – 1960. – № 8.
3. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. – М. : Недра, 1985.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М. : Недра, 1986.
5. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. – М. : Недра, 1984.
6. Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Ширинзаде С.А. Предупреждение и ликвидация прихватов при бурении скважин. – М. : Недра, 1979.
7. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. – М. : Недра, 1991.

References

1. Alexandrov B.L. Anamalously high reservoir pressures in oil and gas bearing basins. – M. : Nedra, 1987.
2. Linevskiy A.A. Problems of pipe clamping at conducting of wells // ANKh. – 1960. – № 8.
3. Bulatov A.I. Handbook of a drilling engineer. In 2 volumes. – M. : Nedra, 1985.
4. Mirzajanzade A.H., Shirinzade S.A. Increase of efficiency and quality of deep wells drilling. – M. : Nedra, 1986.
5. Samotoy A.K. Prevention and elimination of complications in drilling. – M. : Nedra, 1984.
6. Sherstnev N.M., Rasizade Ya.M., Shirinzade S.A. Warning and elimination of tackles during drilling. – M. : Nedra, 1979.
7. Yasov V.G., Myslyuk M.A. Complications in Drilling. – M. : Nedra, 1991.