

ИНТЕНСИВНОСТЬ ЗЕНИТНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ DTU BAKER HUGHES

С.А. Заурбеков – канд. техн. наук, доцент

Цель данной работы заключается в научном обосновании и развитии оптимальных параметров неизвестных устройств (Baker Hughes), имеющих особые параметры, которые обеспечивают увеличение продуктивности скважин и уровня воды.

Ключевые слова: направленное бурение; винтовые забойные двигатели; турбобуры; зенитное искривление скважин.

Обзор известных исследований показывает, что теория и практика направленного бурения с применением забойных двигателей, в частности, турбобуров и винтовых забойных двигателей обогащается новыми данными и аналитическими решениями.

Однако вследствие произошедшей в процессе развития самого способа бурения, смены поколений техники, в том числе и забойных двигателей, а также качественно нового направления в технологии строительства скважин –

горизонтального бурения с применением винтовых забойных двигателей DTU Baker Hughes (США), этих данных недостаточно для решения актуальных конкретных задач сегодняшнего дня и ближайшего будущего.

За последние годы на нефтяных и газовых месторождениях Казахстана получает широкое распространение так называемая “безориентированная технология” [1, 2], основанная на принципиально новом подходе к направленному бурению скважин – рациональном выборе компо-

Таблица 1

Сравнительная оценка теоретических i (расчётных) и фактических i_{ϕ} показателей интенсивности зенитного искривления скважин при различных КНБК на месторождении Кенкияк

Скважина №	Интервал бурения, м	L_{DTU} , м	θ , град	i_{ϕ} , град/м	i , град/м, по формуле (1)
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-172 с немагнитной нижней свечой НУБТ-178 с телеметрической системой MWD + бурильной колонной СБТ-127					
8009-1	4100 – 4215 4284 – 4331	9	1.5 – 29.5 49 – 62.8	+0.16 + 0.3	+ 0.2...+0.4
8015	4103 – 4310	9	9.8 – 66	+ 0.28	+ 0.2...+0.4
с телеметрической системой MWD + бурильной колонной УБТ-127					
8009-1	4231 – 4284	9	33.9 – 49	+ 0.27	+ 0.2...+0.4
бурильной колонной УБТ-159					
8015	4056 – 4103	9	1.8 – 9.8	+ 0.18	+ 0.2...+0.4
8101	4085 – 4195	9	1.5 – 23.9	+ 0.21	+ 0.2...+0.4
с телеметрической системой MWD + бурильной колонной УБТ-159					
8010	4053 – 4608	7	1.8 – 84.1	+ 0.12	+ 0.2...+0.4
8025	4131 – 4225	7	2.5 – 28.4	+ 0.27	+ 0.2...+0.4
с калибратором КЛС + бурильной колонной УБТ-127					
8010	4608 – 4682 4682 – 4755	7	84.1 – 84.7 84.7 – 79.6	+ 0.008 - 0.07	+ 0.2...+0.4
8025	4550 – 4594	7	72.2 – 73.4	+ 0.026	+ 0.2...+0.4
с калибратором КЛС + бурильной колонной СБТ-127					
8015	4310 – 4352	7	66 – 67.4	+ 0.02	+ 0.2...+0.4
8101	4307 – 4519	7	45.8 – 88.3	+ 0.20	+ 0.2...+0.4
бурильной колонной СБТ-127					
8015	4352 – 4669 4413 – 4669	7	67.6 – 84.8 69 – 84.8	+ 0.05 + 0.06	+ 0.2...+0.4
8025	4358 – 4450	7	66.9 – 73	+ 0.066	+ 0.2...+0.4
8034	4223 – 4242 4279 – 4326	7	30 – 34.3 47.2 – 60	+ 0.57 + 0.29	+ 0.2...+0.4
телеметрической системой MWD + бурильной колонной УБТ-127					
8025	4225 – 4368	7	28.4 – 65.7	+ 0.28	+ 0.2...+0.4
бурильной колонной УБТ-127					
8034	4120 – 4223 4242 – 4279 4326 – 4463		0 – 30 34.3 – 42.8 60 – 75	+ 0.29 + 0.28 + 0.13	+ 0.2...+0.4
8101	4195 – 4284		26.3 – 45.4	+ 0.24	+ 0.2...+0.4

Сравнительная оценка теоретических i (расчётных) и фактических i_{ϕ} показателей интенсивности зенитного искривления скважин при использовании ВЗД различных диаметров на месторождениях Кенкияк и Жанажол

Скважина №	Интервал бурения, м	L_{DTU} , м	θ , град	i_{ϕ} , град/м	i , град/м
Кенкияк – надсолевой, $\varnothing_{скв} = 311$ мм; DTU-197					
HW-6001	135–370	7–9	0–64.6	+ 0.27	+ 0.36
Кенкияк – надсолевой, $\varnothing_{скв} = 215.9$ мм; DTU-165					
HW-6001	370–421.9	7–9	64.6–92	+ 0.52	+ 0.51
Жанажол – надсолевой, $\varnothing_{скв} = 215,9$ мм; DTU-165					
2444	3480–3762 3836–3882	6	9.4–84.3 79.1–88	+ 0.26 + 0.19	+ 0.23
3464	2958–3204	6	0.25–20	+ 0.14	+ 0.2
Кенкияк – подсолевой, $\varnothing_{скв} = 215,9$ мм; DTU-172					
8101	4085–4284 4307–4519	7	1.5–45.4 45.8–88.3	+ 0.24 + 0.20	+ 0.24
8015	4103–4310	7	9.8–66	+ 0.28	+ 0.24
8009-1	4100–4215 4230–4330	9	1.5–29.5 33.9–62.8	+0.16 + 0.3	+ 0.24
8034	4120–4223 4242–4279 4279–4326	9	0–30 34.3–42.8 47.1–60	+ 0.29 + 0.28 + 0.28	+ 0.24
8025	4131–4355	7	2.5 ⁰ -65.7 ⁰	+ 0.28	+ 0.20
Кенкияк – подсолевой $\varnothing_{скв} = 215,9$ мм; DTU-165					
8002	3936–4022 4052–4224 4366–4424	7	1.2–18 21.3–52.7 53–62	+ 0.19 + 0.18 + 0.16	+ 0,22
8009-1	4340–4430	7	66.4–78.4	+ 0.13	+ 0,22
8011	4060–4320 4355–4440	7	0,9–55 58.2–77.5	+ 0.20 + 0.14	+ 0,22
8012	4101–4274 4446–4474	7	1–48.1 73.7–75.7	+ 0,27 + 0.07	+ 0,22
8018	4120–4250 4327–4387 4387–4420	7 6 7	1.3–36.9 48–58,7 58,7–69.2	+ 0.18 + 0.18 + 0.32	+ 0,20 + 0.22
8033	4050–4304	7	1.4–63.8	+ 0.23	+ 0,22

Таблица 3

Сравнительная оценка теоретических i (расчётных) и фактических i_{ϕ} показателей интенсивности зенитного искривления скважин при различных КНБК на месторождениях Кенкияк и Жанажол

Скважина №	Интервал бурения, м	L_{DTU} , м	θ , град	i_{ϕ} , град/м	i , град/м, по формуле (1)
Месторождение Жанажол (диаметр скважин 215,9 мм, плотность раствора 1,1...1,2 г/см ³)					
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 6 м с немагнитной нижней свечой НУБТ-159 и бурильной колонной УБТ-127					
2444	3478-3762	6	9.4-84.4	+ 0.26	
3464	3075-3178 3314-3416	6	0.25-20 33.25-30.75	+0.08-0.025	
3461	3075-3178	6	4.5-14	+ 0.09	
3463	2965-3126 3400-3459	6	1.25-12 17-20	+0.065 + 0.05	
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 7 м с немагнитной нижней свечой НУБТ-159 и бурильной колонной УБТ-127					
2444	3762-3829	7	84.3-79.1	- 0.08	
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 6 м с немагнитной нижней свечой НУБТ-159 и бурильной колонной СБТ-127					
2444	3829-3885	6	79.1-88	+ 0.16	
Месторождение Кенкияк (подсолевой) (диаметр скважин 215,9мм, плотность раствора 1,95...2,05 г/см ³)					
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 7 м с немагнитной нижней свечой НУБТ-159, телеметрической системой MWD, двумя штангами НУБТ-159 и бурильной колонной УБТ-127					
8002	3919-4036 4614-4627	7	1.2-18 77.8-78	+ 0.19+0.02	
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 7 м с телеметрической системой MWD, немагнитной штангой НУБТ-159 с переводником и бурильной колонной УБТ-127					
8002	4049-4221	7	21.3-52.7	+ 0.18	
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 7 м с телеметрической системой MWD, немагнитной штангой НУБТ-159 и бурильной колонной УБТ-127					
8011	4061-4320	7	0.9-55	+ 0.20	+ 0.2...+0.4
8012	4120-4235	7	1-28.1	+ 0.16	+ 0.2...+0.4
8018	4120-4250	7	1.3-36.9	+ 0.18	+ 0.2...+0.4
8033	4050-4209	7	1.4-49.7	+ 0.30	+ 0.2...+0.4
Компоновка винтового забойного двигателя DTU-165 длиной 7 м с телеметрической системой MWD, немагнитной штангой НУБТ-159 и бурильной колонной СБТ-127					
8011	4352-4437	7	58.2-77.5	+ 0.14	+ 0.2...+0.4
8012	4235-4292 4339-4392	7	28.1-48.1 59.5-66.5	+ 0.35 + 0.12	+ 0.2...+0.4
8018	4387-4422	7	57.9-69.2	+ 0.32	
8033	4209-4300	7	49.7-63.8	+ 0.16	
8009-1	4340-4430	7	66.4-78.4	+ 0.13	

Таблица 4

Сравнительная оценка фактических i_{ϕ} показателей интенсивности зенитного искривления скважин при роторном бурении и бурении ВЗД на месторождении Кенкияк

Скважина	Интервал бурения, м	θ , град	i_{ϕ} , град/м	Интервал бурения, м	θ , град	i_{ϕ} , град/м
Месторождение Кенкияк (подсолевой) (диаметр скважин 215,9мм, плотность раствора 1,95...2,05 г/см ³)						
Винтовой забойный двигатель DTU-172				Роторное бурение		
8009-1	4100-4215 4284-4331	1.5-29.5 49-62.8	+0.16 + 0.3	4430-4755	78.4-79.4	+ 0.003
8010	4053-4608	1.8-84.1	+0.12	3993-4053 4755-4939	1.0-1.7 78.9-62.7	+ 0.01 - 0.09
8101	4307-4519	45.8-88.3	+0.20	4284-4307	45.3-45.8	+ 0.02
8015	4352-4669 4413-4669	67.6-84.8 69-84.8	+0.05 +0.06	4381-4413	69.6-69	- 0.02
8034	4223-4242 4279-4326	30-34.3 47.2-60	+0.57 +0.29	4463-4749	75-75	0
Средняя i_{ϕ} , град/м				Средняя i_{ϕ} , град/м		
+ 0.18				- 0.01		

новки низа бурильной колонны (КНБК). Предлагаемый подход исходит из основного параметра, определяющего направление искривления скважины – стабилизирующей длины КНБК [3, 4].

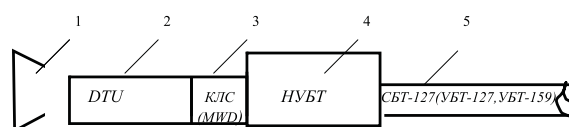
Напомним, что физический смысл стабилизирующей длины КНБК (L_{CT}) заключается в том, что при применении компоновки длиной (L), равной стабилизирующей длине ($L=L_{CT}$), зенитное искривление скважины (i) не происходит $i = 0$, а при меньшей длине ($L < L_{CT}$), чем стабилизирующая, происходит спад кривизны скважины $i < \theta$, а при большей ($L > L_{CT}$) – набор кривизны скважины $i > \theta$ [1-4].

Исходя из этой концепции, нами предлагается интенсивность зенитного искривления скважины при бурении винтовыми забойными двигателями рассчитывать по формуле:

$$i = 458,4 \cdot (D - d) L_{DTU}^{-2}, \quad (1)$$

где 458,4 – эмпирический коэффициент для жёсткой ($L_{CT} \leq L_{DTU}$) компоновки $L_{DTU} = 7\text{м}$, так как ($L_{CT} \leq L_{DTU}$) [5]; D – диаметр скважины, м; L_{DTU} и d – соответственно длина и наружный диаметр компоновки винтового забойного двигателя (ВЗД).

На месторождениях Западного Казахстана применяется несколько модификаций компоновок ВЗД DTU с калибратором КЛС или телеметрической системой MWD, немагнитной утяжелённой бурильной трубой (нижней опорной свечой) и бурильной колонной СБТ-127 или УБТ-127 или УБТ-159 (см. рисунок).



Компоновка винтового забойного двигателя DTU с КЛС (MWD), немагнитной нижней свечой (НУБТ) и бурильной колонной СБТ-127 (УБТ-127, УБТ-159): 1 – долото; 2 – ВЗД; 3 – калибратор; 4 – немагнитная нижняя свеча УБТ.

Рассмотрим наиболее распространённые модификации компоновок ВЗД DTU-172 Baker Hughes, используемых на месторождениях Западного Казахстана (табл. 1-4).

Как хорошо видно из данных табл. 1-3, фактические i_{ϕ} и расчётные i показатели интенсивности зенитного искривления скважин в зависимости от длины ВЗД имеют сходимость с достаточно высокой для практических расчетов точностью.

Приведенные в табл. 4 фактические значения интенсивности зенитного искривления скважин при роторном бурении и бурении с ВЗД DTU-172 указывают на преимущества использования ВЗД для искривления скважины, выражающиеся в стабильности набора кривизны.

Выводы

Предложенная автором эмпирическая формула для расчета показателей интенсивности

зенитного искривления скважин при “безориентированной технологии” бурения направленных скважин, вполне может быть использована для расчета интенсивности зенитного искривления скважин в зависимости от длины ВЗД.

Сопоставление расчетных и фактических данных показателей интенсивности зенитного искривления скважин показывает, что они имеют сходимость с достаточной для практических расчетов точностью.

Литература

1. *Музапаров М.Ж., Курбалиев Т.Ш., Чэнь Цзюнь, Хуан Лисинь.* Первая горизонтальная скважина на месторождении Кенкияк // Нефть и газ. – 2003. – №2. – С. 73–76.
2. *Музапаров М.Ж., Курбалиев Т.Ш., Абугалиев С.К., Чэнь Цзюнь, Ешманов Д.Ж.* Новый подход к безориентированной технологии горизонтального бурения на нефть и газ // Нефть и газ. 2004. – №1. С. 37–43.
3. *Музапаров М.Ж.* Направленное бурение. Т. 2. Безориентированная технология. Роторное бурение. – Алматы, 2005. – 209 с.
4. *Музапаров М.Ж.* Направленное бурение. Т. 3. Безориентированная технология. Бурение винтовыми забойными двигателями. – Алматы, 2005. – 204 с.
5. *Музапаров М.Ж.* Направленное бурение. Т. 1. Бесклиновая технология: Учебник. – Алматы, 2001. – 204 с.