

Виробничий досвід

УДК 658.784

ОПЕРАТИВНІ МЕТОДИ УТОЧНЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН ТА ВИЗНАЧЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ НА ПРИКЛАДІ ВИШНЕВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

О.Ю.Попівчук, В.Г.Щербина

Український науково-дослідний інститут природних газів,
61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (0572)200215, e-mail: rozr@ukrniigaz.kharkov.ru

Рассмотрены оперативные пути уточнения продуктивной характеристики скважин газоконденсатных залежей и повышение качества определения их фильтрационных параметров на примере анализа результатов исследований скважин Вишневого газоконденсатного месторождения.

Jacking the analysis of obtained results of wells' researches carried out of Vishnevske gas-condensate field as an example, operative methods of refinement of producing ability of wells of gas-condensate deposits and increase the quality of determination of theirs filtration parameters are considered.

Одним з основних дослідницьких заходів щодо контролю за розробкою родовища вуглеводнів є дослідження свердловин на стаціонарних (усталених) режимах фільтрації газу до вибоїв, по-іншому — дослідження на продуктивність. Методика і періодичність їх проведення регламентуються чинними нормативно-правовими документами та стандартами.

Нерідко при проведенні досліджень на газових і газоконденсатних родовищах України з різних причин методики не дотримуються: відсутність або неякісні обладнання і матеріали, незадовільний технічний стан свердловин, низький пластовий тиск, низькі колекторські властивості покладів тощо.

Як правило, за наявності значної кількості рідини в продукції свердловин не вживають додаткових заходів щодо її видалення з вибоїв, що призводить до суттєвих похибок у визначенні вибійного тиску, або не проводять заміри вибійного тиску на режимах глибинним манометром, не відбувається повна стабілізація режимів, недостатня кількість прямих і зворотних режимів тощо.

Тому є необхідність в оперативному уточненні неякісних досліджень свердловин на продуктивність. Нижче розглянуто деякі методи на прикладі Вишневого газоконденсатного родовища.

Вишневе родовище розташоване на території Балаклійського району Харківської області. Відкрите в 1985 р., коли при випробуван-

ні пошукової свердловини 1 отримано приплив газу з конденсатом. Розробка родовища розпочата в 1993 р. Промислова газонасність пов'язана з відкладами московського ярусу середнього карбону, колектори (пісковики покладу горизонту М-2) — добре зцементовані. Наявність покладів газу встановлена у двох структурних блоках: I (південний) та більш занурений II (північний).

Особливістю колекторів газоконденсатного покладу гор. М-2, структурних блоків I, II Вишневого родовища є:

– відносно великі глибини залягання (в абс. позначка. від –2872,1 до –2769 м по блоку I, по блоку II — від –2933 до –2867,8 м);

– високі початкові пластові тиски (по блоку I — 31,62 МПа, по блоку II — 31,85 МПа);

– відносно низькі фільтраційно-ємнісні параметри порід-колекторів (зокрема пористість 13-14%);

– наявність у пластовому газі вуглеводнів C_{5+} вищі (початковий вміст стабільного конденсату в пластовому газі 83,0 г/м³ по блоку I і 47,9 г/м³ по блоку II), які в умовах високого тиску початку конденсації (25,0-28,0 МПа по блоку I і 20,1-24,8 МПа по блоку II) вже на ранній стадії експлуатації починають накопичуватись у привибійній зоні, що погіршує фільтрацію газу до вибою свердловин [1].

Для отримання робочого рівняння припливу газу до вибоїв свердловин і визначення їх фільтраційних параметрів пластів, а також оп-

тимального дебіту, робочого тиску, депресії, умов винесення рідини в процесі експлуатації (на різні дати) виконувались дослідження свердловин Вишневецького родовища на усталених режимах фільтрації газу (дослідження на продуктивність). Результати оброблені за загальноприйнятою методикою [2], графічним способом отримані коефіцієнти фільтраційних опорів a і b (таблиця 1, рисунки 1-3).

Отримані рівняння припливу газу до вибою свердловини в більшості випадків характеризуються наявністю коефіцієнта C_0 (тричленного виду), імовірно внаслідок нестабілізації як вибійних, так і пластових тисків, наявності стовпа рідини на вибоях, гідратуутворення (додаткового опору)

$$P_{пл.розр}^2 - P_{виб.розр}^2 = aQ + bQ^2 + C_0, \quad (1)$$

де: $P_{пл.розр}$ і $P_{виб.розр}$ – пластовий і вибійні тиски, отримані розрахунковим шляхом (за барометричною формулою), МПа;

Q – дебіт газу, тис.м³/доб.

Як свідчить практика, коефіцієнт b швидко досягає стаціонарного значення і в часі суттєво не змінюється. На це вказує також те, що він на різні дати по конкретній свердловині не змінюється. Вищезгадані негативні фактори впливають на величину коефіцієнта a , який при визначенні графічним способом за фактичними даними отримуємо значно заниженим.

Для оперативного уточнення продуктивності свердловин при проектуванні й визначенні фільтраційних характеристик необхідно привести рівняння припливу до двочленного вигляду модифікацією коефіцієнта a . Можливе застосування формул

$$a^* = \frac{aQ + C_0}{Q}, \quad (2)$$

або

$$a^{**} = \frac{P_{пл.розр}^2 - P_{виб.розр}^2 - bQ^2}{Q}, \quad (3)$$

де a^* і a^{**} – модифіковані коефіцієнти фільтраційного опору.

Фактичні дані досліджень свердловин на режимах та результати розрахунків за формулами (2, 3) представлені в таблиці 1. Аналізуючи отримані дані, бачимо, що вплив негативних факторів від режиму до режиму при збільшенні дебітів неоднаковий, в основному, зменшується і мінімальний на останніх режимах при дебітах, близьких до робочих.

В нашому випадку після досліджень на продуктивність проводились заміри пластового тиску глибинним манометром (отримані величини більші ніж розраховані за барометричною формулою), за ними уточнюємо вибійні тиски

$$P_{виб}^* = \sqrt{P_{пл.глиб}^2 - a^{***}Q - bQ^2}, \quad (4)$$

де для вибору найбільш достовірних значень коефіцієнтів a спочатку аналізуємо графічні залежності (рисунки 1-3) і вибраковуємо точки режимів, які найбільше відхиляються від прийнятої індикаторної кривої, та усереднюємо ті,

що залишаються, а далі усереднюємо за двома значеннями (за формулами (2, 3))

$$a^{***} = \frac{a^* + a^{**}}{2}. \quad (5)$$

Залежно від обставин на практиці використовуємо формулу (2) або (3) (див. нижче).

Коефіцієнт b залишається без змін. Також знаходимо дійсні значення депресій (P^*).

За відсутності глибинних замірів у первинних дослідженнях свердловини можливе використання регіональногідростатичного тиску, при поточних – лінійноінтерпольовані на дату дослідження в інтервалі між глибинними замірами, при газовому режимі розробки знайдені шляхом екстраполяції залежності наведеного пластового тиску від видобутку газу.

В результаті отримуємо уточнені індикаторні характеристики свердловин, які відображені на рисунках 4-6 (таблиця 2) рівняння припливу двочленного вигляду

$$P_{пл.глиб}^2 - P_{виб}^{*2} = a^{***}Q + bQ^2. \quad (6)$$

Отримані результати добре співставимі в часі і підтверджуються дослідженнями, при яких фактична індикаторна крива проходить через початок координат (C_0 дорівнює 0), при проведенні яких більший період стабілізації режимів і, очевидно, вжито додаткових заходів для підвищення якості результатів (продувки свердловини, метанольні обробки та ін.).

Таким чином, якщо при визначенні продуктивної характеристики графічним способом газоконденсатних покладів є похибка, яка виражається третім членом рівняння припливу C_0 , для приведення рівняння до двочленного вигляду можливе застосування вищезгаданої формули (2), при відомому коефіцієнті b , коефіцієнт a можна знайти за одним усталеним режимом роботи даної свердловини у газопровід чи сусідніх свердловин в межах об'єкта, застосувавши формулу (3). Тобто, в одних випадках доцільніше використовувати формулу (2), в інших — (3). Слід зазначити, що на практиці часто мають місце неточності у визначеннях дебітів, які також слід враховувати.

За дослідженнями на усталених режимах фільтрації згідно з [2, 3] розраховані деякі фільтраційні параметри покладів, зокрема проникність (k), провідність (kh/μ) і п'єзопровідність (χ), з урахуванням уточненого a . Усереднені результати розрахунків представлені в таблиці 3, на їх достовірність вказує співставимість з величинами, отриманими за результатами досліджень на неусталених режимах фільтрації (криві відновлення тиску).

Розраховані за дослідженнями на усталених і неусталених режимах фільтрації газу фільтраційні параметри порід-колекторів стосуються не обмеженої ділянки (як при дослідженні кернів), а значної області дронування продуктивного пласта, що оточує конкретну свердловину.

Зокрема, середню проникність пласта за керном окремих свердловин визначити практично неможливо. Діапазон визначених за керном,

Таблиця 1 — Уточнення фактичних продуктивних характеристик свердловин Вишневського родовища

№ режиму п/п	$t_{\text{роб.}}$, с	$P_{\text{пл.розр.}}$, МПа	$P_{\text{виб.розр.}}$, МПа	ΔP , МПа	ΔP^2 , МПа	Q , $\frac{\text{тис.м}^3}{\text{доб}}$	a , $\frac{\text{доб МПа}^2}{\text{тис.м}^3}$	b , $\frac{\text{доб}^2 \text{МПа}^2}{(\text{тис.м}^3)^2}$	C_0 , МПа ²	a^* ,	a^{**} ,		
										доб МПа ² тис.м ³	доб МПа ² тис.м ³		
Свердловина 1, інт. перф. 2950-2970 м, гор. М-2, 10.09.1996 р.													
1	900	28,520	28,373	0,147	8,363	12	0,58	0,0002	5,3	1,022	0,695		
2	1200	28,520	28,161	0,359	20,348	28	0,58	0,0002	5,3	0,769	0,721		
3	1200	28,520	27,900	0,620	34,980	50	0,58	0,0002	5,3	0,686	0,690		
4	1800	28,520	27,620	0,900	50,526	72	0,58	0,0002	5,3	0,654	0,687		
5	1800	28,520	27,250	1,270	70,828	111	0,58	0,0002	5,3	0,628	0,616		
										<i>середнє по 3 і 5</i>		0,657	0,653
Свердловина 1, інт. перф. 2950-2970 м, гор. М-2, 06.08.1999 р.													
1	2400	27,230	26,514	0,716	38,481	11,1	0,41	0,0002	37	3,743	3,465		
2	2520	27,230	26,356	0,874	46,834	25,8	0,41	0,0002	37	1,844	1,810		
2	2640	27,230	26,182	1,048	55,976	46,2	0,41	0,0002	37	1,211	1,202		
3	2760	27,230	25,903	1,327	70,507	73,2	0,41	0,0002	37	0,915	0,949		
3	2880	27,230	25,707	1,523	80,623	104,5	0,41	0,0002	37	0,764	0,751		
										<i>останні</i>		0,764	0,751
Свердловина 1, інт. перф. 2950-2970 м, гор. М-2, 20.10.2003 р.													
1	2400	26,035	25,752	0,283	14,656	11	0,31	0,0002	13,1	1,501	1,330		
2	2520	26,035	25,616	0,419	21,642	25	0,31	0,0002	13,1	0,834	0,861		
3	2640	26,035	25,481	0,554	28,540	45	0,31	0,0002	13,1	0,601	0,625		
4	2760	26,035	25,346	0,689	35,402	71	0,31	0,0002	13,1	0,495	0,484		
5	2880	26,035	25,144	0,891	45,600	98	0,31	0,0002	13,1	0,444	0,446		
										<i>середнє по 2-4</i>		0,593	0,604
Свердловина 6, інт. перф. 2967-2994 м, гор. М-2, 20.10.1997 р.													
1	3600	29,670	29,328	0,342	20,177	50,4	0,57	0,0002	0	0,570	0,390		
2	3600	29,670	29,098	0,572	33,615	52,8	0,57	0,0002	0	0,570	0,626		
3	3600	29,670	28,753	0,917	53,574	79,2	0,57	0,0002	0	0,570	0,661		
4	3600	29,670	28,638	1,032	60,174	103,2	0,57	0,0002	0	0,570	0,562		
5	3600	29,670	28,408	1,262	73,294	124,8	0,57	0,0002	0	0,570	0,562		
										<i>середнє по 4 і 5</i>		0,570	0,562
Свердловина 6, інт. перф. 2967-2994 м, гор. М-2, 22.10.2003 р.													
1	2400	26,241	26,029	0,212	11,081	11,0	0,45	0,0002	6	0,995	1,005		
2	2520	26,241	25,869	0,372	19,385	25,0	0,45	0,0002	6	0,690	0,770		
3	2640	26,241	25,736	0,505	26,248	46,0	0,45	0,0002	6	0,580	0,561		
4	2760	26,241	25,506	0,735	38,034	72,0	0,45	0,0002	6	0,533	0,514		
5	2880	26,241	25,197	1,044	53,701	101,0	0,45	0,0002	6	0,509	0,511		
										<i>середнє по 3-5</i>		0,570	0,541
Свердловина 7, інт. перф. 3000-3016 м, гор. М-2, 12.08.1999 р.													
1	2400	25,510	24,761	0,749	37,653	10,0	0,3	0,0037	51,3	5,430	3,728		
2	2520	25,510	24,504	1,006	50,314	22,9	0,3	0,0037	51,3	2,540	2,112		
3	2640	25,510	24,113	1,397	69,323	40,8	0,3	0,0037	51,3	1,557	1,548		
4	2760	25,510	23,557	1,953	95,828	64,0	0,3	0,0037	51,3	1,102	1,261		
5	2880	25,510	23,350	2,160	105,538	90,7	0,3	0,0037	51,3	0,866	0,828		
										<i>останні</i>		0,866	0,828
Свердловина 7, інт. перф. 3000-3016 м, гор. М-2, 23.10.2003 р.													
1	2400	16,266	16,113	0,153	4,954	7,0	0,59	0,0037	0	0,590	0,682		
2	2520	16,266	15,898	0,368	11,836	16,0	0,59	0,0037	0	0,590	0,681		
3	2640	16,266	15,684	0,582	18,595	28,0	0,59	0,0037	0	0,590	0,561		
4	2760	16,266	15,266	1,000	31,532	43,0	0,59	0,0037	0	0,590	0,574		
5	2880	16,266	14,744	1,522	47,197	58,0	0,59	0,0037	0	0,590	0,599		
										<i>середнє по 4 і 5</i>		0,590	0,587

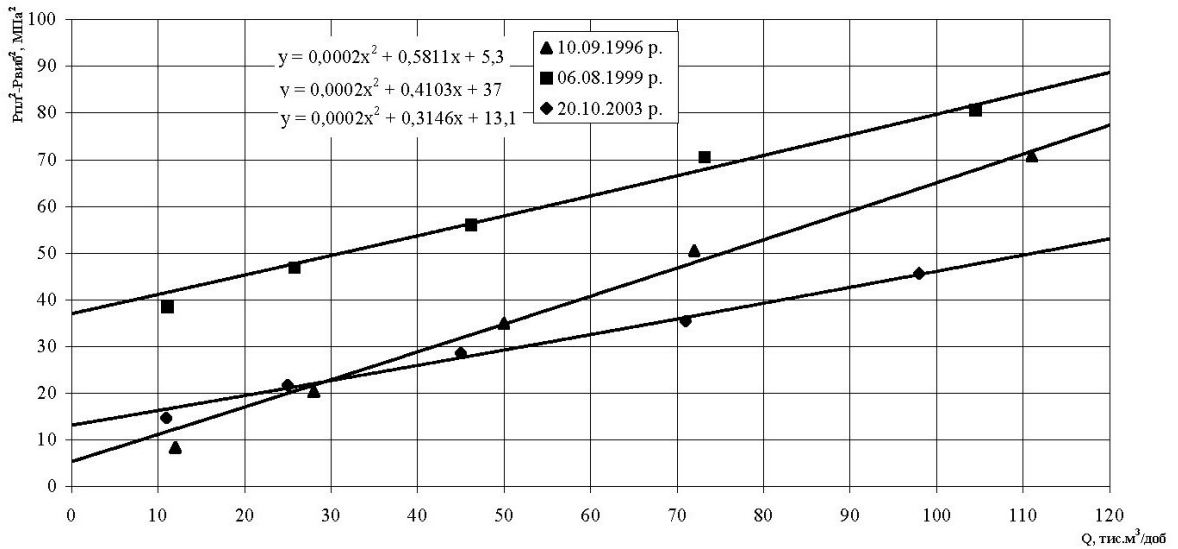


Рисунок 1 — Фактичні залежності $P_{пл}^2 - P_{виб}^2$ від Q по свердловині 1, інтервал перфорації 2950–2970, горизонт М-2, блок I

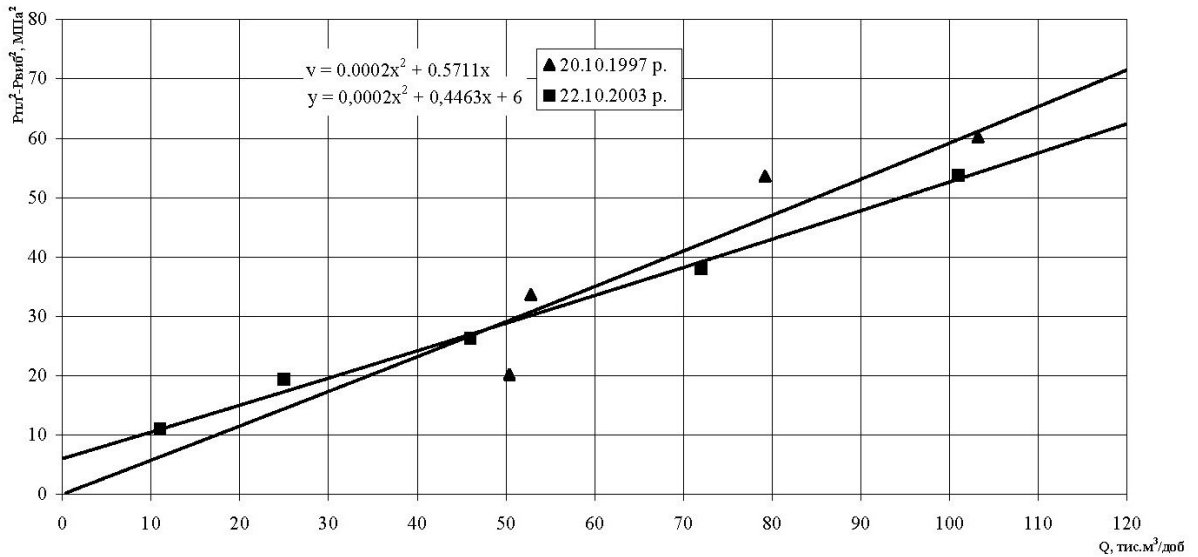


Рисунок 2 — Фактичні залежності $P_{пл}^2 - P_{виб}^2$ від Q по свердловині 6, інтервал перфорації 2967–2994, горизонт М-2, блок I

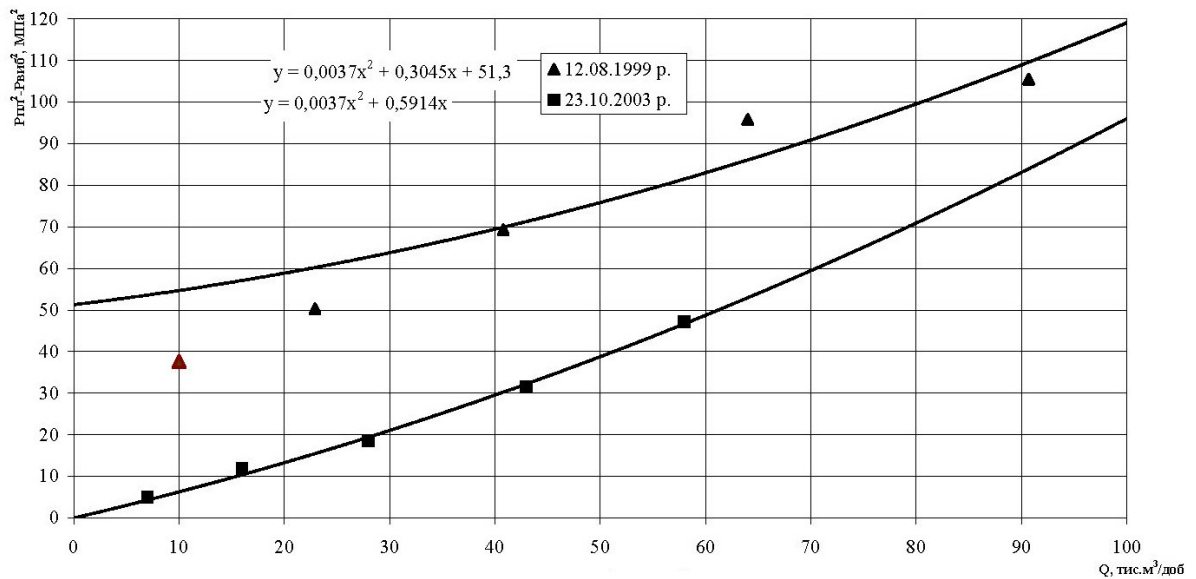


Рисунок 3 — Фактичні залежності $P_{пл}^2 - P_{виб}^2$ від Q по свердловині 7, інтервал перфорації 3000–3016, горизонт М-2, блок II

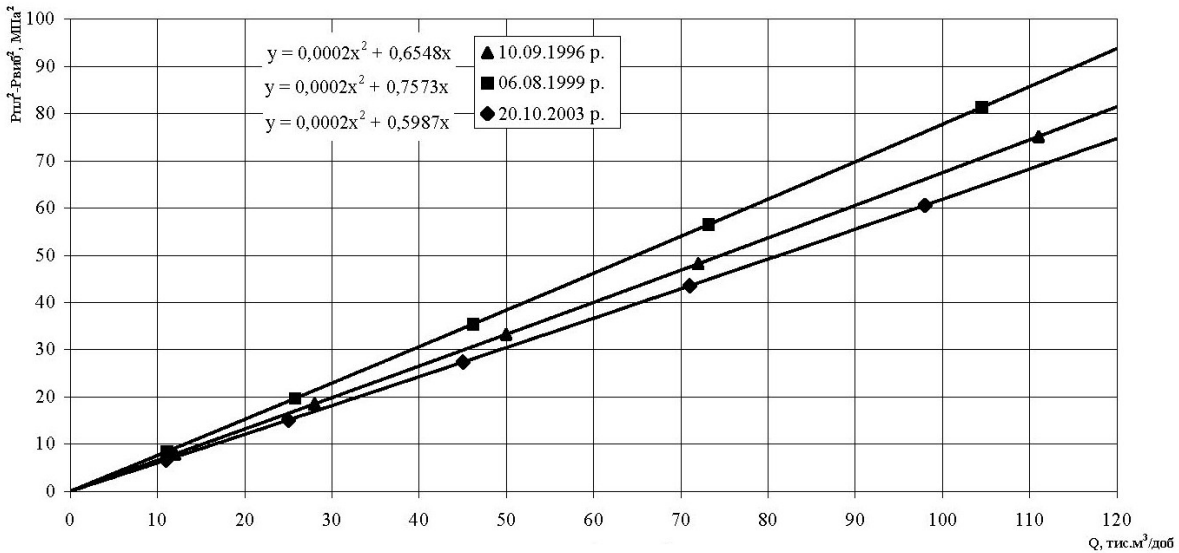


Рисунок 4 — Уточнені залежності $P_{пл}^2 - P_{виб}^2$ від Q по свердловині 1, інтервал перфорації 2950–2970, горизонт М-2, блок I

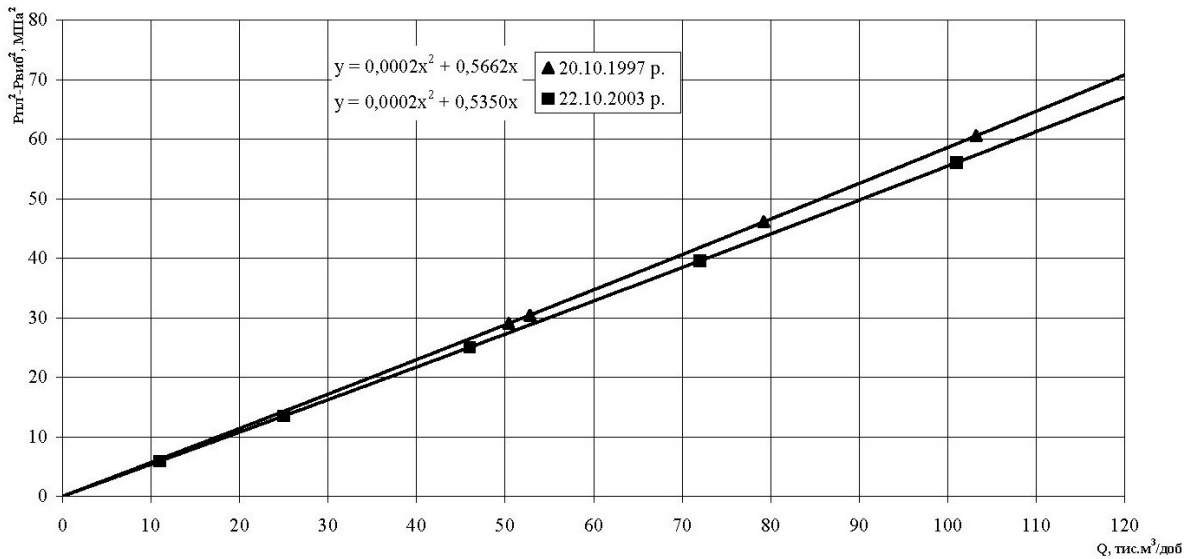


Рисунок 5 — Уточнені залежності $P_{пл}^2 - P_{виб}^2$ від Q по свердловині 6, інтервал перфорації 2967–2994, горизонт М-2, блок I

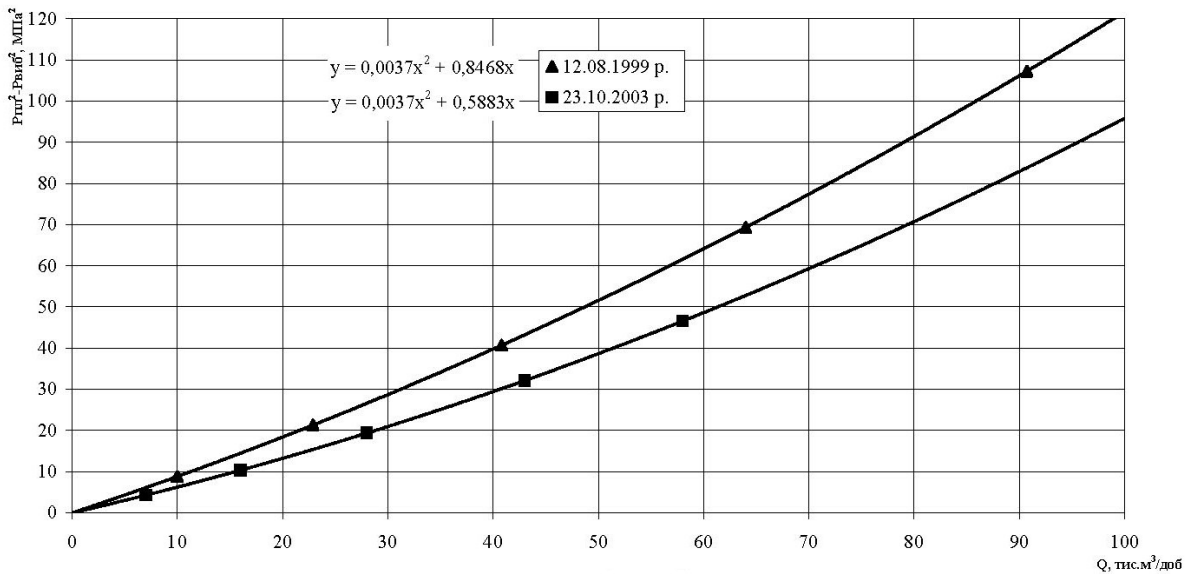


Рисунок 6 — Уточнені залежності $P_{пл}^2 - P_{виб}^2$ від Q по свердловині 7, інтервал перфорації 3000–3016, горизонт М-2, блок II

Таблиця 2 — Дані для побудов уточнених продуктивних характеристик свердловин Вишневецького родовища

№ режиму П/П	a^{***} , $\frac{\text{доб МПа}^2}{\text{тис.м}^3}$	$P_{\text{пл.глуб}}$, МПа	$P_{\text{виб}^*}$, МПа	$\square P^*$, МПа	$\square P^{2*}$, МПа	Q , $\frac{\text{тис.м}^3}{\text{доб}}$
Свердловина 1, інт. перф. 2950-2970 м, гор. М-2, 10.09.1996 р.						
1	0,655	30,500	30,370	0,130	7,887	12,0
2	0,655	30,500	30,195	0,305	18,492	28,0
3	0,655	30,500	29,950	0,550	33,241	50,0
4	0,655	30,500	29,700	0,800	48,183	72,0
5	0,655	30,500	29,242	1,258	75,148	111,0
Свердловина 1, інт. перф. 2950-2970 м, гор. М-2, 06.08.1999 р.						
1	0,757	29,300	29,156	0,144	8,431	11,1
2	0,757	29,300	28,962	0,338	19,672	25,8
3	0,757	29,300	28,689	0,611	35,416	46,2
4	0,757	29,300	28,319	0,981	56,509	73,2
5	0,757	29,300	27,878	1,422	81,326	104,5
Свердловина 1, інт. перф. 2950-2970 м, гор. М-2, 20.10.2003 р.						
1	0,599	27,500	27,380	0,120	6,609	11,0
2	0,599	27,500	27,224	0,276	15,092	25,0
3	0,599	27,500	26,998	0,502	27,345	45,0
4	0,599	27,500	26,697	0,803	43,513	71,0
5	0,599	27,500	26,375	1,125	60,590	98,0
Свердловина 6, інт. перф. 2967-2994 м, гор. М-2, 20.10.1997 р.						
1	0,566	30,100	29,614	0,486	29,044	50,4
2	0,566	30,100	29,590	0,510	30,453	52,8
3	0,566	30,100	29,324	0,776	46,097	79,2
4	0,566	30,100	29,077	1,023	60,561	103,2
5	0,566	30,100	28,848	1,252	73,776	124,8
Свердловина 6, інт. перф. 2967-2994 м, гор. М-2, 22.10.2003 р.						
1	0,535	28,770	28,667	0,103	5,909	11,0
2	0,535	28,770	28,534	0,236	13,500	25,0
3	0,535	28,770	28,332	0,438	25,033	46,0
4	0,535	28,770	28,074	0,696	39,556	72,0
5	0,535	28,770	27,778	0,992	56,074	101,0
Свердловина 7, інт. перф. 3000-3016 м, гор. М-2, 12.08.1999 р.						
1	0,847	25,600	25,427	0,173	8,838	10,0
2	0,847	25,600	25,180	0,420	21,332	22,9
3	0,847	25,600	24,792	0,808	40,709	40,8
4	0,847	25,600	24,208	1,392	69,350	64,0
5	0,847	25,600	23,412	2,188	107,243	90,7
Свердловина 7, інт. перф. 3000-3016 м, гор. М-2, 23.10.2003 р.						
1	0,588	16,300	16,168	0,132	4,300	7,0
2	0,588	16,300	15,979	0,321	10,361	16,0
3	0,588	16,300	15,694	0,606	19,374	28,0
4	0,588	16,300	15,282	1,018	32,140	43,0
5	0,588	16,300	14,803	1,497	46,570	58,0

відібраним з продуктивних розрізів, свердловин становить $0,002-0,135 \times 10^{-12} \text{ м}^2$, верхня межа діапазону, як свідчить практика, буває завищеною внаслідок неточностей вимірів при появі тріщин у зразках.

Отже, оперативно уточнені продуктивні характеристики свердловини, використані при проектуванні розробки і визначенні властивостей газоконденсатних покладів, досить достовірно відображають процеси, що проходять в покладах, і їх фільтраційно-ємнісні параметри.

Таблиця 3 — Визначення фільтраційних параметрів за результатами досліджень

№ св.	Блок	Усталені режими фільтрації газу			Неусталені режими фільтрації газу		
		$k, \times 10^{-12} \text{ м}^2(\text{Д})$	$kh/\mu, \frac{\text{Д}\cdot\text{м}}{\text{МПа}\cdot\text{с}}$	$\gamma, \text{ м}^2/\text{с}$	$k, \times 10^{-12} \text{ м}^2(\text{Д})$	$kh/\mu, \frac{\text{Д}\cdot\text{м}}{\text{МПа}\cdot\text{с}}$	$\gamma, \text{ м}^2/\text{с}$
1	I	0,00895	8,04	0,089	0,01224	13,40	0,104
6	I	0,00723	9,76	0,057	0,00419	5,16	0,043
7	II	0,00753	7,25	0,058	0,00760	8,17	0,052

Література

1. Доповнення до проекту розробки Вишневецького газоконденсатного родовища: Звіт / УкрНДІгаз; Керівники В.Щербина, О.Попівчук та ін. – 51.368/2002-2004. – X., 2004. – 272 с.

2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

3. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.–Львів, 1996. – С. 620.

УДК 622.243.24

СПОСОБИ КЕРУВАННЯ ТРАЕКТОРІЄЮ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ №152 ЯБЛУНІВСЬКОГО НГКР

¹В.В.Дячук, ¹Б.Т.Буняк, ¹О.Б.Нежилський, ²П.С.Полюк, ²О.Г.Лазаренко

¹ Український науково-дослідний інститут природних газів, 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (0572) 200215, e-mail: gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

² БУ “Укрбургаз”, Полтавське ВБР, м. Полтава, вул. Фрунзе, 173

Описаны способы и средства управления траекторией скважины № 152 Яблунивского НГКМ с горизонтальным окончанием ствола. Проведен анализ работы телеметрических систем отечественного и зарубежного производства.

Methods and means for controlling the path of well 152 of Yablunivske oil-gas-condensate field with horizontal end of hole is presented. Telemetric systems of domestic and foreign make are analyzed.

Одним із способів підвищення ефективності розробки родовищ є будівництво свердловин із горизонтальним закінченням стовбура. Свердловину такого типу пробурено Полтавським ВБР БУ “Укрбургаз” на Яблунівському НГКР. Метою буріння було розкриття і перегинання нафтового пласта Б-6 від покрівлі до підшви з мінімальною довжиною стовбура в продуктивній частині пласта 300 м. Одним з найважливіших завдань при будівництві свердловини було керування і контроль за траєкторією стовбура.

За заданими вихідними даними інститутом “УкрНДІгаз” була розроблена програма на будівництво свердловини. Грунтуючись на даних геологічного розрізу, з метою розділення зон несумісних умов буріння була вибрана така конструкція свердловини (таблиця 1).

Згідно з розробленою програмою профіль свердловини включав в себе: вертикальну ділянку (інтервал 0–2988 м), ділянку попереднього набору зенітного кута і ділянку збільшення зенітного кута (інтервал 2988–3631 м), власне горизонтальну ділянку (інтервал 3631–4100 м).

Буріння вертикальної ділянки в інтервалі 0–2300 м під Ø 324 мм проміжну колону здійснювалось компоновками згідно з розрахунком з одним і двома опорноцентруючими елементами (ОЦЕ), що дало змогу до глибини спуску колони зберегти вертикальність стовбура і спустити колону на задану глибину. Буріння вертикальної ділянки під Ø 245 мм проміжну колону здійснювалось поперемінно роторним і турбінним способами, і на глибині забурювання похилої ділянки стовбура 2988 м зенітний кут не перевищував 1°.

Буріння ділянки попереднього набору зенітного кута в інтервалі 2988–3193 м проводилось гвинтовим двигуном Д1-240 із кривим перехідником з кутом перекоосу осей 1,5°. В якості жорсткого верхнього плеча відхилювача в компоновку був установлений патрубок з ОБТС-203 довжиною 7 м. Орієнтування відхилювача та контроль за кутовими параметрами стовбура проводився телеметричною системою ГУОБИТ С-42М1-190 (виробництва НВП “Потенціал”, м. Харків).