

Винахід належить до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до способів розробки газоконденсатних родовищ.

Відомо, що найпростішим способом розробки газоконденсатних покладів є спосіб їх розробки на природному режимі (розробка на виснаження). В цьому випадку відбір газу і конденсату з родовища забезпечується за рахунок виснаження пластової енергії. Недоліком даного способу є порівняно низька вуглеводневідача та погіршення видобувних можливостей свердловин в процесі розробки на виснаження.

Зазначені недоліки усуваються при використанні способів розробки родовищ з підтриманням пластового тиску шляхом рециркуляції відсепарованого газу. При цьому середньозважений за об'ємом покладу пластовий тиск ($P_{пл}$) підтримується на рівні тиску початку конденсації важких вуглеводнів.

Повернення відсепарованого газу в пласт не забезпечує підтримання тиску на постійному рівні, що обумовлено усадкою пластового газу за рахунок вилучення важких вуглеводнів. Усунення цього недоліку можливо при одночасному закачуванні відсепарованого (сухого) газу та стороннього газу, за який використовують або попутний нафтовий, або природний газ нафтогазових та газоконденсатних родовищ, що розташовані близько до даного родовища. Іноді джерелом стороннього газу служить газопровід, траса якого пролягає поблизу родовища [див. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмигля П.Т. Розробка газоконденсатних родовищ з підтриманням пластового тиску. - М.: Надра, 1986.-164 с].

Крім проблеми підвищення конденсатовіддачі, існує проблема вилучення защемленого за фронтом витиснення газу пластовою водою за умов активного пружноводонапірного режиму (ПВР), коли об'єми защемленого газу сягають 50-75 % його запасів [див. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. - М.: Недра, 1999.-659 с]. Для вилучення цих запасів використовуються способи дорозробки газового покладу, засновані на сумісному відборі газу та води. При цьому поряд з відборами газу мають місце значні відбори супутньої пластової води, витрати на утилізацію якої можуть перевищувати прибуток від видобутку газу. Тому ці способи широко не використовуються.

Найбільш близьким до технічного рішення, що заявляють, за призначенням, технічною суттю та результатом, що досягають при використанні, є спосіб розробки газоконденсатного родовища в режимі виснаження з частковим підтриманням пластового тиску шляхом закачування газу і відбором суміші з пласта [див. опис до патенту РФ № 2092680, М.кл. E21B 43/18, опубл. 10.10.1997 р.], за яким нагнітання газу здійснюють після виснаження родовища до тиску максимальної конденсації етан-пропан-бутанової фракції пластової суміші, а при вмісті цієї фракції в пластовій суміші початкового складу менше двократного вмісту стабільного конденсату перед закачуванням сухого вуглеводневого газу створюють в пласті оторочку обсягом не менше 15 % об'єму пор зони впливу вуглеводневого газу, насиченого етан-пропан-бутановою фракцією за поточних пластових тисків і температурі.

Дослідження показали, що запропонований спосіб дозволяє підвищити конденсатовіддачу пласта в порівнянні з розробкою без впливу на пласт і сприяє збільшенню його вуглеводневідачі.

В основу винаходу поставлена задача покращення способу розробки газоконденсатного покладу шляхом забезпечення оптимальних умов дорозробки газоконденсатних покладів із значними запасами ретроградного конденсату (як в газовій, так і в рідкій фазах), які розробляються в умовах вибіркового обводнення покладу.

Поставлена задача вирішується тим, що у відомому способі розробки газоконденсатного покладу, що включає розробку газоконденсатного покладу на виснаження з частковим підтриманням пластового тиску, відповідно до винаходу, після зниження пластового тиску до $(1,5 \div 2,0) P_{м.к.}$ одночасно з виснаженням в поклад закачують газоподібний азот, при цьому відбори газу (Q_r) з газоконденсатного покладу компенсують азотом відповідно до співвідношення

$$Q_r = Z_{N_2} \cdot Q_{N_2} / Z_r, \text{ де}$$

Q_{N_2} - об'єм закачки азоту, млн.м³/рік; Z_{N_2} , Z_r - коефіцієнти надстисливості азоту та газу при поточних пластових тиску та температурі, б/р, $P_{м.к.}$ - тиск максимальної конденсації важких вуглеводнів.

Винахід дозволяє оптимізувати умови розробки газоконденсатного покладу, розробка якого ускладнена випадінням ретроградного конденсату, що обумовлює зниження продуктивності свердловин внаслідок зниження фазової проникності пласта по газовій фазі. Крім того, в умовах вибіркового обводнення покладу закачування азоту сприятиме витісненню защемленого газу, що також підвищить вуглеводневідачу покладу.

Запропоноване технічне рішення може бути реалізоване наступним чином. При виснаженні газоконденсатного покладу до зниження пластового тиску до рівня $(1,5 \div 2,0) P_{м.к.}$ ($P_{м.к.}$ - тиск максимальної конденсації важких вуглеводнів) здійснюють часткове підтримання пластового тиску в покладі з компенсацією видобутку газу (Q_r) закачуванням азоту в об'ємах відповідно до співвідношення $Q_r = Z_r \cdot Q_r / Z_{N_2}$.

Це забезпечує зниження темпу падіння пластового тиску при заданих відборах газу, або дозволяє збільшити видобувні можливості родовища при заданому темпі зниження пластового тиску. В свою

чергу це дозволяє стабілізувати умови розробки ускладнені ретроградними процесами в покладі, а саме при відносно підвищених тисках за рахунок ППТ забезпечуються покращені умови фільтрації пластового газу за рахунок його витиснення азотом. Крім того, в умовах вибіркового обводнення покладу по найбільш проникних прошарках витиснення азотом сприятиме вилучення зацмленого водою газу.

Так, згідно з винаходом, для умов покладу гор. С-5 Котелевського ГКР виконані газодинамічні розрахунки показників розробки за базовим та інвестиційним (з закачуванням азоту) варіантами (див. табл. 1). Згідно з газоконденсатною характеристикою (креслення) тиск максимальної конденсації важких вуглеводнів складає ~10 МПа. Поклад розробляється при поточному пластовому тиску 19,91 МПа, що відповідає майже двократному тиску максимальної конденсації.

Таблиця 1

Порівняння показників розробки покладу гір.С-5 Котелевського ГКР за базовим (на виснаженні) та інвестиційним (з закачуванням азоту) варіантами

За умов підтримання заданого за базовим варіантом темпу зниження пластового тиску										За умов зниження в порівнянні з базовим варіантом темпу падіння пластового тиску									
Рік	Кількість свердловин	Коефіцієнт експлуатації	Видобуток газу						Видобуток конденсату, тис.т					Пластовий тиск (Рпл), МПа					
			Базовий варіант			Інвестиційний варіант			ΔQг, млн.м³	Базовий варіант		Інвестиційний варіант		ΔG, тис.т	базовий варіант	інвестиційний варіант	ΔРпл		
			Дебіт (qг), тис.м³/добу	річний (Qг), млн.м³	сумарн (Qгн ак), млн.м³	Дебіт (qг), тис.м³/добу	річний (Qг), млн.м³	сумарн (Qгн ак), млн.м³		річний (Gк)	сумарн (Qкн ак)	річний (Gк)	сумарн (Qкн ак)						

2011	12	0,85	150,1	559,0	2032,7	150,1	559,0	2032,7	0,0	43,507	43,507	43,507	43,507	0,00	19,91	19,91	0,00		
2012	12	0,85	109,3	407,0	2439,7	114,2	425,2	2457,9	18,2	29,499	73,006	29,557	73,064	0,058	18,95	18,98	0,03		
2013	12	0,85	88,6	341,0	2780,7	96,5	359,1	2391,8	18,1	23,465	96,471	23,576	96,640	0,111	18,15	18,22	0,07		
2014	12	0,85	72,1	276,0	3056,7	79,0	294	2326,7	18,0	18,229	114,700	18,351	114,902	0,123	17,53	17,63	0,10		
2015	10	0,85	59,1	188,0	3244,7	66,4	206	2238,7	18,0	12,079	126,779	12,174	127,1065	0,095	17,12	17,25	0,13		
2016	8	0,85	57,7	145,0	3389,7	65,7	163	2195,7	18,0	9,149	135,928	9,217	136,3082	0,068	16,81	16,97	0,16		
2017	8	0,85	56,4	142,0	3531,7	64,5	160	2192,7	18,0	8,830	144,758	8,906	145,2088	0,076	16,50	16,70	0,20		
2018	8	0,85	55,1	138,0	3669,7	62,8	155,9	2188,6	17,9	8,466	153,224	8,551	153,8039	0,085	16,21	16,44	0,23		
2019	8	0,85	53,8	135,0	3804,7	61,6	152,9	2185,6	17,9	8,179	161,403	8,281	162,1020	0,102	15,92	16,18	0,26		
2020	8	0,85	52,6	132,0	3936,7	60,4	149,9	2182,6	17,9	7,896	169,299	7,996	170,1016	0,100	15,64	15,94	0,30		
2021	8	0,85	51,4	129,0	4065,7	59,1	146,8	2179,5	17,8	7,628	176,927	7,735	177,8051	0,107	15,37	15,70	0,33		
2022	8	0,85	50,2	126,0	4191,7	57,9	143,8	2176,5	17,8	7,370	184,297	7,519	185,3070	0,149	15,10	15,46	0,36		
Всього за 2012-2022 рр				2159,0			2356,5		197,5	140,8		141,9		1,073					

За умов підтримання заданого згідно з базовим варіантом темпу зниження пластового тиску додатковий видобуток газу складе на рівні (18,2÷17,8) млн.м³/рік або 197,5 млн.м³ за 2012-2022 рр.

За умов підтримання відповідно базового варіанта темпу відбору газу темп падіння знизиться на (0,03÷0,36)МГПа протягом 2012-2022 рр., що забезпечить додатковий видобуток конденсату на рівні

Таким чином, використання запропонованого способу забезпечить оптимальні умови його дорозробки. Часткова компенсація видобутку газу закачуванням азоту в умовах дорозробки дозволить збільшити видобувні можливості та кінцеву вуглеводневідачу родовища.

