

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.276.5:622.279.5

**ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ВІДНОСНОГО РОЗКРИТТЯ
І ПРОНИКНОСТІ ПЛАСТА ТА В'ЯЗКОСТІ НАФТИ
НА КРИТИЧНИЙ ДЕБІТ НАФТИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
СВЕРДОВИН НА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ
З НАФТОВИМИ ОБЛЯМІВКАМИ ТА ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ**

Р. М. Кондрат, Л. І. Матіішин, Л. Р. Смоловик

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел./факс +380 (3422) 4-21-95;
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

Охарактеризовано чинники, які впливають на процес утворення газових і водяних конусів при експлуатації нафтових свердловин на газоконденсатних родовищах з нафтовими облямілками і підшовною водою, і методи боротьби з конусоутворенням. Виконано порівняльний аналіз результатів розрахунків критичних безводних і безгазових дебітів нафти за формулами різних авторів. Оцінено вплив на критичний дебіт нафти відносного розкриття і проникності нафтоносного пласта та в'язкості нафти. Обґрунтовано напрями збільшення дебіту нафти в умовах конусоутворення.

Ключові слова: *нафтогазоконденсатне родовище, свердловина, конусоутворення, критичний безводний і безгазовий дебіт, коефіцієнт нафтовилучення.*

Експлуатація свердловин на газоконденсатних родовищах з нафтовими облямілками ускладнюється утворенням конусів підшовної води і газових конусів із газової шапки. Конусоутворення призводить до зниження дебіту нафти.

На процес конусоутворення впливає велика кількість чинників: колекторські властивості пластів у нафтонасиченій, газонасиченій і водонасичених зонах, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів (нафти, води, газу), в першу чергу в'язкість нафти, активність пластової водонапірної системи, запаси газу в газовій шапці, розміри нафтової облямівки і запаси нафти в ній, товщина нафтової облямівки і розміщення інтервалу перфорації відносно водонафтового і газонафтового контактів, технологічний режим експлуатації свердловин (допустима депресія тиску на пласт, безперервна чи періодична експлуатація), та інші [1-4].

Запропоновано велику кількість геолого-технічних заходів для активного впливу на процес конусоутворення і запобігання прориву у свердловини води і газу (використання свердловин з горизонтальним закінченням стовбуру в зоні облямівки, встановлення у свердловинах водоізоляційних та газоізоляційних екранів, відповідне розміщення інтервалу перфорації у нафтовій облямівці та інші) [1-4].

У промисловій практиці широко поширеним методом боротьби з конусоутворенням є відповідне розміщення інтервалу перфорації в нафтовій облямівці відносно водонафтового і газонафтового контактів і обмеження депресії тиску на пласт (дебітів нафти) критичними значеннями, при яких конус води (газу) не досягає нижніх (верхніх) отворів інтервалу перфорації [4]. Експлуатація свердловин з критичними безводними і безгазовими дебітами нафти характеризується великою тривалістю періоду розробки родовища, низьким кінцевим коефіцієнтом нафтовилучення і вимагає буріння значної кількості свердловин для забезпечення заданого темпу видобутку нафти [5].

С.Н. Закіровим та іншими [3, 6] стосовно до нафтових і газових родовищ обґрунтовано доцільність спільного відбору нафти, і газу, і води із свердловин, що дозволяє інтенсифікувати процес розробки родовища і збільшити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення. При цьому для забезпечення природного фонтанування свердловин на газових родовищах з підшовною водою пропонується експлуатувати свердловини з водним (водогазовим) фактором, який не перевищує критичного водного фактора, при досягненні якого свердловини перестають фонтанувати. При більших значеннях водного фактора необхідно переводити обводнені газові свердловини на механізовану експлуатацію.

Одним із варіантів інтенсифікації розробки газових родовищ з підшовною водою є експлуатація свердловин з дебітами газу, які перевищують критичне значення. Після досягнення вершиною конуса води нижніх отворів інтервалу перфорації свердловини зупиняють на певний час для часткового осідання конуса води і потім знову уводять в експлуатацію. Можна підібрати таку тривалість зупинки свердловини, при якій за заданий період часу накопичений відбір газу із свердловини буде найбільшим [7].

Запропоновано ряд залежностей для визначення критичного безводного і безгазового дебітів нафти [8-16]. Певний науковий і практичний інтерес представляє порівняння результатів розрахунку критичного дебіту нафти за різними залежностями для однакових вихідних даних і встановлення впливу на критичний дебіт нафти відносного розкриття, і проникності пласта та в'язкості нафти.

У дослідженнях впливу визначальних чинників на критичний безводний і безгазовий дебіти нафти використано формули таких авторів:

Meyer and Garder [8]

$$q_{кр1} = 2,302 \cdot 10^{-16} \cdot \left[\frac{\rho_в - \rho_н}{\ln \left(\frac{R_к}{r_c} \right)} \right] \cdot \left(\frac{k}{B_0 \cdot \mu_н} \right) \cdot (h^2 - h_p^2), \quad (1)$$

$$q_{кр2} = 2,302 \cdot 10^{-16} \cdot \left[\frac{\rho_н - \rho_г}{\ln \left(\frac{R_к}{r_c} \right)} \right] \cdot \left(\frac{k}{B_0 \cdot \mu_н} \right) \cdot (h^2 - h_p^2), \quad (2)$$

де $q_{кр1}$ – критичний безводний дебіт нафти, м³/д; $q_{кр2}$ – критичний безгазовий дебіт нафти, м³/д; $\rho_в$ – густина води, кг/м³; $\rho_н$ – густина нафти, кг/м³; $\rho_г$ – густина газу, кг/м³; $R_к$ – радіус контуру живлення, м; r_c – ефективний радіус свердловини, м; h – ефективна товщина пласта, м; h_p – висота інтервалу перфорації, м; k – проникність пласта, м²; $\mu_н$ – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, Па·с; B_0 – об'ємний коефіцієнт нафти, м³/м³.

Об'ємний коефіцієнт нафти – це параметр, який характеризує відношення об'єму нафти у пластових умовах до об'єму цієї ж нафти після виділення із неї газу на поверхні.

Chaperon's [9]

$$q_{кр1} = 7,328 \cdot 10^{-17} \cdot \frac{k_г \cdot (h^2 - 2 \cdot h \cdot h_p + h_p^2)}{B_0 \cdot \mu_н} \cdot (\rho_в - \rho_н) \cdot \left(0,7311 + \frac{1,943}{\frac{R_к}{h} \cdot \sqrt{\frac{k_B}{k_г}}} \right), \quad (3)$$

$$q_{кр2} = 7,328 \cdot 10^{-17} \cdot \frac{k_г \cdot (h^2 - 2 \cdot h \cdot h_p + h_p^2)}{B_0 \cdot \mu_н} \cdot (\rho_н - \rho_г) \cdot \left(0,7311 + \frac{1,943}{\frac{R_к}{h} \cdot \sqrt{\frac{k_B}{k_г}}} \right), \quad (4)$$

де k_G – горизонтальна проникність пласта, m^2 ; k_B – вертикальна проникність пласта, m^2 .

Chaney [10]

$$q_{kp1} = 5,327 \cdot 10^{-15} \cdot \left[\frac{k \cdot (\rho_B - \rho_n)}{B_0 \cdot \mu_n} \right] \cdot Q_{curve}, \quad (5)$$

де

$$Q_{curve} = 0,0122 \cdot (h^2 - h_p^2) + 17,036 - 2,0264 \cdot h - 250 \cdot \left(\frac{h_p}{h} - 0,30 \right) \times \\ \times (1,21 \cdot 10^{-4} \cdot h^2 - 2,42 \cdot 10^{-3} \cdot h + 0,121),$$

$$q_{kp2} = 2,6959 \cdot 10^{-15} \cdot \left[\frac{k \cdot (\rho_n - \rho_G)}{B_0 \cdot \mu_n} \right] \cdot Q_{curve}, \quad (6)$$

де

$$Q_{curve} = 0,1313 \cdot (h^2 - h_p^2) + 34 \cdot \left(\frac{57-h}{44} \right)^2 - 250 \cdot \left(\frac{h_p}{h} - 0,30 \right) \cdot \left(\frac{h-10}{90} \right)^2 - 40,0.$$

Schols' [11]

$$q_{kp1} = 7,328 \cdot 10^{-15} \cdot \left[\frac{(\rho_B - \rho_n) \cdot k \cdot (h^2 - h_p^2)}{B_0 \cdot \mu_n} \right] \cdot \left(0,432 + \frac{3,142}{\ln \left(\frac{R_K}{r_C} \right)} \right) \cdot \left(\frac{h}{R_K} \right)^{0,14}, \quad (7)$$

$$q_{kp2} = 7,328 \cdot 10^{-15} \cdot \left[\frac{(\rho_n - \rho_G) \cdot k \cdot (h^2 - h_p^2)}{B_0 \cdot \mu_n} \right] \cdot \left(0,432 + \frac{3,142}{\ln \left(\frac{R_K}{r_C} \right)} \right) \cdot \left(\frac{h}{R_K} \right)^{0,14}. \quad (8)$$

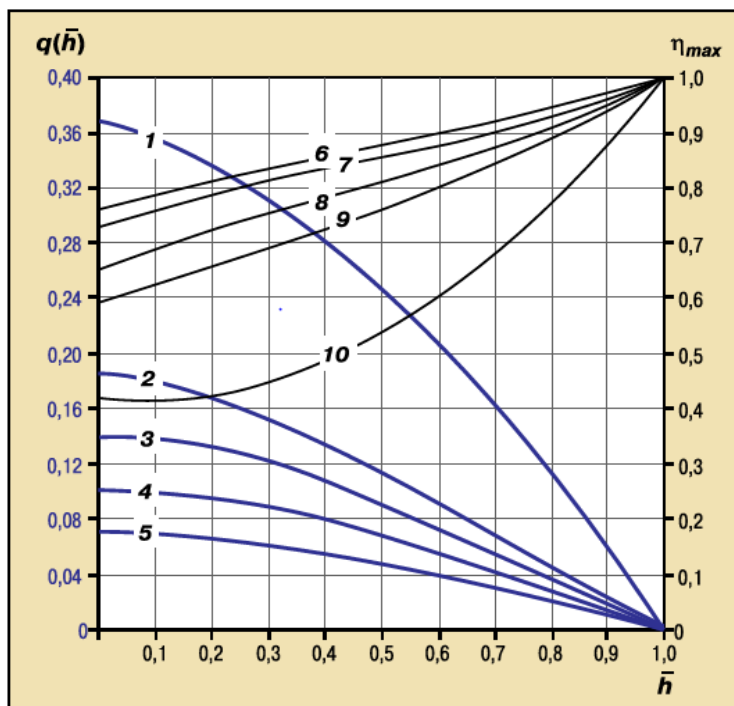
I.A. Чарний [12]

$$q_{kp1} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h^2}{\mu_n} \cdot (\rho_B - \rho_n) \cdot g \cdot q(p_0, \bar{h}), \quad (9)$$

$$q_{kp2} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h^2}{\mu_n} \cdot (\rho_n - \rho_G) \cdot g \cdot q(p_0, \bar{h}), \quad (10)$$

де $p_0 = \frac{R_K}{\chi \cdot h}$ – параметр розміщення; χ – параметр анізотропії (квадратний корінь із відношення вертикальної і горизонтальної проникностей); \bar{h} – відносне розкриття пласта (відношення розкритої нафтонасиченої товщини пласта до загальної товщини); $q(p_0, \bar{h})$ – безрозмірний

граничний дебіт, який визначається за графіком (рис. 1).



1,6 – $\rho=1000$; 2,7 – $\rho=100$; 3,8 – $\rho=10$; 4,9 – $\rho=4$; 5,10 – $\rho=1$

Рис. 1. Безрозмірні граничні дебїти нафти $q(\bar{h})$ (1-5) і висоти підняття конуса води η_{\max} (6-10) як функції відносного розкриття пласта \bar{h} для різних значень параметра розміщення ρ_0

Мейер-Іванов [8,13]

$$q_{кр1} = \frac{\pi \cdot k \cdot (h^2 - h_p^2) \cdot (\rho_s - \rho_n) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)}, \quad (11)$$

$$q_{кр2} = \frac{\pi \cdot k \cdot (h^2 - h_p^2) \cdot (\rho_n - \rho_T) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)}. \quad (12)$$

М. Маскет [14]

$$q_{кр1} = \frac{\pi \cdot k \cdot \left(\left(\frac{h}{2}\right)^2 - \left(\frac{h_p}{2}\right)^2 \right) \cdot (\rho_s - \rho_n) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_C}\right)}, \quad (13)$$

$$q_{кр2} = \frac{\pi \cdot k \cdot \left(\left(\frac{h}{2} \right)^2 - \left(\frac{h_p}{2} \right)^2 \right) \cdot (\rho_n - \rho_\Gamma) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right)}. \quad (14)$$

Пискунов Н.С. [15] у своїй залежності приймає, що розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини, а вершина конуса води досягає вибою свердловини:

$$q_{кр1} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h_p^2 \cdot (\rho_e - \rho_n) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right)}, \quad (15)$$

$$q_{кр2} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h_p^2 \cdot (\rho_n - \rho_\Gamma) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right)}. \quad (16)$$

Телков А.П. [16]

$$q_{кр1} = \frac{\pi \cdot k_\Gamma \cdot (h^2 - h_p^2) \cdot (\rho_e - \rho_n) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right)} \cdot \left[1 - \left(\frac{\rho_n - \rho_\Gamma}{\rho_e - \rho_\Gamma} \right) \right], \quad (17)$$

$$q_{кр2} = \frac{\pi \cdot k_\Gamma \cdot (h^2 - h_p^2) \cdot (\rho_n - \rho_\Gamma) \cdot g}{\mu_n \cdot \ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right)} \cdot \left[1 - \left(\frac{\rho_n - \rho_\Gamma}{\rho_e - \rho_\Gamma} \right) \right]. \quad (18)$$

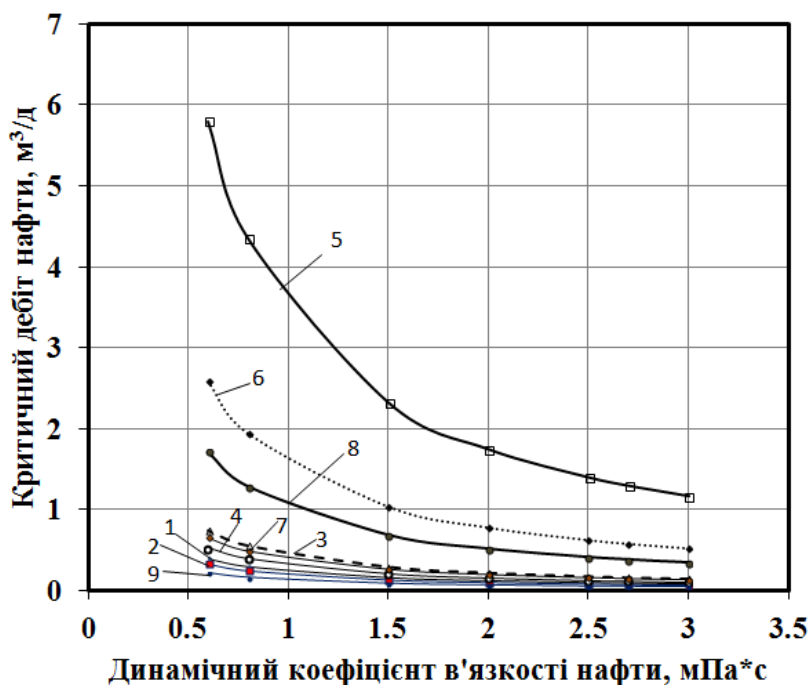
З використанням наведених залежностей виконано розрахунки критичного безводного і безгазового дебіту нафти для таких вихідних даних: ефективна нафтонасичена товщина пласта $h=16$ м; висота інтервалу перфорації $h_p=8$ м; радіус контуру живлення $R_K=460$ м; радіус свердловини $r_c=0,1$ м; проникність ізотропного пласта $k=100 \cdot 10^{-15}$ м²; для анізотропного пласта вертикальна проникність $k_v=10 \cdot 10^{-15}$ м²; горизонтальна проникність $k_\Gamma=100 \cdot 10^{-15}$ м²; параметр анізотропії $\chi=0,316$; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $\mu_n=3 \cdot 10^{-3}$ Па·с; об'ємний коефіцієнт нафти $B_0=1,14$; густина води $\rho_v=1040$ кг/м³; густина нафти $\rho_n=788$ кг/м³; густина газу $\rho_\Gamma=145$ кг/м³.

Розрахунки за наведеними залежностями (1)-(18) виконували для різних значень в'язкості нафти (0,6; 0,8; 1,5; 2,0; 2,5; 3 мПа·с), проникності пласта (0,02; 0,04; 0,06; 0,08; 0,10 мкм²) і відносного розкриття пласта (0,25; 0,325; 0,5; 0,625; 0,75).

У табл. 1-3 і на рис. 2-4 наведено результати розрахунків критичного безводного дебіту нафти, а в табл. 4-6 і на рис. 5-7 – критичного безгазового дебіту нафти.

Таблиця 1. Результати розрахунків критичного безводного дебіту нафти для різних значень в'язкості нафти (коли проникність дорівнює 0,10 мкм² і розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м) за формулами різних авторів

В'язкість нафти, мПа*с	Критичний безводний дебіт нафти, м ³ /д								
	Meyer and Garder	Chaparon's	Chaney	Schols'	Чарний	Мейер-Іванов	Маскет	Пискунов	Телков
3,0	0,077	0,065	0,149	0,104	1,16	0,516	0,129	0,344	0,042
2,7	0,086	0,072	0,166	0,116	1,288	0,573	0,143	0,382	0,047
2,5	0,093	0,078	0,179	0,125	1,392	0,619	0,155	0,412	0,05
2,0	0,116	0,098	0,224	0,156	1,739	0,773	0,193	0,516	0,063
1,5	0,154	0,13	0,298	0,208	2,319	1,031	0,258	0,687	0,084
0,8	0,289	0,244	0,559	0,39	4,349	1,934	0,483	1,289	0,157
0,6	0,386	0,326	0,746	0,52	5,798	2,578	0,645	1,719	0,21

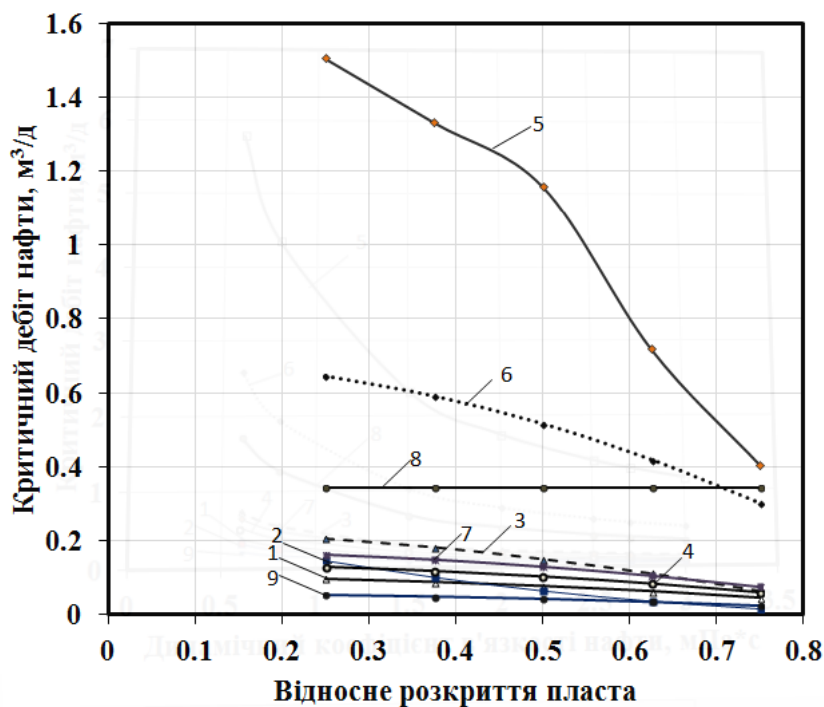


1 – Meyer and Garder; 2 – Chaparon's; 3 – Chaney; 4 – Schols'; 5 – Чарний; 6 – Мейер-Іванов; 7 – Маскет; 8 – Пискунов; 9 – Телков

Рис. 2. Залежності критичного безводного дебіту нафти від в'язкості нафти (коли проникність дорівнює 0,10 мкм² і розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м) за формулами різних авторів

Таблиця 2. Результати розрахунків критичного безводного дебіту нафти для різних значень відносного розкриття пласта (коли проникність дорівнює $0,10 \text{ мкм}^2$ і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) за формулами різних авторів

Відносне розкриття пласта	Критичний безводний дебіт нафти, $\text{м}^3/\text{д}$								
	Meyer and Garder	Chaperon's	Chaney	Schols'	Чарний	Мейер-Іванов	Маскет	Пискунов	Телков
0,25	0,096	0,147	0,204	0,13	1,507	0,645	0,161	0,344	0,052
0,325	0,088	0,102	0,181	0,119	1,334	0,591	0,148	0,344	0,048
0,5	0,077	0,065	0,149	0,104	1,16	0,516	0,129	0,344	0,042
0,625	0,063	0,037	0,11	0,085	0,719	0,419	0,105	0,344	0,034
0,75	0,045	0,016	0,063	0,061	0,406	0,301	0,075	0,344	0,024

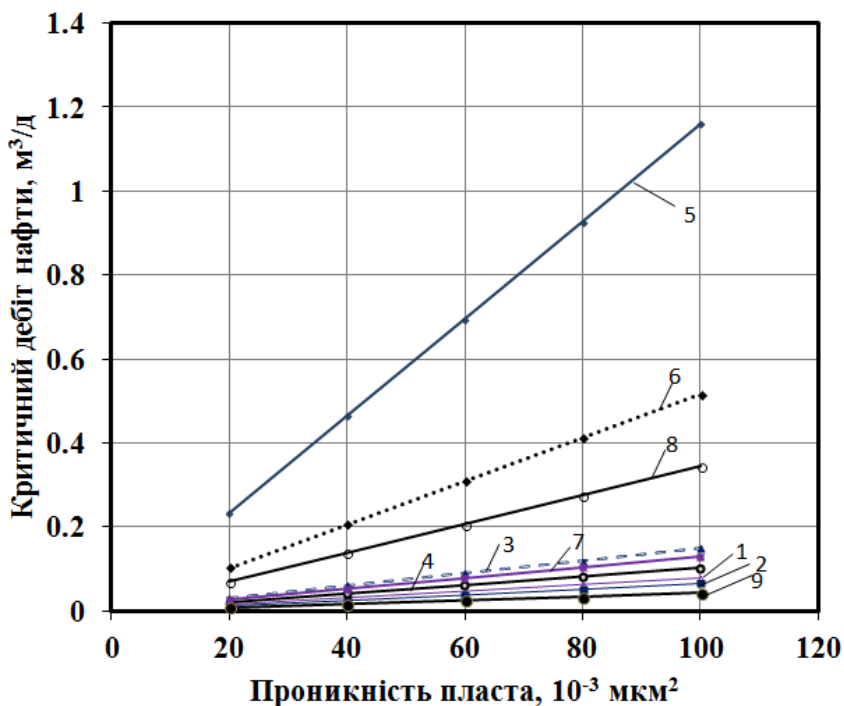


1 – Meyer and Garder; 2 – Chaperon's; 3 – Chaney; 4 – Schols'; 5 – Чарний;
6 – Мейер-Іванов; 7 – Маскет; 8 – Пискунов; 9 – Телков

Рис. 3. Залежності критичного безводного дебіту нафти для різних значень відносного розкриття пласта (коли проникність дорівнює $0,10 \text{ мкм}^2$ і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) за формулами різних авторів

Таблиця 3. Результати розрахунків критичного безводного дебіту нафти для різних значень проникності пласта (коли розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 3 мПа·с) за формулами різних авторів

Проникність 10^{-3} мкм ²	Критичний безводний дебіт нафти, м ³ /д								
	Meyer and Garder	Chaperon's	Chaney	Schols'	Чарний	Мейер-Іванов	Маскет	Пискунов	Телков
20	0,015	0,011	0,03	0,021	0,232	0,103	0,026	0,069	0,0084
40	0,031	0,024	0,06	0,042	0,464	0,206	0,052	0,137	0,017
60	0,046	0,037	0,09	0,062	0,695	0,309	0,077	0,206	0,025
80	0,062	0,051	0,119	0,083	0,927	0,412	0,103	0,275	0,033
100	0,077	0,065	0,149	0,104	1,159	0,515	0,129	0,344	0,042

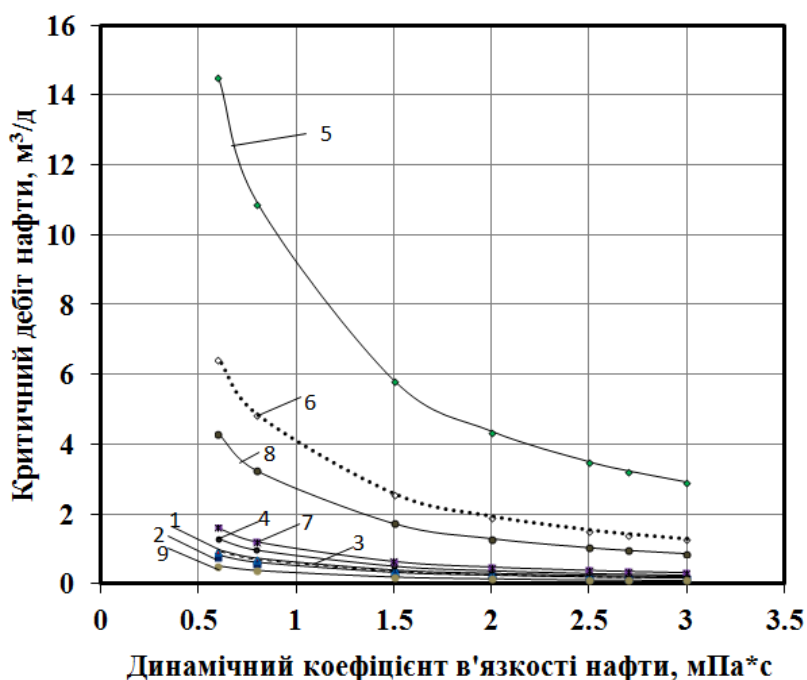


1 – Meyer and Garder; 2 – Chaperon's; 3 – Chaney; 4 – Schols'; 5 – Чарний; 6 – Мейер-Іванов; 7 – Маскет; 8 – Пискунов; 9 – Телков

Рис. 4. Залежності критичного безводного дебіту нафти від проникності пласта (коли розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 3 мПа·с) за формулами різних авторів

Таблиця 4. Результати розрахунків критичного безгазового дебіту нафти для різних значень в'язкості нафти (коли проникність дорівнює $0,10 \text{ мкм}^2$ і розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м) за формулами різних авторів

В'язкість нафти, мПа*с	Критичний безгазовий дебіт нафти, м ³ /д								
	Meyer and Garder	Chapereon's	Chaney	Schols'	Чарний	Мейер-Іванов	Маскет	Пискунов	Телков
3,0	0,194	0,163	0,189	0,261	2,908	1,293	0,323	0,862	0,105
2,7	0,215	0,182	0,21	0,29	3,231	1,437	0,359	0,958	0,117
2,5	0,232	0,196	0,227	0,313	3,49	1,552	0,388	1,034	0,126
2,0	0,29	0,245	0,284	0,392	4,362	1,94	0,485	1,293	0,158
1,5	0,387	0,327	0,379	0,522	5,816	2,586	0,647	1,724	0,21
0,8	0,726	0,613	0,71	0,979	10,91	4,849	1,212	3,233	0,394
0,6	0,968	0,817	0,947	1,305	14,54	6,465	1,616	4,31	0,525

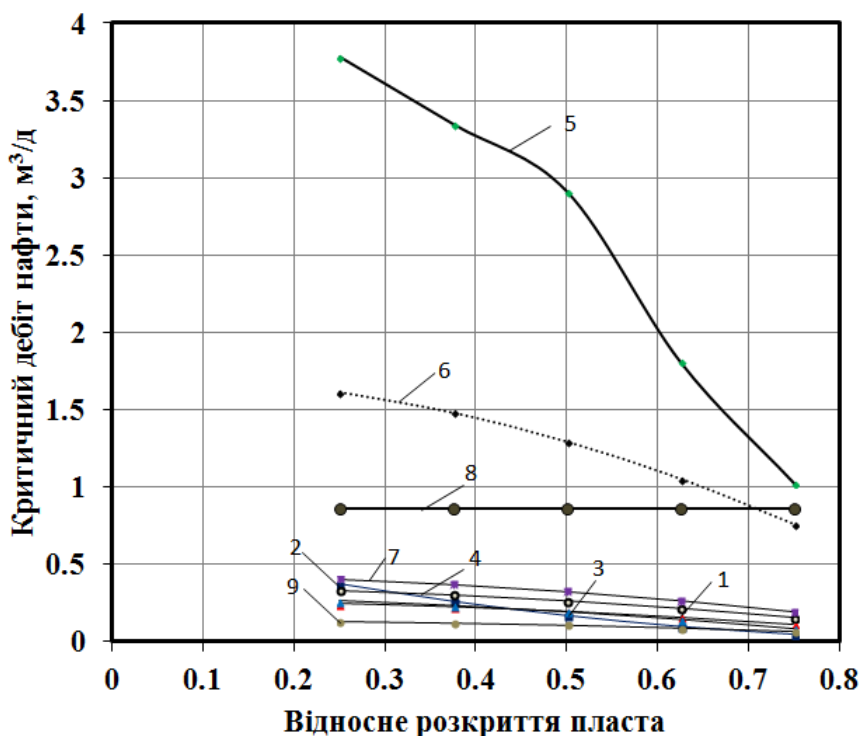


1 – Meyer and Garder; 2 – Chapereon's; 3 – Chaney; 4 – Schols'; 5 – Чарний;
6 – Мейер-Іванов; 7 – Маскет; 8 – Пискунов; 9 – Телков

Рис. 5. Залежність критичного безгазового дебіту нафти від в'язкості нафти (коли проникність дорівнює $0,10 \text{ мкм}^2$ і розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м) за формулами різних авторів

Таблиця 5. Результати розрахунків критичного безгазового дебіту нафти для різних значень відносного розкриття пласта (коли проникність дорівнює 0,10 мкм² і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 3 мПа·с) за формулами різних авторів

Відносне розкриття пласта	Критичний безгазовий дебіт нафти, м ³ /д								
	Meyer and Garder	Chaperon's	Chaney	Schols'	Чарний	Мейер-Іванов	Маскет	Пискунов	Телков
0,25	0,242	0,368	0,26	0,326	3,78	1,616	0,404	0,862	0,131
0,375	0,222	0,255	0,229	0,299	3,344	1,482	0,37	0,862	0,12
0,5	0,194	0,163	0,189	0,261	2,908	1,293	0,323	0,862	0,105
0,625	0,157	0,092	0,14	0,212	1,803	1,051	0,263	0,862	0,085
0,75	0,113	0,041	0,08	0,152	1,018	0,754	0,189	0,862	0,061

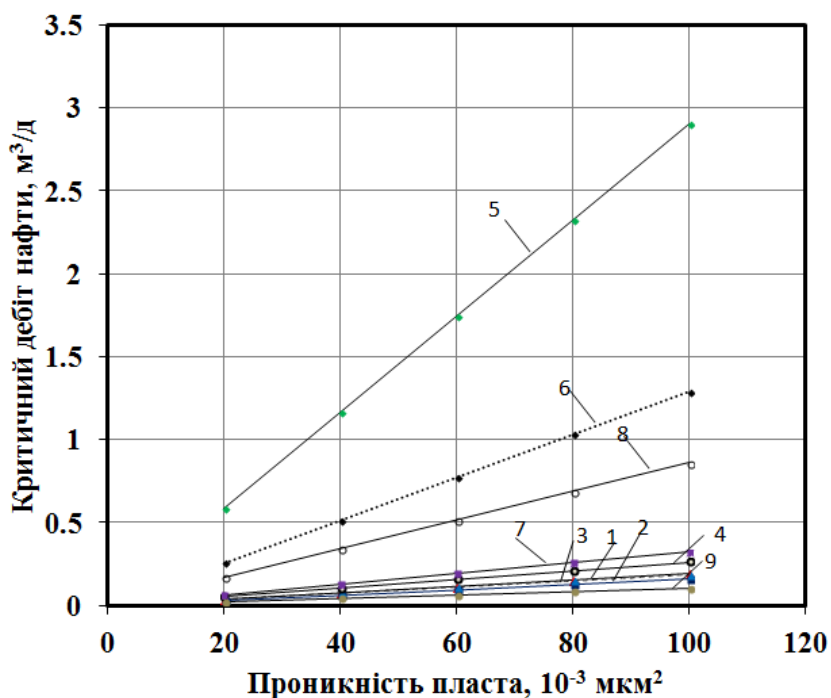


1 – Meyer and Garder; 2 – Chaperon's; 3 – Chaney; 4 – Schols'; 5 – Чарний; 6 – Мейер-Іванов; 7 – Маскет; 8 – Пискунов; 9 – Телков

Рис. 6. Залежності критичного безгазового дебіту нафти від відносного розкриття пласта (коли проникність дорівнює 0,10 мкм² і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 3 мПа·с) за формулами різних авторів

Таблиця 6. Результати розрахунків критичного безгазового дебіту нафти для різних значень проникності пласта (коли розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 3 мПа·с) за формулами різних авторів

Проникність, 10^{-3} мкм ²	Критичний безгазовий дебіт нафти, м ³ /д								
	Meyer and Garder	Chaperon's	Chaney	Schols'	Чарний	Мейер-Іванов	Маскет	Пискунов	Телков
20	0,039	0,029	0,038	0,052	0,582	0,259	0,065	0,172	0,021
40	0,077	0,060	0,076	0,104	1,163	0,517	0,129	0,345	0,042
60	0,116	0,093	0,114	0,157	1,745	0,776	0,194	0,517	0,063
80	0,155	0,128	0,151	0,209	2,326	1,034	0,259	0,690	0,084
100	0,194	0,163	0,189	0,261	2,908	1,293	0,323	0,862	0,105



1 – Meyer and Garder; 2 – Chaperon's; 3 – Chaney; 4 – Schols'; 5 – Чарний;
6 – Мейер-Іванов; 7 – Маскет; 8 – Пискунов; 9 – Телков

Рис. 7. Залежності критичного безгазового дебіту нафти від проникності пласта (коли розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини 8 м і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти 3 мПа·с) за формулами різних авторів

Результати виконаних досліджень свідчать, що для всіх розрахункових варіантів критичні безгазові дебіти нафти у (1,3-2,5) разів перевищують критичні безводні дебіти. Абсолютна різниця між критичними безгазовими і безводними дебітами нафти зростає із збільшенням в'язкості нафти і зменшенням відносного розкриття і проникності пласта.

Обводнення свердловин підшошною водою є небезпечнішим, ніж утворення газових конусів. Для усунення газового конуса достатньо зупинити свердловину на нетривалій період часу. В результаті значної різниці в густинах і в'язкостях нафти і газу, газ інтенсивно піднімається в газову шапку, що призводить до швидкого відновлення динамічної рівноваги границі розділу «газ-нафта». Різниця між густинами і в'язкістю нафти і води значно менша. Тому при експлуатації свердловин з підвищеними дебітами нафти, що викликає їх поступове обводнення, потрібний значний період часу для осідання конуса підшовної води і почергового уведення свердловин в експлуатацію. В таких випадках для отримання високих дебітів нафти необхідно встановлювати в нижній частині свердловин водоізоляційні екрани або здійснювати спільний відбір із свердловин нафти з водою.

Результати розрахунків критичних безводних і безгазових дебітів нафти за формулами різних авторів відрізняються між собою. Різниця в значеннях критичного дебіту нафти за різними формулами зростає із зменшенням в'язкості нафти та відносного розкриття пласта і із збільшенням проникності пористого середовища. При низьких значеннях проникності пласта і високих значеннях в'язкості нафти та відносного розкриття пласта результати розрахунків критичного безводного і безгазового дебітів нафти за формулами різних авторів мало відрізняються між собою. Найбільші значення критичного дебіту нафти отримано за формулами І.А. Чарного (9, 10), найменші – за формулами А.П. Телкова (17, 18). Значна різниця в значеннях критичного дебіту нафти за формулами різних авторів пояснюється прийнятими в них допущеннями і наближеннями. Так Н.С. Пискуновим прийнято, що розкрита товщина пласта дорівнює половині нафтонасиченої товщини, а конус води знаходиться на рівні нижніх отворів інтервалу перфорації. Тому необхідні подальші дослідження з метою вдосконалення розрахункових формул для визначення критичного дебіту нафти.

Виконані дослідження дозволяють оцінити вплив в'язкості нафти і відносного розкриття та проникності пласта на критичний дебіт нафти. Згідно з результатами досліджень із збільшенням в'язкості нафти критичний безводний і безгазовий дебіти нафти зменшуються (рис. 2 і 5). Критичний дебіт нафти найбільше змінюється за формулами І.А. Чарного (9, 10), Мейера-Іванова (11, 12) та Н.С. Пискунова (15, 16), найменше – за формулами А.П. Телкова (17, 18).

Мало відрізняються між собою значення критичного безводного дебіту нафти за формулами Chaney (5), Schols' (7), М. Маскета (13) і критичного безгазового дебіту нафти – за формулами Meyer and Garder (2), Chareron's (4) та Chaney (6).

Критичний безводний і безгазовий дебіти нафти зменшуються із збільшенням відносного розкриття пласта (рис. 3 і 6). Критичний дебіт нафти найбільше змінюється за формулами І.А. Чарного (9) і Chareron's (3). За формулою Н.С. Пискунова (15) критичний дебіт нафти описується горизонтальною лінією, оскільки автор прийняв, що нафтонасичений пласт розкритий наполовину. За формулами Chareron's (3, 4), Schols' (7, 8), М. Маскета (13, 14) значення критичного дебіту нафти для різного відносного розкриття пласта близькі між собою. При малих значеннях відносного розкриття пласта будуть більшими критичні безводні і безгазові дебіти нафти. Але для їх досягнення при малій величині розкритої товщини пласта, прийдеться створювати високі депресії тиску на пласт, що може викликати його руйнування. При цьому нафтонасичений пласт буде не повністю охоплений дренаванням за товщиною, що призведе до утворення застійних зон і зниження коефіцієнта нафтовилучення. При великих значеннях відносного розкриття пласта зменшується критичний дебіт нафти. Тому в цьому випадку для отримання високих значень дебітів нафти доцільно здійснювати спільний відбір нафти і води із свердловин з дебітами нафти, які значно перевищують критичні дебіти. При великій в'язкості нафти доцільна також експлуатація свердловин із заданим газовим фактором, тобто із частковим відбором газу із газової шапки. Газ сприятиме розрідженню і тим самим зменшенню в'язкості газонафтової суміші. При русі через нафтову облямівку з газу конденсується частина важких вуглеводнів, які розчиняються у нафті і додатково зменшують її в'язкість. Одночасно за рахунок газу із газової шапки створюється своєрідний газліфт, що продовжує період природного фонтанування свердловин.

Із збільшенням проникності пласта зростає критичний безводний і безгазовий дебіти нафти. Найстрімкіше зростання критичного дебіту нафти спостерігається за формулами І.А. Чарного (9, 10), найповільніше – за формулами А.П. Телкова (17, 18). Тому при відборі нафти з облямівок актуальним є проведення оброблень привибійних зон пласта з метою збільшення проникності пористого середовища, що дозволить збільшити фактичні безводні і безгазові дебіти нафти і тим самим інтенсифікувати процес видобування нафти з облямівок.

Виконані розрахунки критичного безводного і безгазового дебітів нафти за формулами різних авторів свідчать про значну відмінність отриманих результатів у зв'язку з прийнятими у цих формулах наближеннями і допущеннями. Тому актуальним є проведення додаткових досліджень з метою вдосконалення формул для розрахунку критичного дебіту нафти.

Виконані дослідження свідчать про залежність критичного дебіту нафти від в'язкості нафти, проникності та відносного розкриття пласта. Для збільшення дебіту нафти необхідно застосовувати методи активного впливу на розглянуті визначальні чинники. Вони включають збільшення проникності привибійної зони пласта, застосування горизонтальних свердловин та забурювання у діючих свердловинах додаткових бокових стовбурів з горизонтальним закінченням, встановлення ізоляційних екранів, спільний відбір із свердловин нафти, води і газу, здійснення періодичної експлуатації свердловин з дебітами нафти, які перевищують критичні дебіти та інші.

Література

1. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 334 с.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
3. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа [Текст] / С.Н. Закиров, А.И. Брусиловский, Э.С. Закиров, А.А. Огнев; Под общ. ред. Закирова С.Н. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
4. Технологический режим работы газовых скважин [Текст] / З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко, Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1978. – 279 с.
5. Аникеев Д.П. Возможности увеличения КИГ при разработке залежей газа с подошвенной водой / Д.П. Аникеев, С.Н. Закиров, А.Р. Кондрат // Газовая промышленность. – 2013. – №09(695). – С. 51-53.
6. Кондрат А.Р. Особенности нестационарного конусообразования в залежах газа / А.Р. Кондрат // Технологии нефти и газа. – 2013. – №6 (89). – С. 51-54.
7. Кондрат Р.М. Математичне моделювання процесів збільшення вуглеводневилучення із газових і газоконденсатних покладів з подошвовою водою [Текст] / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.Р. Смолоник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №1(34). – С.30-34.
8. Meyer, H.I. Mechanics of Two Immiscible Fluids Flow in Porous Media, H.I. Meyer and A.O. Garder // Journal of Applied Physics. – November 1954. – Vol. 25, No. 11. – Pp. 1400.
9. Chaperon I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells In Anisotropic Formations: Sub critical and Critical Rates / I. Chaperon // SPE Paper 15377 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, LA, 1986.
10. How to Perforate Your Well to Prevent Water and Gas Coning / P.E. Chaney, M.D. Noble, W.L. Henson, and T.D. Rice // OGJ. – May 1956. – Pp.108.

11. Schols, R.S. An Empirical Formula for the Critical Oil Production Rate / R.S. Schols // *Erdoel Erdgas Z.* – Jan., 1972. – Vol. 88, No. 1. – Pp. 6-11.
12. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика [Текст]: навч. посіб. / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1965. – 396 с.
13. Иванов Н.Ф. К вопросу эксплуатации пластов с подошвенной водой / Н.Ф. Иванов // *Изв. Казанского филиала АН СССР, Серия физико-математических и технических наук.* – 1955. – №8.
14. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде [Текст]: навч. посіб. / М. Маскет. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 628 с.
15. Пискунов Н.С. Об извлечении нефти из нефтяных пластов с подошвенной водой / Н.С. Пискунов // *Труды ВНИИ.* – Гостоптехиздат, 1957. – Вып. X.
16. Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа [Текст] / А.П. Телков, Ю.И. Стклянин. – М.: Недра, 1965. – 163 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 30.04.2015 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Коцкуличем Я.С.,
д.т.н. Акульшиним О.О. (м. Київ)*

THE RESEARCH OF THE INFLUENCE OF RELATIVE WELL COMPLETION, RESERVOIR PERMEABILITY AND OIL VISCOSITY ON THE CRITICAL OIL RATE DURING WELL OPERATION ON GAS-CONDENSATE FIELDS WITH OIL RIMS AND BOTTOM WATER

R. M. Kondrat, L. I. Matiyishyn, L. R. Smolovyk

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

76019, m. Ivano-Frankivsk, Carpathian str., 15;

ph./fax +380 (3422) 4-21-95;

e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

In the article it were characterized the factors that affect on the gas and water cones formation during oil wells operation on the gas-condensate fields with oil rims and bottom water, and method of coning controle. A comparative analysis of critical water-free and gas-free oil production rate calculations using equations of different authors was performed. The influence of relative well completion, reservoir permeability and oil viscosity on the critical oil rate was estimated. The ways of oil rate enhance in conditions of coning were grounded.

Key words: *oil and gas-condensate field, well, coning, critical water-free and gas-free production rate, oil recovery coefficient.*