

УДК 622.276

ПРО ОСОБЛИВОСТІ ФІЛЬТРАЦІЇ НЕНІЮТОНІВСЬКОЇ НАФТИ В ЗОНІ ДРЕНУВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ БИТКІВСЬКОГО РОДОВИЩА

Ю. Д. Качмар, В. В. Цьомко

*Науково-дослідний і проектний інститут ім. Е. Чекалюка
ВАТ “Укрнафта”;*

*76000, м. Івано-Франківськ, Південний бульвар ім. Пушкіна, 2;
тел/факс (+38 0342) 77-61-40, 77-61-49; e-mail: grp@ndpi.ukrnafta.com*

Посилення аномальних властивостей нафти внаслідок зниження пластового тиску на пізній стадії розробки родовища після створення депресії призводить до формування навколо свердловини зони зі зруйнованою структурою пластової нафти, що переходить у зону з незруйнованою структурою. Застосовано двозонну модель припливу нафти до свердловини та визначено умовний радіус руйнування структури за умов перевищення градієнта депресії над градієнтом граничного напруження зсуву нафти. Збільшення ефективності ГРП досягнуто після створення тріщин за межами зони руйнування структури.

Ключові слова: *аномальна нафта, двозонна модель, розмір тріщин ГРП.*

За час розробки Битківського родовища відбулося значне зниження продуктивності свердловин. Наприклад, середній дебіт нафти після вилучення 75% видобувних запасів порівняно з максимальним середнім дебітом на початковому етапі експлуатації родовища знизився до 4%, тоді як поточний пластовий тиск ще рівний 44 % від початкового, що був рівним тиску насичення нафти газом, тобто $P_{пл} = P_{нас} = 27$ МПа. При такому ж рівні вилучення запасів із аналізу залежності Л. Лейбензона ($q_{поточ}/q_{макс} = f(Q_{видоб}/Q_{запас})$) нами виявлено, що очікуване зниження дебіту на цьому родовищі повинно бути меншим і становити 28 % від початкового [1]. За розрахунками М. Маскета на родовищах, які розробляються на режимі розчиненого газу в подібних умовах очікуване зменшення коефіцієнта продуктивності свердловин також становить 30 % від початкового. Отже, виникла необхідність виявлення причин такого значного зменшення продуктивності свердловин.

Також зауважено, що після проведення гідро розривів пласта (ГРП) із закріпленням тріщин на Битківському родовищі додатковий видобуток нафти становив лише 000 540 т на одну свердловино-операцію, а це в два-три рази менше середнього додаткового видобутку після проведення таких же гідророзривів на інших родовищах Передкарпаття.

Отже, необхідно виявити причини особливостей зміни продуктивності свердловин родовища під час його розробки та після застосування ГРП.

В роботі [1] показано, що в даних умовах найбільший вплив на зміну продуктивності свердловин мають аномальні властивості пластової нафти, які посилюються після зменшення пластового тиску порівняно з тиском насичення.

Дослідженнями під час фільтрації пластової нафти Битківського родовища, проведеними за методикою [2], виявлено її структурно-механічні властивості в поровому просторі колекторів, зумовлені вмістом 9 % парафінів, 2-3 % асфальтенів та 11 % смол. Встановлено, що зменшення пластового тиску та газонасиченості нафти сприяє зміцненню просторової структури і призводить до аномалії в'язкості нафти. У табл. 1 за результатами досліджень [1] наведено дані частини досліджень реологічних параметрів аномальної пластової нафти при $P_{пл} = 12$ МПа, $T_{пл} = 50$ °С при типових для родовища проникностях.

З наведених даних видно, як значно знижується в'язкість пластової нафти після руйнування її просторової структури, що відбувається в умовах зростання швидкості зсуву нафти в порових каналах після збільшення градієнта тиску через взірці породи вище граничного. Після створення депресії у пласті спостерігається подібне поблизу свердловини, тобто там, де є найбільші градієнти зниження тиску.

Таблиця 1. Реологічні параметри пластової нафти Битківського родовища

Абсолютна проникність керна, мкм ²	Динамічний коефіцієнт структурної в'язкості нафти, мПа·с		Індекс аномалії в'язкості	Градієнт тиску (градієнт напруження зсуву), мПа/мкм	
	зруйнована структура, μ_m	незруйнована структура, μ_o		початковий H_o	граничний H_m або H_{zP}
0,003	12,8	74,7	5,8	5,5	7,2
0,006	11,9	54,5	5,0	4,6	6,0
0,012	10,3	37,1	3,6	3,7	4,8

Аналізуючи результати експериментів [1] для умов Битківського родовища при $40^\circ \text{C} \leq T \leq 60^\circ \text{C}$, $5 \leq P \leq 27$ МПа і $(5,5 \leq k_i \leq 48) \cdot 10^3$ мкм², нами знайдено [3] емпіричну залежність в'язкості нафти μ_e , мПа·с зі зруйнованою структурою від поточного пластового тиску, P , МПа, температури, T , °С, та проникності, k , мкм²·10³, яка має вигляд:

$$\mu_e = e^{5,0295 - 0,0454 P - 0,0374 T - 0,0234 k} \quad (1)$$

Вплив проникності віднесено до незалежних чинників тому, що в'язкість аномальної нафти (як неньютонівської рідини) змінюється зі зміною швидкості зсуву, що залежить від розміру (діаметра) порових каналів.

На рис.1 наведено залежності лінійної швидкості фільтрації пластової нафти Битківського родовища від градієнта тиску по довжині взірця, з яких видно два злами реологічних кривих, що мають вигляд, ха-

рактерний для тіла Освальда. При малих градієнтах тиску до першого злому, який відповідає градієнту початкового напруження зсуву H_0 (початку руйнування структури), рух пластової нафти здійснюється з невеликим відхиленням від закону Дарсі, в'язкість нафти із незруйнованою структурою μ_0 дуже висока (табл.1). В невеликому інтервалі зміни градієнтів тиску H_0-H_m між першим і другим зломом відбувається руйнування структури. При градієнті тиску, рівному H_m , завершується руйнування структури нафти, в'язкість $\mu_m=\mu_e$ різко зменшується, після чого вона знову рухається, як ньютонівська рідина, за законом Дарсі.

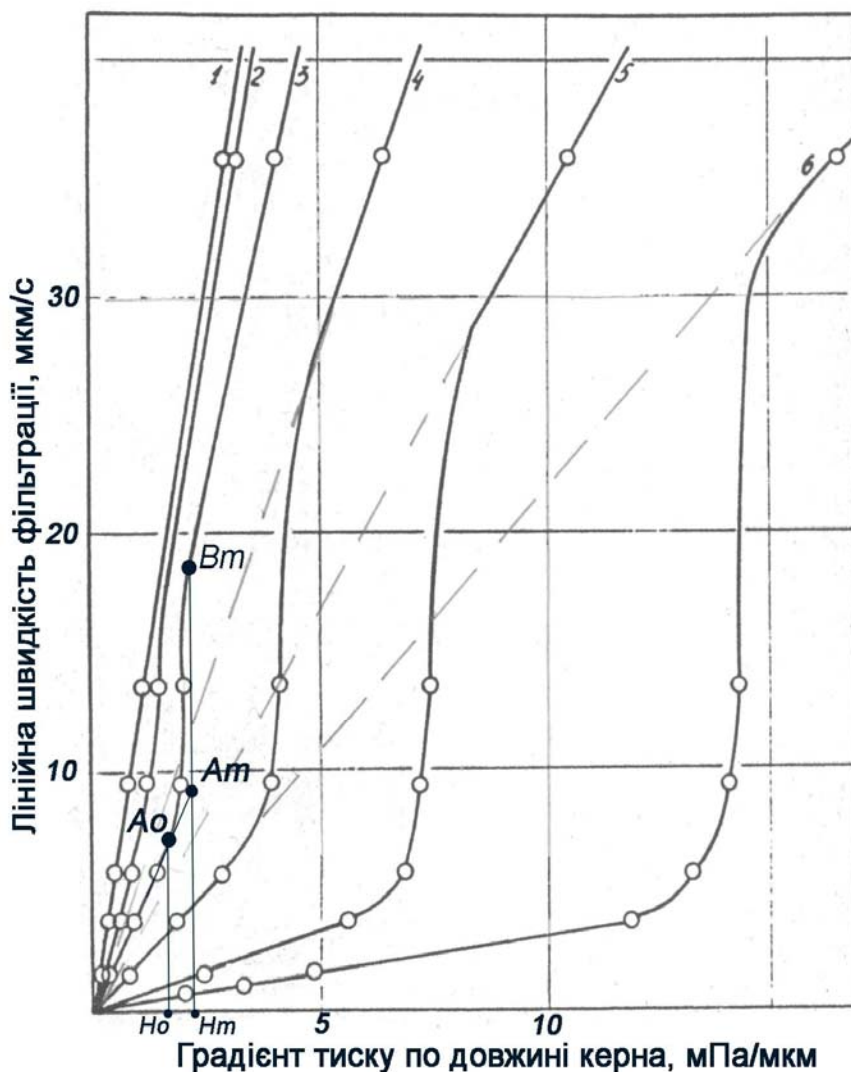


Рис. 1. Типові усереднені реологічні криві фільтрації пластової нафти Битківського родовища через пісковик з $k=0.048$ мкм² при $P_{пл}=9,6$ МПа і температурах (за Є.А.Малицьким, 1987): 1 – $T=70$ °С; 2 – $T=60$ °С; 3 – $T=50$ °С; 4 – $T=40$ °С; 5 – $T=30$ °С; 6 – $T=20$ °С;

Підсумовуючи результати досліджень реологічних властивостей пластових нафт родовищ Росії, В.В. Девлікамов зазначив “Ни у одной из (аномальных) нефтей не обнаружено статическое напряжение сдвига”, тобто вони поведуться як неньютонівська тиксотропна рідина, що є тілом Освальда [4]. Зону дренування свердловини розділено на три частини за зміною в’язкості, а для опису фільтрації аномальної нафти в такому тризонному пласті застосовано закон Дарсі. Автором наведено наближене рішення задачі фільтрації нафти з аномальною в’язкістю через тризонну модель пласта з урахуванням зміни в’язкості в перехідній зоні.

Проаналізуємо фільтрацію в тризонному пласті Битківської пластової нафти з урахуванням наявності початкового та граничного градієнтів напруження зсуву і параметрами, визначеними в табл.1. Для радіуса контура живлення $R_k = 200$ м і радіуса свердловини $r_c = 0,1$ м, пластового $P_{пл} = 12$ МПа та вибійного $P_v = 6$ МПа тисків ($P_{пл}/P_{нас} = 12/27 = 0,44$) розраховано градієнт депресії, виражений у значеннях функції Християновича. У приконтурній зоні радіусом $r_o < R_k$, де $grad P \leq H_o$, об’ємом $V_{Rk} - V_o$ знаходиться нафта з незруйнованою структурою в’язкістю μ_o . В зоні поблизу свердловини між радіусами r_c і r_m , де $grad P \geq H_m$, об’ємом $V_{rm} - V_{rc}$, знаходиться нафта зі зруйнованою структурою в’язкістю $\mu_m = \mu_e$, яка у 3,6-5,8 разів менша за в’язкість нафти з незруйнованою структурою μ_o . У межах $r_m < r_o$ об’ємом $V_{ro} - V_{rm}$ знаходиться кільцева перехідна зона, в якій в’язкість зменшується від μ_o до $\mu_m = \mu_e$. Розрахуємо також об’єм $V_{Rk} - V_{rm}$ в межах $r_m < R_k$. Об’ємом свердловини нехтуємо, оскільки $r_c < r_m$, тому приймаємо $V_{rm} - V_{rc} = V_{rm}$.

В таблиці 2 наведено дані про границі зон і відносні об’єми їх порового простору в пласті товщиною 10м із коефіцієнтом пористості 0,1 для оцінювання відносних запасів нафти в зонах.

Таблица 2. Границі розділу зон і об’єми порового простору в них

Абсолютна проникність, мкм ²	Радіуси, м		Відносні об’єми, %			
	r_m	r_o	V_{rm}	$V_{ro} - V_r$ m	$V_{Rk} - V_{ro}$	$V_{Rk} - V_r$ m
0,003	36	47	3,3	2,3	94,5	96,7
0,006	43	56	4,3	3,2	92,2	95,4
0,012	54	70	7,3	5,0	87,7	92,7

З наведених даних видно, що радіус зони зі зруйнованою структурою нафти, в якому відбувається активне дренування пластів, становить лише 36-54 м і наближається до свердловини зі зменшенням проникності порід. Різниця радіусів кільцевої зони з перехідною в’язкістю становить лише 11-16 м, а відносний об’єм зони перехідної в’язкості – 2,3-5,0 %, отже запаси нафти в ній порівняно малі.

Зауважимо, що тризонна модель незручна для пояснення особливостей фільтрації аномальної нафти. Врахуємо рекомендацію В.С. Бойка, який вважає: “Вибір моделі (для опису руху рідини в поровому про-

сторі) визначається умовами задачі, а також змогою одержання практично прийняттого результату“ [5]. Тому спростимо модель до двозонної, приєднавши об’єм перехідної зони до об’єму зони повільно дренованого пласта, бо порівнявши $V_{R_k}-V_{r_m}$ із $V_{R_k}-V_{r_o}$ можна побачити, що об’єм повільно дренованої зони незначно змінився.

Враховуючи наведене, представимо на рис.1 реологічну лінію двозонної моделі з умовним розривом поміж точками $A_m B_m$ між продовженням лінії A_o до A_m при градієнті $grad P=H_m$, оскільки різниця H_o-H_m невелика, що можна представити у вигляді:

$$R_k - r_c = (r_m - r_c) + (R_k - r_m).$$

Для двозонної моделі пласта, коли опір фільтрації аномальної нафти рівний сумі опорів у зоні зі зруйнованою $\Omega_m = \mu_m \ln(r_m/r_c)$ і незруйнованою структурами $\Omega_o = \mu_o \ln(R_k/r_m)$, розрахунок дебіту проведемо за формулою:

$$Q_{m+o} = \frac{2 \pi k h (p_{\hat{e}} - p_{\hat{n}})}{\mu_m \ln(r_m/r_{\hat{n}}) + \mu_o \ln(R_{\hat{e}}/r_m)}. \quad (2)$$

Якщо прийняти у формулі (2) $R_k=r_m$, то одержимо формулу розрахунку дебіту Q_m аномальної нафти зі зруйнованою структурою в’язкістю μ_m з однозонного пласта, коли опір фільтрації $\Omega_{mm} = \mu_m \ln(R_k/r_c)$, отже, якщо $r_m \rightarrow R_k$ – продуктивність свердловини зростає до $K_{m+o}/K_m=1$ і спадає, якщо $r_m \rightarrow r_c$.

Відношення коефіцієнтів продуктивності або дебіту свердловини для однакової депресії, адекватне відношенню опорів фільтрації двозонного пласта до однозонного, отже:

$$Q_{m+o} / Q_m = \frac{\mu_m \ln(R_{\hat{e}}/r_{\hat{n}})}{\mu_m \ln(r_m/r_{\hat{n}}) + \mu_o \ln(R_{\hat{e}}/r_m)}. \quad (3)$$

Результати розрахунків відношення дебітів Q_{m+o}/Q_m при однаковій депресії, що відповідають відношенню коефіцієнтів продуктивні свердловини в двозонній моделі пласта до однозонної, для вказаних в табл.1 і табл.2 проникностей, в’язкостей нафти та радіусів зони зі зруйнованою структурою наведені в табл.3.

Табл. 3. Опори в зонах фільтрації пластової нафти Битківського родовища

Абсолютна проникність в’язця породи - $k_o, \text{ мкм}^2$	Динамічний коефіцієнт структурної в’язкості нафти, мПас		Опори у зонах фільтрації				
	зруйнована структура, μ_m	незруйнована структура, μ_o	Ω_m	Ω_o	$\Omega_m + \Omega_o$	Ω_m для $r_m=R_k$	$\Omega_{mm}/(\Omega_m + \Omega_o) = Q_{m+o}/Q_m$
0,003	12,8	74,7	75	128	203	97	0,48
0,006	11,9	54,5	72	84	156	90	0,58
0,012	10,3	37,1	65	49	114	78	0,69

Для порівняння розглянуто модель трizonного пласта, коли опір фільтрації аномальної нафти рівний сумі опорів $\Omega_m = \mu_m \ln(r_m/r_c)$ у зоні з зруйнованою структурою нафти і зоні з незруйнованою структурою $\Omega_o = \mu_o \ln(R_k/r_o)$ і в перехідній зоні кільцевій зоні навколо свердловини $\Omega_{mo} = ((\mu_m + \mu_o)/2) \ln(r_o/r_m)$. Розрахунки показали, що опори фільтрації аномальної нафти в трizonному і двозонному пласті відрізняються на 4 %, отже спрощення моделі пласта до двозонного несуттєво впливає на оцінку продуктивності, але значно полегшує моделювання впливу структурних властивостей нафти.

Аналізуючи наведені в таблицях дані, можна побачити, що для даних умов:

– опори фільтрації нафти в двозонному пласті $\Omega_m + \Omega_o$ значно більші, ніж в однозонному Ω_{mm} , коли $R_k = r_m$, тому дебіти при однаковій депресії під час фільтрації аномальної нафти в двозонному пласті в 0,48-0,69 рази менші від однозонного, де структурні властивості ще не проявилися;

– вплив в'язкості з незруйнованою структурою на опори під час її фільтрації в двозонному пласті зростає зі зменшенням проникності породи у 1,8 рази (203/114), тоді як в однозонному зі зруйнованою структурою – у 1,2 рази (97/78). Оскільки зі збільшенням проникності різниця між μ_m і μ_o знижується, то вплив аномальних властивостей нафти на дебіт зменшується;

– у зоні зі зруйнованою структурою, радіус якої в 0,18-0,25 рази менший, від радіуса контуру живлення, незважаючи на зниження в ній в'язкості нафти у 5,8-3,6 рази, зі збільшенням проникності відношення опорів Ω_m/Ω_o зростає від 0,59 рази до 1,33 рази від опорів на решті шляху її припливу. Для зменшення опорів доцільно застосовувати методи інтенсифікації, радіус дії яких повинен бути не меншим від радіуса зони зі зруйнованою структурою, наприклад потужний ГРП з тріщинами півдовжиною $L \geq r_m$ і збільшеною масою закріплювача.

Розраховано вплив зменшення пластового тиску порівняно з тиском насичення на переміщення радіуса зони нафти зі зруйнованою структурою для умов: $1,0 \geq P_{пл}/P_{нас} \geq 0,33$, $R_k = 200$ м, $r_c = 0,1$ м, $P_{пл} - P_v = 6$ МПа, $k = 0,003$ мкм² і $T_{пл} = 50$ °С. Для цього порівняли $gradP$ для різних r , що змінюються у межах $r_c \leq r \leq R_k$ з градієнтами напруження зсуву H_m , визначеними з експериментів [1] для пластових умов (табл.1-3) знайшли радіуси r_m в яких $gradP = H_m$ і побудували графіки залежності $r_m = f(P_{пл}/P_{нас})$ (рис.2). Так, для $k_o = 0,003$ мкм² при $P_{пл} = 9$ МПа або $P_{пл}/P_{нас} = 0,33$ радіус $r_m = 26$ м (крива 1), отже радіус зони активного дренавання пласта перемістився майже до свердловини. Зі збільшенням проникності породи (рис. 2, криві 2 і 3) радіус зони r_m віддаляється від свердловини. На переміщення зони активного дренавання подібно впливає зменшення депресії на пласт. Якщо при такому ж пластовому тиску депресія збільшується, депресійна лійка крутіша, тому радіус r_m пересувається в напрямі контуру живлення, отже шляхом збільшення депресії можна затримати переміщення r_m до свердловини.

Зменшення депресії аж до нуля, спостерігається під час зупинення свердловини з аномальною нафтою для ремонтів, тривалістю у декілька тижнів. В цей час відновлюється пластовий тиск і структура нафти повнюється внаслідок її тиксотропних властивостей [2, 4], в'язкість зростає до в'язкості з незруйнованою структурою. На Битківському родовищі спостерігається значне зменшення дебіту нафти після зупинок свердловин для ремонтних робіт.

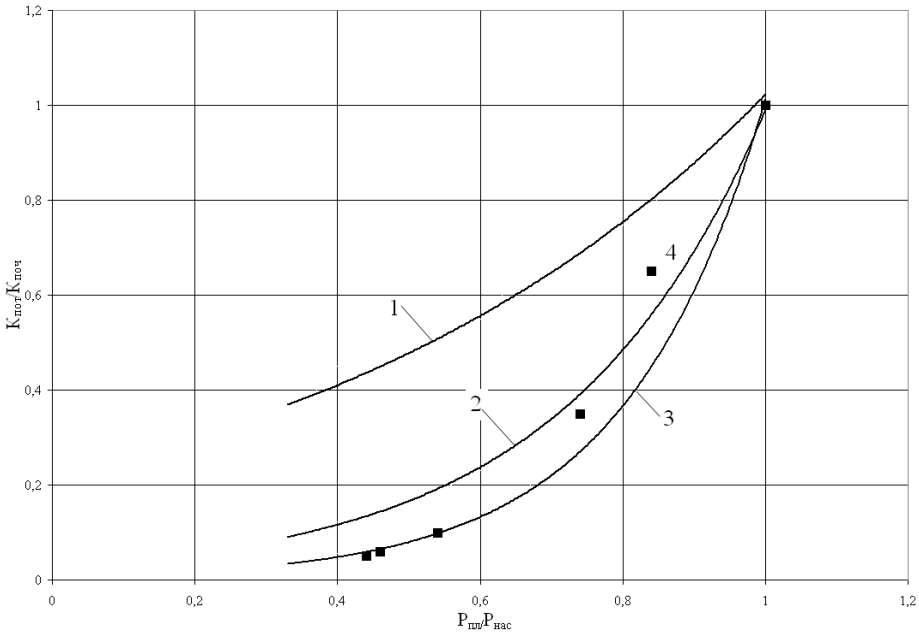


Рис. 2. Залежність радіуса зони зі зруйнованою структурою пластової нафти r_z від відношення пластового тиску до тиску насичення ($P_{пл}/P_{нас}$) для пластів з різними проникностями: 1 – $k = 0,003 \text{ мкм}^2$; 2 – $k = 0,006 \text{ мкм}^2$; 3 – $k = 0,012 \text{ мкм}^2$

Авторами оцінено вплив зміни пластового тиску до тиску насичення на зміни дебіту (продуктивності) свердловин під час розробки родовищ з аномальною нафтою. Зміна продуктивності свердловини при фільтрації аномальної нафти зі зруйнованою структурою в однозонному пласті, коли $r_m = R_k$, відповідає кривій 1, у двозонному, коли $r_c < r_m < R_k$, кривій 2, а їх відношенню, Q_{m+o}/Q_m , кривій 3. На рис. 3 точками показано також фактичні дані про зміни коефіцієнта продуктивності під час розробки Битківського родовища, які при $P_{пл} > 0,75 P_{нас}$ близькі до розрахованих для однозонного пласта, а при значно менших пластових тисках $P_{пл}/P_{нас} < 0,6$ відповідають розрахованим для двозонного пласта. При $P_{пл}/P_{нас} = 0,44$ значення $Q_{m+o}/Q_m = 0,06$, що відповідає наведеним спочатку статті фактичним даним, за якими зміна дебіту становить 4% від початкового. Отже, запропонована методика прогнозування зміни дебіту нафти з аномальною в'язкістю прийнятна для практичного використання.

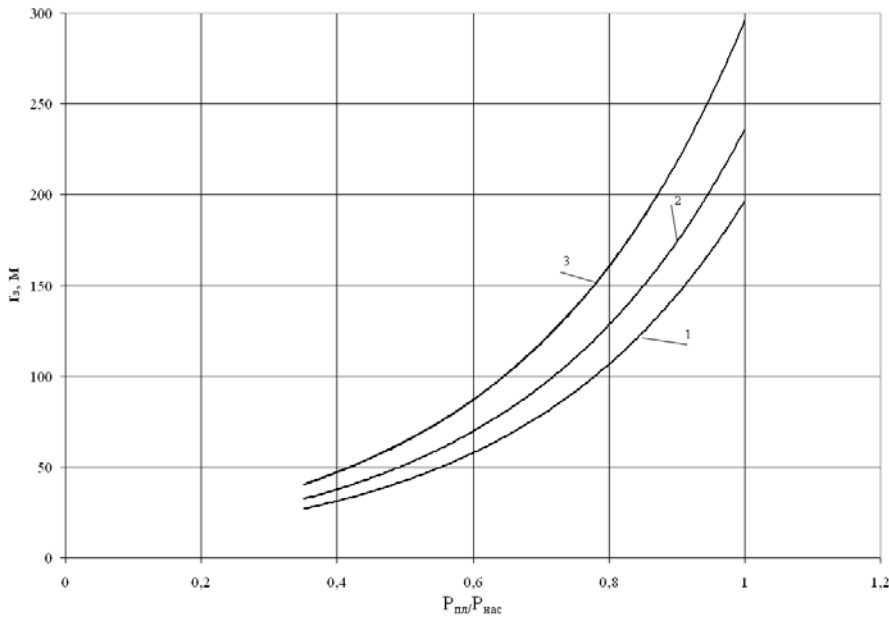


Рис. 3. Залежність відношення поточного коефіцієнта продуктивності до початкового від відношення тисків пластового до насичення: 1 – зміна відношення поточного коефіцієнта продуктивності двозонного пласта до однозонного; 2 – однозонний пласт; 3 – двозонний пласт; 4 – за фактичними даними розробки Битківського родовища

Використовуючи наведені розрахунки радіуса застійних зон на Битківському, Луквинському та інших родовищах удосконалено застосовувану раніше технологію ПГРП. Застосовано необхідні рідини і режими розвитку тріщин, завдяки чому створено тріщини з півдовжиною більшою зони руйнування структури пластової нафти, тобто за межами r_m . За останні чотири роки додатковий видобуток нафти після ПГРП збільшився утричі і становить понад 1500 т на одну свердловино-операцію, що підтверджує правильність висновку про вплив аномальних властивостей на пізній стадії розробки родовищ, що дасть змогу не тільки збільшити видобуток нафти, але і підвищити коефіцієнт вилучення запасів. Виходячи з наведеного, можна зробити такі висновки:

- на пізній стадії розробки Битківського родовища навколо свердловини формується зона зі зруйнованою структурою пластової нафти, яка після зменшення градієнта депресії переходить у зону з незруйнованою структурою;

- для оцінки продуктивності свердловин з аномальними властивостями пластової нафти доцільно застосувати двозонну модель пласта замість тризонної;

- зменшення пластового тиску призводить до наближення зони руйнування структури аномальної пластової нафти до свердловини і зменшення її продуктивності, що посилюється зі зниженням проникності пласта;

– на родовищах з аномальними властивостями пластової нафти для збільшення продуктивності свердловин доцільно застосовувати методи інтенсифікації з радіусом дії більшим умовного радіуса зони руйнування структури пластової нафти. Одним з таких методів є потужний та кислотний ГРП;

– завдяки проведенню ПГРП з півдовжиною тріщини, більшою за радіус зони руйнування структури нафти на Битківському, Луквинському та інших родовищах, збільшено додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію у кілька разів. Ефективність ПГРП на пізній стадії розробки родовищ слід також пов'язувати з підвищенням коефіцієнта вилучення запасів.

Література

1. Качмар Ю.Д. Про причини різкого зменшення дебіту свердловин, на пізній стадії розробки Прикарпатських родовищ / Ю.Д. Качмар, Є.А. Малицький // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 5. – С. 31-35.
2. Девликамов В.В. Аномальні нафти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. – М.: Недра, 1975. – 168 с.
3. Качмар Ю.Д. Про фільтрацію флюїдів на пізній стадії розробки Битківського родовища / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 6. – С. 26-29.
4. Девликамов В.В. Фізика пласта / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во Уфимського нефт. ин-та, 1986. – 82 с.
5. Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Априорі, 2007. – 452 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 16.12.2010 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Бойком В.С.***

ABOUT NON-NEWTONIAN OIL FILTRATION FEATURES IN THE AREA OF BYTKIV FIELD'S WELLS DRAINAGE

Yu. D. Kachmar, V. V. Tsyomko

*Scientific-Research and Design Institute named E. Chekalyuk
OJSC "Ukrnafta";*

76000, Ivano-Frankivs'k, South Blvd named Pushkin, 2;

a ph. is a fax +380 (342) 77-61-40, 77-61-49;

e-mail: grp@ndpi.ukrnafta.com

Strengthening the anomalous properties of oil due to decreasing reservoir pressure at the late stage of field development after depression creation leads to the formation zone with destructed structure of reservoir oil around of the well that proceed to zone with undisturbed structure.

Dual-zone model of the oil flow to the well was applied and the conditional radius of fracture of structure under conditions of increase gradient of

depression over gradient of boundary shearing stress of oil was determined. Increasing the efficiency of carrying out of hydraulic fracturing of formation was achieved only after the creation of cracks outside the fracture zone structure.

Key words: *anomalous oil, dual-zone model, size of hydraulic fracturing of formation cracks*