

# Дослідження та методи аналізу

УДК 553.981/982

## ВПЛИВ ГЕОДИНАМІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Б.Й.Маєвський, С.С.Куровець, М.І.Манюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42027

e-mail: grn@nung.edu.ua

*Проведены исследования влияния трещиноватости на нефтегазоносность, фильтрационно-емкостные характеристики палеогеновых пород-коллекторов Передкарпатского прогиба с использованием гидродинамических расчетов. Прослежена динамика изменения продуктивности скважин во времени, а также определены оптимальные значения депрессий для эффективной эксплуатации месторождений.*

*The analyses and study of influence of the fractures on the character of oil and gas bearing and filtering and capacity properties of the collectors in the Precarpathian foredeep basin using hydrodynamic calculations was done. Wells productivity dynamics in time was studied and optimal depression values were found.*

Дослідження порід-колекторів, що є основною ємністю для вуглеводнів у земних надрах, має важливе як наукове, так і практичне значення і є однією з найважливіших проблем нафтогазової геології.

В процесі геодинамічного розвитку Карпатського регіону в місцях різких перегинів пластів, їх підгорнення та зрізання внаслідок тангенціального стиснення відбувалося утворення поздовжніх тектонічних порушень, подрібнення і розуцільнення, особливо кременистих товщ, та формування в них різноорієнтованих тріщин і зон тріщинуватості [1].

Вивчення тріщинних колекторів нафти і газу родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину привело дослідників до двох протилежних думок щодо оцінки ролі тріщинуватості колекторів у формуванні та розробці нафтогазових родовищ. Прихильники одного напрямку, серед яких такі відомі вчені як Г.Ю.Бойко, Г.Н.Доленко, Р.С.Копистянський та інші, досліджуючи родовища Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, вважали, що лише різним ступенем тріщинуватості продуктивних горизонтів можна пояснити різкі зміни продуктивності свердловин у межах окремих структур. Основним доказом ролі тріщинуватості порід вважалось, що в окремих свердловинах одержано припливи нафти у сотні тонн на добу

з колекторів, які за лабораторними дослідженнями мали незначну проникність і пористість.

Інші дослідники, серед яких В.П.Василечко, М.Р.Ковальчук, І.М.Кухтін та інші вважали, що тріщини, які спостерігаються у продуктивних відкладах, не можуть відігравати основної ролі при розробці родовищ, а високі дебіти свердловин є результатом значної ефективної товщини пластів та значних депресій на пласт.

Колекторами нафти і газу родовищ Передкарпатського прогину є переважно пористо-тріщинні колектори – пісковики та піщано-алевритові різновидності, пористість та проникність яких змінюється в досить широких діапазонах. Середнє значення відкритої пористості нафтогазоносних відкладів олігоценного комплексу становить 8–15%, міжгранулярна проникність по керну в межах 0,001–10, дуже рідко 25–40·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Проникність пісковиків у багатьох випадках зумовлена тріщиною пористістю [2, 3]. При цьому серед тріщин часто зустрічаються: 1) лінзовидні тріщини з шириною до 0,06 мм і довжиною 3-5 мм, які не мають важливого значення для фільтрації флюїду; 2) тріщини, що розміщені перпендикулярно до нашарування порід і витримані по ширині з розкриттям від 0,02 до 0,1 мм і довжиною 2-6 мм; 3) поодинокі тріщини, а інколи системи тріщин, які спостерігаються по нашаруванню порід, що деколи з'єд-

нуються між собою вертикальними тріщинами з розкриттям 100 мкм і більше [4]. Промислові параметри колекторів по площі покладів змінюються дуже помітно. Про це свідчать результати випробувань свердловин у різних ділянках Бориславсько-Покутської зони: в одних випадках з менілітових відкладів одержані незначні припливи флюїдів або їх зовсім не було, в інших свердловини фонтанували з дебітами 200–300 м<sup>3</sup>/добу [2].

О.О.Акульшин та В.Д.Патра досліджували процес розробки менілітового покладу Довбушансько-Бистрицького родовища з використанням індикаторного методу [5]. Дослідженнями виявлено, що після початку закачки води у свердловину № 4 кількість води у видобувних свердловинах (№№ 128 і 93) значно збільшилась порівняно з іншими свердловинами, які розташовані значно ближче до нагнітальної свердловини. Швидкість руху індикатора становила 70-120 м/добу. Це, вірогідно, зумовлено збільшенням тектонічної тріщинуватості порід в сторону свердловин №№ 128 і 93, оскільки вони розташовані поблизу трасування тектонічного порушення.

Те, що на родовищах працює поровотріщинний тип колектора, можна підтвердити також шляхом порівняння фактичних початкових дебітів свердловин родовища з імовірними припливами рідин до вибою свердловин, підрахованими за формулою Дюпюї

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln(R_k / r_c)}$$

де:  $Q$  – дебіт свердловини, м<sup>3</sup>/с;  $k$  – проникність, м<sup>2</sup>;  $h$  – ефективна товщина, м;  $\Delta P = P_k - P_c$ , де  $P_k$  – тиск на контурі живлення, Па;  $P_c$  – тиск на вибої свердловини, Па;  $\mu$  – в'язкість нафти, Па·с;  $R_k$  – радіус контура живлення, м;  $r_c$  – приведений радіус свердловини, м.

Таким чином, припливи нафти до вибоїв свердловин дорівнюють

$$Q_1 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-15} \cdot 25,4 \cdot 7,6 \cdot 10^6}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(250/0,1)} = 0,155 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_3 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-15} \cdot 27,4 \cdot 7,6 \cdot 10^6}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(250/0,1)} = 0,167 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_8 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-15} \cdot 26 \cdot 7,6 \cdot 10^6}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(250/0,1)} = 0,159 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{11} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-15} \cdot 29,4 \cdot 6,9 \cdot 10^6}{0,758 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(250/0,1)} = 0,215 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{30} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-15} \cdot 17,2 \cdot 7,6 \cdot 10^6}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(250/0,1)} = 0,105 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{52} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-15} \cdot 25,6 \cdot 7,6 \cdot 10^6}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(250/0,1)} = 0,156 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{53} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 10^{-15} \cdot 34,2 \cdot 7,7 \cdot 10^6}{1,39 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(250/0,1)} = 0,152 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

що в перерахунку на 1 добу становить

$$Q_1 = 0,155 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 \cdot 0,8167 = 10,9 \text{ (т/добу)},$$

$$Q_{1\text{поч}} = 13,3 \text{ т/добу};$$

$$Q_3 = 0,167 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 \cdot 0,855 = 12,3 \text{ (т/добу)},$$

$$Q_{3\text{поч}} = 4,5 \text{ т/добу};$$

$$Q_8 = 0,159 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 \cdot 0,855 = 11,7 \text{ (т/добу)},$$

$$Q_{8\text{поч}} = 0,1 \text{ т/добу};$$

$$Q_{11} = 0,215 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 \cdot 0,836 = 15,5 \text{ (т/добу)},$$

$$Q_{11\text{поч}} = 36,8 \text{ т/добу};$$

$$Q_{30} = 0,105 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 \cdot 0,855 = 7,8 \text{ (т/добу)},$$

$$Q_{30\text{поч}} = 2,8 \text{ т/добу};$$

$$Q_{52} = 0,156 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 \cdot 0,855 = 11,5 \text{ (т/добу)},$$

$$Q_{52\text{поч}} = 2,8 \text{ т/добу};$$

$$Q_{53} = 0,152 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 \cdot 0,8434 = 11,1 \text{ (т/добу)},$$

$$Q_{53\text{поч}} = 2,0 \text{ т/добу}.$$

Провівши аналогічні обчислення для 55 свердловин Бориславсько-Покутської зони, побудовано графік для порівняння розрахункових і фактичних початкових дебітів свердловин.

При порівнянні отриманих припливів рідини до вибоїв свердловин з фактичними даними відзначається, що фактичні початкові дебіти в деяких випадках менші від розрахованих, що може бути пов'язано з багатьма технічними та геологічними чинниками. Проте виділяється декілька свердловин, в яких початкові дебіти в декілька разів більші від розрахованих.

Провівши аналогічні розрахунки дебітів свердловин через 1,5-2 роки від початку експлуатації і порівнявши їх з фактичними дебітами на цей же час, можна побачити наближення розрахункової кривої до фактичної (рис. 2).

Свердловини, які давали в декілька разів більші дебіти на початковій стадії експлуатації, вже не виділяються. Це може вказувати на те, що при зменшенні пластового тиску на 5-7 МПа відбулося змикання каналів фільтрації, тобто тріщин в матриці породи.

Аналіз індикаторних кривих експлуатаційних свердловин менілітового покладу Довбушанського та Пасічянського нафтових родовищ та їх інтерпретація засвідчили, що із зростанням депресії на пласт дебіти свердловин №№ 4-Дб, 11-Дб, 14-Дб, 251-Бс, 253-Бс, 6-Бс, 452-Пас, 457-Пас знижувались при стабільному або зростаючому газовому факторі. При-

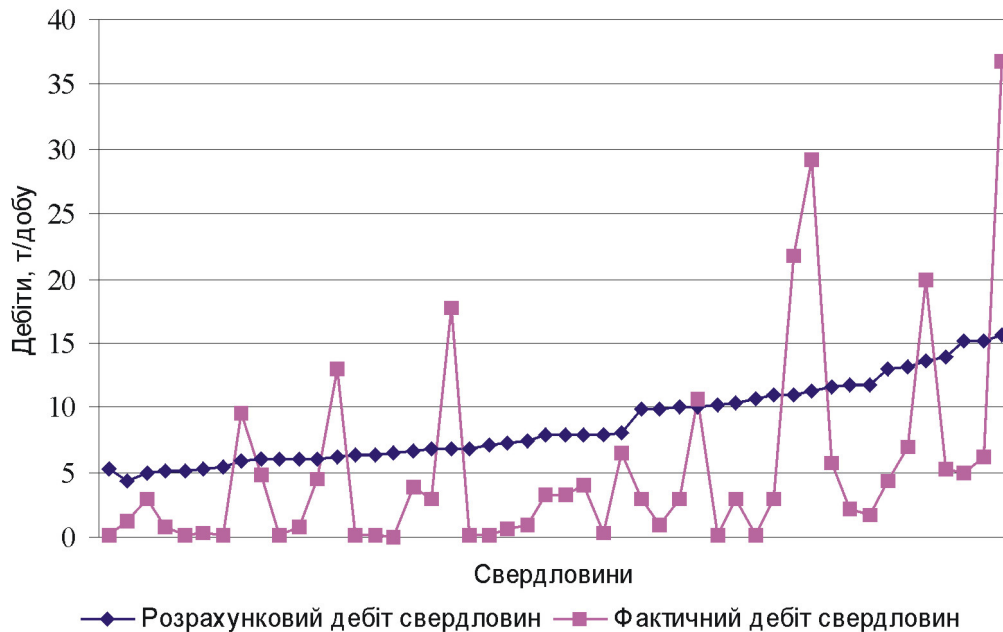


Рисунок 1 — Порівняння розрахункових і фактичних початкових дебітів свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

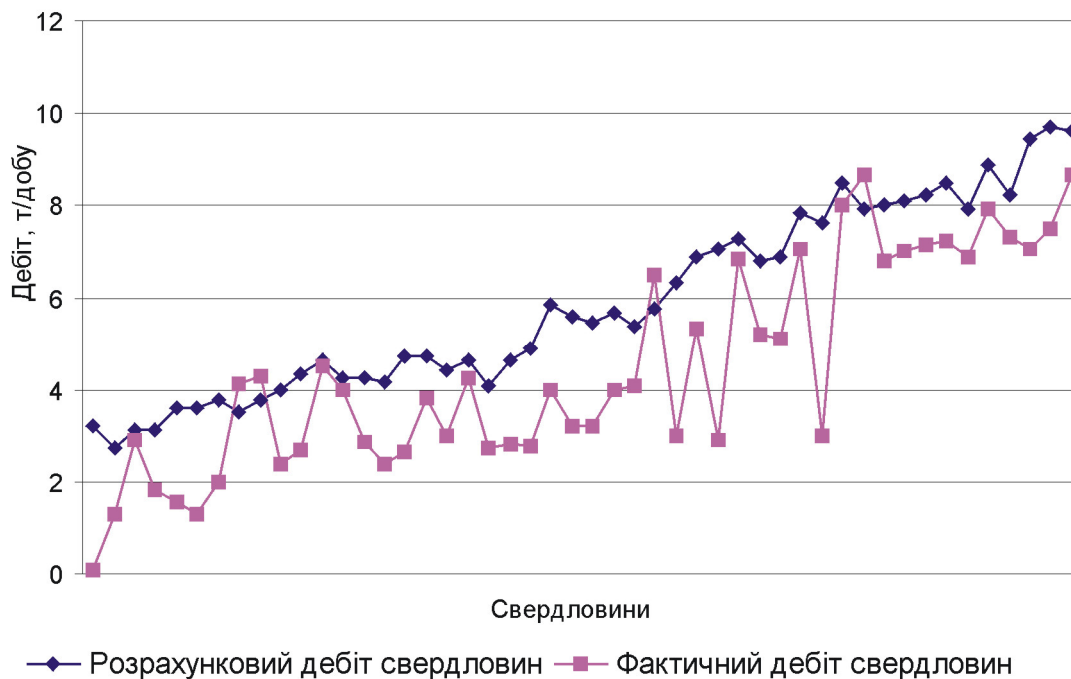


Рисунок 2 — Порівняння розрахункових і фактичних початкових дебітів свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину через 1,5-2 роки від початку експлуатації

чому вказані свердловини, розташовані вздовж трасування тектонічних порушень.

У цій же вибірці свердловин (140 свердловин Внутрішньої зони Передкарпатського прогину) після 1,5-2 років експлуатації при зростанні депресії на пласт всього на 1,5-2 МПа індикаторні криві набувають випуклої форми відносно осі дебітів. Такий їх характер, як показали результати досліджень, зумовлені силами деформації колектора [6, 7]. Саме за цей період (1,5-2 роки експлуатації) із цих свердло-

вин видобувалось близько 40-45% накопиченого видобутку нафти.

Побудувавши графік залежності початкового дебіту нафти від депресії на пласт для родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (рис. 3), можна констатувати, що найбільші дебіти нафти пов'язані з депресіями до 5-7,5 МПа.

Гістограма розподілу депресій на пласт для району (рис. 4) показує нормальний закон розподілу.

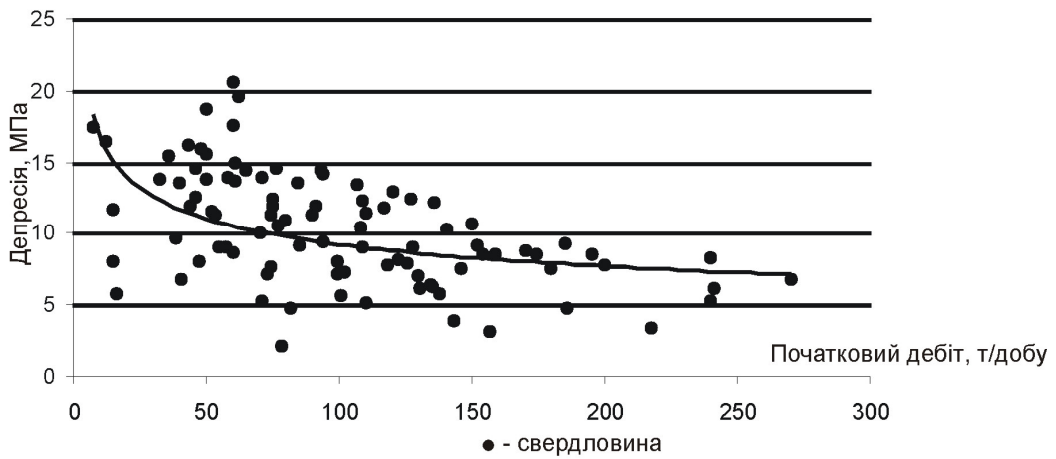


Рисунок 3 — Графік залежності початкового дебіту нафти від депресії на пласт для родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

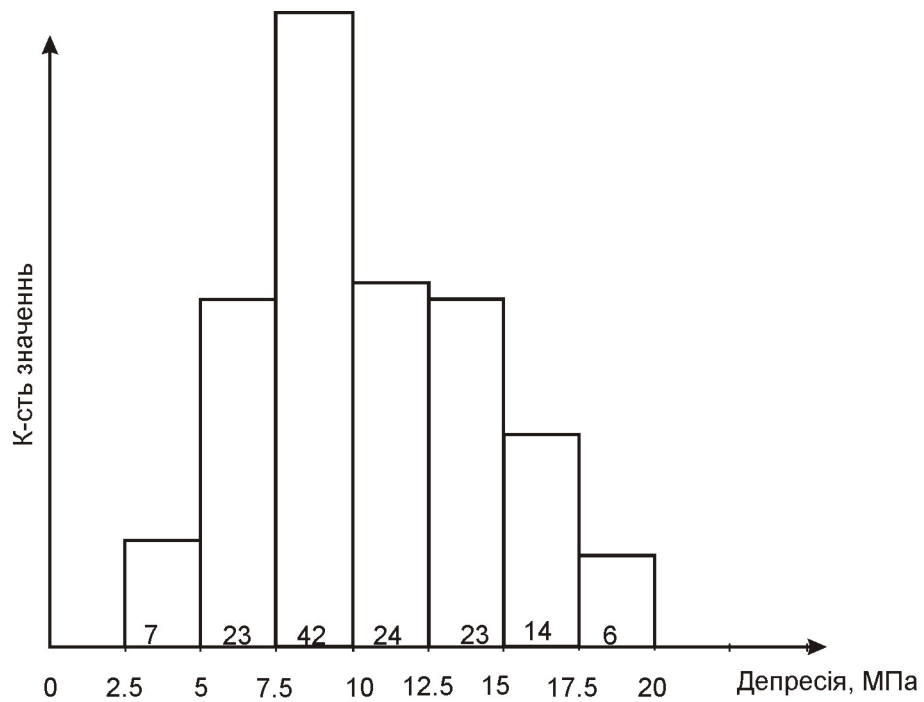


Рисунок 4 — Гістограма розподілу депресій на пласт для нафтових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

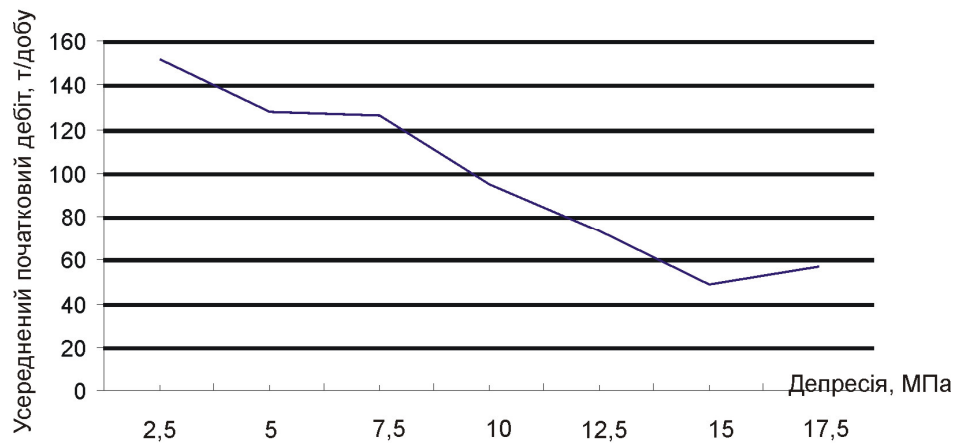


Рисунок 5 — Середні значення початкових дебітів по інтервалах депресій на пласт для нафтових родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину

На близько 90% свердловин початкова депресія становила від 5 до 15 МПа, проте найвищими початковими дебітами характеризувався саме інтервал депресій 2,5-7,5 МПа (рис. 5).

З десяти найбільш дебітних свердловин на рисунку 3 п'ять свердловин мають невідповідність між початковими розрахунковими і фактичними дебітами.

Поясненням цього може бути те, що при різкому зменшенні тиску в привибійній зоні відбувається раптове зменшення внутрішньої напруги порід і відповідно змикаються тріщини, а депресії до 7,5 МПа дають змогу тріщинам утримуватись у відкритому стані приблизно 1,5 року.

Проведені нами дослідження та відповідні розрахунки за умов створення оптимальної депресії на складнобудований тріщинно-поровий колектор за класичними формулами термодинаміки засвідчили, що за наявності тріщин у піщано-алевритових колекторах родовищ Внутрішньої зони Передкарпатського прогину у всіх без винятку нафтогазопромислових районах (Бориславський, Долинський, Надвірнянський) створення депресії на пласт, яка перевищує вибійний тиск порядку 5-7,5 МПа, призводить до повного змикання мікро- та макротріщин і як наслідок – подальшої низької продуктивності свердловин. При депресіях до 5-7,5 МПа існує надійний гідродинамічний зв'язок між тріщинами і порами, що забезпечує стійкі дебіти і раціональне вироблення запасів покладу. Саме в умовах такої фільтрації відбувається очищення привибійних зон пласта. Показники скін-ефекту мають від'ємне значення, що характерно для тріщинного колектора. Однак із зростанням перепаду тиску понад 7,5 МПа значення скін-ефекту набирає позитивний характер. При такій депресії тріщини породиколектора змикаються і надалі працюють тільки пори. При такій експлуатації свердловин приплив нафти з матриці породиколектора, проникність якої в 100, а інколи і в 1000 разів менша проникності тріщин, не може забезпечити високу продуктивність свердловин.

Практичним підтвердженням наведеного вище є результати аналізу індикаторних кривих експлуатаційних свердловин менілітового покладу Долинського родовища. Саме у свердловині №308 за депресії на пласт від 7,0 МПа до 8,7 МПа індикаторна діаграма має практично лінійний вигляд, що вказує на нормальне функціонування мікро- та макротріщин породиколектора як каналів фільтрації. За депресії понад 8,7 МПа діаграма викривляється до осі тиску. Тріщини при цьому змикаються, внаслідок чого спостерігається різке зменшення дебіту свердловини. У свердловині №525 аналогічно за депресії від 11,5 МПа до депресії 13,0 МПа індикаторна діаграма має практично лінійний вигляд, а за депресії понад 13,0 МПа діаграма викривляється до осі тиску. Необхідно відзначити, що аналогічні явища спостерігалися в ході дослідження ряду свердловин Битківського, Пасічянського, Пнівського, Орів-Уличнян-

ського, Завадівського, Струтинського, Спаського, Тянівського родовищ.

Нажаль до сьогодні на практиці при інтерпретації індикаторних діаграм характер продуктивності увігнених ділянок кривих практично не враховується, а початкові їх ділянки в більшості випадків усереднюють, що в свою чергу призводить до створення надмірної депресії на пласт і як результат отримання в подальшому непромислових припливів із ряду експлуатаційних свердловин, що негативно впливає на оцінку перспектив нафтогазоносності окремих територій.

Таким чином, підсумовуючи вищенаведене, можна зробити такі висновки. Інтенсивність тріщинуватості і відповідно покращання емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів здебільшого пов'язані з геодинамічними процесами розвитку Карпатського регіону. У свердловинах, які розміщені в прирозломних ділянках та чолових частинах складок, спостерігаються більші початкові припливи нафти. Основний об'єм запасів нафти на родовищі, очевидно, приурочений до зон тріщинуватості і дроблення порід-колекторів. У зв'язку з цим основне завдання повинно зводитись до виділення таких зон (зон розвитку порово-тріщинуватих колекторів) у межах Карпатського регіону і закладання в їх межах першочергових пошукових і розвідувальних свердловин. Це необхідно враховувати також і під час розробки нафтових родовищ Передкарпаття, особливо при використанні закачування води з метою інтенсифікації видобутку нафти.

### Література

1. Маєвський Б.Й., Манюк М.І., Ляху М.В. Вплив зон геодинамічного розвитку напруг на концентрацію запасів та особливості розробки газонафтових покладів Передкарпаття // Нафта і газ: 36. наук. праць / Матеріали 5-ї Міжнар. конф. Нафта-газ України – 98, Полтава 15-17 вер. 1998 р. – Полтава: УНГА, 1998. – Т.1. – С. 330-331.
2. Бортницкая В.М. Коллектора нефти палеогена Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и методика их исследования: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Львов, 1966. – 20 с.
3. Копистянський Р.С. Проблема тріщинуватості порід у нафтовій геології. – К.: Наукова думка, 1966. – 160 с.
4. Манюк М.І., Маєвський Б.Й. Дослідження тріщинуватості порід продуктивних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району // 36. наук. праць / Матеріали 6-ї Міжнародної конференції «Нафта і газ України-2000». – Івано-Франківськ: УНГА, 2000. – Т. 1. – С. 243-244.
5. Акульшин О.О., Патра В.Д. Індикаторний метод дослідження процесу розробки нафтонасичених пластів // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 1. – С. 34-36.

6. Донцов К.М. Об искривлении индикаторных линий, снятых на глубоких скважинах трещинного коллектора // Нефть и газ. – 1965. – № 4. – С. 41-44.

7. Донцов К.М., Боярчук В.Т. К вопросу обработки индикаторных линий скважин трещинного коллектора // Нефтяное хозяйство. – 1968. – № 6. – С. 38-42.

8. Масевський Б.Й., Мончак Л.С., Сорока М.М. Про нетрадиційні колектори нафти і газу

Передкарпаття // Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України: Тези доп. 1-ї наук.-практ. конф. – Львів, 1995. – С. 71-72.

9. Масевський Б.Й., Храбатинко І.В., Зінчук М.С. До питання тектонічної тріщинуватості порід-колекторів Довбушансько-Бистрицького родовища Передкарпатського прогину // Питання розвитку газової промисловості України. – Харків, 2001. – Випуск XXIX. – С. 90-93.

УДК 553.832

## ПРИЧИНИ НИЗЬКООМНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ОЦІНКА ХАРАКТЕРУ ЇХ НАСИЧЕННЯ В УМОВАХ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

<sup>1</sup>Д.Д. Федоришин, <sup>1</sup>С.Д. Федоришин, <sup>2</sup>А.В. Старостін, <sup>1</sup>Я. М. Коваль

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056  
e-mail: geophys@nung.edu.ua

<sup>2</sup> Державне підприємство “Полтавське управління геофізичних робіт”,  
36007, м. Полтава, вул. Заводська, 16, тел. (05322) 33060, e-mail: starostin@ugr.poltava.ua

*Результаты электрических методов исследования скважин не всегда можно использовать при оценке характера насыщения продуктивных пластов. В зависимости от поставленной геологической задачи и условий проведения геофизических исследований они могут играть как основную, так и второстепенную роль. Однако в большинстве случаев именно электрические методы в отличие от других позволяют выявить продуктивные пласты в поисковых скважинах. Рассматриваются причины низкоомности сложнопостроенных пород-коллекторов и проводится оценка характера их насыщения по данным электрического каротажа. Установлен ряд факторов, которые вызывают низкие значения электрических методов в процессе исследования скважин. Данная проблема рассматривается на примере исследования пород-коллекторов миоценовых отложений газоконденсатных месторождений Бильче-Волицкой зоны Карпатской нефтегазоносной провинции и визейских, турнейских и девонских отложений нефтегазовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины.*

*Electric logging appears to be either a primary or secondary method for estimation of probable reserves of exploratory wells depending on the geological task and conditions of geophysical investigation. But in most cases it is electric logging, unlike other methods, that makes it possible to uncover payout bed in prospecting boreholes. The article deals with causes for composite anticline low resistance and estimation of probable reserves by way of electric logging. Factors for low coefficient of electric logging method of exploratory wells are stated. The research is based on the investigation of composite anticline of Miocene gas condensate deposits of Bilche-Volytsk region of the Carpathian oil-and-bearing province as well as Tournaisian and Devonian deposits of the Dnieper-Donetsk depression.*

Одним з найважливіших завдань щодо збільшення видобутку газу і конденсату є нарощення запасів вуглеводнів за рахунок відкриття нових перспективних площ, впровадження у розробку пропущених пластів, виявлених у процесі переінтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Вирішення поставленого завдання можна здійснити шляхом удосконалення як технології проведення ГДС, так і підвищення ефективності методик інтерпретації кривих електричних та електромагнітних методів.

Аналіз результатів досліджень складнопобудованих порід-колекторів типовим комплексом свердловинних геофізичних методів засвід-

чив, що в окремих випадках методи електротрії є малоінформативними. Форма кривих питомого електричного опору та електропровідності часто є неадекватною насиченню породи-колектора. Особливо такі відмінності мають місце при дослідженні міоценових відкладів газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Карпатської нафтогазоносної провінції та визейських, турнейських і девонських відкладів нафтогазових родовищ Дніпрово-Донецької западини. Як приклад можна навести результати електричних досліджень свердловин № 5 та № 9 Летнянського газового родовища Більче-Волицької зони (рис. 1), та Селюхівська–1 Дніпрово-Донецької западини (рис. 2).