

ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ВІДКЛАДІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН ПЕРЕДКАРПАТТЯ

¹М.І. Чорний, ²О.М. Чорний, ¹Я.М. Коваль, ¹І.О. Федак, ¹І.Р. Михайлюк

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

²Львівське відділення ГПУ «Полтавагазвидобування»,
м. Львів, вул. Рубчака, 27, тел. (0322) 233626

Висвітлюються питання первинного розкриття, випробування, дослідження чинників зниження продуктивності свердловин. Проведений аналіз якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин Передкарпаття свідчить, що розкриття пластів без належного врахування фізико-хімічних властивостей порід і насичуючих їх флюїдів, величин тисків, температур спричиняє зменшення проникності колекторів, зниження продуктивності свердловин і збільшення часу їх випробування. У роботі приведено приклади, коли за сприятливих прямих і опосередкованих ознак нафтогазоносності пласти при випробуванні не давали промислових припливів нафти та газу. Основними чинниками, що призводять до погіршення якості розкриття продуктивних пластів є пластовий тиск, температура, тип промивальної рідини, репресія на пласт, поровий тиск та ін. Авторами роботи розглядаються рекомендації з підвищення ефективності буріння та збільшення продуктивності свердловин у процесі розроблення нафтогазових родовищ. Дані рекомендації полягають у постійній оцінці та прогнозуванні порових і пластових тисків у процесі буріння свердловини.

Ключові слова: якість розкриття продуктивних відкладів, глибина кольматації, поровий тиск, продуктивність свердловин.

Освещаются вопросы первичного раскрытия, испытания, исследования факторов снижения производительности скважин. Проведенный анализ качества вскрытия продуктивных отложений при бурении скважин Прикарпатья показывает, что вскрытие пластов без должного учета физико-химических свойств пород и насыщающих их флюидов, величин давлений, температур вызывает уменьшение проницаемости коллекторов, снижение продуктивности скважин и увеличение времени их испытания. В работе приведены примеры, когда при благоприятных прямых и косвенных признаках нефтегазоносности пласта при испытании не давали промышленных притоков нефти и газа. Основными факторами, которые приводят к ухудшению качества вскрытия продуктивных пластов является пластовое давление, температура, тип промывочной жидкости, репрессия на пласт, поровое давление и др.. Авторами работы даны рекомендации по повышению эффективности бурения и увеличения производительности скважин в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Данные рекомендации заключаются в постоянной оценке и прогнозировании поровых и пластовых давлений в процессе проводки скважины.

Ключевые слова: качество вскрытия продуктивных отложений, глубина кальматации, поровое давление, производительность скважин.

The article highlights the issue of initial tapping, testing, investigation of factors that reduce the efficiency of wells. The carried-out analysis of the quality of tapping pay deposits while drilling wells in the Precarpathian region shows that without due regard to physical and chemical properties of rocks and their saturating fluids, values of pressures, temperatures the tapping of the strata causes the reduction in reservoir permeability, decrease in the efficiency of wells and increase in the time of their testing. The article contains examples of cases when under the favorable direct and indirect signs of oil and gas showing the strata by testing didn't produce economic inflow of oil and gas. The main factors leading to the deterioration of tapping the pay deposits is formation pressure, temperature, a type of drilling fluid, drive on the formation, porous pressure and others. The authors of article have provided the recommendations to improve the efficiency of drilling and increase the efficiency of drilling wells while developing oil and gas fields. These recommendations are the continuous evaluation and forecasting of porous and formation pressure during well penetration.

Key words: quality of tapping pay deposits, depth of wall packing, porous pressure, efficiency of wells.

Загальний аналіз стану наукових досліджень і виробничої практики в Україні [1, 2, 3, 4, 5, 6] свідчить, що розкриття пластів без належного врахування фізико-хімічних властивостей порід і насичуючих їх флюїдів, величин тисків, температур, тощо спричиняє зменшення проникності колекторів, зниження продуктивності свердловин і збільшення часу їх випробування. У згаданих роботах охарактеризовано основні чинники, що погіршують якість розкриття пластів, методи вивчення цих чинників і

можливості зменшення закупорювання колекторів. Особливо підкреслюється, що застосування однакових технологічних заходів у різних геологічних умовах може призводити до різних кінцевих результатів.

У даний час багатьма дослідниками [1, 2, 3] запропоновано багато рецептур бурових розчинів та інших рекомендацій з підвищення якості розкриття і закріплення продуктивних пластів, однак, промислова практика свідчить, що для наукового обґрунтування вибору методів запо-

бігання забрудненню продуктивного пласта необхідна інформація про геологічну будову родовища, літологічний склад порід, їх колекторські властивості та насичення флюїдами, фізико-хімічні властивості флюїдів, пластові тиски і температуру.

Авторами [2] відображено доцільність застосування органоколоїдних домішок за розробленою ними технологією у вигляді емульсійних бурових розчинів і суспензій. Застосування розроблених систем бурових розчинів із органоколоїдними складовими дасть можливість забезпечити:

- збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів;
- стабілізацію міцності розбурюваних порід;
- покращення властивостей фільтраційної кірки;
- обмеження негативного впливу реагентів на зміну реологічних і фільтраційних характеристик бурових розчинів;
- покращення змашувальних властивостей бурового розчину.

Для попередження ускладнень, які виникають в процесі буріння нижньосарматських відкладів Передкарпаття, Р.В.Зіньков, М.Я.Магун [7] пропонують використовувати інгібовані бурові розчини, здатні стимулювати або уповільнювати процеси набухання і розмокання глинистих порід. На їх думку, використання калійного інгібітору порівняно з хлористим калієм дало змогу істотно зменшити коефіцієнт набухання і руйнування гірських порід. Застосування суміші хлористого калію і калійного інгібітору дає змогу підсилити закріплюючу дію бурового розчину на привибійну зону продуктивного пласта.

Слід зазначити, що проведені багатьма авторами дослідження [4, 8] і запропоновані рекомендації в основному стосуються нафтоносних пластів, тоді як проблема розкриття газоносних пластів і фізична сутність явищ, які відбуваються в привибійній зоні, до кінця не вивчені. У зв'язку з цим дослідження в даному напрямку викликають особливий інтерес і займають важливе місце в системі заходів, спрямованих на підвищення ефективності розробки газових родовищ.

Під час розкриття продуктивного пласта пониження проникності може відбуватись в результаті:

- проникнення глинистих частинок із бурового розчину у канали пласта;
- проникнення у пористе середовище води, яка фільтрується із глинистого розчину;
- випадіння в порах привибійної зони пласта-колектора асфальтно-смолистих компонентів
- формування глинистої кірки на поверхні стовбура свердловини.

Проникнення бурового розчину у привибійну зону відбувається при великих репресіях на пласт та, коли розкритість каналів і тріщини у пласті значно перевищують розміри твердих частинок, які знаходяться у розчині у зважено-

му стані. У таких випадках освоєння свердловини ускладнюється і для одержання припливу рідини до вибою необхідно очистити останній від глинистого розчину.

Слід зауважити, що дослідниками [1, 4, 6] проведено мікроскопічні дослідження кольматційного шару. Встановлено, що глибина кольматції взірців з високою проникністю становить в середньому 4-7 мм, а взірців з малою проникністю 1,5-3 мм. На основі цих досліджень було зроблено наступні висновки: після розкриття продуктивного пласта з вихідними проникностями 0,1-0,5 мкм² і 1-2 мкм², проникність зменшується відповідно, на 30-50 % і 20-25 %. Було встановлено, що проникнення твердої фази бурового розчину починається при проникності колектора біля 270·10 м², причому із збільшенням проникності породи негативний вплив твердої фази зростає. Нижче цієї величини проникнення у пласт дисперсної фази не спостерігається і початкова проникність гірської породи у результаті впливу бурового розчину практично не змінюється.

Розглядаючи літолого-петрографічну характеристику і структуру порового простору палеоцен-еоценових відкладів газових родовищ Битків-Бабче, Бухтівець, можна стверджувати, що поширені у цьому районі колектори II і III класів найбільш схильні до кольматції. Для нижньосарматських та торгонських відкладів газових родовищ Косівського, Яблунівського, Кадобнянського, Гринівського також характерно проникнення в них дисперсної фази бурового розчину, однак у меншій мірі, так як проникність цих відкладів відмінна від проникності еоцен-олігоценних відкладів.

Фільтрація води із глинистого розчину у пласт відбувається, коли розміри порових каналів набагато менші розмірів твердих частинок диспергованих у розчині. Внаслідок цього, поверхня порід веде себе як фільтр.

Вода фільтрується із глинистого розчину при низькому вмісті у ньому колоїдних частинок і при попаданні у нього забруднюючих реагентів, які перетворюють глини на основі кальцію у важкодисперсійні, а також у випадку невідповідного показника *pH* (дуже високий або дуже низький).

Глибина проникнення фільтрату промивальної рідини у пласт та її кількість у значній мірі визначаються перепадом тиску на пласт у процесі його розкриття. Так, наприклад, на газових родовищах Косів, Яблунів, Грушів, Бухтівець, репресія на пласт у процесі його розкриття досягала 9-10 МПа. Звичайно, що при таких репресіях у пласт проникає велика кількість фільтрату, якщо для розкриття використовують глинисті розчини з високою водовіддачею.

Вказане явище підсилюється при значних коливаннях тиску у свердловині у процесі спуско-підйомних операцій. Інтенсивність зміни гідродинамічного тиску зростає при збільшенні глибини свердловини, швидкості підйому або спуску інструмента, в'язкості і статичної напруги зсуву промивальної рідини, при змен-

шенні зазору між стінкою свердловини та інструментом. За даними деяких дослідників [5] приріст гідродинамічного тиску при певних умовах під час спуску інструмента може бути рівний геостатичному тиску у свердловині, що може призвести до гідравлічного розриву пласта, а відповідно, до проникнення у пласт великих об'ємів промивальної рідини.

У процесі первинного розкриття продуктивних пластів застосовувались глинисті і тампонажні розчини високої питомої ваги, що сприяло створенню високих репресій на пласт і можливому проникненню у високопористе середовище колекторів фільтратів і твердої фази цих розчинів. У деяких свердловинах сумарні репресії на пласт досягали 10-14 МПа. Такі репресії, насамперед, ведуть до гідророзривів пласта, про що свідчать інтенсивні поглинання бурового розчину (від 28 до 100 м³), які спостерігались в ряді свердловин Летнянського, Бухтівецького, Кадобнянського, Яблунівського родовищ.

Розкриття виснажених газоносних пластів свердловинами Косівського, Кадобнянського родовищ проводилося глинистими розчинами великої питомої ваги, розробленими на прісній воді і обробленими КМЦ.

Проведені нами дослідження підтвердили, що такі реагенти у більшій мірі сприяють набуханню глинистої речовини і значній закупорці нижньосарматських колекторів. Повторні методи розкриття цих відкладів безглинистими розчинами на основі *KCl* і пластової води дали змогу вивести продуктивні пласти у деяких свердловинах на проектні показники.

Найкращими промивальними рідинами для первинного розкриття продуктивних пластів при бурінні є газоподібні агенти і безводні розчини на нафтовій основі, зворотні емульсійні розчини з мінералізованою водною фазою. При виборі найпридатнішої для цієї мети рідини необхідно враховувати ряд вимог. Основними із них є наступні:

- фільтрат промивальної рідини не повинен сприяти набуханню глинистих частинок, збільшенню гідрофільності породи і збільшенню кількості фізично зв'язаної води в порах пласта;

- склад фільтрату повинен бути таким, щоб при проникненні його в пласт не проходили фізичні або хімічні взаємодії, які б призвели до утворення нерозчинних осадів;

- гранулометричному складу твердої фази промивальної рідини повинен відповідати структурний поровий простір продуктивного пласта;

- для запобігання глибокого проникнення твердих частинок у пласт, в промивальній рідині вміст частинок діаметром $D_r > 1/3D_p$ повинен бути не меншим за 5 % від загального об'єму твердої фази. Це сприятиме швидкому утворенню фільтраційної кірки, що виконуватиме функції бар'єру для подальшого проникнення твердої фази у пласт (табл. 1);

- поверхневий натяг на границі фільтрат-вуглеводні пласта повинен бути мінімальним;

Таблиця 1 – Відповідність матеріалу твердої фази промивальної рідини до розмірів пор продуктивного пласта

Матеріал	Середній діаметр, мкм	Діапазон розмірів пор, мкм
Бентонітові глини	1,5	< 10
Порошковий кремнезем	2,0	< 10
Гравій 0,42-0,84 мм	550	210-840
Гравій 0,84-2,0 мм	1545	840-2000
Гравій 1,4-2,4 мм	2000	1680-2380

- водовіддача у привибійних умовах, температура і тиск повинні бути мінімальними, а густина і геологічні властивості такі, щоб диференціальний тиск при розбурюванні продуктивної товщі був близьким до нуля;

- степінь мінералізації і сольовий склад фільтрату промивальної рідини повинні бути близькими до пластових, а осмотичний тиск мінімальним.

З точки зору цих вимог, безлужні мінералізовані промивальні речовини з малою водовіддачею значно кращі для розкриття продуктивних пластів, ніж прісні або лужні (наприклад, оброблені *УЩР*) розчини, якщо навіть останні мають меншу водовіддачу, а багатоконпонентні піни ефективніші, ніж крапельні промивальні рідини на водяній основі.

Необхідно при бурінні перших розвідувальних свердловин на кожній площі відібрати керн із продуктивних пластів і в лабораторії визначити сольовий склад флюїдів кожного пласта, розподіл пор за розмірами. У залежності від результатів такого аналізу слід розробляти рецептуру промивальної рідини для подальших свердловин. У реальних породах продуктивні пласти мають широкий спектр пор. Тому до складу дисперсної фази промивальної рідини доводиться вводити закупорюючі частинки різних розмірів, з таким розрахунком, щоб вони утворювали тонку глинисту кірку. При бурінні інших свердловин проводити аналіз структури порового простору і складу пластових флюїдів, і, при необхідності, вносити відповідні поправки в рецептуру промивальних рідин.

Проведені нами дослідження показали, що забруднення чутливих до води пластів можна уникнути завдяки використанню інгібованих бурових розчинів або розчинів на мінералізованій воді. Для розчинів хлоридів натрію, калію та кальцію запропоновано рекомендації мінімальних концентрацій солей (табл. 2). Слід звернути увагу на те, що хлориди кальцію і калію проявляють приблизно однакову інгібуючу дію, але хлорид кальцію має суттєвий недолік: може призвести до забруднення пласта в результаті осідання карбонатів або сульфідів, часто прису-

тніх у пластових водах. Тому перевагу слід надавати хлориду калію, якщо при цьому не потрібні дуже високі густини бурового розчину.

Ідеально промивальною рідиною для розкриття продуктивних пластів повинна бути рідина, фізично і хімічно нейтральна у відношенні до гірських порід і пластових рідин продуктивних пластів. До сьогодні такої рідини ще не винайдено. Тому на практиці вирішують питання зміни і застосування властивостей промивальних рідин, які існують на даний час, з метою пониження їх несприятливої дії на колекторські властивості продуктивних пластів.

Таблиця 2 – Мінімальні концентрації (г/л) солевих розчинів для запобігання глинистому блокуванню чутливих до води пластів

Глинистий мінерал у пласті	Розчини солей		
	NaCl	CaCl ₂	KCl
Монтморилоніт	30	10	10
Ілліт, каолініт, хлорит	10	1	1

За несприятливої дії на пласт при його розкритті промивальні рідини можна розділити в наступний ряд:

- газоподібні агенти (повітря, природний газ, азот, інертні гази і т.д.);
- нафта пласта, який розкривається;
- розчини на нафтовій основі або вапняково-бітумні розчини;
- зворотні емульсії з солями, насиченими водяною фазою;
- глинисті розчини, оброблені ПАР, з низькою водовіддачею;
- глинисті розчини хлориду калію з низькою водовіддачею;
- глинисті розчини з підвищеною водовіддачею;
- вода;
- розчини з неконтрольованою водовіддачею.

У нафтогазорозвідувальних свердловинах продуктивні пласти розбурюють з використанням, головним чином, бурових розчинів на водяній основі (глинисті розчини). Для попередження негативного впливу проявів гірського тиску і фізико-хімічних процесів на колекторські властивості порід у привибійній зоні пласта, ці розчини повинні відповідати вимогам, що вказані вище.

Причиною низької якості розкриття продуктивних відкладів на площах Передкарпаття є відсутність даних з прогнозування зон НГПТ при бурінні свердловин.

На площах Передкарпаття при розкритті порід-покришок у свердловинах 8-Стинява, 17-Росільна, 19-Гвізд, 23-Пнів, 1, 2-Рожнятів (див. табл. 3) градієнти порового тиску значно вищі за градієнти тиску стовпа бурового розчину. Для запобігання ускладнень, які виникають при розбурюванні таких порід, буровий розчин обважнювали, а продуктивні відклади, які залягають нижче, розкривали без зміни його показ-

ників, що зумовило проникнення розчину у пласт на велику глибину, особливо в інтервалах залягання тріщинуватих колекторів [8].

При розбурюванні цих відкладів часто виникали ускладнення (осипи, обвали порід, які складають стінки свердловини, прихвати бурової колони, газування бурового розчину). Як правило, ці ускладнення виникали у зонах перевищення гідростатичного тиску над поровим. Зони НГПТ проміжною колоною повністю не перекривались. Повсякчасне газування бурового розчину примушувало обважнювати його, через що продуктивні відклади розкривали з репресією на пласт, яка досягала 18-20 МПа.

Високі градієнти тисків є у всіх свердловинах у відкладах поляницької та бистрицької свит, які є покришками. Особливо високі порові тиски відзначаються в поляницьких відкладах Рожнятівської складки. Градієнти тисків у поляницьких відкладах у свердловині 5-Рожнятів досягають $2 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. В інших свердловинах ця величина коливається в межах $1,7-1,8 \cdot 10^{-2}$ МПа/м. При бурінні в цих відкладах відзначаються постійні ускладнення процесу буріння у вигляді осипання, обвалів стінок свердловини, прихоплення бурового інструменту.

У результаті оцінки та прогнозування порових тисків у свердловинах по площі Рожнятів побудовано схему співставлення градієнтів порового тиску та градієнтів статичних тисків стовпа промивальної рідини (рис. 1). Із співставлення градієнтів тисків видно, що, в основному, ускладнення, які викликають прихоплення і затяжки бурильного інструменту, зазначені в зонах, де поровий тиск перевищує гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини. Розгазування промивальної рідини у відкладах Рожнятівської складки відзначається у всіх свердловинах, що змусило бурові бригади здійснювати буріння з використанням обважнених параметрів промивальної рідини.

Так, наприклад, у свердловині 5-Рожнятів із глибини 4500 м густина промивальної рідини досягала $2,16 \cdot 10^3$ кг/м³. Підвищення густини промивальної рідини спричинене високими градієнтами порових тисків і сильним розгазуванням бурового розчину.

Таким чином, вищевказані причини практично змусили розкривати продуктивні менілітові відклади Рожнятівської складки з великими репресіями, які досягали 15-20 МПа. Окрім цього, необхідно відзначити, що спуск технічної колони не досягав поставленої мети, так як зони з АВПТ не були перекриті.

Як видно із схеми (рис. 1), у всіх свердловинах технічні колони необхідно було б опускати нижче з тим розрахунком, щоби перекрити поляницькі відклади Рожнятівської складки, які мають високі градієнти порових тисків. У разі перекриття поляницьких відкладів з високими градієнтами тисків подальше розкриття менілітових відкладів можливо було б здійснювати з використанням промивальної рідини меншої густини.

Отже, співставлення градієнтів тисків свідчить, що можливі нафтогазоносні менілітові

Таблиця 3 – Пластові тиски флюїдів у нафтогазоносних родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Назва родовища	Середня глибина покладу, м	Пластовий тиск, МПа	Перевищення $P_{пл}$ над умовно-гідростатичним, МПа	Градiєнт пластового тиску, МПа/м·10 ⁻²	Пластовий флюїд
1	2	3	4	5	6
I структурний ярус					
1. Старо-Самбірське	3450	47,8	+13,3	1,38	нафта
2. Орiвське	3220	37,5	+5,3	1,16	нафта
3. Уличнянське	3235	38,5	+6,2	1,19	нафта
4. Стинявське	3625	44,5	+8,3	1,23	нафта
5. Танявське	3770	41,9	+4,2	1,12	нафта
6. Пiвнiчно-Долинське	2800	34,9	+6,3	1,22	нафта+газ
7. Долинське	2350	30,4	+6,9	1,3	нафта
8. Вигода-Витвицьке	3570	33,8	-1,9	0,96	нафта
9. Оболонстке	2850	33,8	+5,3	1,18	нафта
10. Спаське	1750	15,4	-2,1	0,88	нафта
11. Струтинське	2160	25,5	+3,9	1,18	нафта
12. Биткiвське	1250	12,9	+0,4	1,03	нафта
II структурний ярус					
1. Бориславське	2400	32,4	+8,4	1,35	нафта
2. Уричське (Заводське)	4740	67,2	+19,8	1,42	нафта
3. Орiвське (Iваникiвський блок)	3020	41,5	+11,3	1,37	газо-конденсат
4. Стинявське	4100	68,3	+27,3	1,66	нафта
5. Ольховське	3007	39,0	+9,0	1,29	нафта
6. Росiльнянське	2680	41,9	+15,1	1,56	газо-конденсат
7. Раковець	3000	45,5	+15,5	1,52	нафта
III структурний ярус					
1. Космацьке	3180	46,3	+14,5	1,45	газо-конденсат
2. Гвiздецьке	1810	31,0	+12,9	1,72	нафта
3. Биткiвське (Пасiчна)	4250	56,1	+13,6	1,32	газо-конденсат
4. Пнiвське	2300	34,8	+11,8	1,52	нафта

вiдклади Рожнятiвської складки розкривалися з великими репресiями. У даних свердловинах через великi перепади гiдродинамiчних тискiв мiж свердловиною i пластами, якi досягли 20 МПа, вiдбувалося глибоке проникнення промивальної рiдини у привибiйну зону пласта-колектора (1-2 м), в результатi чого колекторськi властивостi привибiйної зони погiршилися (табл. 4). Незважаючи на розгазування розчину, нi одна з пробурених свердловин не дала промислового припливу газу чи нафти. Усi вищевказанi причини неякiсного розкриття пластiв-колекторiв мали мiсце у процесi бурiння свердловин Рожнятiвської розвiдувальної площi [5].

З таблиць 3 i 4 видно, що бурiння у Передкарпатському прогинi часто велось на важчих промивальних рiдинах, нiж планувалося. Тому створювалися значнi репресiї на пласти, а це погiршувало їх колекторськi властивостi та

спотворювало геофiзичнi дослiдження, що могло призвести до неправильних висновкiв результатiв iнтерпретацiї, внаслiдок сильного спотворення привибiйної зони пласта.

Отже, за побудованими схемами сiвставлення градiєнтiв порових тискiв i градiєнтiв статичних тискiв, якi створенi стовпом промивальної рiдини, та при визначеннi зони проникнення промивальної рiдини в колектор, можна проводити аналiз розкриття продуктивних пластiв у будь-якiй свердловинi.

Для якiсного розкриття продуктивних пластiв необхідно бурити свердловини в оптимальних умовах, тобто на «рiвновазi». Це досягається постiйною оцiнкою та прогнозуванням порових i пластових тискiв у процесi проводки свердловини [5].

Таким чином, прогнозування зон НГПТ, порiвняння градiєнтiв тиску стовпа бурового

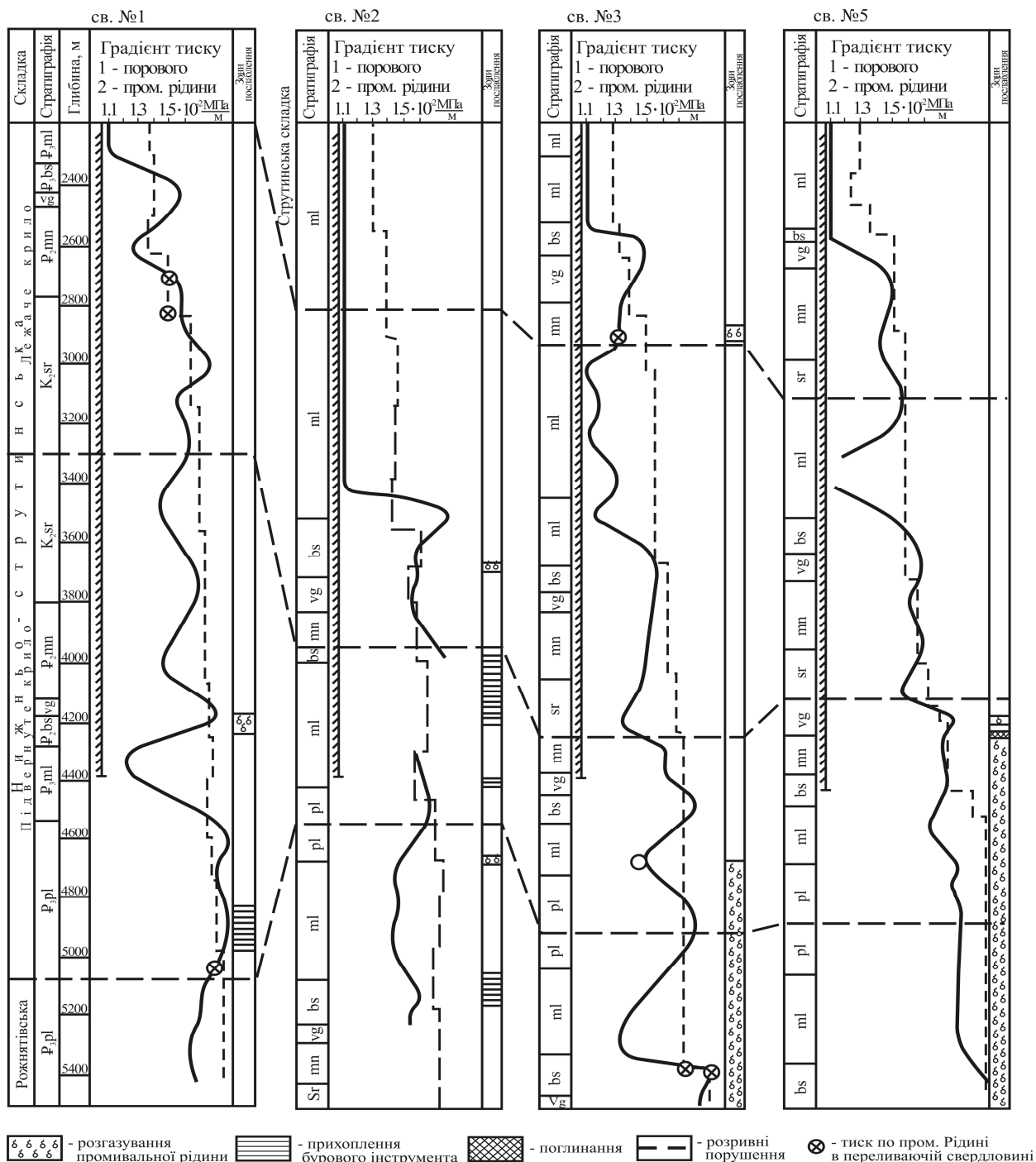


Рисунок 1 – Співставлення градієнтів порового тиску 43 градієнтами тиску промивальної рідини для Рожнятівської площі

розчину і порового тиску, визначення радіуса зони проникнення бурового розчину у пластколектор з врахуванням його колекторських властивостей дають можливість стверджувати, що якість розкриття продуктивних відкладів на більшості свердловин Передкарпаття є низькою. На підставі одержаних даних рекомендується у пробурених свердловинах (площа Космач-Покутський) розбудити цементний міст та провести повторне дослідження продуктивних пластів. Для підвищення ефективності пошуково-розвідувального буріння в умовах Передкарпаття необхідно проводити геофізичні та ла-

бораторні дослідження з метою прогнозування та виявлення зон НГПТ, враховуючи результати цих досліджень при спуску проміжної колони.

Література

1 Кондрат Р. М. Газоконденсатоотдача пластів: [монографія] / Роман Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
 2 Мислюк М.А. Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття / М.А Мислюк, А.О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – №1. – С. 23-25.

Таблиця 4 – Результати розкриття та випробування свердловин Рожнятівської площі

№ свердловини	Інтервал випробування	Вік	Метод розкриття	Результати випробування	Одержаний флюїд	Рекомендації за геофізичними дослідженнями	Репресія на пласти, МПа	Глибина проникнення рідини в пласт, м	Пластовий тиск, МПа
1	4290-4370	P_{3ml}	ПКО-89	промисловий приплив нафти	нафта	нафта	20,0	2,0	$H=2832$ м свердловина переливала, $R_{пл}=43,0$
	4385-4463	P_{3ml}	ПКО-89	сухий	–	нафта	18,0	1,8	свердловина переливала, $H=4182$ м $R_{пл}=73,0$
2	4670-4760	P_{3ml}	ПКС-80	слабкий приплив нафти	нафта	нафта	13,5	2,0	–
	4860-4875	P_{3ml}	ПКОТ-80 гідро-перфорація	$Q_{г}=0,34$ м ³ /добу	нафта	нафта	14,5	0,9	–
	5145-5180	сухий		–	можлива нафтоносність	8,0	0,8		
	5230-5280	P_{2vg}	гідро-перфорація	слабкий приплив нафти	нафта	не реко-мендовано	0	0,67	
5340-5450	P_{2mv}	гідро-перфорація	сухий	–	нафта	0	0,70		
3	4553-4620	P_{3ml}	гідро-перфорація	$Q_{в}=0,5$ м ³ /добу	вода	вода	9,0	1,2	ОПТ
	4650-4695	P_{3ml}	гідро-перфорація	$Q_{г}=0,2$ м ³ /добу	нафта	нафта	9,0	1,1	$H=4663$ м
	5060-5280 5450-5530	P_{3ml} $P_{2bs} + vg$	– пласто-випробувач	не випробовувався непромисловий приплив нафти	– нафта	нафта не реко-мендовано	20,0 4,0	1,3 0,85	$R_{пл}=63,6$ свердловина переливала, $R_{пл}=69,5$

3 Системи бурових промивальних рідин із органоколоїдними складовими. / Андрусак А.М., Гайдамака О.В., Тершак Б.А., Мрозек Є.Р. // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – №1. – С. 19-22.

4. Обводнення газових і нафтових свердловин. Том 3. Особливості експлуатації свердловин: У двох кн. Книга 1 / В.С.Бойко, Р.В.Бойко, Л.М.Кеба, О.В.Семінський; за ред. В.С. Бойка. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – 713 с. ISBN 966-96506-2-3, ISBN 966-96506-1-5.

5 Чорний М.И. Оценка качества вскрытия продуктивных отложений при бурении скважин в Предкарпатье / М.И.Чорный. Г.И.Антониншин.// Бурение. – 1983. – Вып. 9. – С. 10-11.

6 Крупський Ю.З. Дослідження умов підвищення газовилучення пластів у процесі вторинного розкриття продуктивних горизонтів у газових і газоконденсатних свердловинах Передкарпаття / Ю.З. Крупський, І.М. Кузів, О.М. Чорний, М.І. Чорний // Нафт. і газова пром-сть. – 2012. – №6. – С. 23-25.

7 Зіньков Р.В. Особливості підвищення інгібуючих властивостей промивальних рідин під час розбурювання нестійких гірських порід нижньоміоценових відкладів на родовищах Карпатського нафтогазоносного регіону / Р.В. Зіньков, М.Я.Магун // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – №3. – С. 26-29.

8 Рудий М.І. Технології дії на привибійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин / М.І. Рудий, С.М. Рудий // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – №1. – С. 45-48.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.04.13*

*Рекомендована до друку
професором Орловим О.О.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Максимчуком В.Ю.
(Карпатське відділення інституту геофізики
ім. С. Субботіна НАН України, м. Львів)*