

© **О.М. Чорний**
канд. геол. наук
Львівське відділення
ГПУ «Полтавагазвидобування»
Г.М. Левицька
І.М. Кузів
ЛКНДЦ УкрНДІгазу
Е.О. Чорний
ІФНТУНГ

Вплив геологічних чинників на розкриття і розробку газоносних пластів Передкарпатського прогину

УДК 553.98

У статті дано рекомендації щодо вибору бурових промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів Передкарпаття під час буріння свердловин, наведено класифікацію причин зниження проникності привибійної зони продуктивних пластів.

Ключові слова: промивальна рідина, розкриття пласта, гідратація, закупорення, проникність.

В статті дані рекомендації по вибору бурових промивочных жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов Предкарпатья при бурении скважин, приведена классификация причин снижения проницаемости призабойной зоны продуктивных пластов.

Ключевые слова: промывочная жидкость, вскрытие пласта, гидратация, закупорка, проницаемость.

This article offers advice on selecting of drilling fluids for reservoir excavating Precarpathians during drilling, classification of causes of lower permeability reservoir zone.

Key words: washing fluid, baring, hydration, impaction, permeability.

На жаль, до сьогодні питанням розробки та удосконалення методики розкриття продуктивних пластів Передкарпатського прогину фахівці не приділяли належної уваги. Хоча саме тут існують випадки, коли за сприятливих прямих і побічних ознак нафтогазоносності (Космач-Покутський, Рожнятів, Вільхівка) пласти під час випробування не давали промислових припливів нафти та газу. На практиці технологія проведення свердловин у продуктивних відкладах, як правило, не відрізнялася від технології буріння всієї свердловини. За основний критерій бралось не максимальне збереження присвердловинної зони пласта, а досягнення максимальних швидкостей буріння.

Збереження природної проникності продуктивних пластів і стійкості привибійної зони свердловин є темою досліджень багатьох вітчизняних і зарубіжних учених, зокрема [1–3]. Від її ефективної реалізації залежить продуктивність свердловин

і ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки родовища. Із цією метою фахівці розробляють бурові промивальні рідини із застосуванням неорганічних та органічних сполук, а також їх композицій, що обмежують гідратацію гірських порід, гальмують іонообмінні процеси, блокують проникнення промивальної рідини (її фільтрату) у пласт.

На думку І.В. Леськіва та В.М. Щерби [1], тривалий (понад 100–120 діб) вплив глинистого розчину на газонасичені пласти, використання прісних розчинів із великою густиною, збільшення водовіддачі в пластових умовах ведуть до утворення глибоких зон проникнення прісного фільтрату (рис. 1).

Зменшення забруднення продуктивних пластів у ході їх розкриття, на думку М.А. Мислюка і А.О. Васильченка [2], можна досягти завдяки вибору перфорації, а також під час розкриття продуктивних пластів на рівновазі ($\pm 2,5$ МПа) і вико-

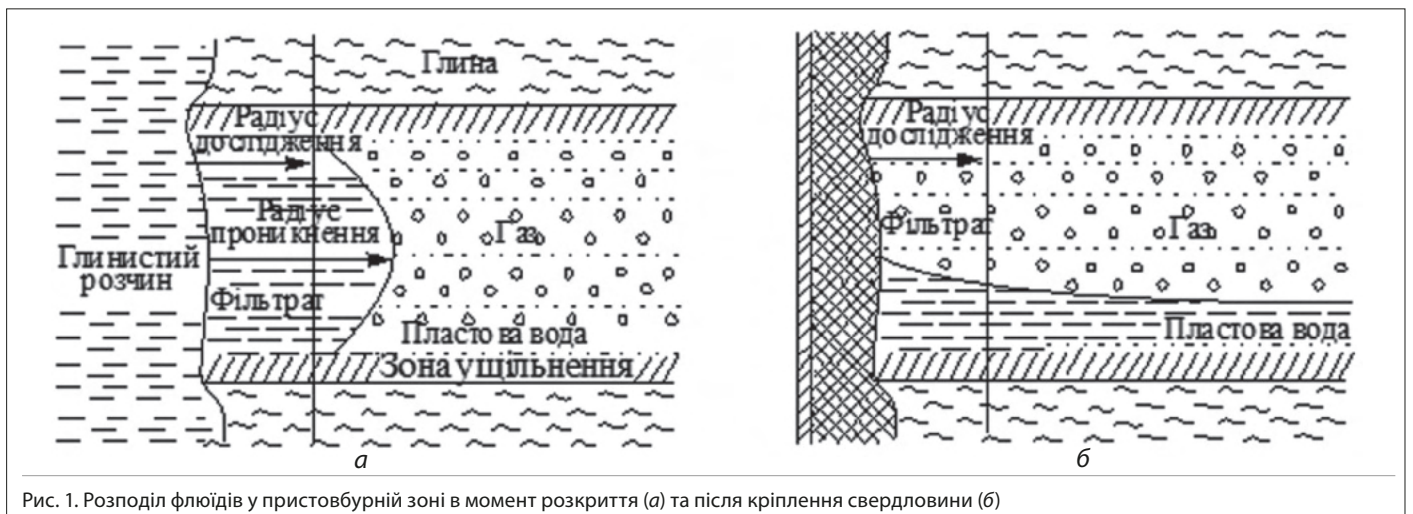


Рис. 1. Розподіл флюїдів у пристовбурній зоні в момент розкриття (а) та після кріплення свердловини (б)

ристання спеціальних рідин без твердої фази в зоні перфорації (водні розчини солей, полімерні сольові розчини, розчини на вуглеводневій основі).

Автори [4] запропонували новий малоглинистий полімерний розчин для розкриття тріщинуватих і набухаючих піщано-глинистих колекторів та об'єктів із аномально низькими пластивими тисками. Застосування нового реагенту – поліакрилату універсального (ПАУ) «Полігор» дало змогу створити стабільний малоглинистий полімерний розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів у складних геологічних умовах. Висока адгезія до мінеральних частинок, флокулюючі та структурують властивості полімеру сприяють якісному видаленню шламу зі свердловини, зменшують ускладнення і допомагають зберегти хороші колекторські властивості пластів. Промислові випробування розчину у свердловинах ДП «Західукргеологія» показали, що у ході спускопіднімальних операцій посадок і зтяжок бурового інструменту не спостерігалось, а незначне проникнення розчину в пласт дало можливість під час перфорації без ускладнень отримати приплив газу [4].

Наявність великого фонду малодобітних свердловин у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину потребує створення нових технічних і технологічних рішень, які ведуть до збільшення їх дебіту. Такий стан фонду експлуатаційних свердловин вказує на незадовільну якість робіт із розкриття продуктивних горизонтів і технології закінчення та експлуатації свердловин.

Відомо, що проблема розкриття продуктивних горизонтів, закінчення та експлуатації свердловин займає провідне місце в галузі теоретичних і практичних завдань розробки газових родовищ. Її актуальність визначається тим, що низька якість розкриття пластів затримує введення родовищ у розробку, знижує ефективний видобуток і закачування газу, веде до буріння додаткової кількості свердловин для виведення родовищ на проектну потужність.

Підвищення ефективності розкриття, випробування та експлуатації продуктивних пластів є одним із найважливіших

та найскладніших завдань, які потребують розроблення основних заходів із урахуванням трьох наукових напрямів: промислової геології, техніки і технології буріння, а також видобування газу і газоконденсату.

Розроблення раціональної методики розкриття пластів і технології закріплення привибійної зони газових свердловин, як правило, стосується багатьох питань, основними з яких є:

- розкриття продуктивних пластів у процесі буріння;
- роз'єднання продуктивних пластів;
- розкриття продуктивних пластів перфорацією;
- закріплення продуктивних пластів привибійної зони свердловин;

дія на пласт із метою інтенсифікації припливу.

Первинне розкриття продуктивних пластів звичайними буровими розчинами на водній основі має негативні наслідки, а саме: зниження природної проникності колектора в привибійній зоні. До них належать:

проникнення у пласт фільтрату бурового розчину, який у результаті взаємодії із породою і флюїдами, які містить пласт, веде до набухання глинистої речовини колектора, змінює величину залишкової водонасиченості і фазову проникність флюїду, утворення водонафтових емульсій та важкорозчинних осадів;

проникнення в пори пласта твердої фази бурового розчину (частинок глини, обважнювача та ін.). Під час цементування експлуатаційної колони та її перфорації знижується також проникність пласта, що відбувається унаслідок проникнення в нього фільтрату і твердої фази тампонажного бурового розчину.

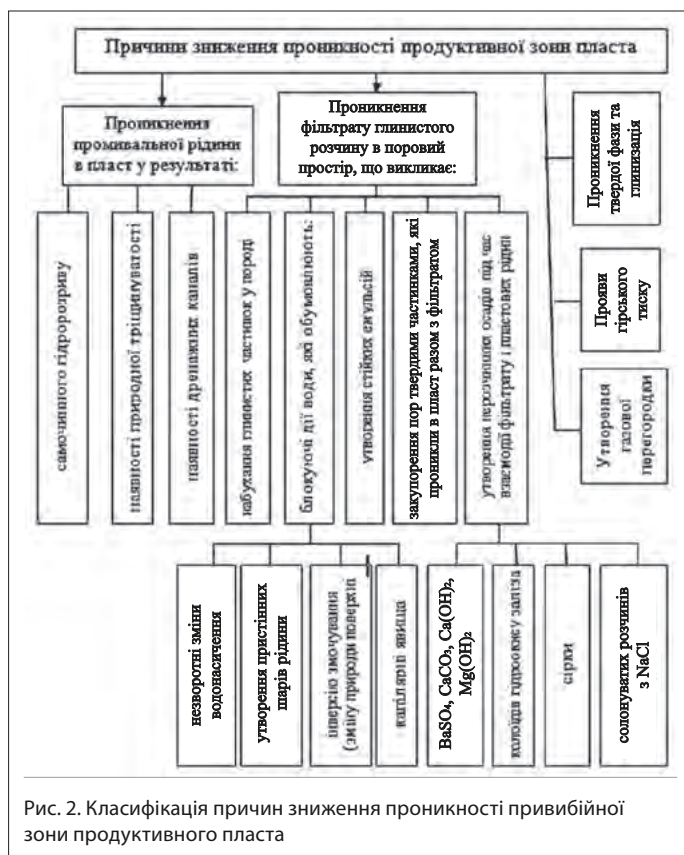
Максимальний вплив вищевказаних чинників помітний під час розкриття та цементування продуктивних горизонтів із аномально низьким пластивим тиском, коли тиск, який створюється буровим і цементним розчином, перевищує пластивий тиск на понад 30 %.

У процесі перегляду геофізичних матеріалів по площі Вільхівка Внутрішньої зони Передкарпатського прогину виникла необхідність визначення якості розкриття продуктив-

Таблиця

Результати розкриття та випробування свердловин Ольховської площі

№ свердловини	Інтервал випробування	Вік	Метод розкриття	Результати випробування	Одержано флюїд	Рекомендації за геофізичними даними	Репресія на пласт, МПа	Глибина проникнення промивальної рідини в пласт, м	Пластовий тиск, МПа
1	2971–3088	ml	ПК-103	$Q_n=10$ т/добу	нафта	нафта	8,0–8,5	0,22	H=2970 м свердловина переливала $P_{пл}=40,0$
3	2762–2775	ml	ПК-103	незначний приплив газу незначний приплив газу $Q_b=6,1$ м ³ /добу $Q_n=2$ м ³ /добу	газ	газ	16–18	0,85	манометр H=3000 м $P_{пл}=42,0$
	2792–2818	ml	ПВН-90		газ	газ	16–18	0,60	
	2847–3023	ml	ПК-103		нафта+вода	нафта	15–16	0,45	
8	2974–3275 3355–3432	ml	ПВН-90	$Q_b=3$ м ³ /добу $Q_n=1,2$ м ³ /добу	вода	вода	8–10	0,45	–
		ml	фільтр		нафта	нафта	8–9	0,40	
11	3290–3410	ml	ПК-103	$Q_n=12$ т/добу	нафта	нафта	8–10	0,25	H=2200 м свердловина переливала $P_{пл}=35,0$
21	2800–2900	ml	ПВН-90	$Q_b=3,5$ м ³ /добу $Q_b=3$ м ³ /добу $Q_n=0,07$ т/добу $Q_b=0,16$ м ³ /добу	вода	не рекомендували не рекомендували нафта вода	14–17	0,55	–
	2915–2955	ml	ПВН-90		вода		14–17	0,67	
	2980–3000	ml	ПВН-90		нафта		14–17	0,68	
	3070–3080	ml	ПК-103		вода		14–17	0,47	



них горизонтів і оцінки порових тисків у розкритих відкладах, оскільки відомо, що менілітові відклади на цій площі розкривали з використанням обваженого глинистого розчину густиною $1,6-1,9 \cdot 10^3$ кг/м³. Наявні прямі заміри пластового тиску глибинними манометрами свідчать про те, що менілітові відклади Вільхівської складки розкривали з тиском промивальної рідини, що значно перевищував пластовий, тобто з репресією, що досягала 18 МПа. Було зроблено припущення, що у результаті неправильної технології розкриття продуктивних пластів по площі Вільхівка деякі з них, можливо, були задвлені обваженим глинистим розчином. З метою обчислення порового тиску та визначення репресії, створеної питомою вагою промивальної рідини на менілітові відклади олігоцену Вільхівської складки, проведено зрівнювання градієнтів порових тисків із градієнтами тисків бурового розчину для шести свердловин.

Із зрівнювання видно, що максимальні градієнти порових тисків позначені в бистрицьких і поляницьких відкладах Нижньо-Струтинської складки, які звичайно розглядаються як породи-покришки для пластів-колекторів відповідно еоценових і олігоценових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Градієнти порових тисків у цих відкладах значно перевищували градієнти, створені промивальною рідиною. Це підтверджується ускладненнями під час буріння свердловини. Нижчезалегаючі пласти колектори, що мають значно менші градієнти порових тисків, розкривалися без зміни параметрів глинистого розчину, тобто з більшою репресією, що призвело до їх глинизації.

Репресія на пласти в продуктивних менілітових відкладах в окремих випадках досягала 18 МПа, що підтверджується обчисленими поровими тисками за методикою кривих нормально ущільнених глин та прямими замірами манометрами. При цьому тиски, заміряні манометрами, та ті, що обчислені за вищевказаною методикою, майже повністю збігаються (табл.).

Потрібно зазначити, що в умовах сучасного прогнозування зон підвищених та аномально високих пластових тисків на цій площі розкриття продуктивних відкладів у св. 1, 3, 11, 21 із використанням обваженого глинистого розчину практично можна було б уникнути, вчасно спустивши на необхідні глибини технічні колони.

Наприклад, у св. 3, 11 не були перекриті поляницькі відклади з високими градієнтами тисків, що призвело до необхідності буріння продуктивних менілітових відкладів із застосуванням промивальної рідини густиною $1,9 \cdot 10^3$ кг/м³.

Отже, на підставі аналізу порівняння градієнтів порових тисків, обчислених за методикою кривих нормально ущільнених глин, із градієнтами, які створені густиною промивальної рідини по Вільхівській площі, можна зробити висновок, що менілітові відклади цієї складки розкривалися з великими репресіями, у результаті чого пласти-колектори сильно «задавлювалися» та відбувалася їх глинизація.

Нами проведено вивчення ступеня набування глинистої речовини порід-колекторів у рідких середовищах, оброблених різними хімічними реагентами, солями і поверхнево активними речовинами (ПАР), а також досліджено закупорювальні властивості зазначених розчинів із метою вибору ефективного складу бурового розчину для якісного розкриття вироблених продуктивних пластів нижньосарматського віку, які утримують значну кількість набуваючих глинистих матеріалів. З усіх досліджених розчинів реагентів і солей найменше зниження фазової проникності викликають хромати калію або натрію, хлористі натрії і кальцій, карбофен із домішкою Ca(OH)_2 . Проте з практики буріння відомо, що для забезпечення оптимальних структурно-механічних властивостей промивальних рідин потрібно використання більш широкої гама хімічних реагентів, а їх вибір повинен передбачати також максимально можливе збереження колекторських властивостей порід. Із цих позицій, як показали лабораторні дослідження, найбільш доцільними є такі реагенти-стабілізатори, як КМЦ, а також КМЦ+КССБ порівняно невеликих концентрацій.

Пісковики й алевроліти сарматського ярусу, використані для дослідів по Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, характеризуються підвищеним вмістом карбонатів кальцію (до 19%) і глинистих мінералів (7–28%). В останніх переважають монтморилоніти і гідролуїди.

Результати дослідів показують, що більшість вивчених хімічних реагентів (гіпан, КМЦ, ВЛР, ПАА, РС-2) мають високі закупорювальні властивості – коефіцієнти відновлення проникності змінюються від 10 до 50%. Кращий ефект дають водяні розчини хроматів і фосфатів натрію.

Разом із тим рекомендовані бурові розчини можуть бути використані під час проведення капітального ремонту свердловин.

Протягом експлуатації родовища можуть проявитися різноманітні фактори, які порушують зв'язок пласта із свердловиною, зменшуючи тим самим її продуктивність. При цьому

одна група є постійною (геологічні чинники), а інша змінюється залежно від параметрів буріння й експлуатації свердловини (технологічні або промислові чинники).

Високий фільтраційний опір у привибійній зоні пласта обумовлений його характеристиками, які спричиняють часткове закупорення мікроканалів у пористому середовищі, а відповідно, й погіршення проникності пласта.

Під час буріння у прилягаючій до стовбура свердловини області відбувається погіршення фільтраційних властивостей пласта. Геолого-промисловий аналіз розробки газових пластів Передкарпаття показав, що пониження фільтраційних властивостей пласта у присвердловинній зоні призводить до зменшення газовилучення і втрат пластової енергії під час руху флюїдів із пласта у свердловину.

Через усі ці причини присвердловинна зона вже давно привертає увагу дослідників. Аналіз стану розкриття газових і нафтогазових пластів на розвідувальних і експлуатаційних площах Передкарпаття, систематичні дослідження впливу різних бурових розчинів на проникність пористого середовища, проведені на газових і нафтогазових свердловинах Летнянського, Косівського, Яблунівського, Бухтівецького, Грушівського родовищ, свідчать про те, що продуктивні пласти в основному розкривалися без урахування геолого-фізичних особливостей колектора, пластових тисків і фізико-хімічних характеристик флюїдів, які його насичують.

Набухання і розмокання глин у продуктивному пласті є складним явищем, що виникає у тих випадках, коли рівновага між глиною і пластовою водою порушується унаслідок проникнення у пласт прісної води або води іншої мінералізації. Це явище понижує проникність пласта-колектора і продуктивність свердловини. У результаті адсорбції відбувається набухання глини у кристалічній решітці (проникнення між частинками) [5].

За ступенем гідратації мінерали можна класифікувати:

група монтморилоніту (бейделіт, сапоніт);

група ілліту (мусковіт, глауконіт);

група каолініту (дікіт, накріт);

група хлориту;

група мінералів зі змішаною міжшаруватою і нерівномірною структурою (сепіоліт).

Найбільш схильні до гідратації серед глин мінерали групи монтморилоніту. Вода, яка фільтрується із бурових розчинів, проникає між структурними шарами мінералу і може збільшити його об'єм у 8–10 разів порівняно з початковим.

Було встановлено, що у складі глинистого цементу колекторів наявні такі мінерали, як монтморилоніт, хлорид, мусковіт і нерозкриталізована глиниста речовина. Коефіцієнт набухання глинистої речовини газових родовищ Косів, Кадобно у технічній воді досягає 2,4. Досить високими властивостями до набухання володіють розчини на основі карбоксиметилцелюлози і водний вуглисто-кислотний розчин, що являють собою фільтрати глинистих розчинів, які застосовують для розкриття продуктивних пластів газових та газоконденсатних родовищ Передкарпаття.

Утворення нерозчинних осадів у породах присвердловинної зони колектора пов'язане із взаємодією фільтрів бурового і цементного розчинів із пластовими водами. При цьому відбувається утворення нерозчинних солей, колоїдів, які понижу-

ють фільтрацію пластових флюїдів до свердловини. Найчастіше утворюються солі гумітів, карбонатів і гідроксидів кальцію та магнію.

Вищеописане явище утворення нерозчинних осадів звичайно має місце під час розкриття газових родовищ Передкарпаття. Однак воно меншою мірою проходить у нижньосарматських відкладах, ніж у верхньокрейдяних, що можна пояснити незначним вмістом іонів кальцію і магнію у складі пластових міоценових вод.

Кірка, яка формується на стінках стовбура свердловини, складається із твердих частинок бурового розчину з більшими розмірами, ніж пори продуктивного пласта, і відповідно непроникних у канали пористого середовища. Товщина кірки залежить від співвідношення розмірів частинок глинистого розчину і пор розкритого пласта, об'єму води, що фільтрується, вмісту твердих частинок у буровому розчині.

У ході розкриття свердловин газових родовищ Передкарпаття, особливо у пластах із низькими тисками, утворюється глиниста кірка, яка сповільнює приплив газу і потребує спеціальної обробки вибоєм для її видалення.

Тісно зв'язана (адсорбційна) вода на поверхні порід може утворюватися як за безпосереднього зіткнення з рідкою фазою, так і конденсації парів води. За своїми термодинамічними властивостями міцно зв'язана вода являє собою нову фазу. Ця вода має деякі аномальні властивості, відмінні від звичайної води. Під час взаємодії води з гідрофільною поверхнею проходить її гідратація, тобто адсорбція молекул води.

Ураховуючи геологічні особливості тонкошаруватості продуктивних пластів і промислових даних, можна стверджувати, що у газових та газоконденсатних родовищах Передкарпаття існують сприятливі умови для закупорювання присвердловинної зони колектора фільтратом і твердими частинками глинистого і тампонажного розчинів. Виявляється, що зниження продуктивності свердловини після розкриття газонесних пластів сягає близько 30 %.

Проведений нами аналіз даних щодо первинного розкриття привибійної зони газових і газоконденсатних свердловин Передкарпаття дає можливість виділити основні причини пониження проникності привибійної зони продуктивного пласта під дією промивальної рідини, її фільтрату та подати у вигляді схеми (рис. 2). Ступінь впливу кожної із зазначених причин на природну проникність колектора можна визначити тільки в конкретних умовах.

Погіршення продуктивності має місце на всіх етапах закінчення свердловин. Проблему максимального збереження природної продуктивності пласта у присвердловинних зонах потрібно вирішувати двома шляхами: удосконалюючи існуючу технологію закінчення свердловин і використовуючи спеціальні технології відновлення фільтраційних властивостей пласта у присвердловинних зонах уже пробурених свердловин. На сьогодні для відновлення фільтраційних властивостей пласта-колектора у присвердловинній зоні існує ряд методів і технологій, які ґрунтуються на фізико-хімічних, теплових, гідромеханічних та інших видах впливу на присвердловинну зону.

Аналіз лабораторних даних свідчить про те, що практично всі досліджені розчини хімічних реагентів і солей різною мірою знижують фазову газо- або нафтопроникність порід. Це зниження спричинене впливом ряду фізико-хімічних процесів,

які в конкретних умовах виявляються по-різному: залежно від складу порід, пластових флюїдів, фільтратів бурових розчинів, пластових температур, тисків тощо. Зокрема, технічна вода підсилює капілярний ефект і може за певних умов створювати водонафтові емульсії, а також викликати набухання глинистих мінералів породи-колектора. Домішки хімічних реагентів і солей сприяють підсиленню або ослабленню цих процесів.

Багато хімічних реагентів мають лужну реакцію (ВЛР, ТПФН, Na_2CO_3 та ін.), що за взаємодії з залишковою водою хлоркальцієвого типу призводить до утворення нерозчинних сполук, які зменшують провітність пористого середовища. Хімічні реагенти з колоїдною структурою (КМЦ, КССБ та ін.) різною мірою адсорбуються поверхнею води та погіршують її фільтраційні властивості.

Висновок

Аналіз промислових факторів, що впливають на підвищення продуктивності свердловин газових родовищ Передкарпаття, показав:

у процесі розкриття об'єктів газових родовищ існували сприятливі умови для інтенсивного проникнення у пласт фільтратів і твердої фази бурового і тампонажного розчинів, які ведуть до закупорювання присвердловинної зони колектора на значні відстані;

глинисті розчини з додаванням КМЦ, які використовували для розкриття газоносних родовищ Передкарпаття, створили умови для значного набухання монтморилоніту, яким зцементовані пласти-колектори;

під час розкриття палеогенових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину обробку бурових розчинів потрібно здійснювати переважно карбофеном, карбофеном із домішкою $\text{Ca}(\text{OH})_2$, хроматами калію і натрію; замість добавки CaCl_2 слід також використовувати NaCl (до 10–15 %);

у сарматських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину для обробки бурових розчинів потрібно використовувати передусім хромати натрію і калію, КССБ, суміш КМЦ і КССБ (у співвідношенні 1:2);

бурові розчини використовувались із широким діапазоном зміни питомої ваги від 1160 до 1900 $\text{кг}/\text{м}^3$. Збільшення питомої ваги від 1300 до 1900 $\text{кг}/\text{м}^3$ здійснювали за допомогою обважнювачів – бариту, крейди і тільки в окремих випадках – гематиту. Гематит та інші залізисті обважнювачі потрібно виключити з практики обробки бурових розчинів, тому що вони є каталізаторами випадіння нерозчинних солей різних сполук, а також завдяки магнітним властивостям сприяють створенню у пласті більш стійкої водної блокади;

у процесі буріння пласти зазнавали гідростатичних репресій, які за своєю величиною значно більші від рекомендованих (2,5 МПа). У зниженні протитиску на пласти до технологічно обґрунтованих норм значні резерви поліпшення якості розкриття пластів;

наведені рекомендації щодо вибору бурових розчинів для розкриття продуктивних пластів носять якісний характер. Підбір рецептур бурових розчинів потрібно здійснювати на основі лабораторних досліджень із використанням кернавого матеріалу для конкретних умов буріння.

Список літератури

1. **Леськів І.В.** Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині: [монографія] / І.В. Леськів, В.М. Щерба. – К.: Наук. думка, 1979. – 82 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.
3. **Андрусак А.М.** Системи бурових промивальних рідин із органічними складовими / Андрусак А.М., Гайдамака О.В., Тершак Б.А., Мрозек Є.Р. // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – № 1. – С. 19–22.
4. **Крупський Ю.З.** Новий малоглинистий полімерний розчин для розкриття тріщинуватих і набухаючих піщано-глинистих колекторів та об'єктів з аномально низькими пластовими тисками / Ю.З. Крупський, М.Х. Імамов, І.Б. Губич // Нафт. і газова пром-сть. – 2011. – № 1. – С. 17–20.
5. **Чорний О.М.** Розкриття й закріплення привибійної зони газоносних пластів у свердловинах родовищ і газосховищ Передкарпаття / О.М. Чорний // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 3. – С. 11–13.

Автори статті



Чорний Олександр Михайлович

Кандидат геологічних наук, геолог Львівського відділення ГПУ «Полтавагазвидобування». Закінчив Івано-Франківський інститут нафти і газу за спеціальністю геологія нафти і газу. Займається дослідженням геологічних чинників впливу на особливості розробки газоносних товщ Передкарпатського прогину.

Левицька Галина Миколаївна

Інженер I категорії Львівського комплексного науково-дослідного центру (ЛКНДЦ) УкрНДІ-газу. Закінчила Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу за спеціальністю геологія нафти і газу. Займається плануванням впровадження нової техніки на підприємствах; визначенням об'єктів та об'єктів впровадження.



Кузів Іван Миколайович

Інженер II категорії відділу геології і розвідки нафтових і газових родовищ ЛКНДЦ УкрНДІ-газу. Закінчив Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу за спеціальністю геологія нафти і газу. Напрямок наукових досліджень – пошуки та оцінка нафтових і газових родовищ.

Чорний Едуард Олександрович

Студент Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за спеціальністю буріння свердловин. Напрямок наукових досліджень – розкриття продуктивних пластів.

