

ОСОБЛИВОСТІ ОБВОДНЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ТА НАФТОВИХ ПОКЛАДІВ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

В статті обґрунтовано положення про те, що ділянки пластів-колекторів з гідрофобним характером змочуваності ускладнюють процес розробки покладів вуглеводнів по причині їх вибіркового обводнення. Пропонується методичний підхід, на базі якого можливо спрогнозувати найбільш вірогідні напрямки руху пластової води за механізмом вибіркового обводнення, що дозволить регулювати процес розробки покладів вуглеводнів.

Ключові слова: поклад, вибіркоче обводнення, гідрофобний колектор.

В.М. Абеленцев, А.И. Лурье, Н.Ю. Нестеренко. ОСОБЕННОСТИ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ. В статье обосновывается положение о том, что участки пластов-коллекторов с гидрофобным характером смачиваемости осложняют процесс разработки залежей углеводородов по причине их избирательного обводнения. Предлагается методический подход, на базе которого возможно спрогнозировать наиболее вероятные направления движения пластовой воды за механизмом избирательного обводнения, что позволит регулировать процесс разработки залежей углеводородов.

Ключевые слова: залежь, избирательное обводнение, гидрофобный коллектор.

Розробка багатьох покладів вуглеводнів (ВВ) основних нафтогазоконденсатних родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), наприклад Гадяцького, Куличихинського, Тимофіївського, Котелевського, Березівського, Степового, Краснокутського та інших, ускладнюється за рахунок обводнення свердловин та покладів.

Важливість проблеми полягає в тому, що на багатьох об'єктах, які перебувають в розробці, за рахунок обводнення, фонд експлуатаційних свердловин зменшився більш ніж у два рази. При цьому, у вищезазначених родовищах, на сьогоднішній час, зосереджені залишкові запаси вуглеводнів понад 100 млн т. умовного палива. Тому відновлення фонду експлуатаційних свердловин має принципове значення.

Багаторічний (з 1994 р.) досвід авторів щодо аналізу причин, механізмів та характеру обводнення газоконденсатних покладів, що розробляються на родовищах ДДЗ [1-4], свідчить про наступне.

Причини появи пластової води в покладах вуглеводнів та стовбурах свердловин можна звести до трьох груп (категорій). До першої групи обводнення свердловин віднесені причини, які зумовлені природними факторами, до другої - незадовільного технічного стану свердловин, до третьої - одночасно природного і технічного факторів.

Під природними факторами розуміється наступне.

Ефективні нафтогазонасичені порові об'єми покладів вуглеводнів завжди є незрівнянно меншими відносно порового об'єму водоносного комплексу, який вміщує поклади. В процесі розробки покладів, видобутку певних

об'ємів вуглеводнів, з часом відбувається поступове зниження пластових тисків у покладах, що призводить до порушення природної гідродинамічної рівноваги в системі водоносний комплекс - поклад. Відповідно, вагомий енергетичний потенціал водоносного комплексу з початковими пластовими тисками (гідростатичними або аномально високими) починає реагувати, з різною ступеню інтенсивності, на зниження тисків у покладах. За рахунок перепадів пластових тисків у водоносному комплексі (початковий тиск) та у покладі, що перебуває у розробці (поточний тиск), пластова вода починає надходити в поклад і заміщувати частину раніше нафтогазонасиченого порового об'єму. Тому, є природною причиною поява пластової води в свердловинах за механізмом фронтального підйому флюїдорозділів (ВНК, ГВК), конусоутворення та вибіркового, того що випереджує підйом контакту, обводнення по найбільш проникних прошарках малої, як правило, товщини. Ці механізми контролюються природною літолого-фізичною характеристикою як покладу в цілому, так і району розташування окремих свердловин.

Обводнення свердловин за рахунок їх незадовільного технічного стану відбувається переважно за двох причин. Перша - це негерметичність їх заколонного простору через неякісне цементування, друга - пов'язана з порушенням експлуатаційної колони.

Згідно з результатами контрольних геолого-геофізичних та гідрогеологічних досліджень, поклади вуглеводнів та свердловини обводнюються переважно за механізмом вибіркового надходження пластової води. Цей процес простежено за тривалий час розробки практично

по всіх родовищах, що розглядаються в статті. Тому, з трьох вищенаведених природних механізмів надходження в поклади пластової води, вибірковий є найбільш розповсюдженим.

При дослідженні особливостей обводнення нижньокам'яновугільних покладів та свердловин було встановлено наступне:

- підйом газоводяних контактів (ГВК) покладів, що знаходяться в розробці 10-20 років, не перевищує 10-30 м при висоті покладів 100-150 м, відпрацьованості 30-60 % їх початкових запасів газу та пониженні початкових пластових тисків на 50 % (на 20-25 МПа);

- швидкість руху вибірових потоків пластової води у глибину покладів дуже висока і складає у середньому 10-20 метрів на місяць, при тому, що швидкість руху пластової води в зоні ГВК коливається в межах 0,2-0,6 м/міс, тобто, встановлені швидкості руху вибірових водних потоків на один-два порядки перевищують швидкості підйому рівня ГВК;

- вибіровий потік пластової води рухається по малопотужних (1-5 м) прошарках і займає 5-10 % ефективної товщини пласта, які при цьому характеризуються максимальними значеннями коефіцієнтів пористості та проникності;

- вибіровий потік пластової води може досягнути стовбурів експлуатаційних свердловин, навіть присклепінних, вже через декілька місяців після введення покладу в розробку (пояснення цього явища буде розглянуто далі по тексту).

Авторами зроблений висновок, що в більшості випадків наявність обводнених інтервалів в свердловинах вище прийнятих початкових рівнів пояснюється переважно механізмом вибірового обводнення.

Обводнення покладів вуглеводнів за механізмом вибірового надходження контурної пластової води відоме досить давно (1960-ті роки). Авторами статті дія цього механізму вперше була встановлена на родовищах ДДЗ, щонайменш в її північно-східній прибортовій зоні [2, 3, 4 та ін.].

Із аналізу літературних джерел [5, 6 та ін.] випливає, що близькі і навіть аналогічні умови обводнення покладів газу та свердловин були зустрінуті на початку шестидесятих років на ряді газоконденсатних родовищ Каневсько-Березанської антиклінальної зони Ейсько-Березанського газозносного району Скіфської плити (Західне Передкавказзя, Краснодарський край).

Перелічені вище результати досліджень механізму вибірового обводнення суперечать прийнятому в літературі та практиці геолого-

промислових робіт класичному уявленню [7-10 та ін.] про механізми, темпи та характер обводнення покладів ВВ, в тому числі і в Східноукраїнській нафтогазозносній області.

З'ясуємо причину встановлених особливостей обводнення газоконденсатних покладів родовищ ДДЗ. Помітимо, що наукові публікації як з фактичних даних по вибіровому обводненню покладів ВВ, так і з теоретичного обґрунтування механізму власне вибірового надходження до них пластових вод майже відсутня. В роботах, які стосуються цієї теми, вважається [7-10 та ін.], що вибіровість надходження пластових вод до покладів ВВ по окремих прошарках базується на диференційованості проникності розрізу та перепадів пластового тиску в ньому - пластова вода рухається по найбільш проникних прошарках, які до того ж характеризуються найменшими значеннями поточного пластового тиску. Саме сукупність цих двох факторів вважається причиною зародження і дії механізму вибірового обводнення покладів ВВ та свердловин, що їх експлуатують.

На думку автора статей [1, 2 та ін.], існує ще одна причина зародження та дії механізму вибірового обводнення покладів та свердловин, в першу чергу саме газоконденсатних. Система доказу наявності такої причини полягає у такому. Відомо, що структура нафтогазонасичення колекторів визначається поверхневими властивостями (змочуваність, капілярні сили), мікро- і макронеоднорідністю, літологічним складом тощо.

Змочуваність належить до тих властивостей, які певною мірою визначають основну рису порід-колекторів – здатність акумулювати та віддавати пластові флюїди. Під змочувальними властивостями розуміють здатність порових каналів у тій чи іншій мірі акумулювати пластову воду або вуглеводні. За цим критерієм породи поділяються на гідрофільні, тобто ті, що змочуються й акумулюють пластову воду, і гідрофобні, які змочуються в меншій мірі (частково) і “відштовхують” пластову воду, нейтральні (однаково змочуються полярно протилежними фазами) та мікрогетерогенні [13, 14] – частина порових каналів гідрофобна, інша гідрофільна або навпаки.

Змочуваність порової поверхні порід-колекторів флюїдами має значний вплив на капілярний тиск, залишкову водо- і нафтонасиченість, фазову проникність та інше. Але найбільш суттєвий вплив характер змочуваності порових каналів чинить на особливості фільтрації пластових флюїдів у процесі розробки покладів вуглеводнів. Від змочувальних властивостей порід-колекторів залежить співвідно-

шення між фазовими проникностями пластових рідин та газу у порових каналах породи. Так, згідно з результатами досліджень [11-14 та ін.], у гідрофільних породах водна фаза взаємодіє зі скелетом пористої системи сильніше, ніж газ та нафта, відповідно, фазова проникність по воді значно нижча, ніж у вуглеводнів. У гідрофобних породах навпаки, вуглеводні (в першу чергу, нафта) утримуються скелетом породи сильніше, ніж вода, тому їх фазові проникності нижчі проникності по воді. Внаслідок цього виникає ефект “ковзання” пластової води по гідрофобній поверхні пор, тобто вода має більший фільтраційний потенціал, ніж вуглеводні. Ефект такої взаємодії пластової води з гідрофобним нафтогазонасиченим середовищем у процесі розробки; очевидний - це вибірковий, випереджуючий підйом рівня ГВК, ВНК, обводнення покладів вуглеводнів.

З літературних джерел (Р.М. Кондрат, М.Ю. Нестеренко, Д.С. Пірсон та ін.) [11-16 та інші] та аналізу розробки газоконденсатних покладів слідує, що при зниженні пластових тисків на 2-5 МПа нижче тисків початку конденсації важких вуглеводнів, останні переходять до рідинної фази і випадають у пласті. Конденсат плівкою покриває частину порових каналів колектора, тим самим зменшує поверхневий натяг між стінкою породи та пластовою водою, а, відповідно, і прояв капілярних сил на межі розділу цих фаз. Таким чином, поровий простір газоконденсатних покладів в процесі розробки останніх неминує частково гідрофобізується. При таких перепадах тиску (2-5 МПа) об'єму конденсату, що випадає у пласті, ще недостатньо для створення його зв'язаної рухомої фази та суттєвого зменшення фазової проникності по воді, але вже достатньо для часткової гідрофобізації колектора. Тобто саме на цій стадії розробки закладається “гідрофобна” складова (умова) становлення та дії механізму вибіркового обводнення газоконденсатних покладів.

Автором висловлена думка [1, 2], що саме гідрофобні, або частково гідрофобізовані, порові середовища, мають природну схильність до обводнення не за механізмом підйому рівня ГВК, ВНК, а за механізмом вибіркового надходження до них пластових вод. Тобто, саме гідрофобні породи-колектори ускладнюють процес розробки покладів вуглеводнів.

На родовищах, що розглядаються в статті, газоконденсатні поклади характеризуються високим ($300-500 \text{ г/м}^3$) вмістом конденсату в пластовому газі, тому знаходить фізичне пояснення їх обводнення переважно за вибірковим механізмом по надкапілярним поровим каналам найбільших розмірів ($r > 150 \text{ мкм}$). Згідно лаборато-

рних досліджень [14] встановлено, що залежно від літології і проникності для умов залягання порід-колекторів, на прикладі горизонту Т-1 Куличихинського і Тимофіївського родовищ ДДЗ, на частку надкапілярних пор радіусом 10-100 мкм і більше припадає 60-80 % загального об'єму пор. Вони, як правило, мають нейтральну змочуваність, тобто однаково змочуються пластовою водою і конденсатом. В них відбувається поршневе витіснення або вторгнення флюїдів. На частку капілярних пор радіусом 1-10 мкм припадає 10-20 %. Субкапілярні пори радіусом менше 1 мкм займають 10-20 %. Надзвичайно висока частка надкапілярних пор (60-80 %) колекторів сприяє інтенсивному вторгненню пластової води в поклади. На прикладі покладу гор. Т-1 Тимофіївського родовища показаний механізм дії вибіркового обводнення (рис. 1).

Відомо [14, 16 та інші], що 66 % теригенних колекторів гідрофобні, 27 % - гідрофільні і 7 % мають змішану змочуваність, відсоток гідрофобних карбонатних колекторів становить 84 %. З наведених прикладів випливає, що гірські породи з гідрофобізованими поверхнями порових каналів у природі досить поширені. Враховуючи природну схильність гідрофобних ділянок порід до вибіркового обводнення, необхідно визначати їхнє розташування в об'ємі покладу. Для визначення змочувальних властивостей порід-колекторів проводять лабораторні дослідження. Але, враховуючи суттєву мінливість характеру змочуваності порід, зрозуміло, що навіть в межах одного покладу встановити ділянки розвитку гідрофобних порід-колекторів лише за ядерним матеріалом, у достатній мірі, неможливо. Тому, для визначення характеру змочуваності порід-колекторів у покладі пропонується використати результати геофізичних досліджень у свердловинах. Для цього можна скористатися у першому наближенні наступним емпіричним правилом С.Д. Пірсона [16], гідно якого розподіл між гідрофільним і гідрофобним колектором перебуває в межах 10-15 % наявності зв'язаної води, тобто, при коефіцієнті нафтогазонасиченості, що дорівнює 85-90 % і більше – порові канали пласта-колектора (прошарка) вважаються в більшій мірі гідрофобними. Аналогічні результати отримані в процесі лабораторних досліджень [14] керну гор. Т-1 Куличихинського та Тимофіївського родовищ (рис. 2, 3), згідно яких порові канали, при вмісті залишкової води (Кзв) менше 10-15 %, стають переважно гідрофобними.

Для виявлення по площі та розрізу найбільш гідрофобізованих ділянок порід-колекторів пропонується, до введення покладів

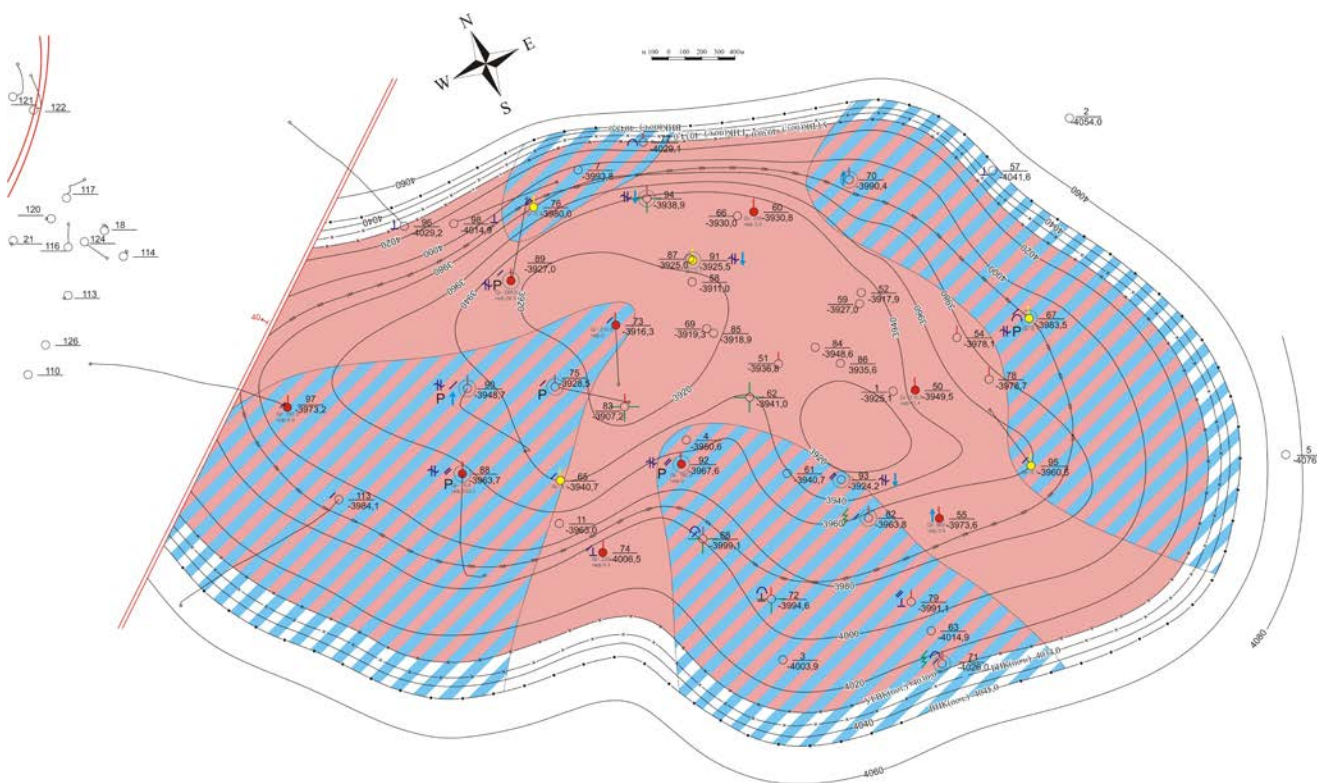


Рис. 1. Тимофіївське НГКР. Структурна карта покрівлі горизонту Т-1² з обводненими ділянками

вуглеводнів у розробку, будувати суміщені карти коефіцієнту нафтогазонасиченості ($K_{нг}$) та провідності (добуток значення ефективної товщини на проникність). Найбільш водонебезпечними ділянками покладу, які можуть обводнюватися за вибірковим механізмом, слід вважати зони покладу з $K_{нг}$ більше, ніж 85-90 %, які, до того ж, характеризуються максимальними значеннями провідності.

Для прогнозування напрямків надходження вибіркового потоку пластової води у глибину газонасиченого порового об'єму пропонується будувати спеціальну карту суміщення гідропровідності, поточних пластових тисків та коефіцієнта пористості. Водний потік буде рухатися по ділянках з максимальною пористістю в напрямок зон з максимальним значенням гідропровідності та мінімальними значеннями поточних пластових тисків. Таким чином, ще на етапі проектування розробки покладів можна прогнозувати напрямки та ділянки обводнення порід-колекторів за характером їхньої змочуваності.

Автори статі вважають що в нафтогазовій галузі змочуваючим властивостям пластів-колекторів наділяють недостатньо уваги. Так, ще на стадії проектування родовища (покладу) до розробки на якісному рівні можливо визначитись з механізмом обводнення покладів вуглеводнів. Враховуючи висловлену авторами точку зору що саме гідрофобні, або частково

гідрофобізовані порові середовища, мають природну схильність до обводнення за механізмом вибіркового надходження до них пластових вод, був проведений аналіз взаємозв'язку потенційного вмісту конденсату в пластовому газі з механізмом обводнення покладів.

З'ясувалось, що газоконденсатні поклади с потенційним вмістом конденсату більше 300 г/м³ обводнюються переважно за вибірковим механізмом (Куличихинське, Тимофіївське, Котелевське, Березівське, Степове та ін. родовища). Газоконденсатні поклади з потенційним вмістом конденсату 100-300 г/м³ - обводнюються комбіновано: як за рахунок підйому рівня газоводяного контакту, так і за вибірковим механізмом (Личківське, Глинське-Розбишківське, Абазівське, Гадяцьке, Зах. Солохівське, Скоробагатьківське та багато інших родовищ) Газові поклади з мінімальним вмістом конденсату обводнюються виключно за рахунок підйому рівня газоводяного контакту. Вибірковий механізм обводнення в таких покладах не встановлений. На деяких родовищах (Ланнівське, Єфремівське, Кегичівське та інші) підйому контакту практично не спостерігається.

Згідно лабораторних досліджень (Нестеренко М.Ю.) порова поверхня пластів-колекторів нафтових покладів в переважній більшості випадків гідрофобізована. Найбільшу поверхневу активність мають металопорфіринові комплек-

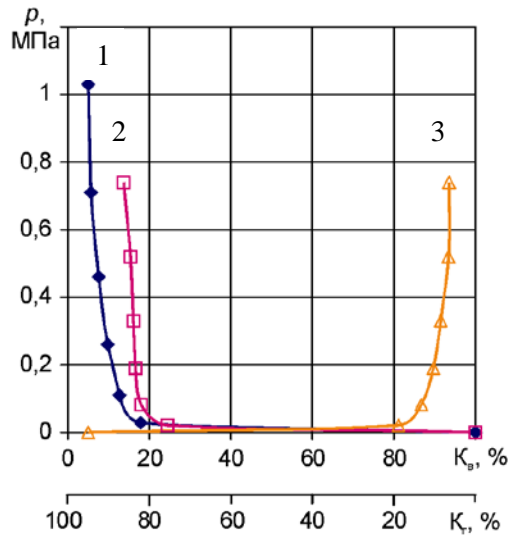


Рис. 2. Типові залежності флюїдонасичення від тиску витіснення для гідрофобних порід: Куличихинське родовище, гор. Т-1, зразок № 50798, $K_{п1}=16,5\%$, $K_{пп}=237,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{зв}=5,0\%$:
 1 - зміна водонасичення порід від тиску витіснення;
 2 - зміна гасоничення (конденсатонасичення) від тиску витіснення;
 3 - зміна гасоничення (конденсатонасичення) від тиску витіснення при вмісті залишкової води.

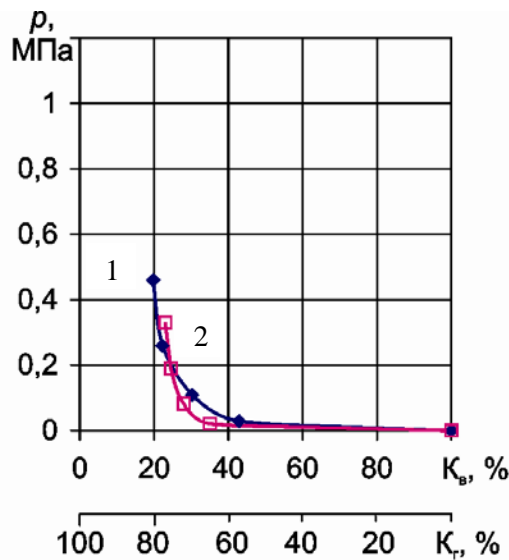


Рис. 3. Типові залежності флюїдонасичення від тиску витіснення для гідрофобних порід: Тимофіївське родовище, зразок 31988, $K_{п1}=17,9\%$, $K_{пп}=86,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{зв}=20,0\%$:
 1 - зміна водо насичення порід від тиску витіснення;
 2 - зміна гасоничення (конденсатонасичення) від тиску витіснення.

си у нафті, які в основному асоціюють з асфальтово-смолистими компонентами. З практики розробки нафтових покладів слідє що вони обводнюються, як за вибірковим механізмом, так і конусоутворенням. Підйом рівня водонафтового контакту спостерігається лише в покладах, нафта яких характеризується низкою густиною з мінімальним вмістом асфальтово-смолистих компонентів, котра є малов'язкою.

Висновки статті наступні:

- згідно з результатами контрольних геолого-геофізичних досліджень, свердловини та по-

клади вуглеводнів обводнюються переважно за найбільш розповсюдженим механізмом вибіркового надходження пластової води. В результаті проведених робіт оконтурені ділянки покладів гор. Т-1 Тимофіївського, гор. С-5 Котелєвського, Березівського родовищ, які обводнені вибірковими водними потоками;

- гідрофобність колектора, окрім диференціації фільтраційно-ємнісних властивостей та поточних пластових тисків, є закономірною умовою дії механізму вибіркового обводнення. Запропоновано методичний підхід прогнозу-

вання руху вибіркових потоків по площі покладів. Породини-колектори газоконденсатних покладів, які характеризуються високим вмістом конденсату в пластовому газі, в процесі їх розробки гідрофобізуються, що знаходить фізичне пояснення їх обводнення переважно за вибір-

ковим механізмом;

- побудова спеціальних геолого-гідродинамічних моделей дозволяє ще на етапі проектування розробки покладів прогнозувати напрямки та ділянки обводнення порід-колекторів за характером їхньої змочуваності.

Література

1. Абеленцев В.М. Прогнозування обводнення порід-колекторів за характером їхньої змочуваності // Питання розвитку газової промисловості України. Зб. наук. пр. Харків, УкрНДІгаз, вип. XXXVI, 2008.
2. Абеленцев В. М. Щодо причин зародження та дії механізму вибіркового обводнення газоконденсатних покладів // Питання розв. газової пром-ті України: Зб. наук. пр. / Харків, УкрНДІгаз – 2004.- Вип. XXXII. –С. 199-202.
3. Новый взгляд на основной механизм обводнения присводовых и сводовых участков и скважин серпуховских и верхневизейских объектов разработки газоконденсатных месторождений Котелевско-Березовской зоны / И.И. Литвин, В.М. Абеленцев, А.И. Лурье // Тр. УкрНИИГаза - Вопросы развития газовой промышленности Украины.- Харьков, 1998.- Вып. XXV.-С. 99-105.
4. Особенности обводнения серпуховских и верхневизейских эксплуатационных объектов и скважин газоконденсатных месторождений Котелевско-Березовской зоны / И.И. Литвин, В.М. Абеленцев, А.И. Лурье // Нефть и газ Украины-98: Материалы 5-й междунар. конф.- Полтава, 15-17 сент. 1998.-Полтава, 1998.-Т.2.-С.69.
5. Петренко В. И., Пикало Г. И. и др. Особенности эксплуатации газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме. М., УНИИГЭнефтегаз, серия: добыча газа, 1965, 80с.
6. Шмыгля П. Т., Васильева Л. И. К вопросу изучения вторжения пластовых вод в газоконденсатную залежь Ленинградского месторождения.//Труды КФ ВНИИ; вып II, Госстехиздат, 1963.
7. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М., “Недра”, 1974. 374 с.
8. Зиненко И. И. Стадии обводнения эксплуатационных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях / И. И. Зиненко, В. В. Самойлов, М. И. Дмитровский, В. М. Лихван // Питання розвитку газової пром-сті України: Зб. наук. пр. / Укрндігаз.- Харків,-2003.-Вип. XXXI-С.175-180.
9. Кондрат Р.М., Билецкий М.М. Совершенствование методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин. – Обз. инф.: Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ВНИИЭгаз-пром, 1980, вып. 9.
10. Конценштейн В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., “Недра”, 1991, 419 с.
11. Нестеренко Н. Ю. Влияние смачиваемости поверхности на распределение нефти в породах. // Геология нефти и газа – 1994. №4. - с. 28-32.
12. Нестеренко Н. Ю. Смачиваемость пород-колекторов пластовыми флюидами. // Геология нефти и газа – 1995. - №5. - С. 26-36.
13. Нестеренко М.Ю. Теоретичні та методичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: автореф. дис. на отримання наук. ступеня доктора геологічних наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти та газу» / М.Ю. Нестеренко. - Львів, 2007. - 35 с.
14. Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Монографія.- К.: УкрДГРІ, 2010. 224 с.
15. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255с.
16. С.Д. Пирсон. Учение о нефтяном пласте. - М.: Госуд. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1961. - 570 с.