

АНАЛІЗ МЕТОДІВ БОРОТЬБИ З КОНУСОУТВОРЕННЯМ У ПРОЦЕСІ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ І НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ З ПІДОШОВНОЮ ВОДОЮ

Р.М. Кондрат, Л.І. Матійшин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Значна кількість родовищ нафти і газу приурочена до пластових водонапірних систем, частина з них підстиляється підшовною водою. Розробка родовищ з підшовною водою ускладнюється конусоутворенням у вертикальних свердловинах і гребеноутворенням у горизонтальних свердловинах. Обводнення свердловин супроводжується зниженням їх дебітів і кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення. У роботі узагальнено результати теоретичних та експериментальних досліджень, присвячених впливу геолого-фізичних і технологічних чинників на процес обводнення свердловин, з підшовною водою і виконано аналіз відомих методів боротьби з конусоутворенням. Результати відомих досліджень свідчать про високу технологічну ефективність застосування спільного відбору газу і води, використання горизонтальних свердловин і встановлення у свердловинах водоізоляційних екранів для збільшення поточних відборів вуглеводнів і кінцевого коефіцієнта вуглеводневилучення. На даний час недостатньо вивченими є закономірності піднімання та осідання конуса підшовної води в анізотропних пластах, процеси періодичної експлуатації свердловин і гребеноутворення у горизонтальних свердловинах. Вимагає подальшого розвитку концепція підтримання постійного водогазового фактору і мінімально необхідного дебіту газу при спільному відборі із свердловин газу з водою.

Ключові слова: свердловина, підшовна вода, конусоутворення, гребеноутворення, критичний безводний дебіт, водогазовий фактор, коефіцієнт вуглеводневилучення, інтенсифікація.

Значительное количество месторождений нефти и газа приурочено к пластовым водонапорным системам, часть из них подстиляется подошвенной водой. Разработка месторождений с подошвенной водой осложняется конусообразованием в вертикальных скважинах и гребенообразованием в горизонтальных скважинах. Обводнение скважин сопровождается снижением их дебитов и конечных коэффициентов углеводородоотдачи. В работе обобщены результаты теоретических и экспериментальных исследований, посвященных влиянию геолого-физических и технологических факторов на процесс обводнения скважин с подошвенной водой и выполнен анализ известных методов борьбы с конусообразованием. Результаты известных исследований свидетельствуют о высокой технологической эффективности применения совместного отбора газа и воды, использования горизонтальных скважин и установки гидроизоляционных экранов в скважинах для увеличения текущих отборов углеводородов и конечного коэффициента углеводородоотдачи. В настоящее время недостаточно изученными являются закономерности подъема и оседания конуса подошвенной воды в анизотропных пластах, процессы периодической эксплуатации скважин и гребенообразования в горизонтальных скважинах. Требуется дальнейшего развития концепция поддержания постоянного водогазового фактора и минимально необходимого дебита газа при совместном отборе из скважин газа с водой.

Ключевые слова: скважина, подошвенная вода, конусообразование, гребенообразование, критический безводный дебит, водогазовый фактор, коэффициент углеводородоотдачи, интенсификация.

A large number of oil and gas fields are associated with reservoir water drive systems, some of them are subjacent by bottom water. Exploration of fields with bottom water is complicated by coning in vertical wells and cusping in horizontal wells. Well drowning is accompanied by the decrease of flow rate and final coefficients of hydrocarbon recovery. The paper summarizes the results of theoretical and experimental studies that are devoted to the influence of geological, physical and technological factors on the process of well drowning with bottom water and the analysis of the known techniques to control coning was conducted. The results of the known studies indicate a high technological efficiency in the use of combined extraction of gas and water, the use of horizontal wells and screens installation in wells to increase the current extraction of hydrocarbons and final coefficient of hydrocarbon recovery. At the present time poorly studied are such facts as the laws of lifting and settling of cone bottom water in anisotropic layers, the processes of well intermittent operation and cusping in horizontal wells. The concept of maintaining constant gas-water factor and minimum required gas flow rate in the combined extraction of gas and water from a well requires further development.

Key words: well, bottom water, coning, cusping, anhydrous critical flow rate, gas-water factor, coefficients of hydrocarbon recovery, intensification.

Значна кількість родовищ нафти і газу приурочена до пластових водонапірних систем, частина з них підстиляється підшовною водою або стає такими у процесі розробки в результаті підняття водонафтового чи газонафтового контактів. Розробка родовищ в умовах природного чи штучного водонапірного режиму супро-

джується поступленням води у продуктивну частину пласта, що призводить до обводнення видобувних свердловин і защемлення водою у пористому середовищі значних запасів нафти і газу. За наявності підшовної води виникають додаткові ускладнення, пов'язані з підняттям води до вибою свердловин за рахунок створен-

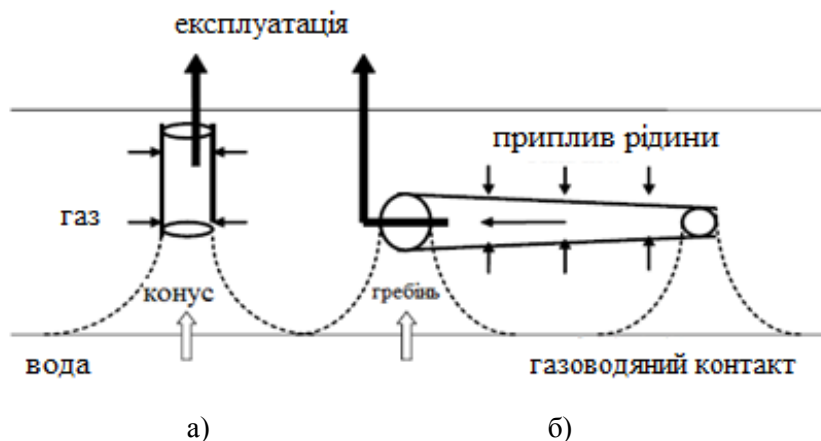


Рисунок 1 – Схема конусоутворення у вертикальній (а) і горизонтальній (б) свердловинах

ня перепаду тиску між пластовим і вибійним. У вертикальних свердловинах утворюються конуси, а в горизонтальних свердловинах – гребені (язики) підшовної води по всій довжині горизонтального стовбура свердловини (рис. 1 а, б). На нафтогазових і нафтогазоконденсатних родовищах додатково утворюються газові і нафтові конуси.

Вершина конуса підшовної води знаходиться на вісі свердловини. Висота конуса води буде тим більшою, чим більша депресія тиску на пласт. При досягненні певного критичного значення депресії тиску на пласт підшовна вода піднімається до вибою і в продукції свердловини появляється вода, що призводить до зниження дебіту газу. Для забезпечення безводного режиму експлуатації свердловин дебіт газу не повинен перевищувати критичного значення, яке відповідає критичній депресії тиску на пласт. Проте, експлуатація свердловин з критичним безводним дебітом газу вимагає буріння великої кількості свердловин для забезпечення заданих темпів відбору газу з родовища і відповідно значних витрат на розробку родовища. Тому з метою вирішення проблеми розробки газових родовищ з підшовною водою ведуться пошуки шляхів інтенсифікації видобування газу з таких родовищ.

Питанням розробки родовищ нафти і газу з підшовною водою присвячені дослідження багатьох вітчизняних і зарубіжних науковців [1-46].

Суть відомих робіт спрямована на вивчення механізму утворення конуса води у вертикальних свердловинах або гребеноутворення в горизонтальних свердловинах, виведенні та аналізі залежностей для визначення безводного дебіту, депресії тиску на пласт, тривалості періоду безводної експлуатації свердловин і граничної висоти підняття конуса підшовної води.

Переважно, безводні дебіти, визначені розрахунковим шляхом, виявляються значно більшими фактичних і конус підшовної води проривається у свердловину при дебітах газу менших, ніж розрахункові.

Всі дослідження стосовно проблеми конусоутворення можна розділити на дві основні

групи: стаціонарні та перехідні. Перша група визначає критичний дебіт, а друга – час прориву і поведінку конуса після прориву води.

За результатами виконаних досліджень оцінено вплив на безводний дебіт і закономірності піднімання конуса води вертикальної проникності, анізотропії, товщини і ступеня розкриття пласта, відстані від інтервалу перфорації до газоводяного контакту і відстані між свердловинами.

Muskat та Wuyckoff [1] на основі розв'язку рівняння Лапласа для однофазного потоку вперше отримали аналітичну залежність для критичного безводного дебіту гідродинамічно недосконалої свердловини за ступенем розкриття пласта. Ця залежність потребує складних обчислень і не зовсім придатна для практичного використання. Згідно з їх висновками зниження проникності по вертикалі і відносного розкриття пласта сприяють зменшенню висоти підняття конуса води і збільшенню граничного безводного дебіту газу. Автори Muskat та Wuyckoff вважали, що фізична суть конусоутворення у газових свердловинах ідентична, як у нафтових свердловинах, а конусоутворення має менші негативні наслідки для газових свердловин порівняно з нафтовими. Протилежної думки приримуються McMullan та Bassioni [2]. Вони вважають, що поведінка водяного конуса у газових свердловинах відрізняється від поведінки у нафтових свердловинах.

Wheatley [3] у своїх дослідженнях стосовно недосконалої за ступенем розкриття пласта свердловини встановив, що критичний дебіт, розрахований за залежностями Muskat і Wuyckoff, має дещо завищене значення. Це пояснюється тим, що під час розрахунку розподілу тиску у пласті вони знехтували наявністю конуса. Wheatley також зазначив, що радіус свердловини істотно не впливає на значення критичного дебіту.

Теорія Muskat і Wuyckoff була розвинута І.А. Чарним [4], який запропонував залежності для граничного безводного дебіту, висоти підняття конуса води і депресії тиску на пласт, встановив точні співвідношення для оцінки верхніх і нижніх значень граничного безводного дебіту при тих же припущеннях, що і Маскет

у роботі [5]. Автор також зазначив, що значення верхнього і нижнього граничного безводного дебіту відрізняються один від одного не на 25-30 %, а на 30-40 % при відносному розкритті пласта 0,2-0,6, і більше, ніж на 50 % при відносному розкритті 0,9. Узагальнення розрахунків цих досліджень наведено в роботі [6].

Trimble і DeRose [7] підтвердили теорію Muskat і Wyckoff щодо моделювання утворення водяного конуса для газового родовища Todhunters. Вони підраховали безводний дебіт, використовуючи модель Muskat і Wyckoff для нафтових свердловин у поєднанні з графіком запропонованим Arthurs [8] для конуса обводнення в гомогенному нафтоносному пісковнику. Отримані результати були порівняні з промисловими дослідженнями свердловин родовища та з результатами моделювання. Їх аналіз свідчить, що граничні дебіти розраховані за теорією Muskat і Wyckoff, становили 0,7-0,8 від моделі DeRosa при розрахунку за період 1 рік.

Guo та Lee [9] показали, що існування нестационарного конуса води залежить від вертикального градієнта тиску нижче стовбура свердловини. Важливим результатом їх дослідження є те, що критичний дебіт проявляється у випадку, коли свердловина розкрила одну третю від загальної товщини ізотропного пласта, а не при нульовому розкритті, як це вважалося. Sobocinski та Cornelius [10] розробили номограму, по якій досліджується піднімання конуса з початкового положення до моменту прориву, виходячи з експериментальних досліджень та результатів моделювання. Критичний дебіт і час прориву може бути визначений за номограмою.

На основі цієї номограми Bournazel та Jeanson [11] розробили спрощену методику для визначення критичного дебіту і часу прориву конуса. Meyer та Garder [12] продовжили дослідження у випадку одночасного утворення конусів води та газу. Вони отримали вираз для критичного дебіту у випадку наявності непроникних перетинків між свердловиною і водонафтовим контактом.

У працях [13,14] розроблено математичну модель, яка враховує поршневі і непоршневі характер витіснення пластового флюїда водою. Згідно з результатами досліджень, прорив підшовної води є швидшим при непоршневому витісненні порівняно з поршневім. Однак, отримані залежності для визначення тривалості безводного періоду експлуатації та висоти підняття конуса води не враховують зміни поля тисків в окремих зонах пласта.

Kabir [15] використав аналогію між свердловиною з високорухливою нафтою і типовою газовою свердловиною, щоб дослідити конус води у газових свердловинах у водоплаваючому покладі. Він побудував математичну модель для газодояної системи і дійшов висновку, що найбільш важливими параметрами, які впливають на явище конусоутворення, є проникність і товщина пласта. Інші параметри такі, як відносне розкриття пласта, відношення горизонтальної проникності до вертикальної, відстань між

свердловинами, дебіт і наявність непроникних перетинків мають незначний вплив на водогазовий фактор і кінцевий коефіцієнт вуглеводневилучення.

В роботі [16] отримано, що на величину граничного дебіту впливають такі параметри, як фізичні властивості пласта і рідини та відносне розкриття продуктивної частини пласта.

В роботах [4, 17-19] детально розглянуто вплив окремих параметрів пласта і фаз, що контактують, на процес розробки родовищ з підшовною водою. Показано, що граничні безводні дебіти збільшуються із зростанням параметрів анізотропії пласта, зменшенням відносного розкриття пласта, динамічного коефіцієнта в'язкості газу, але мало залежать від конструкції вибою свердловини та характеру розкриття пласта.

McMullan та Bassioni, використовуючи математичне моделювання, отримали аналогічні результати, що і Kabir про те, що кінцевий коефіцієнт газовилучення практично не залежить від величини інтервалу перфорації і дебіту свердловини. Вони показали, що газова свердловина при водонапірному режимі буде працювати із незначним водним фактором до тих пір, поки весь інтервал перфорації не буде повністю обводнений. Згідно з результатами цих досліджень, проблеми з обводненістю починаються тоді, коли коефіцієнт газовилучення досягає 30 %.

З.С. Алієвим та ін. [18] запропоновано більш зручні залежності для визначення граничного безводного дебіту і допустимої депресії тиску на пласт для анізотропних пластів за наявності рухомого та нерухомого газодояного контакту. Ці залежності справедливі для умов, коли конус води має вигляд гіперболи, а вершина конуса обмежується депресією тиску на пласт, яка обчислюється за законом Паскаля.

Chierici і Ciuci [20] та Chaney та ін. [21] використали потенціометричний метод для прогнозування поведінки водяного конуса у вертикальних свердловинах. Chierici і Ciuci представили отримані результати в номограмах, які враховують вертикальну і горизонтальну проникність. За цими номограмами можна визначити максимальний дебіт без утворення газового або водяного конуса та оптимальне розміщення інтервалу перфорації. Chaney та ін. також розробили «сім'ю» кривих для визначення критичного дебіту з використанням теорії Muskat і Wyckoff для водонафтової, газонафтової та газодояної систем.

Аналізи аналітичних рішень і конкретні розрахунки свідчать, що з погіршенням фільтраційних властивостей пласта і зменшенням відносного розкриття пласта безводні періоди збільшуються.

Hoyland та ін. [22] запропонували два методи для прогнозування критичного дебіту свердловини, яка розкрила покрівлю анізотропного гомогенного пласта з підшовною водою. Вони представили аналітичний метод, який базується на теорії Muskat і Wyckoff. У випадку усталеної фільтрації розв'язок набуває прості-

шої форми у поєднанні з методом дзеркального відображення для заданих краєвих умов, наприклад, таких, як відсутність границь над і під нафтовою облямівкою та постійного тиску на контурі пласта. Щоб розрахувати критичний дебіт, автори накладають ті ж самі критерії, що Muskat і Wyckoff, на однофазний потік і тому нехтують впливом форми конуса на розподіл потенціалу. Другий метод цих авторів ґрунтується на значній кількості запусків симулятора для більше, ніж п'ятдесяти значень критичного дебіту.

Giger [23] представив аналітичний дво-мірний спосіб визначення форми деформованого водонафтового контакту і значення критичного дебіту для трьох різних режимів: 1 – водонапірний режим з краєвими водами; 2 – режим газової шапки; 3 – водонапірний режим з підшовною водою. Він припустив, що просування рідини є поршнеподібним і знехтував капілярними ефектами.

Efros [24] запропонував залежність для критичного дебіту, яка ґрунтується на припущеннях, що критичний дебіт практично не залежить від радіуса зони дренажування. Його залежність не враховує впливу вертикальної проникності. Kargher та ін. [25] запропонували вираз для визначення критичного дебіту аналогічний виразу Efros. Проте, вони не врахували впливу вертикальної проникності.

Авторами роботи [26] досліджено, що із зменшенням проникності пласта сповільнюється підняття вершини конуса підшовної води, із збільшенням тривалості періоду осідання конуса води, зменшується тривалість періоду безводної експлуатації свердловини. Час безводної експлуатації свердловин тим більший, чим менша депресія тиску на пласт.

Врахування впливу анізотропії пласта показує, що із зменшенням вертикальної проникності граничний дебіт істотно знижується. Збільшення відношення проникності в горизонтальному напрямі до проникності у вертикальному напрямі з двох до п'яти призводить до зростання часу безводної експлуатації свердловини від півтора до чотирьох разів. Із збільшенням вертикальної проникності для води і газу прискорюється процес обводнення свердловин, одночасно зростає швидкість осідання конуса підшовної води [27].

Низька вертикальна проникність знижує безпеку обводнення газових свердловин, що розкрила анізотропні пласти з підшовною водою у процесі їх експлуатації. Однак, при низькій вертикальній проникності ускладнюється і приплив газу знизу в область впливу недосконалої свердловини за ступенем розкриття пласта. Точний математичний зв'язок між параметром анізотропії і величиною допустимої депресії тиску на пласт при розкритті свердловиною анізотропного пласта з підшовною водою не встановлено.

Продуктивність вертикальної свердловини, яка розкрила пласт з підшовною водою залежить, від ступеня розкриття пласта і відстані від вибою до газоводяного контакту. Чим мен-

ший ступінь розкриття, тим більший вплив недосконалої свердловини на її продуктивність. При невеликих ступенях розкриття пласта, вплив недосконалої на продуктивність істотніший, ніж вплив депресії тиску на пласт. Проте, існує деяка величина розкриття, при якій свердловина дає максимальний безводний дебіт.

Основним параметром, який впливає на вибір розміщення інтервалу перфорації є неоднорідність пласта, а основними критеріями є градієнт тиску на стінці свердловини і допустима депресія тиску на пласт.

Відомі методи боротьби з конусоутворенням можна розділити на дві групи: методи, які запобігають поступленню підшовної води на вибій свердловини, і методи звільнення стовбура свердловини від води без підняття і з підняттям її на поверхню. Методи першої групи включають обмеження депресії тиску на пласт з одночасним розкриттям тільки верхньої частини пласта і збільшенням проникності привибійної зони, використання горизонтальних свердловин і встановленням водоізоляційних екранів у нижній частині пласта. Методи другої групи передбачають експлуатацію свердловин з підвищеною депресією тиску на пласт з періодичною зупинкою для повного чи часткового осідання конуса води після досягнення ним вибою або без зупинок із спільним відбором газу і води. Найбільші дебіти газу досягаються при спільному відборі із свердловин газу і води, оскільки при цьому газонасичена частина пласта розкривається на всю товщину. Основні труднощі з його реалізацією пов'язані із забезпеченням стабільної роботи свердловин. У початковий період розробки родовища, в умовах високих пластових тисків і дебітів газу, свердловини будуть фонтанувати за рахунок використання власної енергії пластового газу. В подальшому, у міру виснаження пластової енергії, потрібно застосовувати механізовані способи експлуатації свердловин. Збільшенню дебітів газу сприяє використання горизонтальних свердловин і водоізоляційних екранів.

Методи для підвищення ефективності розробки газових родовищ з підшовною водою наведено в таблиці 1.

Для боротьби з конусоутворенням у промисловій практиці переважно розкривають верхню частину газонасиченого інтервалу пласта, а свердловини експлуатують у безводному режимі з депресією тиску на пласт меншою критичного значення. Однак, як показує практика, вести видобуток при таких значеннях є економічно не вигідно. Такий метод характеризується тривалими термінами розробки родовища і необхідністю буріння значної кількості свердловин для забезпечення заданих поточних відборів газу. Тому необхідно правильно підбирати режим роботи свердловин.

Одним з найважливіших оптимізаційних параметрів є депресія тиску на пласт. Для вибору оптимальної депресії тиску на пласт були створені моделі в гідродинамічному симуляторі Eclipse (рисунки 2). Як виявилось, незважаючи

Таблиця 1 – Методи розробки газових родовищ з підшовною водою

Розробка газових родовищ з підшовною водою з обмеженням поступлення конусів підшовної води на вибій свердловини	Розробка газових родовищ з підшовною водою в умовах поступлення конуса води до вибою свердловини
<p>Розкриття верхньої газонасиченої частини пласта і експлуатація свердловин з обмеженою депресією тиску на пласт.</p> <p>Оброблення привибійних зон свердловин з метою збільшення проникності пласта (зменшення депресії тиску на пласт).</p> <p>Використання горизонтальних свердловин для розкриття газонасиченої частини пласта.</p> <p>Встановлення водоізоляційних екранів в нижній частині газонасиченого інтервалу пласта.</p>	<p>Експлуатація свердловин з підвищеними депресіями тиску на пласт з наступною їх зупинкою до повного осідання конуса води.</p> <p>Експлуатація свердловин з підвищеними депресіями тиску на пласт з наступною їх зупинкою до повного осідання конуса води і додатковим впливом на процес осідання конуса води нагнітанням у зупинену свердловину газу високого тиску з обляміркою поверхнево-активної речовини (чи без неї) і зупинкою навколишніх свердловин.</p> <p>Періодична експлуатація свердловин з підвищеними депресіями тиску на пласт з наступною їх зупинкою для часткового осідання конуса води за умови вибору такої тривалості періодів роботи і зупинки свердловин, щоб накопичений видобуток газу за заданий період часу був максимальним.</p> <p>Спільний відбір із видобувних свердловин газу і води за умови підтримування постійного водогазового фактора.</p>

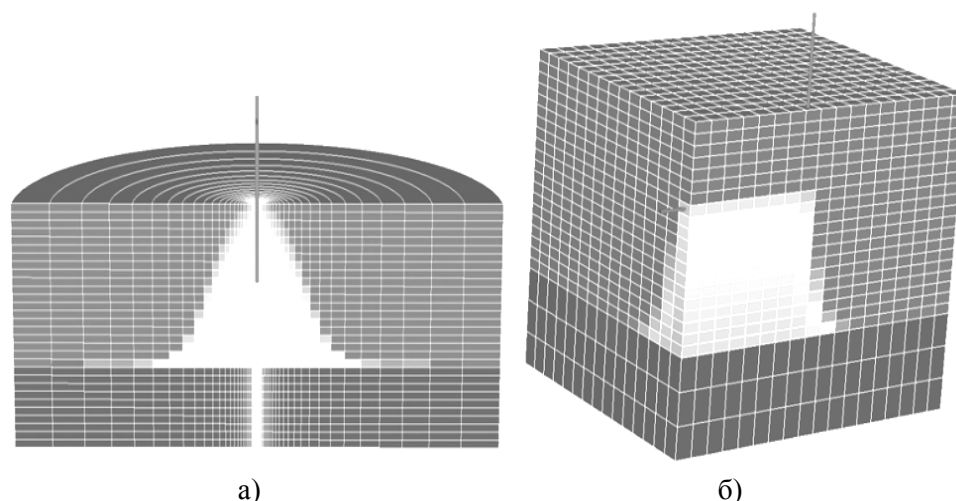


Рисунок 2 – Моделювання процесу конусоутворення у вертикальній (а) і горизонтальній (б) свердловинах

на швидке обводнення, робота на високих депресіях тиску на пласт є економічно вигіднішою роботи на низьких депресіях [28].

Для сповільнення зростання обводненості свердловин із-за прориву підшовної води потрібно розміщувати інтервал перфорації по можливості далі від водонафтового чи газодяного контактів і ближче до покрівлі пласта. У процесі моделювання авторами роботи [29] було встановлено, що при збільшенні висоти інтервалу перфорації від покрівлі до підшови від 10 до 20 % від нафтонасиченої товщини накопичений видобуток нафти збільшується на 15 %.

Для спільної експлуатації водо- і нафтонасиченої зон пласта застосовують роздільну ек-

сплуатацію двох зон за допомогою двох колон насосно-компресорних труб (рисунок 3).

Ще одним варіантом вирішення проблеми конусоутворення в пласті є технологія буріння двовибійних свердловин (рисунок 4).

Авторами роботи [5] проведено розрахунки, які доводять, що депресія тиску на пласт, необхідна для поступлення води в свердловину, буде найбільшою тільки для недосконалої свердловини, безперервно зменшуючись із збільшенням глибини розкриття пласта. З іншого боку, виконані розрахунки свідчать, що фактичний темп видобутку нафти, який можна отримати без одночасного відбору води, буде максимальним для недосконалої свердловини і зменшується із ступенем розкриття пласта.

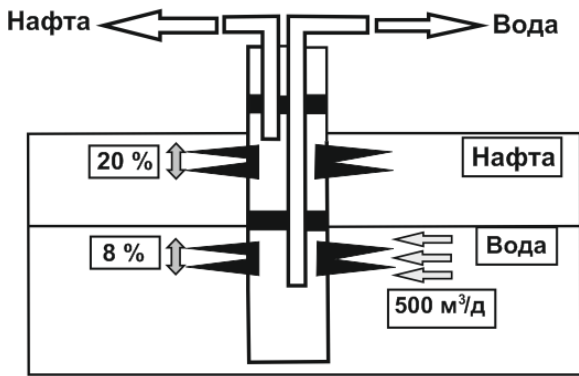


Рисунок 3 – Боротьба з конусоутворенням шляхом одночасно-роздільної експлуатації водо- і нафтонасичених зон пласта

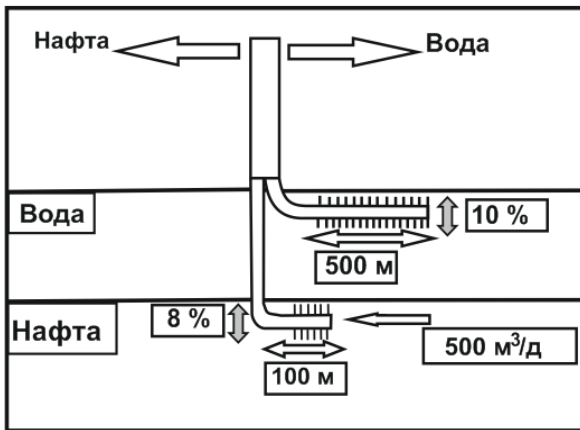


Рисунок 4 – Роздільна експлуатація водо- і нафтонасиченого прошарків за допомогою двовибірних свердловин

Ефективним методом розробки газового родовища з підшовною водою є використання горизонтальних свердловин. Їх використання призводить до різкого зменшення депресії тиску на пласт і утворення незначних за висотою водяних конусів, які майже не впливатимуть на відбір газу. Як правило, горизонтальні свердловини використовують для пластів малої товщини і часто для пластів з підшовною водою. Ці свердловини порівняно з вертикальними, володіють більшою продуктивністю і працюють з меншою депресією тиску на пласт [30].

Chareron [31] вивчила поведінку гребеноутворення в горизонтальних свердловинах в анізотропному пласті. Вона припустила, що висота гребеня постійна на скінченній відстані. Її підхід ідентичний Muskat і дає більш оптимістичне значення критичного дебіту через нехтування руху води в гребені.

Авторами роботи [32] запропоновано модель, згідно якої проведено дослідження розробки пластів БУ₁₀₋₁₁ Уренгойського газоконденсатного родовища системою горизонтальних і вертикальних свердловин. Техніко-економічні показники розробки досліджуваного об'єкта переконливо свідчать про технологічну і економічну доцільність використання горизонтальних свердловин.

Joshi [33] застосував похідний вираз для критичного дебіту горизонтальних свердловин з використанням ефективного радіуса свердловини і дійшов висновку, що критичний дебіт для горизонтальної свердловини є вищим, ніж для вертикальної.

Продуктивність вертикальних свердловин обмежена товщиною розкритого ними пласта, що робить їх застосування не вигідним із-за нерентабельності освоєння великої кількості нафтових і газових родовищ тоді, коли для заданої товщини пласта, діаметра свердловини і депресії тиску на пласт, дебіт горизонтальних свердловин залежить від довжини горизонтального стовбура [34].

Горизонтальні свердловини у порівнянні з вертикальними мають наступні переваги [35]:

- менші градієнти тиску у присвердловинній області, що зменшує ризик прориву води у свердловину;
- більша протяжність фільтра, що навіть при відповідних граничних депресіях тиску на пласт дозволяє досягати великих значень граничних дебітів;
- особливості форм поверхні розділу двох фаз при підтягуванні підшовної води, яка для вертикальних свердловин має вигляд конуса, а для горизонтальних - гребеня.

Дебіт горизонтальних свердловин приблизно у 4 рази перевищує дебіт вертикальних свердловин, що свідчить про велику ефективність їх застосування.

Авторами роботи [36] запропоновано технологію буріння горизонтальних свердловин в покрівлі продуктивного пласта і проведенні селективного гідравлічного розриву з горизонтальної ділянки стовбура горизонтальної свердловини у верхню частину пласта. Утворені тріщини розриву не повинні досягати глибини газоводяного контакту ближче 20 м.

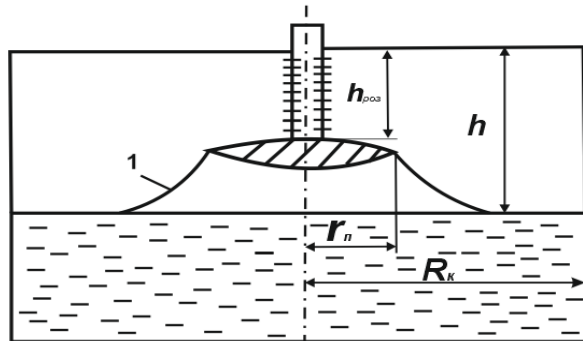
У роботі [37] пропонується бурити бічний стовбур в покрівлі продуктивного пласта, а розкриття пласта здійснювати за допомогою селективного гідравлічного розриву в найбільш газонасиченій зоні. Горизонтальний стовбур повинен бути розміщений не менше, ніж на 2-5 м від обводненої частини продуктивного пласта. Довжина тріщин не повинна досягати конуса води або газоводяного контакту.

При реалізації запропонованої технології можна отримати більш високі дебіти свердловин і менші значення депресії тиску на пласт. Використання коротких, але широких тріщин у горизонтальній ділянці бокового стовбура дозволяє отримувати великі дебіти газу при невеликих депресіях тиску на пласт і, таким чином, не допускає підтягування підшовних вод до свердловини, тобто запобігає конусоутворенню.

Зменшення конусоутворення можна досягти оптимізацією технологічних режимів роботи свердловин, а запобігання випереджаючого руху води по високопроникному пласту багатопластового родовища - застосуванням методів одночасно-роздільної експлуатації.

Для боротьби з конусоутворенням запропоновано встановлювати в нижній частині ви-

добувних свердловин водоізоляційні екрани. За допомогою цих екранів можна достатньо збільшити допустиму депресію тиску на пласт з підшовною водою і відповідно граничний дебіт свердловини. Тому, з метою підвищення продуктивності газових свердловин, які розкрили пласт з підшовною водою, пропонується створювати штучну перегородку (рисунок 5).



l – перегородка; *r_n* – радіус перегородки; *R_k* – радіус контуру живлення; *h* – товщина газонасної частини пласта від покрівлі до контакту газ-вода; *h_{роз}* – розкрита товщина пласта

Рисунок 5 – Схема припливу газу до свердловини при встановленні водоізоляційного екрану

Утворення конуса підшовної води надзвичайно важко контролювати в однорідних пластах. Для створення екранів, які запобігають або призупиняють передчасний прорив води до видобувної свердловини, запомповують у пласти різні ізоляційні матеріали. Інтервал запомповування робочого реагенту і висота екрану залежать від характеристики продуктивного пласта. Оптимальна величина перегородки визначається розрахунковим або графоаналітичним способом, а висота перегородки необмежена і може становити від кількох сантиметрів аж до поверхні контакту газ-вода.

Величина граничного безводного дебіту свердловин залежить не тільки від розмірів екрану, але і від його положення по вертикалі газонасиченого пласта.

Чим більший радіус перегородки, тим більша можливість збільшення граничного дебіту свердловини. Екран радіусом близько 10 м дозволяє збільшити дебіт свердловини у 6 разів. Проте, при створенні значних депресій тиску на пласт вода обходить навколо екрану і обводнює свердловину. При низьких значеннях пластового тиску перегородки з великими розмірами можуть призвести до дуже низьких вибійних тисків у свердловинах, що є негативним. Тому при створенні перегородки потрібно розрахувати розкриту товщину пласта, врахувати параметри пласта за даними дослідження сусідніх свердловин і промислової геофізики. Крім того, при величині розкриття, що не перевищує половину товщини газонасного пласта, створення екрану великих розмірів, окрім економічної недоцільності, призводить до втрати енергії пласта. Висота непроникного екрану практично не впливає на величину допустимої депресії

тиску на пласт і на граничний безводний дебіт. При невеликій товщині газонасного пласта висота екрану можна звести до мінімуму. Для створення перегородки потрібно від декількох годин до декількох діб. Оптимальною висотою перегородки вважається така висота, при якій буде отримано максимально безводний дебіт газу.

Для боротьби з газовими конусами необхідне створення як рухомих так і нерухомих екранів. Однак, створення різних екранів на рівні газонафтового контакту, на думку ряду дослідників, не завжди виправдано. Практика і розрахунки свідчать, що, якщо навіть нерухомий екран непроникний для газу, то газ рано чи пізно проривається до вибою експлуатаційної свердловини не через екран, а під екраном. Навіть створення рухомих рідинних екранів з підвищеною в'язкістю матеріалу екрану не гарантує постійного безгазового видобутку нафти, хоча період експлуатації можна продовжити. Тому, при розробці газових родовищ із підшовною водою доцільно встановлювати непроникні екрани з водоізоляційних матеріалів [38].

Авторами роботи [39] запропоновано встановлення непроникного екрану в привибійній зоні газовидобувної свердловини. Наявність такого екрану зумовлює ріст опору вертикальному руху газу поблизу стовбура свердловини і збільшення тиску газу над вершиною конуса води, що призводить до зменшення висоти цього конуса. Конус води може бути рухомих у випадку, якщо його вершина знаходиться вище нижньої границі інтервалу перфорації. Для цього необхідно, щоб колона насосно-компресорних труб була розташована вище нерухомого рівня води у стовбурі свердловини.

Встановлення штучного екрану за допомогою селективного гідророзриву пласта через видобувні свердловини є неефективним, тому що не можливо створити екран достатньої протяжності і свердловини швидко обводнюються.

В даний час, для пришвидшення та полегшення створення водоізоляційного екрану, широкого використання набули колтубінгові установки. Застосування даних установок дозволяє створювати водоізоляційний екран без глушіння свердловини, зберігаючи при цьому продуктивні характеристики колекторів [40]. Крім того, їх використання дозволяє запобігти обводненню свердловини, продовжити період безводної експлуатації із збереженням ефективною товщини продуктивного пласта, а також довгий час експлуатувати свердловини за відсутності води [41].

Максимізація поточних відборів газу із свердловин може бути досягнута їх періодичною експлуатацією з депресіями тиску на пласт, які перевищують критичне значення [26]. Після появи води у пластовій продукції свердловину зупиняють для часткового осідання конуса води і потім знову вводять в експлуатацію. Величину депресії тиску на пласт і тривалість зупинки свердловини вибираються такими, щоб забезпечити максимальний відбір газу із свердловини за заданий період часу.

При поступленні на вибій підшовної води, свердловини періодично зупиняють для осідання конуса води. З метою збільшення швидкості осідання конуса доцільно проводити запомповування в свердловину після її зупинки газу високого тиску з облямівкою водного розчину поверхнево-активної речовини, а також зупиняти за заданою програмою навколишні свердловини, щоб усунути вплив депресійних воронки від їх роботи на процес осідання конуса підшовної води у зупиненій свердловині [42].

Наближено задачу про кінетику осідання конуса води в нафтовому покладі після зупинки свердловини розглянуто авторами роботи [17]. Розрахунки свідчать, що для практично повного осідання конуса потрібний тривалий час. Наприклад, для осідання конуса підшовної води у нафтовому покладі на 3 м потрібно 3 роки, а у випадку підгазових покладів на ту ж величину – 1 рік.

Прорив підшовної води не може бути усунутий простим закриттям свердловини. Періодичне видалення рідини здійснюється: зупинкою свердловини для поглинання рідини пластом (із додаванням поверхнево-активних речовин); продувкою свердловини в атмосферу; продувкою через сифонні трубки [43].

При зупинці свердловини відбувається осідання утвореного конуса підшовної води. Після утворення першого конуса води періодичні зупинки свердловини не призводять до стійкої безводної експлуатації, а вторинний і наступні конуси утворюються значно швидше, ніж перший. Все це пов'язано з поверхневими явищами в газонасній області до обводнення і після нього.

Згідно дослідженнями авторів роботи [44] період осідання конуса підшовної води, наприклад, у свердловині 1 Недільного газоконденсатного родовища, становить 20 днів. Традиційним напрямком боротьби з обводненням є обмеження припливу води. Промисловий досвід свідчить, що у більшості випадків у разі селективного обмеження припливу води збільшується приплив газу або уповільнюється темп падіння видобутку газу.

Авторами роботи [45] запропоновано систему автоматичного регулювання дебіту газової свердловини, що розкрила пласт з підшовною водою, підтримуючи заданий гранично допустимий рівень конуса підшовної води шляхом зміни дебіту свердловини. Система забезпечує граничний безводний дебіт в умовах неоднорідності пласта і невизначеності його проникності.

Найбільш ефективним методом підвищення ефективності розробки газових родовищ з підшовною водою є спільний відбір із свердловин газу і води [46] і підтримування дебіту газу на рівні, при якому забезпечується природне фонтанування свердловин (не нижче мінімально необхідного дебіту газу для винесення води із свердловин). Для цього газонасичену частину пласта розкривають у свердловинах на всю товщину, а башмак ліфтових труб опускають до нижніх отворів інтервалу перфорації. При такій системі розкриття пласта практично

відсутнє конусоутворення у зв'язку з винесенням на поверхню всієї води, яка поступає на вибій свердловини, і одночасно істотно зростає дебіт газу за рахунок збільшення інтервалу припливу його в свердловину. Але підтримування постійного значення водогазового фактора можливе лише впродовж незначного за тривалістю періоду часу, оскільки в процесі розробки покладу знижується пластовий тиск і, відповідно зменшується дебіт газу, а інтенсивність припливу підшовної води може зростати. Тому потрібно весь час регулювати величину водогазового фактора або міняти його ступінь частото.

За наявності підшовної води в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин настає момент часу, коли з різних причин конус підшовної води проривається в свердловину і її експлуатація з одночасним відбором газу та води стає необхідною. У деяких випадках одночасний відбір газу та води зумовлений геологічними характеристиками родовища. Піднімання конуса води у привибійній зоні газової свердловини призводить до утворення зони двофазної фільтрації. При малих товщинах пласта і низькій продуктивності покладу, коли при обмеженій депресії тиску на пласт продуктивність свердловини незначна і не забезпечує сталого режиму її експлуатації, потрібно експлуатувати свердловини з припливом пластової води. Експлуатація обводнених свердловин ускладнюється ще й тим, що при значній кількості води може бути негативний вплив на закономірне обводнення газонасної частини пласта.

Проведені нами попередні дослідження показують, що ефективним способом для попередження конусоутворення є правильний підбір оптимальних інтервалів розкриття пласта, а також встановлення технологічного режиму роботи свердловин. Для розробки родовищ з підшовною водою ефективним є застосування горизонтальних свердловин, оскільки їхнє використання дозволяє продовжити період експлуатації свердловини до прориву в неї підшовної води.

На даний час виконана значна кількість досліджень як теоретичних, так і експериментальних, пов'язаних з утворенням конусів підшовної води у вертикальних і горизонтальних свердловинах, визначенням граничних дебітів і депресій тиску на пласт, часу прориву підшовної води. Однак, деякі сторони процесу конусоутворення або гребеноутворення вивчені недостатньо, а запропоновані теоретичні залежності є наближеними і можуть давати похибку.

Тому, на нашу думку, більш ефективним з точки зору максимізації відбору газу із свердловин є підтримування постійного дебіту газу не нижче мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловини. Ці дослідження свідчать про можливість збільшення накопичених відборів газу із свердловин за фонтанний період експлуатації і тривалості періоду фонтанування свердловин.

Недостатньо вивченими є питання впливу анізотропії пласта на піднімання та осідання

конусу підшовної води, процеси періодичної експлуатації свердловин, розміри і розміщення водоізоляційних екранів і горизонтальних свердловин, вплив різних параметрів пласта і рідини на процес гребенутворення у горизонтальних свердловинах.

Вимагає подальшого розвитку концепція у підтриманні постійного водогазового фактора, мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловин і продовження періоду стабільної експлуатації свердловин.

Література

1 Muskat, M. And Wyckoff, R.D.: "An approximate Theory of Water Coning in Oil Production", Trans. AIME (1935), Vol.114, pp.114-163.

2 McMullan, J.H., Bassiouni, Z.: "Optimization of Gas-Well Completion and Production Practices," paper SPE 58983 presented at the 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Mexico, Feb 1-3.

3 Wheatley, M. J.: "An approximate Theory of Oil Water Coning", SPE Paper 14210, SPE 60th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, Sept. 22-25, 1985.

4 Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика [Текст] : навч. посіб. / И.А. Чарный. - М. : Гостоптехиздат, 1965. - 396 с.

5 Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде [Текст] : навч. посіб. / М. Маскет. - Москва-Ижевск. : Институт компьютерных исследований, 2004. - 628 с.

6 О конусах подошвенной воды в нефтяных и газовых месторождениях [Текст] / Б.Б. Лапук, Ф.А. Требин, С.Н. Закиров // Нефтяное хозяйство. - 1963. - №9. - С. 30-38.

7 Trimble, A.E., DeRose, W.E.: "Field Application of Water-Coning Theory to Todhunters Lake Gas Field," paper SPE 5873 presented at the 1976 SPE-AIME 46th Annual California Regional Meeting, Long Beach, April 8-9.

8 Arthur, M.G.: "Fingering and Coning of Water and Gas in Homogeneous Oil Sand," AIME (1944) 155, 184-199.

9 Guo, B., Molinard, J-E., and Lee, R.L.: "A General Solution of Gas/Water Coning Problem for Horizontal Wells", Paper SPE 25050 presented at the 1992 SPE European Conference, Cannes, Nov. 16-18.

10 Sobocinski, D.P. and Cornelius, A.J.: "A Correlation for Predicting Water Coning Time", JPT, May 1965, pp.594-600.

11 Bournazel, C. and Jeanson, B.: "A Fast Water-Coning Evaluation Method", Paper SPE 3628, 46th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Los Angeles, Oct. 3-6, 1971.

12 Meyer, H.I. and Garder, A.O.: "Mechanics of Two Immiscible Fluids Flow in Porous Media", Journal of Applied Physics, November 1954, Vol. 25, No. 11, pp. 1400.

13 Смоловик Л. Застосування не поршневої схеми для отримання аналітичного розв'язку задачі двофазного витіснення нафти

водою [Текст] / Ліана Смоловик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 1994. - Вип.31. - С.47-52.

14 Смоловик Л. Про динаміку переміщення вершини конуса підшовної води в нафтових покладах [Текст] / Ліана Смоловик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 1994. - Вип.31. - С.35-40.

15 Kabir, C.S.: "Predicting Gas Well Performance Coning Water in Bottom-Water Drive Reservoirs," paper SPE 12068 presented at the 1983 SPE 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct 5-8.

16 Методика определения причины обводнения скважин [Текст] / В. А. Лушпеев, О. А. Лушпеева, О. В. Тюкавкина [та ін.] // Георесурсы. - 2013. - №2 (52). - С.44-47.

17 Телков А.П. Образование конусов воды при добыче нефти и газа [Текст] / А.П. Телков, Ю.И. Стклянин. - М. : Недра, 1965. - 163 с.

18 Технологический режим работы газовых скважин [Текст] / З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко, Ю.П. Коротаев - М. : Недра, 1978. - 279 с.

19 Телков А.П. Подземная гидрогазодинамика [Текст] : навч. посіб. / А.П. Телков. - Уфа, 1974. - 224 с.

20 Chierici, G.L., Ciucci, G.M., and Pizzi, G.: "A Systematic Study of Gas and Water Coning by Potentiometer Models", JPT, Aug. 1964 pp. 923-929.

21 Chaney, P.E., Noble, M.D., Henson, W.L., and Rice, T.D.: "How to Perforate Your Well to Prevent Water and Gas Coning", OGJ, May 1956, pp.108.

22 Hoyland, L.A., Papatzacos, P., and Skjaeveland, S.M.: "Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution", SPERE, Nov. 1989 pp.495.

23 Giger, F. M.: "Analytic Two Dimensional Models of Water Cresting Before Breakthrough for Horizontal Wells", SPE Paper 15378 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1986.

24 Efros, D.A.: Study of Multiphase Flow in Porous Media, Gastoptexizdat, Leningrad, 1963.

25 Karcher, B.J., Giger, F.M. and Combe, J.: "Some Practical Formulas to Predict Horizontal Well Behaviour", SPE Paper 15430 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1986.

26 Математичне моделювання процесів збільшення вуглеводневилучення із газових і газоконденсатних покладів з підшовною водою [Текст] / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.Р. Смоловик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2010. - №1(34). - С.30-34.

27 Оптимізація розробки і підвищення вуглеводневилучення з водоплаваючих покладів / Р.М. Кондрат, М.М. Осипчук, О.Р. Кондрат, Л.Р. Смоловик // Зб. наук. праць конференції: Наук.-практ. конф. «Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України» (Івано-Франківськ, 18-21 листопада 2003 р.). - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, УНГА, 2003. - С. 103-109.

28 Оптимизация депрессии и прогнозирование обводнённости в условиях водяного конусообразования [Текст] : труды 51-й научной конференции МФТИ «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук»: Часть III. Аэрофизика и космические исследования. Том 1. – М. : МФТИ, 2008. – 203 с.

29 Методы повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей [Текст] / А.В. Поушев, Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова [та ін.] // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т.319. №1. – С.156-161.

30 Технология изоляция притока пластовых вод в горизонтальных скважинах с помощью колтюбинговой установки [Текст] / И.И. Клещенко, С.Х. Мифтахова, С.К. Сохошко // Нефть и газ. – 2007. – №6. – С.66-69.

31 Chaperon, I.: “Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells In Anisotropic Formations: Sub critical and Critical Rates”, SPE Paper 15377 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 1986.

32 Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин [Текст] : навч. посіб. / Т.Г. Бердин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.

33 Joshi, S.D.: “Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells”, JPT, June 1988. pp. 729-739.

34 Определение необходимой длины горизонтального ствола газовой скважины в процессе разработки [Текст] / Алиев З. С., Артюнова К. А. // Газовая промышленность. – 2005. – N 12. – С. 45-47.

35 Особенности эксплуатации водоплавающих залежей вертикальными и горизонтальными скважинами [Текст] / И.В. Павлов, В.А. Ольховская, Н.И. Акимова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – №10. – С.45-50.

36 Эксплуатация скважин на завершающей стадии горизонтальными скважинами [Текст] / И.В. Чижов, Д.А. Кустышев, В.В. Семенов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – №5. – С. 71-73.

37 Восстановление обводненной газовой скважины бурением бокового ствола [Текст] / Д.А. Кустышев, В.Н. Никифоров, И.В. Чижов [та ін.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – №3. – С. 48-51.

38 Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах [Текст] / Г.П. Зозуля, И.И. Клещенко, М.Г. Гейхман, Л.У. Чабаев – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – 138 с.

39 Свалов А. Критерий обводнения газодобывающих скважин [Текст] / Александр Свалов // Газовая промышленность. – 2005. – №7. – С.44-45.

40 Ваганов Ю. Изоляция притока пластовых вод с помощью колтюбинговой установки на газовых месторождениях Западной Сибири /

Юрий Ваганов, Александр Кустышев // Технологии. – 2013. – №2 (044) Июнь/June. – С.30-36.

41 Пат. 2333348 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/00, Е 21 В 43/32. Способ безводной эксплуатации скважин [Текст] / Кустышев А.В., Обиднов В.Б. ; заявл. 15.09.06 ; опуб. 10.09.08.

42 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. - К. : Львів, 1996. – 620 с.

43 Юшков И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений [Текст] / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.

44 Шляхи оптимізації розробки водоплаваючих покладів (на прикладі Недільного газоконденсатного родовища) [Текст] / В.В. Аксьонов, Ю.Р. Лис, Д.М. Ліщинський // Розробка газових і газоконденсатних родовищ. – 2011. – Вип. XXXIX. – С.134-138.

45 Пат. 2305769 Российская Федерация, МПК Е 21 В 47/10, G 01 F 1/74. Система автоматического регулирования дебита газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой [Текст] / Коновалов И.Л., Корженко М.А., Липко А.Н., Пась Г.Б., Тараненко Б.Ф. ; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество "НПО "Промавтоматика". - № 2005140919/03 ; заявл. 26.12.05 ; опуб. 10.09.07.

46 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] : навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М. : Струна, 1998. – 628 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.04.14*

*Рекомендована до друку
професором Коцкуличем Я.С.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дорошенком В.М.
(управління геології і розробки родовищ
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*