

**О. В. БУРАЧОК, Д. В. ПЕРШИН, С. В. МАТКІВСЬКИЙ, Є. С. БІКМАН, О. Р. КОНДРАТ,
В. Ю. ФІЛАТОВ**

ПЕРЕВІРКА ЯКОСТІ СТВОРЕННЯ PVT-МОДЕЛІ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЇ ПЛАСТОВОЇ СИСТЕМИ ЗА ДОПОМОГОЮ КОНЦЕПЦІЇ ОДНОКОМІРКОВОЇ ГІДРОДИНАМІЧНОЇ МОДЕЛІ

Проаналізовано проблеми створення якісних PVT-моделей (Pressure Volume Temperature, PVT) газоконденсатних пластових систем за умови обмеженої інформації. Класичним підходом до опису фазової поведінки пластових систем є створення рівняння стану на основі задання початкового компонентного складу пластової суміші із подальшим його налаштуванням шляхом регресійного коригування критичних параметрів (тисків і температур), коефіцієнтів бінарної взаємодії, фактора ацентричності компонентів залишкової «плюсової» фракції або псевдокомпонентів. Корегування здійснюється до моменту поки рівняння стану не відтворить результати лабораторних експериментів, серед яких для газоконденсатних систем та летючих нафт стандартними є розширення за сталого складу (Constant composition expansion, CCE), розгазування за сталого об'єму (Constant volume depletion, CVD) та експерименти на сепараторі. Однак, для більшості родовищ України, відкритих і розвіданих в минулому столітті, відсутня достовірна інформація щодо детального початкового компонентного складу, фазова поведінка досліджувалася лише з використанням нерівноважного методу диференціальної конденсації, що не дає змогу безпосередньо використовувати їх при створенні PVT-моделей. Попередньо, авторами запропоновано альтернативну методику для створення моделей флюїдів на основі даних фракційної дистиляції [1, 2]. В той же час, через значні невизначеності у вхідних даних, а саме а) перерозподіл видобутого конденсату між свердловинами; б) сумісна розробка декількох горизонтів з різними властивостями пластового газу та потенційного вмісту C_{5+} ; в) відсутності даних про зміну умов роботи сепараційного обладнання, що впливає на кількість відсепарованої рідкої вуглеводневої фази та її густину; г) технологічні втрати вуглеводнів в процесі адаптації історії розробки декількох моделей родовищ Дніпровсько-Донецької западини виникли складнощі щодо відтворення історії видобутку конденсату. Запропоновано та детально описано приклад застосування концепції перевірки якості створеної PVT-моделі на основі однокоміркової гідродинамічної моделі резервуара для одного з родовищ із потенційним вмістом вуглеводнів C_{5+} на рівні 86 г/м^3 . Ідея концепції базується на відтворенні матеріального балансу моделі газоконденсатного резервуара за умови контролю дебіту основної (газової) фази умовної свердловини, з використанням якої здійснюється його розробка, що дозволяє швидко визначити необхідні зміни у розрахункову газоконденсатну характеристику та налаштувати динаміку видобутку конденсату. Врахування цих змін дозволяє проводити адаптацію повнорозмірної чисельної моделі родовища набагато швидше і точніше.

Ключові слова: PVT-модель, газоконденсатна характеристика, рівняння стану, матеріальний баланс, потенційний вміст C_{5+} , гідродинамічна модель, псевдокомпоненти.

**А. В. БУРАЧОК, Д. В. ПЕРШИН, С. В. МАТКІВСЬКИЙ, Є. С. БІКМАН, А. Р. КОНДРАТ,
В. Ю. ФІЛАТОВ**

ПРОВЕРКА КАЧЕСТВА СОЗДАНИЯ PVT-МОДЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ ОДНОЯЧЕЕЧНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Проанализированы проблемы создания качественных PVT-моделей (Pressure Volume Temperature, PVT) газоконденсатных пластовых систем при условии ограниченной информации. Классическим подходом для описания фазового поведения пластовых систем является создание уравнения состояния на основе начального компонентного состава пластовой смеси с дальнейшей его настройкой путем регрессионной коррекции критических параметров (давлений и температур), коэффициентов бинарного взаимодействия, факторов ацентричности компонентов остаточной «плюсовой» фракции или псевдокомпонентов. Корректировка производится до момента пока уравнение состояния не воссоздаст результаты лабораторных экспериментов, среди которых для газоконденсатных систем и летучих нефтей стандартным является расширение при постоянном составе (Constant composition expansion, CCE), разгазирование при постоянном объеме (Constant volume depletion, CVD) и эксперименты в сепараторе. Однако, для большинства месторождений Украины, открытых и разведанных в прошлом столетии, отсутствует достоверная информация о детальном начальном компонентном составе, а фазовое поведение исследовалось лишь с помощью неравновесного метода дифференциальной конденсации, что не позволяет непосредственно использовать их для создания PVT-моделей. Ранее авторами была предложена альтернативная методика создания моделей флюидов на основе данных о фракционной дистиляции [1, 2]. В то же время из-за значительных неопределенностей во входящих данных, а именно а) перераспределение добытого конденсата по скважинам; б) совместная разработка нескольких горизонтов с различными свойствами пластового газа и потенциального содержания C_{5+} ; в) отсутствия данных об изменении условий работы сепарационного оборудования, что влияет на количество отсепарированной жидкой углеводородной фазы и ее плотность; г) технологические потери углеводородов, в процессе адаптации истории разработки нескольких моделей месторождений Днепровско-Донецкой впадины возникли трудности касательно воссоздания истории добычи конденсата. Предложено и детально описано пример использования концепции проверки качества созданной PVT-модели на основе одноячеечной гидродинамической модели резервуара для одного из месторождений с потенциальным содержанием углеводородов C_{5+} на уровне 86 г/м^3 .

© О. В. Бурачок, Д. В. Першин, С. В. Матківський, Є. С. Бікман, О. Р. Кондрат, В. Ю. Філатов, 2020

Идея концепции основывается на воссоздании материального баланса модели газоконденсатного резервуара при условии контроля дебита основной (газовой) фазы условной скважины, с использованием которой осуществляется его разработка, что позволяет быстро определить необходимые изменения в расчетную газоконденсатную характеристику и настроить добычу конденсата. Учет этих изменений позволяет проводить адаптацию полноразмерной численной модели месторождения намного быстрее и точнее.

Ключевые слова: PVT-модель, газоконденсатная характеристика, уравнение состояния, материальный баланс, потенциальное содержание C_{5+} , гидродинамическая модель, псевдокомпоненты.

**O. V. BURACHOK, D. V. PERSHYN, S. V. MATKIVSKYI, Y. S. BIKMAN, O. R. KONDRAT,
V. Y. FILATOV**

GAS-CONDENSATE FLUID PVT MODEL QUALITY CHECK BASED ON THE CONCEPT OF A SINGLE-CELL SIMULATION MODEL

The problems of gas-condensate PVT-models (Pressure Volume Temperature, PVT) creation under limited input information were analyzed. Traditional fluid phase behavior characterization approach relies on creation of the equation of state (EOS) based on initial composition of reservoir fluid and its future regression for critical parameters (pressure and temperature), binary interaction coefficients, acentric factors of residual "plus" fraction or pseudo-components. The adjustment is done until the moment when EOS is reproducing the results of laboratory experiments. Classic PVT experiments performed on gas-condensates and volatile oils are constant composition expansion (CCE), constant volume depletion (CVD) and separator tests. However, in the case of most Ukrainian fields, discovered and explored in the last century, not only the reliable detailed initial fluid composition is not available, but phase behavior was studied with non-equilibrium method of so-called differential condensation, that does not allow their direct application for PVT models creation. Previously, the authors [1, 2] presented an alternative method for fluid characterization based on the fractional distillation test. At the same time, due to significant uncertainty in input data, particularly a) condensate production allocation; b) commingled production from multiple reservoirs with different C_{5+} yield; c) non-recorded change of separator conditions that affects liquid extraction and its density; d) technological production losses, issues of reproducing the condensate production during history matching of several models of Dniper-Donetsk Basin were faced. There was proposed and explained in detail an example of single-cell reservoir simulation model application concept for quality check of created PVT model for one of the fields with potential yield of 86 g/m^3 . The idea of the concept is based on the reproduction of material balance of gas-condensate reservoir through one conditional well controlled on a primary (gas) phase, that allows quick identification of changes into calculated gas-condensate yield curve, necessary for matching of condensate production. Implementation of these changes allows quick and precise full-field model calibration.

Keywords: PVT-model, gas-condensate characteristics, equation of state, material balance, C_{5+} potential yield, simulation model, pseudo-components.

Вступ та постановка проблеми. Родовища, які знаходяться на завершальній стадії розробки, в загальному характеризуються низьким рівнем геологічних невизначеностей. Це пов'язано із тривалістю збору геолого-промислової інформації та наявністю джерел і можливостей її збору, в основному за рахунок пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння (рис. 1). Важливе значення при побудові постійно діючої геолого-технологічної моделі мають дані про пластові флюїди, а особливо дані про газоконденсатні системи. Відсутність даних щодо початкових репрезентативних проб і їх детальних досліджень у бомбах PVT вносить значну невизначеність на всіх стадіях побудови геолого-технологічних моделей від підрахунку запасів об'ємним методом до відтворення історії прогнозування показників розробки.

Більшість родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) відкрито у 70х-80х роках минулого століття. Багато-шарові поклади кам'яновугільних та вехньо-пермських відкладів, в основному представлені дельтовидними, прибережними та мілководними морськими послідовностями, для яких осадковий матеріал транспортувався річками з північно-західного

напрямку із послідовним просуванням у глиб басейну [3-6]. Літологічно відклади представлено пісковиками, глинистими пісковиками та карбонатами.

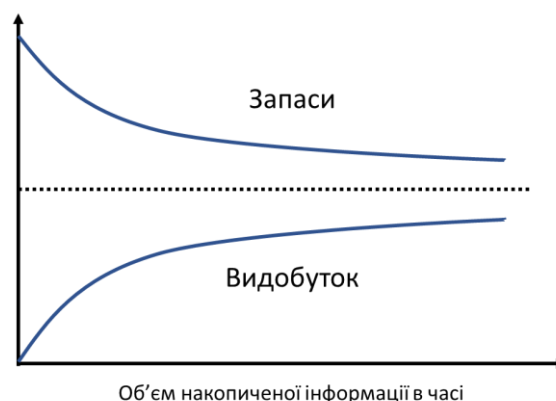


Рисунок 1 – Зменшення невизначеностей у запасах із об'ємом накопчених даних в процесі розробки

Невизначеності, пов'язані з даними про PVT властивості флюїдів, можна поділити на дві основні групи:

1) за безпосереднім описом фізико-хімічних PVT-властивостей та фазових перетворень;

2) збором, підготовкою, обліком та перерозподілом видобутої продукції.

Для створення достовірної та якісної PVT-моделі потрібне виконання певних умов:

- а) наявність початкових репрезентативних досліджень на газоконденсатність;
- б) детальний компонентний склад;
- в) повний комплекс лабораторних PVT-досліджень та експериментів.

Нажаль, у більшості випадків жодна з трьох умов не виконується для більшості відкритих в Україні родовищ: або проба флюїду відібрана не в початковий період, а після тривалої експлуатації свердловин, коли пластовий тиск знизився нижче тиску початку конденсації, або компонентний склад відомий тільки до C_{5+} , або відсутність жодного з необхідних сучасних лабораторних досліджень.

Основні кроки та проблеми з відтворення та налаштування рівняння стану вуглеводневих сумішей, в тому числі, газоконденсатних систем, детально описано в монографії Вітсона [7, 8], а також досліджено в роботах Коутса [9], Педерсона [10] та Брусилівського [11-13]. Однак, в більшості випадків вони ґрунтуються на наявності необхідної вхідної інформації для побудови PVT-характеристик.

Зважаючи на вищезазначені та інші обмеження, авторами запропоновано спеціальну методику, згідно якої можливе відтворення фазової поведінки газоконденсатних систем за обмеженої кількості вхідних даних [1, 2]. У результаті відтворення історії розробки за допомогою гідродинамічного симулятора було відмічено, що при заданні контролю за динамікою основної фази (газу), динаміку видобутку конденсату не можливо відтворити в процесі адаптації моделей. У таких випадках виконувався детальний аналіз процесу фазових перетворень та видобутку, що обумовило наступні висновки:

а) перерозподіл видобутку конденсату по свердловинах у випадку, коли декілька покладів або навіть родовищ, газ яких подається в єдину систему збору та підготовки, здійснюється пропорційно дебіту газу без індивідуальних замірів на свердловинах;

б) одночасна експлуатація кількох покладів із різним потенційним вмістом не дозволяє диференціювати видобутку вуглеводнів кожного з них;

в) облік конденсату проводиться в масових одиницях (тонах), в той час як вхідні дані у симулятор подаються у об'ємних одиницях (m^3) і конвертуються з використанням одного значення густини; оскільки тиск і температура, за яких сепарується газ, змінюються в часі, що впливає на кількість отриманої рідкої фази, а також на її густину;

г) технологічні втрати не враховуються під час створення PVT-моделі та відтворення динаміки видобутку вуглеводнів.

Таким чином, запропоновано наступний крок у створенні PVT моделі, а саме перевірка її якості для кращого та швидкого відтворення динаміки видобутку конденсату.

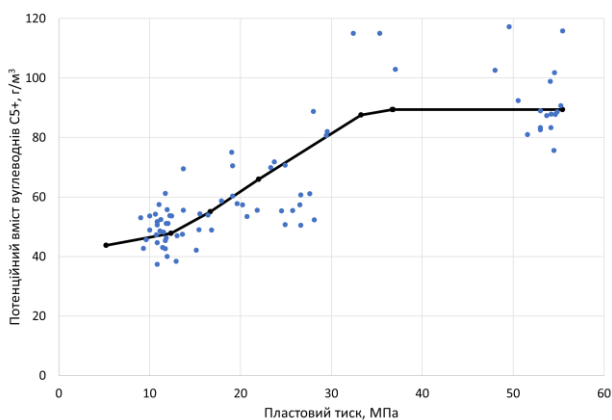
Запропонований підхід та приклад його застосування. У випадках, коли згідно гідродинамічної моделі за результатами розрахунку забезпечується видобуток основної газової фази, робочі вибієнні та статичні пластові тиски близькі до заміряних, а видобуток конденсату вищий або нижчий за заміряні значення, пропонується використовувати одноразмірну (однокоміркову) модель для перевірки якості PVT-моделі. Ідея ґрунтується на швидкому відтворенні матеріального балансу за рахунок оперативного внесення відповідних змін у PVT-модель. Як тільки однокоміркова модель відтворює поровий об'єм і початковий об'єм газу повнорозмірної моделі покладу необхідні зміни кривої потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} (Rv) легко ідентифікувати на основі порівняння динаміки видобутку конденсату та пластового тиску. Ці коригування PVT-моделі можна здійснити на основі невизначеностей щодо початкової PVT-характеристики та проблем, що описані вище.

Нижче наводимо приклад застосування підходу для одного з газоконденсатних родовищ із потенційним вмістом на рівні 86 г/м^3 , що складається з чотирьох вертикально-розташованих покладів в інтервалах глибин від 3500 до 5000 м у відкладах візею та турнею, які розробляються спільно шістьдесятьма свердловинами, більшість з яких має закінчення фільтром. Композиційну модель (табл. 1) створено з використанням методики, що детально описано в [1] та вивантажена ключовими словами моделі «чорної нафти» (рис. 2). Сині точки відповідають результатам поточних досліджень свердловин на газоконденсатність, а чорна лінія – апроксимація потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} моделлю «чорної нафти».

Перший важливий крок полягає у відтворенні однакових початкових об'ємів газу. Неоднорідна повнорозмірна модель із декількома типами порід і різних водонасиченостей повинна бути відтворена за допомогою одного значення, заданого в таблиці відносних фазових проникностей. Після відтворення динаміки видобутків вуглеводнів може бути проведений початковий розрахунок (рис. 3). Оскільки модель складається лише з однієї комірки із однією уявною свердловиною, тривалість розрахунку на період 40 років триває менше 20 секунд.

Таблиця 1 – Компонентний склад пластового флюїду

№	Компонент	Мольна частка, %	Вагова частка, %	Молярна маса
1	N ₂	0.719000	0.9495	28.013
2	CO ₂	4.925000	10.2180	44.010
3	C ₁	83.061000	62.8210	16.043
4	C ₂	6.666000	9.4498	30.070
5	C ₃	2.050000	4.2618	44.097
6	C ₄	0.736000	2.0168	58.124
7	C ₅	0.430000	1.4626	72.151
8	C ₆	0.310000	1.2276	84.000
9	C ₇₊	0.378160	1.8116	101.610
10	C ₉₊	0.276520	1.6451	126.190
11	C ₁₁₊	0.176010	1.2705	153.110
12	C ₁₃₊	0.114240	0.9783	181.650
13	C ₁₅₊	0.089417	0.9183	217.840
14	C ₁₉₊	0.042861	0.5388	266.660
15	C ₂₃₊	0.016102	0.2434	320.660
16	C ₂₇₊	0.007015	0.1257	380.090
17	C ₃₃₊	0.002091	0.0448	454.730
18	C ₃₉₊	0.000583	0.0155	562.160

Рисунок 2 – Потенційний вміст вуглеводнів C₅₊ в пластовому газі PVT-моделі «чорної нафти» до перевірки якості за допомогою однокоміркової гідродинамічної моделі

Результати вказують на те, що модель здатна відтворити заданий режим контролю дебіту газу. Обидві червоні лінії дебіту та накопиченого видобутку повністю відтворюють історію видобутку.

Профіль динаміки пластового тиску відповідає загальному тренду падіння по замірах у зупинених свердловинах, що є якісним підтвердженням відтворення матеріального балансу за рахунок видобутку вуглеводнів з однокоміркової моделі та коректно підбраного значення проникності.

Сконцентруємо увагу на основній фазі нашого дослідження – конденсаті. За результатами розрахунку однокоміркової моделі отримано значно вищий видобуток конденсату із найбільшою різницею за тисків біля 400 атм. Це вказує на те, що прийняте значення тиску початку конденсації на рівні 368 атм, на яке виконано налаштування рівняння стану є дещо заниженим. Також в цей період має місце ретроградна конденсація найважчих компонентів вуглеводнів, що обумовлює зміщення кривої потенційного вмісту вуглеводнів C₅₊ вниз одразу ж з моменту початку конденсації (від тиску початку конденсації) – червоні лінії та стрілки на рис. 4.

Корегування PVT-моделі здійснено вручну шляхом зміни кривої насичення рідкою фазою у CVD-експерименті (червона крива, рис. 5) із наступним налаштуванням рівняння стану за рахунок змін значень критичного тиску та температури для перших шести псевдо-компонентів (C₇₊ – C₁₉₊).

Результати розрахунку для відкоригованої PVT-моделі наведено на рис. 6. Отримано адаптацію стосовно об'ємів видобутку конденсату із зменшенням різниці накопиченого видобутку на 16 %. Початкова крива накопиченого видобутку конденсату опустилась вниз, що, практично, дозволило відтворити фактичну її динаміку, позначено синіми стрілками, так само, як і дебіт конденсату тепер відповідає історичним замірам.

Висновки. У випадках, коли PVT-модель газоконденсатного покладу створено на основі обмеженої кількості вхідних даних або даних із невідповідною якістю, запропоновано спрощений підхід до перевірки достовірності якості такої моделі, який ґрунтується на використанні однокоміркової гідродинамічної моделі. Висока швидкість розрахунку (близько 20 секунд) дозволяє виконати багатоваріантні розрахунки шляхом внесення необхідних коректив у криву потенційного вмісту на основі порівняння динаміки розрахункових тисків та видобутку конденсату з метою відтворення динаміки зміни видобутку конденсату. Відтворення матеріального балансу на однокомірковій моделі дозволяє швидко відтворити його на повнорозмірній гідродинамічній моделі покладу. Наведено приклад застосування підходу для одного з газоконденсатних родовищ із потенційним вмістом вуглеводнів C₅₊ на рівні 86 г/м³. Цей підхід успішно використано для створення PVT-моделей декількох родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

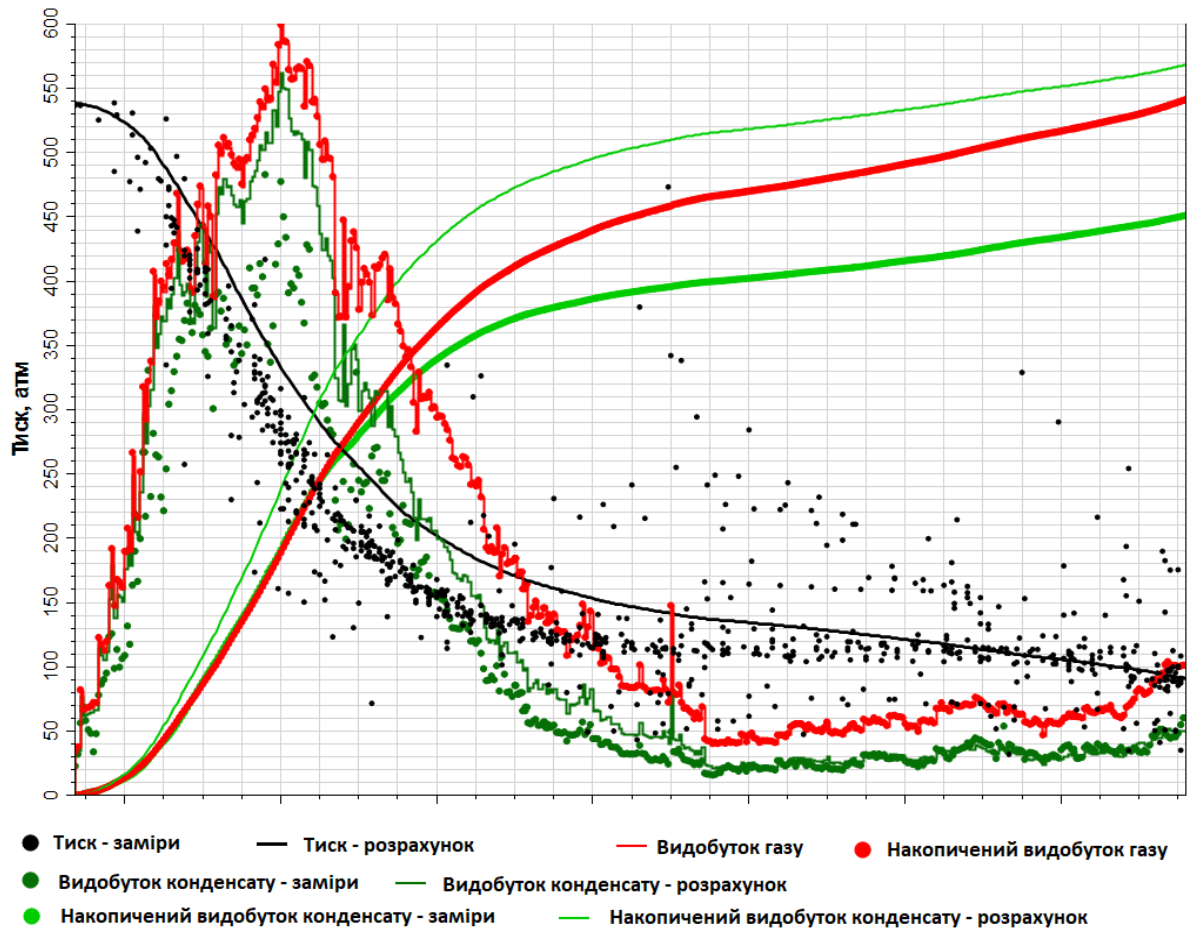


Рисунок 3 – Порівняння результатів моделювання для початкового розрахунку (точки – фактичні дані, лінії – результати гідродинамічного розрахунку)

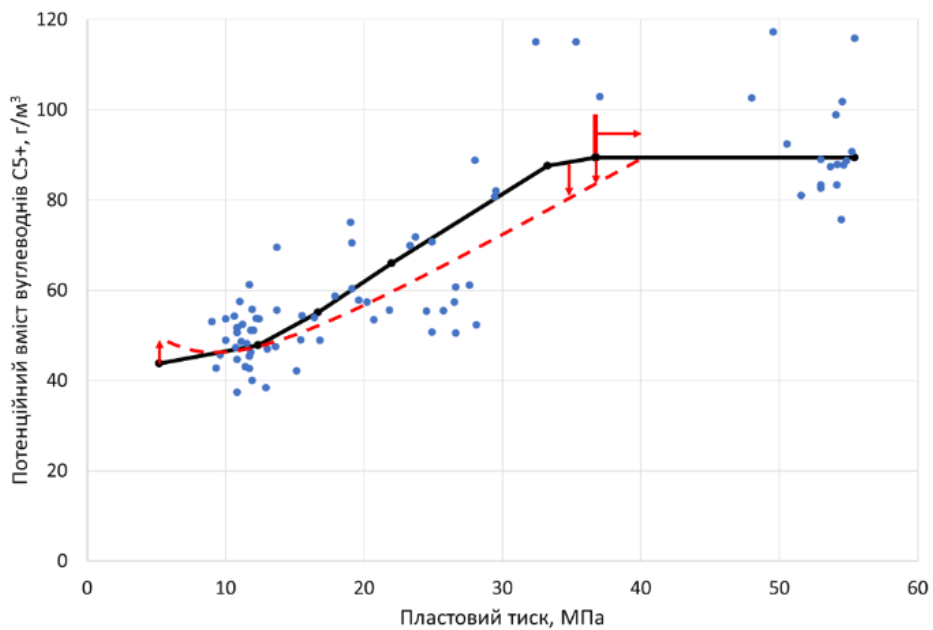


Рисунок 4 – Необхідні зміни для корегування PVT-моделі

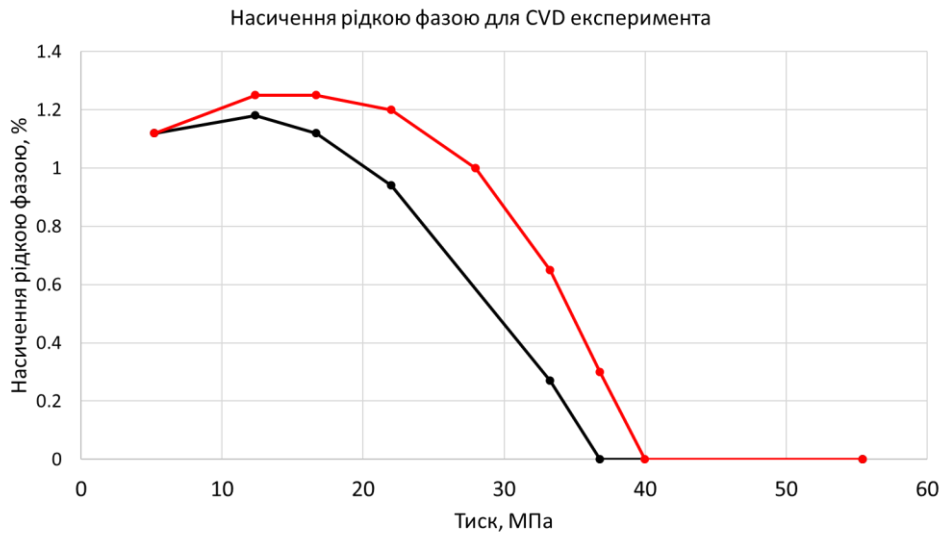


Рисунок 5 – Насичення рідкою фазою до (чорна лінія) та після (червона лінія) корегування PVT-моделі та налаштування рівняння стану

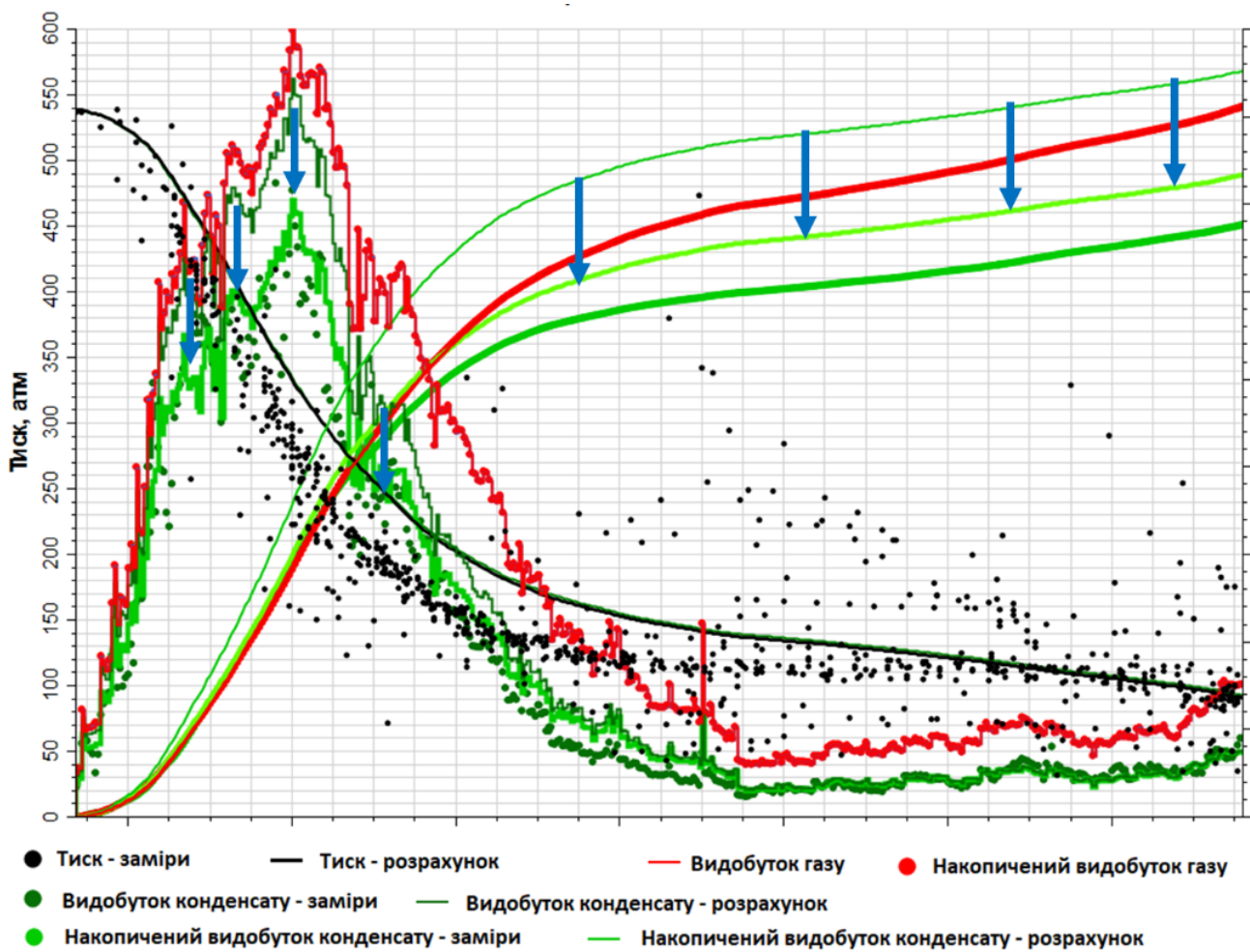


Рисунок 6 – Результати розрахунку однокоміркової моделі після корегування PVT моделі

Список літератури

1. Бурачок, О. В. Особливості відтворення рівняння стану газоконденсатних сумішей за умови обмеженої вхідної інформації / Першин Д. В., Матківський С. В., Бікман Є. С., Кондрат О. Р. // *Ж-л "Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ"*. 2020. № 1(74), С. 82-88.
2. Burachok, O., Pershyn, D., Spyrou, C., Turkarslan, G., Nistor, M. L., Grytsai, D., Matkivskiy, S., Bikman, Ye., Kondrat, O. Gas-condensate PVT fluid modeling methodology based on limited data. *Accepted for the presentation at 82nd EAGE Conference and Exhibition 2020*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands.
3. Dvorjanin E.S. et al. Sedimentary cycles and paleogeography of the Dnieper Donets Basin during the late Viséan-Serpukhovian based on multiscale analysis of well logs. *Tectonophysics*. 1996. 268. pp. 169-187.
4. Kuznir, N.J., Stovba, S.M., Stephenson, R.A., Poplavskii, K.N. The formation of the northwestern Dniepr-Donets Basin: 2-D forward and reverse syn-rift and post-rift modelling. *Tectonophysics*. 1996. 268. pp. 237-255.
5. Streltsova, I.O., Virshylo, I.V. The Burial history of Permian Sediments in the central part of the Dniro-Donets Basin. *Collection of Scientific Works of the IGS NAS of Ukraine*. 2018. Vol. 11. pp. 4-73.
6. Ulmishok, G.F. Petroleum Geology and Resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin*, 2001. – 2201-E.
7. Whitson C.H., Brule M.R. *Phase Behavior. SPE Monograph Series, Volume 20*. Richardson, Texas, 2000. 240 p.
8. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. *SPE Reservoir Engineering*. 1983. P. 683-694. (SPE 12233)
9. Coats K.H., Smart G.T. Application of a regressionbased EOS PVT program to laboratory data, «*Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering*». 1986. 1, pp. 277-299.
10. Pedersen K.S. et al. Characterization of gascondensate mixtures, in: *Chorn L.G., Mansoori G.A. (edited by) C7+ fraction characterization, New York, Taylor & Francis*. 1989. pp. 137-152.
11. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа // М.: Издательский дом «Грааль». 2002.– 579 с.
12. Брусиловский А.И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов / А.И. Брусиловский // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей в 2 ч.* – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – ч. 2. – с. 150-165. – (*Вестн газовой науки*).
13. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – №1. – С. 56-60.
- state creation in case of limited input data/ Pershyn D. V., Matkivskiy S. V., Bikman Ye. S., Kondrat O. R. // *Journal "Rozvidka ta rozrobka naftovykh i gazovykh rodovysch"*, 2020, № 1(74), pp. 82-88.
2. Burachok, O., Pershyn, D., Spyrou, C., Turkarslan, G., Nistor, M. L., Grytsai, D., Matkivskiy, S., Bikman, Ye., Kondrat, O. Gas-condensate PVT fluid modeling methodology based on limited data. *Accepted for the presentation at 82nd EAGE Conference and Exhibition 2020*. 8-11 December 2020, Amsterdam, The Netherlands.
3. Dvorjanin E.S. et al. Sedimentary cycles and paleogeography of the Dnieper Donets Basin during the late Viséan-Serpukhovian based on multiscale analysis of well logs. *Tectonophysics*. 1996. 268. pp. 169-187.
4. Kuznir, N.J., Stovba, S.M., Stephenson, R.A., Poplavskii, K.N. The formation of the northwestern Dniepr-Donets Basin: 2-D forward and reverse syn-rift and post-rift modelling. *Tectonophysics*. 1996. 268. pp. 237-255.
5. Streltsova, I.O., Virshylo, I.V. The Burial history of Permian Sediments in the central part of the Dniro-Donets Basin. *Collection of Scientific Works of the IGS NAS of Ukraine*. 2018. Vol. 11. pp. 4-73.
6. Ulmishok, G.F. Petroleum Geology and Resources of the Dnieper-Donets Basin, Ukraine and Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin*, 2001. – 2201-E.
7. Whitson C.H., Brule M.R. *Phase Behavior. SPE Monograph Series, Volume 20*. Richardson, Texas, 2000. 240 p.
8. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. *SPE Reservoir Engineering*. 1983. P. 683-694. (SPE 12233)
9. Coats K.H., Smart G.T. Application of a regressionbased EOS PVT program to laboratory data, «*Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering*». 1986. 1, pp. 277-299.
10. Pedersen K.S. et al. Characterization of gascondensate mixtures, in: *Chorn L.G., Mansoori G.A. (edited by) C7+ fraction characterization, New York, Taylor & Francis*. 1989. pp. 137-152.
11. Brusilovskiy A.I. *Fazovyie prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefii i gaza* [Phase transitions during oil and gas fields development] // М.: Izdatel'skiy dom «Graal'», 2002.– 579 s.
12. Brusilovskiy A.I. Metodologiya i rezul'taty primeneniya kubicheskikh uravneniy sostoyaniya dlya modelirovaniya termodinamicheskikh svoystv prirodnykh uglevodorodnykh flyuidov [Methodology and results of cubic equation of state application for modeling of thermodynamic properties of hydrocarbon fluids] / A.I. Brusilovskiy // *Aktual'nyye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov: sb. nauch. statey v 2 ch.* [Topical issues of hydrocarbon reservoir systems research: Collection of research papers] – М.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – ch. 2. – s. 150-165. – (*Vesti gazovoy nauki*).
13. Yushchenko T.S., Brusilovskiy A.I. Effektivnyy metod postroyeniya i adaptatsii PVT-modeley plastovykh flyuidov gazokondensatnykh mestorozhdeniy i gazovykh shapok neftegazokondensatnykh zalezhey [Efficient method of gas-condensate and oil rim reservoir fluids PVT-models creation and matching] // *Neftyanoye khozyaystvo*. – 2015. – №1. – S. 56-60.

Reference (transliterated)

Надійшла (received) 07.08.2020

Бурачок Олександр Володимирович (Бурачок Александр Владимирович, Burachok Oleksandr Volodymyrovych) – аспірант Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна; Тел. +49 172 4407 827; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9935-3970>; e-mail: oburachok@gmail.com.

Першин Дмитро Володимирович (Першин Дмитрий Владимирович, Pershyn Dmytro Volodymyrovych) – старший науковий співробітник відділу створення постійно діючих геолого-технологічних моделей Українського науково-дослідного інституту природних газів філії Акціонерного товариства «Укргазвидобування», м. Харків, Україна; Тел. +38 (050) 302-79-68; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4342-4287>; e-mail: dmytro.pershyn@ndigas.com.ua.

Матківський Сергій Васильович (Маткивский Сергей Васильевич, Matkivskiy Serhii Vasylovych) – начальник відділу проектування систем розробки родовищ Українського науково-дослідного інституту природних газів філії Акціонерного товариства «Укргазвидобування», м. Харків, Україна; Тел. +38 (096) 174-66-04; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4139-1381>; e-mail: matkivskiy.sergey@ndigas.com.ua.

Бікман Єфім Семенович (Бикман Ефим Семенович, Bikman Yefim Semenovych) – заступник директора з наукової роботи з розробки нафтогазових родовищ Українського науково-дослідного інституту природних газів філії Акціонерного товариства «Укргазвидобування», м. Харків, Україна; Тел. +38 (096) 174-66-04; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9781-7954>; e-mail: bikman.efim@ndigas.com.ua.

Кондрат Олександр Романович (Кондрат Александр Романович, Kondrat Oleksandr Romanovych) – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри видобування нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна; Тел. +38 (0342) 24-21-95; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4406-3890>; e-mail: kondrat@nung.edu.ua.

Філатов Вячеслав Юрійович (Филатов Вячеслав Юрьевич, Filatov Viacheslav Yuriiovych) – начальник департаменту аналізу та моделювання родовищ Акціонерного товариства «Укргазвидобування», м. Київ, Україна; Тел. +38 (067) 412-65-75; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5237-5002>; e-mail: viacheslav.filatov@ugv.com.ua.