

ОСОБЛИВОСТІ ВІДТВОРЕННЯ РІВНЯННЯ СТАНУ ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СУМІШЕЙ ЗА УМОВИ ОБМЕЖЕНОЇ ВХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ

О. В. Бурачок¹, Д. В. Першин², С. В. Матківський^{2*}, Є. С. Бікман², О. Р. Кондрат³

¹ Schlumberger GmbH, 30177 Hannover Germany, Guenther-Wagner-Allee 19
e-mail: oburachok@slb.com

²Український науково-дослідний інститут природних газів;
61010, м. Харків, Гімназійна набережна, 20, тел./факс (05773) 3-17-55,
e-mail: dmytro.pershyn@ndigas.com.ua, matkivskyi.sergey@ndigas.com.ua,
bikman.efim@ndigas.com.ua

³ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua

Охарактеризовано основні складнощі, які виникають при відтворенні фазових перетворень, що описуються моделлю «чорної нафти», або повнофункціональною композиційною моделлю за допомогою рівняння стану з метою створення коректних постійно діючих геолого-технологічних 3D моделей газоконденсатних родовищ. Вихідними даними для побудови фільтраційних 3D моделей родовищ, розробка яких розпочалась ще в 1960-х роках, є результати початкових газоконденсатних та термодинамічних досліджень. Вуглеводневий компонентний склад пластового газу наявних газоконденсатних досліджень приводиться тільки до фракції C_{5+} . Враховуючи особливості проведення початкових термодинамічних досліджень з використанням експерименту диференціальної конденсації та відсутності такого експерименту в переліку стандартних експериментів у комерційно-доступних PVT-симуляторах, виникла необхідність розроблення раціональних підходів та методик, які б допомогли коректно використовувати наявну геолого-промислову інформацію для побудови PVT-моделей. В даній статті описано методикку відтворення рівняння стану Peng-Robinson за умов обмеженої вхідної інформації. Залежно від наявності вихідних даних та їх якості для адекватного відтворення рівняння стану авторами запропоновано та використано два різні підходи. Перший підхід до побудови PVT-моделі, який дозволяє відтворити рівняння стану, базується на даних компонентного складу газів та фракційного складу стабільного конденсату. Другий підхід передбачає у разі відсутності фракційного складу стабільного конденсату розбиття фракції C_{5+} з використанням об'ємного методу Вітсона. Запропонована методика та різні підходи до відтворення рівняння стану дозволяють ефективно створювати PVT-моделі використовуючи наявну геолого-промислову інформацію. Результати проведених досліджень представлено у вигляді графічних залежностей порівняння динаміки потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі до та після налаштування рівняння стану, а також результати налаштування синтетичної кривої втрат "Liquid saturation" CVD експеримента.

Ключові слова: газоконденсатні дослідження, термодинамічні дослідження, фазові перетворення, PVT-моделі.

Описаны основные проблемы, возникающие при воспроизведении фазовых превращений пластовых газоконденсатных систем, описываемых моделью «черной нефти» или полнофункциональной композиционной моделью с помощью уравнения состояния с целью создания корректных фильтрационных 3D-моделей газоконденсатных месторождений. Исходными данными для фильтрационных 3D-моделей месторождений, разработка которых началась еще в 1960-х годах, являются результаты начальных газоконденсатных и термодинамических исследований. Компонентный состав пластового газа имеющихся газоконденсатных исследований приводится только до фракции C_{5+} . Учитывая особенности проведения начальных термодинамических исследований с использованием эксперимента дифференциальной конденсации и отсутствие этого эксперимента в перечне стандартных экспериментов в коммерчески-доступных PVT-симуляторах, возникла необходимость создания рациональных подходов и методик, которые могли бы корректно использовать имеющуюся геолого-промисловую информацию для создания PVT-моделей. В данной статье описана методика настройки уравнения состояния Peng-Robinson в условиях ограниченной исходной информации. В зависимости от наличия исходных данных и их качества для адекватной настройки уравнения состояния авторами предлагается и используется два разных подхода. Первый подход для создания PVT-моделей, позволяющий настроить уравнение состояния, основывается на наличии компонентного

состава газів і фракціонного состава стабільного конденсату. Вторий підхід передбачає, в разі відсутності фракціонного состава стабільного конденсату, розбиття фракції C_{5+} з використанням об'ємного методу Вітсона. Предложена методика і два різних підходи для налаштування рівняння стану дозволяють ефективно створювати PVT-моделі, використовуючи наявну геолого-промислову інформацію. Результати досліджень представлені в графічній формі порівняння динаміки потенціального вмісту вуглеводородів C_{5+} в пластовому газі до і після налаштування рівняння стану, а також результати налаштування синтетичної кривої втрат "Liquid saturation" CVD експерименту.

Ключевые слова: газоконденсатные исследования, термодинамические исследования, фазовые превращения, PVT-модели.

The article characterizes the key difficulties which emerge during the simulation of phase behaviors described using the model of "black oil" or fully functional compositional model with the help of the equation-of-state (EOS) in order to create valid continuously operating geological-technological 3D models of gas-condensate reservoirs. The input data for 3D filtration reservoir modeling, the development of which started in the 1960s, are the results of initial gas-condensate and thermodynamic studies. Hydrocarbon component composition of reservoir gas in the existing gas-condensate studies is given only to fraction C_{5+} . Taking into account the peculiarities of initial thermodynamic research with the use of the differential condensation experiment and the absence of such type of experiment in the list of standard experiments in commercially-available PVT-simulators, there appeared a need to develop rational approaches and techniques for correct integration of existing geological-production data in PVT modeling. This article describes the methods for adjusting Peng-Robinson equation-of-state under the condition of input data shortage. Depending on initial data availability and quality, the authors have suggested two different methods. The first PVT-modeling method, which makes it possible to adjust the equation-of-state, is based on the data of component composition of gases and fractional composition of the stable condensate. In case the data of fractional composition of the stable condensate are not available, the authors suggest the second method that is the splitting of fraction C_{5+} following Whitson volumetric methodology. The suggested methods and two different approaches to EOS adjustment allow effective PVT-modeling using available geological and production data. Study results are presented as the graphical dependencies of comparison of potential hydrocarbons C_{5+} content change in reservoir gas before and after configuring the equation-of-state, as well as the synthetic "liquid saturation" loss curve of the CVD experiment.

Keywords: gas-condensate studies, thermodynamic studies, phase behavior, PVT-models.

Вступ

Створення фільтраційних 3Д моделей родовищ нафти та газу неможливе без коректного відтворення фазових перетворень, що описуються моделлю флюїдів у спрощеному вигляді табличної залежності «модель чорної нафти», або повнофункціональній композиційній моделі за допомогою рівняння стану. У випадку моделі чорної нафти, для більшості випадків, розрахунок динаміки в'язкості, газовмісту та об'ємного коефіцієнта можна зробити за однієї із запропонованих кореляцій, таких як Standing, Valko та ін. [6]. У випадку газоконденсатних систем із високим потенційним вмістом рідких вуглеводнів, що розробляються з підтриманням пластового тиску за допомогою вуглеводневих і неуглеводневих газових агентів, або пластових систем, що відносяться до критичних, складні фазові перетворення ретроградної конденсації можна коректно описати тільки за допомогою рівнянь стану. В промисловій практиці найбільшого поширення набули трипараметричні рівняння Peng-Robinson (PR) та Soave-Redlich-Kwong (SRK), які реалізовані в усіх комерційних гідродинамічних симуляторах компаній (Schlumberger, CMG, RFD, Roxar, Halliburton і т.д.). Оскільки фізичні властивості та компонентний склад відомий тільки до пев-

ної плюсової фракції, налаштування рівняння стану здійснюється у спеціальному програмному забезпеченні – PVT симуляторі, яких є також достатньо багато на ринку. Дані проблеми не є новими і різними авторами реалізовані різні підходи до їх розв'язання [2, 4, 8]. У даній роботі описано методику відтворення рівняння стану PR за умов обмеженої вхідної інформації, а саме наявністю компонентного складу пластового газу тільки до C_{5+} , особливостями проведення початкових термодинамічних досліджень з використанням експерименту диференціальної конденсації та відсутності такого експерименту в переліку стандартних експериментів у комерційно-доступних PVT-симуляторах.

Постановка проблеми

Вихідними даними для побудови моделей родовищ, розробка яких розпочалась в 1960-1980-х роках, є результати початкових газоконденсатних (ГК) та термодинамічних досліджень (ТД), які проводились відповідно до діючих на час проведення інструкцій [9].

Аналіз наявних даних щодо початкових ГК і ТД газоконденсатних покладів більше 20 родовищ ДДЗ виявив наступні проблеми, вирішення яких дозволило створити адекватну

методику побудови PVT-моделі пластового флюїду.

1. Компонентний склад пластового газу відомий тільки до нормального- і ізо-бутана, решта компонентів характеризується як C_{5+} , в той час, як класичні методи розбиття на псевдо-фракції у комерційних продуктах базуються на фракції C_{7+} і вищому групуванні.

2. Хроматографічний аналіз стабільного конденсату (вуглеводнів C_{5+}), практично, не проводився. Зазвичай визначено густину, кінематичну в'язкість, молекулярну масу та фракційний склад стабільного конденсату за Енглером (аналог ASTM D86).

3. PVT-властивості пластового флюїду визначались за експериментом диференціальної конденсації на установці фазової рівноваги типу УГК-3. В комерційних PVT-симуляторах цей метод не реалізований, оскільки у світових лабораторіях такий експеримент не проводиться. Там для опису поведінки пластових газоконденсатних систем використовують рівноважні експерименти: а) за постійного об'єму (CVD – constant volume depletion), коли після збільшення об'єму бомби та випадіння рідкої фази, газ стравлюють повертаючи об'єм бомби до об'єму за тиску початку конденсації, визначаючи компонентний склад газу з використанням газохроматографічного аналізу; б) за постійного складу (CCE – constant composition expansion), де об'єм бомби збільшується покрово без стравлювання газу. Аналогом експерименту CCE є експеримент контактної конденсації, але цей експеримент, практично, не проводився. За результатами експерименту диференціальної конденсації в бомбі УГК-3 визначались пластові втрати конденсату в $см^3/м^3$ газу сепарації. За результатами експерименту CVD кількість конденсату, що випав визначається в процентах відносно об'єму PVT-комірки за тиску початку конденсації.

Таким чином, виникає питання, як використати наявну інформацію для створення адекватного рівняння стану.

Запропонована методика розрахунку

Першим кроком є оцінка репрезентативності результатів початкових газоконденсатних (ГК) та термодинамічних досліджень. На якість результатів цих початкових досліджень впливає багато факторів: початкові дослідження мають проводитись в початковий період експлуатації свердловини після освоєння (залежно від параметрів роботи свердловини від двох тижнів до 2-3 місяців стабільної експлуатації свердловини в шлейф); свердловина перед дослідженнями

має бути очищена від продуктів буріння; повинна бути відсутня пластова вода; швидкість газорідного потоку в стовбурі свердловини має забезпечувати повний винос рідини з вибою на поверхню; депресія на пласт не повинна перевищувати 10 % від початкового пластового тиску; для недонасичених систем вибірний тиск має бути вищим за тиск початку конденсації.

Залежно від наявності вихідних даних для адекватного відтворення рівняння стану, авторами запропоновано та використано два різні підходи.

Підхід 1

У випадку наявності компонентного складу газів сепарації, дегазації, дебутанізації та результатів фракційної розгонки стабільного конденсату створюється компонентно-фракційний склад пластової вуглеводневої системи. Це здійснюється аналітичним методом [10], або використанням спеціалізованого програмного забезпечення («Газконднефть», Aspen Hysys, тощо). Це дозволяє отримати компонентний склад пластового газу N_2 , CO_2 , C_1-C_4 , та певної кількості фракцій (від 5 до 11) з відомими молекулярними масами кожної з них.

Далі на основі отриманого компонентного складу відтворюється рівняння стану в PVT-симуляторі. В даному випадку використаний програмний модуль PVTi компанії Schlumberger. Для опису фазової поведінки перевага надавалася трипараметричному рівнянню стану Пенга-Робінсона, для якого розрахункова критична стисливість газу є найнижчою порівняно з іншими загально прийнятими рівняннями та становить 0.307. Слід відмітити, що для вуглеводневих газів ця величина нижча за 0.29.

Єдиним варіантом задання результатів диференціальної конденсації – є використання кривої втрат за насиченням по рідині (liquid saturation) у CVD експерименті. Однак, зважаючи на те, що диференціальна конденсація є нерівноважним процесом [10], кількість рідких вуглеводнів, що випали в комірни PVT є заниженою в порівнянні з тою, яка має бути в рівноважному CVD-експерименті. Тому напрямку кривої втрат вуглеводнів використовувати не можна. Крім того, для її розрахунку необхідно знати точний об'єм комірки PVT на етапі зниження тиску до тиску початку конденсації, що в звітах про проведені експерименти з диференціальної конденсації відсутнє.

Тому на цьому етапі порівнюється тиск початку конденсації, отриманий при проведен-

ні експерименту диференціальної конденсації з розрахунковим значенням, отриманим із рівняння стану для початкових критичних параметрів компонентів.

Додатковими експериментами для налаштування рівняння стану є багато-ступеневий експеримент на сепараторі (SEP), за яким налаштовується конденсатогазовий фактор по нестабільному та стабільному конденсату за певних термобаричних умов сепарації під час проведення промислових досліджень на газоконденсатність, а також густина стабільного конденсату, яка визначається за стандартних умов. Також проводиться налаштування значення тиску початку конденсації у одноступеневому експерименті (DEW). Налаштування рівняння стану до експериментальних даних є скоріш “мистецтвом”, ніж чітко визначений науковий підхід і в значній мірі залежить від досвіду інженера, що його безпосередньо проводить. Загальні рекомендації описано різними дослідниками, вченими та промисловиками, серед яких слід виділити роботи Вітсона, Коутса, Педерсона, Брусиловського та ін. [2-8].

В якості параметрів регресії для налаштування рівняння стану на експериментальні дані авторами використано:

- для тиску початку конденсації – критичні тиск і температура для кількох найважчих псевдокомпонентів;

- для кривої втрат (випадіння важких вуглеводнів, Liquid Saturation) – Омега А і Омега Б для псевдокомпонентів і коефіцієнт бінарної взаємодії між С1 і найважчим псевдокомпонентом.

Після цього за результатами налаштування експерименту CVD на основі розрахункового компонентного складу газової фази розраховується динаміка потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому (видобувному) газі, яку порівнюється з прийнятою кривою динаміки потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі. Залежно від отриманих результатів коригується криву втрат Liquid saturation і повторюється налаштування рівняння стану. Густину стабільного конденсату налаштовується параметром об’ємного зсуву.

Підхід 2

За відсутності даних фракційного складу стабільного конденсату, або у випадках, коли PVT-модель створюється з метою використання у спрощеному вигляді (моделі “чорної нафти”), розбиття C_{5+} можна здійснювати з використанням об’ємного методу Вітсона [7], відомого також як напів-последовний термодинамі-

чний розподіл (у PVTi – Multi-feed split), де необхідно зазначити мінімальну молярну вагу “+” фракції, молярну вагу найважчого компонента та вибрати кореляцію для критичних параметрів і ацентричного фактора. В нашому випадку розбиття здійснювалося на 5 псевдокомпонентів з використанням кореляцій Кеслера-Лі (Kesler-Lee). Через меншу кількість псевдокомпонентів ніж у підході 1, для налаштування рівняння стану використовуються наступні параметри:

- відтворення тиску початку конденсації та кривої насичення – критична температура усіх псевдокомпонентів;

- для відтворення густини стабільного конденсату – об’ємний параметр зсуву для кількох найлегших псевдокомпонентів.

Після відтворення рівняння стану генеруються відповідні ключові слова для гідродинамічного симулятора для використання у композиційному моделюванні чи моделі «чорної нафти».

Приклад застосування методики

Нижче наведені результати відтворення рівняння стану для пластового флюїду одного з родовищ Дніпрово-Донецької западини з використанням підходу 2. Термодинамічні дослідження пластового флюїду даного покладу не проводились. Динаміку потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} в пластовому газі визначено за результатами історії поточних досліджень свердловин на газоконденсатність протягом періоду розробки покладу.

За результатами початкових досліджень на газоконденсатність початковий потенційним вміст вуглеводнів C_{5+} складає 150 г/м^3 сухого газу. Результати розбиття фракції C_{5+} на псевдокомпоненти наведено в таблиці 1, фізико-хімічні властивості газу та конденсату – в таблиці 2. Як видно з таблиці 1, максимальну молекулярну вагу найважчого псевдокомпонента FRC5 при розбитті було прийнято на рівні 295.

Основним критерієм якості відтворення рівняння стану є відтворення динаміки потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} , розрахованої за результатами CVD-експеримента. На рисунку 1, наведено динаміку потенційного вмісту вуглеводнів C_{5+} до та після налаштування рівняння стану. Як бачимо, зелена крива чудово відтворює результати фактичних досліджень на газоконденсатність. На рисунку 2 наведено результат налаштування синтетичної кривої втрат (Liquid saturation). Точність відтворення інших величин (тиску початку конденсації, густини стабільного конденсату, конденсатогазового

Таблиця 1 – Компонентний склад пластового газу

Компонент	Мольна частка, %	Масова частка, %	Молекулярна маса, а.о.м.	Відносна густина			
N ₂	0,628	0,797	28,013				
CO ₂	4,175	8,327	44,010				
C ₁	82,923	60,292	16,043				
C ₂	6,218	8,474	30,070				
C ₃	2,163	4,323	44,097				
i-C ₄	0,233	0,614	58,124				
n-C ₄	0,510	1,344	58,124				
C ₅₊	FRC1	0,795	2,626	110,88	0,7503	72,9	0,7037
	FRC2	1,201	5,087			93,5	0,7279
	FRC3	0,814	4,897			132,7	0,7632
	FRC4	0,293	2,590			195,3	0,8042
	FRC5	0,047	0,630			295,0	0,8504

Таблиця 2 – Фізико-хімічні властивості пластового газу та стабільного конденсату

Параметр		Величина
Пластовий газ	Густина, кг/м ³	0,917
	Молекулярна маса, а.о.м.	22,066
Стабільний конденсат	Густина, кг/м ³	772,6
	Кінематична в'язкість при 20 °С, сПз	1,092
	Молекулярна маса, а.о.м.	123

фактору по стабільному та нестабільному конденсату) наведено в таблиці 3.

Висновки

Запропонована методика дозволяє ефективно створювати PVT-моделі газоконденсатних систем із різним потенційним вмістом рідких вуглеводнів за обмеженої наявності вхідних даних, а саме:

– наявності вуглеводневого компонентного складу пластового газу лише до C₅₊;

– відсутності даних з компонентного складу рідкої фази за хроматографічних досліджень;

– відсутності результатів CVD-експерименту, але наявності репрезентативних результатів досліджень свердловин на газоконденсатність протягом розробки покладу.

Відтворене, таким чином, рівняння стану дозволяє оперативно вирішувати задачі оптимізації розробки родовищ за допомогою моделі «чорної нафти» або повнофункціональної композиційної моделі флюїдів. Слід зазначити, що для нових відкритих покладів із початковими пластовими тисками, створення достовірної PVT-моделі можливе лише за наявності репрезентативних проб із детальним компонентним складом та проведення повноцінних лабораторних досліджень, особливо CVD-експерименту.

Література

1. ASTM D86-15. Standard test method for distillation of petroleum products and liquid fuels at atmospheric pressure. PA: ASTM International, 2015. (<http://www.astm.org>)

2. Брусиловский А.И. Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов. *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов*: сб. науч. статей в 2 ч. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. ч. 2. с. 150-165. (Вести газовой науки).

3. Coats K.H., Smart G.T. (1986) Application of a regressionbased EOS PVT program to laboratory data, *Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering*, 1, 277-299.

4. Григорьев Б.А., Брусиловский А.И. Зинченко И.А. Математическое моделирование пластовых систем, уравнения состояния и фазовые равновесия пластовых флюидов и их компонентов. *Вести газовой науки*. 2016. № (28). С. 13-20.

5. Pedersen K.S. et al. (1989) Characterization of gascondensate mixtures, in: Chorn L.G., Mansoori G.A. (edited by) C7+ fraction characterization. New York, Taylor & Francis, 137-152.

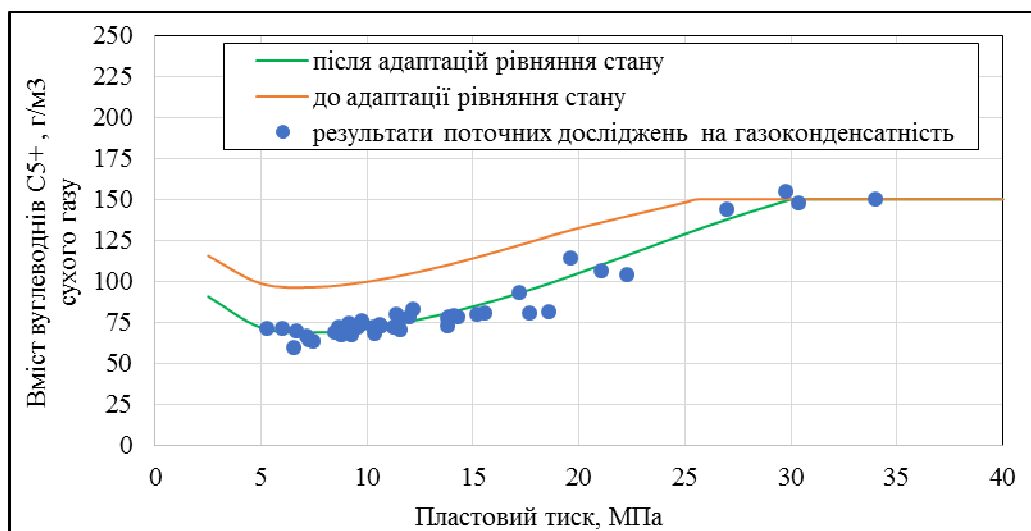


Рисунок 1 – Порівняння динаміки потенційного вмісту вуглеводнів C₅₊ в пластовому газі до та після налаштування рівняння стану

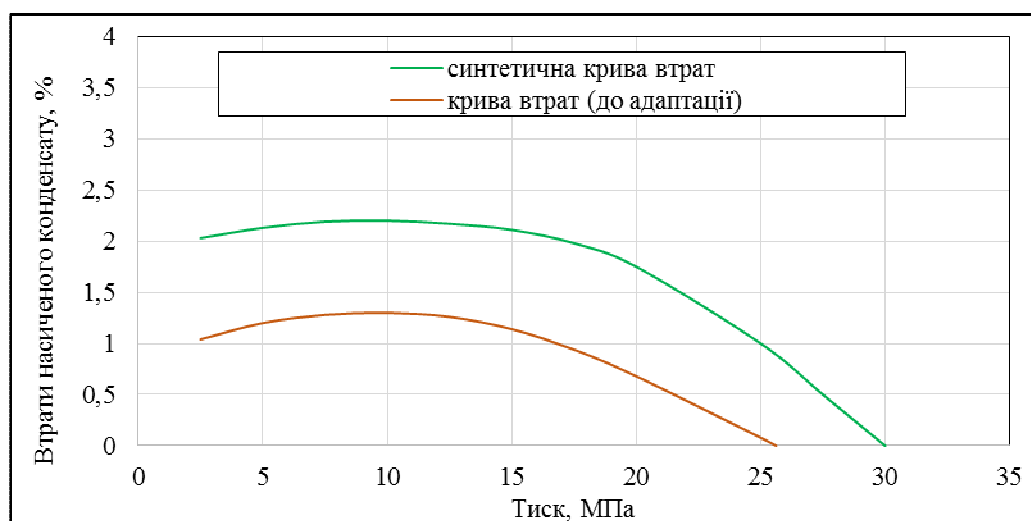


Рисунок 2 – Відтворення синтетичної кривої “Liquid saturation” CVD експеримента

Таблиця 3 – Порівняння замірних та розрахункових за рівнянням стану значень параметрів, що використовувалися під час його налаштування

PVTi експеримент	Параметр	Замірне значення	Розрахункове значення	Одиниця виміру	Похибка, %
DEW	Тиск початку конденсації	300,00	300,01	бар	0
SEPS	Густина рідини	772,6	772,1	кг/м ³	0,06%
SEPS	Газоконденсатний фактор нестабільного конденсату (GOR)	4352,0	4371,4	м ³ /м ³	0,43%
SEPS	Газоконденсатний фактор нестабільного конденсату (cumulative GOR)	5830,9	5719,4	м ³ /м ³	1,91%

6. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. *SPE Monograph Series*, Volume 20. Richardson, Texas, 2000. 240 p.
7. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. *SPE Reservoir Engineering*. 1983. P. 683-694. (SPE 12233)
8. Ющенко Т.С., Брусилловский 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.
9. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М. Недра, 1980. 301 с.
10. Брусилловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Издательский дом «Грааль», 2002. 579 с.
8. Yushchenko T.S., Brusilovskiy A.I. Effektivnyy metod postroyeniya i adaptatsii PVT-modeley plastovykh flyuidov gazokondensatnykh mestorozhdeniy i gazovykh shapok neftegazokondensatnykh zalezhey. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2015. No 1. P. 56-60. [in Russian]
9. Zotov G.A., Aliyev Z.S. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin. M.: Nedra, 1980. 301 p. [in Russian]
10. Brusilovskiy A.I. Fazovyye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefiti i gaza. M.: Izdatel'skiy dom «Graal'», 2002. 579 p. [in Russian]

References

1. ASTM D86-15. Standard test method for distillation of petroleum products and liquid fuels at atmospheric pressure. PA: ASTM International, 2015. (<http://www.astm.org>)
2. Brusilovskiy A.I. Metodologiya i rezul'taty primeneniya kubicheskikh uravneniy sostoyaniya dlya modelirovaniya termodinamicheskikh svoystv prirodnykh uglevodorodnykh flyuidov. *Aktual'nyye voprosy issledovaniy plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov*: sb. nauch. statey v 2 ch. M.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. ch. 2. P. 150-165. (Vesti gazovoy nauki). [in Russian]
3. Coats K.H., Smart G.T. (1986) Application of a regressionbased EOS PVT program to laboratory data, *Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering*, 1, 277-299.
4. Grigor'yev B.A., Brusilovskiy A.I. Zinchenko I.A. Matematicheskoye modelirovaniye plastovykh sistem, uravneniya sostoyaniya i fazovyye ravnovesiya plastovykh flyuidov i ikh komponentov. *Vesti gazovoy nauki*. 2016. No 4 (28). P. 13-20. [in Russian]
5. Pedersen K.S. et al. (1989) Characterization of gascondensate mixtures, in: Chorn L.G., Mansoori G.A. (edited by) C7+ fraction characterization. New York, Taylor & Francis, 137-152.
6. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. *SPE Monograph Series*, Volume 20. Richardson, Texas, 2000. 240 p.
7. Whitson C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions. *SPE Reservoir Engineering*. 1983. P. 683-694. (SPE 12233)