

Применение PVTsim NOVA для оценки качества PVT данных пластовых флюидов: опыт ТОО «КМГ Инжиниринг»

Contemporary methods for assessing reservoir fluid quality in the oil and gas sector

Г.Ж. Бектас¹
Л.М. Бисикенова¹
К.М. Кунжарикова¹, к.т.н.
Н.К. Дукесова¹
А.М. Жексембин¹

G.Zh. Bektas¹
L.M. Bisikenova¹
K.M. Kunzharikova¹
N.K. Duksova¹
A.M. Zhexembin¹

¹ТОО «КМГ Инжиниринг»

¹KMG Engineering LLP, the Republic of Kazakhstan, Astana

Адрес для связи: g.bektas@kmge.kz, l.bissikenova@kmge.kz, k.kunzharikova@kmge.kz, n.dukessova@kmge.kz, a.zhexembin@kmge.kz

E-mail: g.bektas@kmge.kz, l.bissikenova@kmge.kz, k.kunzharikova@kmge.kz, n.dukessova@kmge.kz, a.zhexembin@kmge.kz

Ключевые слова: пластовый флюид, PVT-свойства, отбор проб, материальный баланс, контроль качества, уравнение состояния, давление насыщения, объемный коэффициент

Keywords: reservoir fluid, PVT properties, sampling, material balance, quality control, equation of state, saturation pressure, volume coefficient

Результаты лабораторных исследований свойств пластовых флюидов представляют собой неотъемлемую часть исходных данных, на основе которых, осуществляется оценка запасов, а также проектирование и контроль за процессом разработки месторождений. Эффективные решения широкого спектра задач в данной области в значительной степени зависят от своевременного получения объективной и высокоточной информации о характеристиках пластовых флюидов. В статье представлен опыт ТОО «КМГ Инжиниринг» (КМГИ) по оценке качества данных PVT-экспериментов с использованием программного обеспечения (ПО) PVTsim NOVA. Исследования проводились в лабораториях Атырауского и Актауского филиалов КМГИ для месторождений группы компаний АО НК «КазМунайГаз» (КМГ).

The results of laboratory studies of reservoir oil properties are an integral part of the initial data on the basis of which the evaluation of reserves is carried out, as well as the design and control of the process of field development. Effective solutions to a wide range of problems in this area largely depends on the timely receipt, objectivity and high accuracy of information about the characteristics of reservoir oil. The article deals with methods and approaches to quality assessment of data from PVT experiments of reservoir fluid samples, performed in laboratories on the basis of Atyrau and Aktau branches of KMG Engineering (KMG) of fields belonging to the group of companies of JSC NC Kazmunaigas (KMG). The main stages of data evaluation using PVTsim NOVA software are described, problems are revealed and ways of their solution are proposed. A comparative evaluation of various techniques of quality control and material balance verification is carried out.

Информация о составе, физико-химических свойствах пластового флюида являются неотъемлемой частью исходной информации при составлении проектно-технической документации, подсчета запасов, построения математических моделей пластовых флюидов. Одной из приоритетных задач на этапе обработки первичных данных, полученных в ходе лабораторных исследований пластовых флюидов, является оценка их репрезентативности [1]. PVT эксперименты пластовых флюидов направлены на определение важнейших физико-химических параметров, таких как давление насыщения, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и другие характеристики. Для исключения возможных ошибок на раннем этапе интерпретации результатов лабораторных исследований авторами осуществляется оценка качества данных с использованием специализированного программного обеспечения (ПО) PVTsim [2].

Процесс проведения оценки качества данных с помощью модуля «Quality Check» (QC – Контроль качества) для всех видов проб включает в себя: выявление отклонения между экспериментальными и расчетными значениями параметров газосодержания, плотности дегазированной нефти, объемного коэффициента при давлении насыщения, давления насыщения при температуре пласта.

Расчетные значения определялись с помощью кубического уравнения состояния Соава-Редли-Квонга с модификацией Пенелу в ПО PVTsim. Для каждого параметра определен диапазон возможного отклонения, при превышении, параметр считается отбракованным [3]. Помимо этого, для глубинных проб проводятся оценки однофазности, типа флюида и состава.

Для рекомбинированных проб проводятся оценки температуры и давления сепарации, качества составов, типа флюида, термодинамической совместимости по графику Хоффмана. Критерий совместимости: $R^2 > 0,9$ [4].

Процесс выполнения оценки качества экспериментальных данных с помощью модуля «Material Balance Check» (проверка материального баланса) проводится при наличии результатов данных экспериментов стандартной и дифференциальной сепарации. Проводится определение материального баланса между входными (при начале

эксперимента – от пластовых условий) и выходными (в ходе ступеней эксперимента – от условий последующих ступеней эксперимента) данными.

В настоящей работе представлены результаты анализа и оценки качества 236 отобранных образцов пластовой нефти за период 2023-2024 гг. по группе компаний КМГ с помощью модулей ПО PVTsim. В качестве входных данных для оценки были использованы параметры по свойствам и составам пластовой нефти из лабораторных PVT отчетов.

В 2023 г. была выполнена оценка по 93 глубинным пробам пластовой нефти. Согласно результатам анализа, данные большинства проб не прошли проверку контроля качества по таким ключевым параметрам, как давление насыщения при температуре пласта и газосодержание. Значительная часть проб была отбракована по причине несоответствия расчетных значений параметров экспериментальным данным. Одной из основных причин такого отбора является высокая степень загрязненности нефти асфальто-смоло-парафиновыми отложениями, что вызывает выпадение парафинов при снижении температуры или изменении других факторов. Это, в свою очередь, существенно влияет на точность и качество определения состава нефти.

Анализ данных лабораторных исследований, выполненных по различным объектам, выявил, что в ряде случаев наблюдаются отклонения, свидетельствующие о наличии методологических или технических проблем в процессе оценки давления насыщения и компонентного состава флюидов. Кроме того, были зафиксированы отклонения в значениях плотности пластовых флюидов, что может быть связано с изменениями в термобарических условиях, составом флюида либо с некорректностью проведенных измерений. В связи с этим, авторами были проведены обсуждения результатов оценки качества данных непосредственно с лабораториями филиалов КМГИ и проведен целый ряд корректирующих мероприятий, касающихся как пересмотра методик выполнения лабораторных исследований, так и дополнительной поверки испытательного оборудования и средств измерений, актуализации нормативно-методической документации касающихся процедур отбора проб и пробоподготовки. По итогам проведенных работ, при оценке качества данных исследований проб пластовых флюидов

в 2024 г. (143 глубинные пробы), результаты показали положительную динамику по сравнению с 2023 г. А именно, улучшение качества лабораторных данных, как видно на графиках, представленных на рис. 1, 2, где отображены показатели объемного коэффициента и газосодержания, в разрезе групп компаний КМГ. На этих графиках видно, что количество успешных исследований по сравнению с 2023 г. возросло.

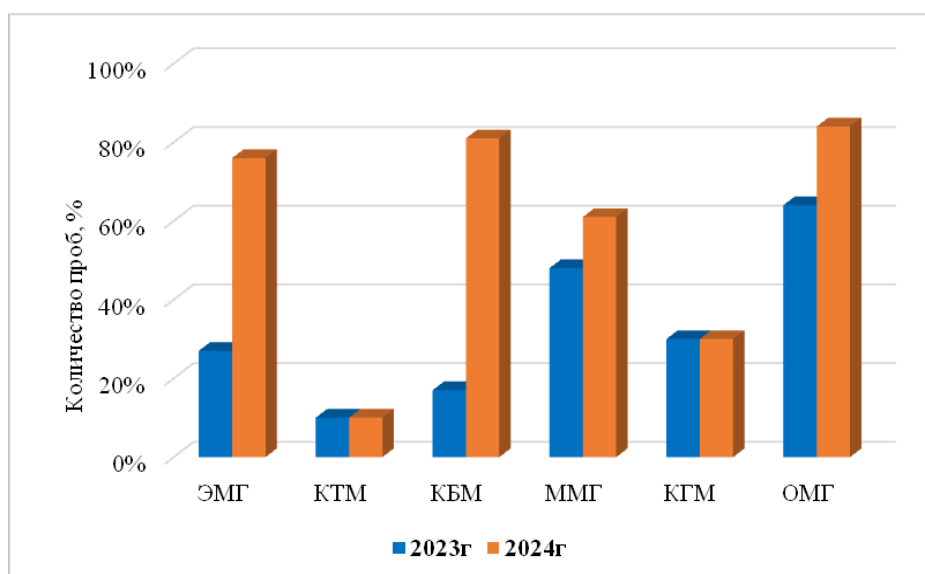


Рис. 1. Процент качественных проб по показателю газосодержания 2023-2024 гг.

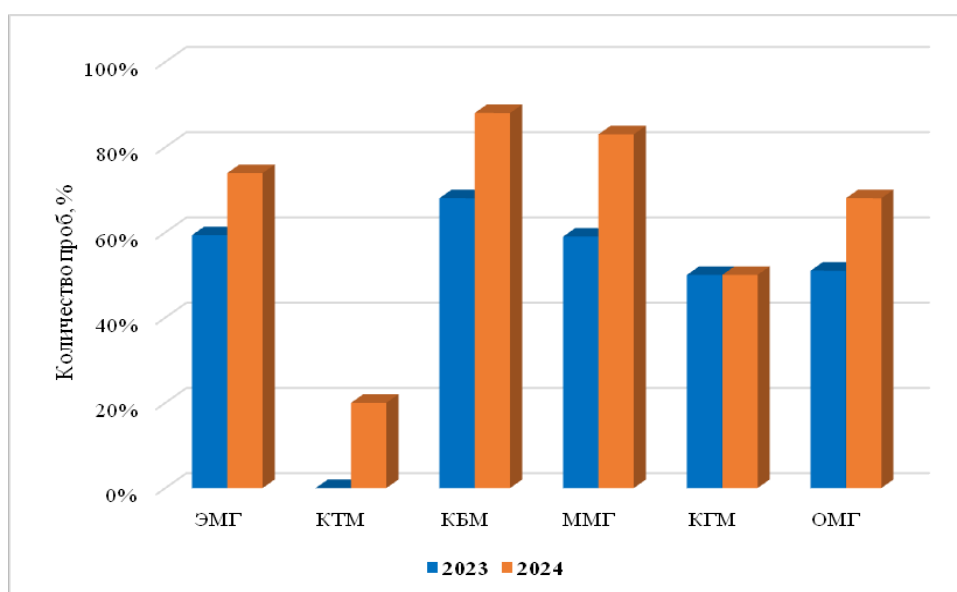


Рис. 2. Процент качественных проб по показателю объемного коэффициента 2023-2024 гг.

Выводы

1. В рамках проведенной работы КМГИ удалось повысить качество проведения экспериментальных исследований пластовых флюидов. Благодаря использованию ПО PVTsim для оценки качества данных, были выявлены системные ошибки при проведении экспериментов, связанных с неточностью измерения и неисправностью испытательного оборудования, несоответствия требований нормативно-методической документации по отбору и транспортировке проб существующим условиям на промысле и т.д.

2. Данная работа позволила улучшить бизнес-процесс от отбора проб до моделирования пластовых систем, что в свою очередь способствует достоверному подсчету запасов и прогнозу добычи на месторождениях групп компаний КМГ.

Список литературы

1. *Pedersen K.S., Christensen P.L.* Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. – New York, CRC Press, 2007, 407 p.
2. РД-39-0147035-225-88. Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр. ВНИИ. 1987.
3. *McCain, W. D. Jr.* (1990). The Properties of Petroleum Fluids. Tulsa: PennWell Publishing Company.
4. *Whitson, C. H., & Brule, M. R.* (2000). Phase Behavior. Richardson: Society of Petroleum Engineers.
5. *Pedersen, K. S., & Fredenslund, A.* (1987). An Improved Corresponding States Model for the Prediction of Oil and Gas Viscosities and Thermal Conductivities. Chemical Engineering Science, 42(1), 182-186.
6. *Ahmed, T. H.* (2007). Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Amsterdam: Elsevier.
7. PVTsim Nova User Manual (2020). Calsep.