

УДК 622.276(476)

О ПРИМЕНЕНИИ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ БЕЛОРУССКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И. Г. МЕЛЬНИКОВ

НО «Союзнефтегазсервис», г. Москва, Российская Федерация

В. И. ПЕТРУШЕНКО

*ООО НПО «Союзнефтегазсервис», г. Москва,
Российская Федерация*

В. М. ТКАЧЕВ, Р. Е. ГУТМАН

*Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Введение

Физико-химические свойства нефти и газа являются исходными данными для проведения расчетов по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, а также при подсчете запасов углеводородов. Физические свойства нефти могут быть определены по пробам пластовой нефти в результате PVT (давление–объем–температура) испытаний. Термобарические условия такого рода испытаний должны быть максимально приближенными к пластовым. При PVT-испытаниях зависимость свойств нефти от температуры не выявляется. Во многих случаях PVT-анализ не проводится на ранних стадиях эксплуатации пласта или не проводится вообще по экономическим соображениям. Осложнено применение PVT-исследований в труднодоступных районах и суровых климатических условиях, что связано с транспортировкой отобранных проб в определенные временные интервалы, и обусловленные этим обстоятельством возможны необратимые физико-химические изменения в пробах.

С целью преодоления вышеуказанных проблем был разработан ряд эмпирических корреляционных зависимостей между свойствами углеводородных систем, позволяющих производить расчет физических свойств нефти и газа для последующего их использования в качестве исходных данных для модельных исследований, разработки и эксплуатации месторождений.

Цель работы – обзор и обобщение мирового опыта использования корреляционных зависимостей для определения физических свойств пластовых флюидов по результатам PVT-анализа, а также выработка рекомендаций по их применению для практических расчетов и их компьютерных вариантов для белорусских нефтяных месторождений.

Основная часть

Практическое применение корреляционных зависимостей для расчета физико-химических свойств пластовых флюидов началось относительно недавно. Использование высокотехнологичных глубинных пробоотборников и высокоточных PVT-установок позволило накопить достаточно большой объем статистических данных PVT-исследований из разных месторождений по всему миру, в том числе и из стран

СНГ. Такие данные позволяют уточнять известные корреляции применительно к конкретным месторождениям и разрабатывать новые.

В настоящий момент получено достаточно большое количество уравнений, с определенной погрешностью характеризующих нефти того или иного месторождения. Наиболее известны корреляционные зависимости следующих авторов: корреляции Била (Beal, 1946); Чью–Коннели (Chew and Connelly, 1959); Картоатмодье–Шмидта (Kartoatmodjo and Schmidt, 1994); Лабеди (Labedi, 1992); МакКейна (McCain, 1998); Стендинга (Standing, 1947); Беггса–Робинсона (Beggs and Robinson, 1975); Гласо (Glaso, 1980); Васкеса–Беггса (Vasquez and Beggs, 1980); Хана (Khan, 1980) и др. [1]–[10].

Каждая из корреляционных зависимостей выводилась на основе статистических данных свойств скважинных флюидов определенного месторождения или залежи и может быть вообще неприменима для других нефтегазодобывающих районов.

Рассмотрим далее некоторые наиболее значимые, по мнению авторов статьи, публикации последних лет в открытой печати, написанные различными авторами о корреляционных зависимостях для оценки вязкости пластовых флюидов.

Р. К. Абдулмажид (R. K. Abdulmajeed, University of Baghdad) предлагает корреляцию вязкости [11], базирующуюся на основе 612 проб флюида, собранных из различных *иракских месторождений в Хасибе, Румайле и залежах Миширфа*. Каждый набор данных содержал температуру, коэффициент газосодержания, плотность в градусах API, давление насыщения. Вязкость пластовой нефти измерялась при различных давлениях выше и ниже давления насыщения и различных температурах. По утверждению автора, предложенная корреляция может быть применена для значений давления выше или ниже давления насыщения, в отличие от имеющихся корреляций в литературе, которые используют две различные формулы для вычисления вязкости при давлении больше или меньше давления насыщения. Средняя относительная погрешность вычислений вязкости по предлагаемой корреляции составила 3,20 %, тогда как для вышеназванных моделей – от 4,90 % – для корреляции Хана до 6,96 % – для корреляции Картоатмодье.

С. А. Ханом (S. A. Khan) [10] установлена корреляция, содержащая уравнения для оценки вязкости недонасыщенной нефти Саудовской Аравии выше и ниже точки насыщения. В исследовании были использованы 75 проб с забоев скважин, которые были получены с 65 саудовских месторождений. Автор утверждает, что эта корреляция дает наиболее точные прогнозы для *саудовских нефтей* по сравнению с корреляциями Беггса–Робинсона, Била, Чью–Коннели.

В учебном пособии для вузов [12] приводятся данные по расчету вязкости при различных температурах и атмосферном давлении с использованием уравнения Вальтерра в интерпретации И. И. Дунюшкина. Проверено 109 зависимостей вязкости дегазированной товарной нефти от температуры различных месторождений стран СНГ. Среднее расхождение расчетов с экспериментальными значениями в диапазоне температур от 10 до 50 °С – менее 4 %.

Специалистами из университетов Омана, Ирана и Нидерландов были проведены исследования по определению корреляции, наиболее точно описывающей значение вязкости дегазированной нефти в зависимости от температуры [13]. В качестве эталонных значений были взяты данные вязкости дегазированной нефти, измеренные с помощью Automatic Rheometer System Gemini 150/200 3X.

В результате была получена формула для определения вязкости дегазированной нефти в зависимости от температуры из *месторождения Фахуд в Омани*. Данные, полученные с помощью выведенной формулы, сравнивались с данными, рассчитанными по известным корреляционным зависимостям. По предложенной модели сред-

ная относительная погрешность вычислений составила 2,5 %, по известным – от 7,5 % – для корреляции Бегса–Робинсона до 30,9 % – для корреляции Картоатмодье–Шмидта.

Корреляция Ханафи (H. H. Hanafy) содержит уравнения для оценки вязкости для *египетских нефтей* [14]. Данные PVT, использованные при выводе корреляции, были собраны из *Суэцкого залива, Западной пустыни и Синая*. Авторы утверждают, что корреляции могут быть использованы для оценки свойств нефти в широком диапазоне ее видов, начиная от тяжелых и заканчивая легкими нефтями. Однако по наблюдениям было установлено, корреляция более подходит к легким нефтям.

J. T. Ng и E. O. Egbogah предложили корреляцию [15], включающую 2 метода расчета вязкости дегазированной нефти, основанных на использовании модифицированной корреляции вязкости и корреляции, которая включает в себя температуру застывания, определяемую в условиях, прописанных в ASTM D97. Цель введения в корреляцию температуры застывания заключается в том, что она отражает химический состав сырой нефти в зависимости от ее вязкости. Для вычисления значений вязкости для газонасыщенных нефтей использовались корреляции для дегазированных нефтей совместно с корреляциями определения вязкости Бегса–Робинсона. Полученные корреляции основывались на данных лаборатории анализа пластового флюида компании AGAT Engineering Ltd (Reservoir Fluids Analysis Laboratory of AGAT Engineering Ltd).

Сотрудниками Oil India Limited разработаны комплексные корреляции для определения вязкости дегазированной сырой *нефти из Верхнего Ассамы в Индии* [16]. Авторами утверждается, что химический состав нефти является важным фактором при определении точного соотношения для вязкости. Это подчеркивает важность географического расположения образцов сырой нефти, используемых в создании корреляции, что делает практически невозможным разработку единой комплексной модели вязкости, включающей различные нефтяные регионы мира.

По пробам из 162 скважин на девяти месторождениях Верхнего Ассамы Oil India Limited был определен диапазон изменения динамической вязкости дегазированной нефти с использованием ротационного вискозиметра от 2 до 120 сП, а плотность – в градусах API в интервале от 18 до 43° API. По данным 486 образцов был проведен регрессионный анализ с использованием пакета программного обеспечения SPSS Statistics IBM.

Корреляция для легких нефтей получена по 353 пробам, корреляция для тяжелых нефтей – по 94 пробам.

Исследователями из Института RIPI (Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran) и факультета нефтяной промышленности Технического университета Амиркабир (Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran) были проведены исследования в области определения PVT-свойств пластовых флюидов и выявления зависимости, наиболее точно описывающей свойства *иранских нефтей* [17]. Наряду с оптимизированными известными корреляционными зависимостями была получена новая корреляция для определения вязкости дегазированной нефти. Средняя относительная погрешность вычислений по предложенной корреляции составила 4,29 %.

Сотрудниками Ливийского нефтяного института (Libyan Petroleum Institute) и университета в Триполи (University of Tripoli, Tripoli, Libya) была проведена работа по нахождению корреляции, которая бы наилучшим образом описывала вязкость дегазированной нефти из *ливийских месторождений* [18]. Для исследования были выбраны следующие корреляционные зависимости: Била, Бегса–Робинсона, Гласо, Лабеди, Петроски–Фаршада. По результатам расчетов был сделан вывод о том, что

корреляция Бегса–Робинсона со средней погрешностью 9,58 % наилучшим образом описывает вязкость дегазированной нефти из некоторых ливийских месторождений.

Учеными из иранских университетов (Ferdowsi University of Mashhad, Mashhad, Iran, Petroleum University, Ahwaz, Iran) для описания свойств нефтей из различных *иранских месторождений* была выведена собственная корреляционная зависимость на основе данных, полученных экспериментальным путем [19]. Значения вязкостей нефтей, вычисленных с помощью выведенной корреляционной зависимости, были сравнены с аналогичными значениями, полученными с помощью известных уравнений, таких, как корреляции Била, Картоатмодье–Шмидта, Васкеса–Беггса, Хана. По результатам расчетов был сделан вывод о том, что значения вязкости, полученные с помощью выведенной корреляционной зависимости, в наибольшей степени сопоставимы с исходными экспериментальными данными. Значение средней абсолютной погрешности для полученной корреляционной зависимости не превышает 2,6 %.

Из приведенных публикаций следует – одной из возможных тенденций в определении свойств пластовых флюидов в обозримом будущем является уменьшение количества PVT-исследований и более широкое использование корреляционных зависимостей. В связи с этим перспективным направлением развития сервисных компаний нефтегазовой отрасли является оказание услуг по разработке новых или корректировке известных корреляционных зависимостей для конкретных нефтяных и газовых месторождений. Поэтому существует необходимость в создании отечественных компьютерных программных продуктов по расчету физических свойств пластового флюида (PVT-симуляторы). Такие программы могут быть разработаны в виде обособленных или модулей в составе программ для моделирования нефтяных месторождений. Подобного рода программные пакеты предлагают различные компании и производители, в том числе и российские. В качестве примера можно привести следующие пакеты программного обеспечения для пересчета параметров нефти и газа: Visual PVT (Т. Шарипов, Российская Федерация), PVTsim Nova (Calsep International Consultants, США), Kappa PVT (KAPPA Engineering, Франция), ECLIPSE PVTi (SIS, подразделение Schlumberger Limited, США), PVTx (ROXAR, Emerson Electric Co, США) и др.

Нефти белорусских месторождений, в общем, относятся к легким нефтям, хотя встречаются и тяжелые нефти. Их физико-химические свойства представлены в широком диапазоне и могут отличаться на несколько порядков. Например, динамическая вязкость пластовой нефти Речицкого месторождения в зависимости от залежи может меняться в диапазоне от 0,4 мПа·с до 6,0 мПа·с при плотности от 0,65 г/см³ до 0,84 г/см³, а для отдельных месторождений вязкость может достигать до 400 мПа·с, плотность – до 0,95 г/см³.

Сотрудниками БелНИПИнефть предпринималась попытка оценить возможность применения корреляционных зависимостей для прогнозирования вязкости нефти при давлении насыщения и пластовом давлении [20]. Однако такая оценка проведена всего лишь для нескольких скважин и не может отражать адекватность апробированных корреляционных зависимостей. Тем не менее, следует отметить, что эмпирические зависимости плотности пластовых и дегазированных нефтей в БелНИПИнефть широко используются в практической работе.

Авторами статьи проведены расчеты вязкости нефти для скважинных термобарических условий по значениям вязкости дегазированной нефти 10 белорусских месторождений с применением нескольких наиболее приемлемых корреляционных зависимостей. Данные расчетов сравнивались с результатами PVT-анализа путем вычисления относительной погрешности и приведены в таблице.

Из приведенных в таблице расчетов можно сделать вывод, что наиболее приемлемой является корреляция Била, полученная по параметрам *калифорнийских нефтей*. Из общей картины расчетов выпадают несколько проб с вязкостью 0,4–0,5 мПа · с, для которых было характерно высокое газосодержание – 150–180 м³/м³. Средняя вязкость белорусских нефтей составляет ~ 1,2 мПа · с, т. е. из приведенных расчетов можно сделать вывод, что с определенной долей вероятности корреляция Била может быть рекомендована для практических расчетов.

Таблица

Точность определения вязкости нефтей белорусских месторождений в пластовых условиях с помощью корреляционных зависимостей в сравнении с данными PVT-анализа

Месторождение	Вязкость (PVT), мПа · с	Тип корреляции				
		Била	Картоатмодье	МакКейна	Стендинга	Васкеса–Беггса
		Относительная погрешность, %				
1	0,464	17,9	22,5	15,3	18,3	15,3
	0,447	16,6	20,5	15,1	16,9	15,1
	0,394	5,1	8,7	3,6	5,4	3,9
2	0,848	4,5	17,8	–27,4	9,0	–27,4
	0,802	3,9	17,6	–28,4	8,2	–28,4
	0,811	4,1	17,6	–27,5	8,4	–27,5
	0,803	4,6	18,2	–27,1	8,9	–27,1
3	1,204	2,1	6,5	–4,7	4,6	–4,7
	1,267	2,7	7,7	–8,2	5,8	–8,2
	1,279	1,2	6,5	–12,7	4,2	–12,7
	1,269	2,5	7,5	–8,6	5,6	–8,6
4	6,790	9,0	1,4	–45,4	8,5	–45,3
5	1,034	–2,4	10,1	–66,4	3,4	–66,4
	1,088	–2,7	9,6	–77,0	3,3	–77,1
6	0,939	0,6	3,4	–1,7	1,7	–1,7
	1,035	1,2	6,7	–11,2	4,0	–11,2
7	0,713	–9,4	4,5	–51,1	–4,8	–51,2
	0,706	–8,9	4,9	–50,0	–4,3	–50,0
	0,704	–8,3	5,3	–47,5	–3,8	–96,7
8	0,492	–13,6	3,6	–42,0	–10,4	–42,0
	0,491	–15,6	2,2	–48,6	–12,3	–48,7
	0,492	–16,5	1,6	–50,9	–13,1	–50,9
9	1,133	–3,1	–0,1	–6,8	–1,6	–6,8
	1,116	–3,8	–1,1	–6,8	–2,5	–6,8
	1,087	–3,6	–1,3	–5,0	–2,7	–5,0
	1,053	–1,1	0,6	–1,5	–0,7	–1,6
10	1,170	–1,0	6,5	–22,7	3,7	–22,7
	1,106	0,7	5,7	–7,3	3,4	–7,3
	1,088	0,9	5,2	–3,6	3,2	–3,6
	1,036	–2,1	0,4	–3,0	–1,0	–3,0

Заключение

Авторы при создании своих расчетных методов определения физико-химических свойств пластовых флюидов определенных залежей, месторождений и нефтегазодобывающих районов использовали статистическую обработку результатов больших

объемов. Вывод эмпирических уравнений, описывающих физические свойства нефтей белорусских месторождений, не представляется возможным из-за ограниченного объема данных, а также большого разброса свойств, что может являться непредставительностью проб, взятых пробоотборниками устаревших конструкций. Однако известные корреляционные зависимости, исходя из экономических соображений, могут быть рекомендованы для практического использования при детальной проверке их адекватности.

Одним из путей получения объективных данных о свойствах скважинных флюидов является также применение пробоотборников, позволяющих проводить измерения непосредственно в скважине [21], [22].

Литература

1. Beal, C. Viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperature and pressures / C. Beal // *Petroleum Transactions AIME*. – 1946. – Vol. 165. – P. 114–127.
2. Chew, J. Viscosity correlation for gas-saturated crude oils / J. Chew, C.A. Connally // *Petroleum Transactions AIME*. – 1959. – Vol. 216. – P. 23–25.
3. Kartoatmodjo, F. Large data bank improves crude physical property correlation / F. Kartoatmodjo, Z. Schmidt // *Oil & Gas Journal*. – 1994. – Vol. 4. – P. 51–55.
4. Labedi, R. Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes / R. Labedi, // *Journal of Petroleum Science Engineering*. – 1992. – Vol. 8. – P. 221–234.
5. Velarde, J. Correlation of black oil properties at pressures below bubble point pressure – A new approach / J. Velarde, T. A. Blasingame, W. D. McCain Jr. // *The Petroleum Society*. – 1997. – P. 93–97.
6. Standing, M. B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems / M. B. Standing // *Society of Petroleum Engineers of AIME*. – 1981. – 9th edition.
7. Beggs, H. D. Estimating the viscosity of crude oil systems / H. D. Beggs, J. R. Robinson // *Journal of Petroleum Technology*. – 1975. – Vol. 27 (9). – P. 1140–1141.
8. Glaso, O. Generalized pressure-volume-temperature correlation for crude oil system / O. Glaso // *Journal of Petroleum Technology*. – 1980. – Vol. 32. – P. 785–795.
9. Vasquez, M. E. Correlations for fluid physical property prediction / M. E. Vasquez, H. D. Beggs // *Journal of Petroleum Technology*. – 1980. – Vol. 6. – P. 968–970.
10. Khan, S.A. Viscosity correlations for Saudi Arabian crude oils / S. A. Khan [et al.] // 5th SPE Middle East Conference in Manama, Bahrain, 7–10 March 1987. – SPE Paper 15720.
11. Abdulmajeed, R. K. New viscosity correlation for different Iraqi oil fields / R. K. Abdulmajeed // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. – Sept. 2014. – Vol. 15, № 3. – P. 71–76.
12. Дунюшкин, И. И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды / И. И. Дунюшкин, И. Т. Мищенко, Е. И. Елисеева : учеб. пособие для вузов. – М. : ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 448 с.
13. A new correlation for prediction of viscosities of Omani Fahud Field crude oils / N. Al-Rawahi [et al.] // *Advances in Modelling of Fluid Dynamics*. – 2012. – Chapter 12. – P. 293–300. – ISBN 978–953–51–0834–4.

14. Empirical PVT correlations applied to Egyptian crude oils exemplify significance of using regional correlations / H. H. Hanafy [et al.] // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, 18–20 Feb. 1997. – SPE 37295.
15. Egbogah, E. O. An improved temperature-viscosity correlation for crude oil systems / E. O. Egbogah, J. T. Ng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1990. – Vol. 5. – P. 197–200.
16. Deepak, Jain Crude oil viscosity correlations: A novel approach for Upper Assam Basin / Jain Deepak, D. Abhishek // 11th International Oil & Gas conference and exhibition PETROTECH-2014, Oil India Limited, Geology & Reservoir Department, Duliajan, Assam, India, 12–15 Jan. 2014.
17. Naseri, A. A Neural network model and an updated correlation for estimation of dead crude oil viscosity / A. Naseri [et al.] // Brazilian journal of petroleum and gas. – 2012. – Vol. 6, № 1. – P. 031–041.
18. Elmahboub, A. Edreder. Testing the performance of some dead oil viscosity correlations / A. Edreder Elmahboub, M. Rahuma Khulud // Libyan Petroleum Institute, University of Tripoli. – Dec. 2012. – P. 397–402. – ISSN 1337-7027 Petroleum & Coal.
19. Abedini, R. A new correlation for prediction of under saturated crude oil viscosity / R. Abedini, A. Abedini, N. Eslami Yakhfrouzan // Petroleum and Coal. – 2010. – Vol. 52 (1). – P. 50–55.
20. Альтшулер, В. П. Оценка возможности использования корреляций для прогнозирования вязкости пластовых нефтей Беларуси / В. П. Альтшулер, А. Г. Ракутько // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы междунар. науч.-практ. конф., Гомель, 25–27 мая 2011 г. – Гомель : Полеспечать, 2012. – С. 502–506.
21. Устройство и способ для оценки пласта : пат. 2383734 РФ, МПК E21B 49/10, G01N 11/16 / Р. Х. Гудвин Энтони, Хсу Кай, В. Фрелз Майкл ; патентообладатель ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б. В. (NL) – № 2005140269/03 ; опубл. 10.03.2010.
22. Глубинный пробоотборник : решение о выдаче патента на полезную модель от 19.11.15 по заявке № u 20150364, МПК E21B 49/08 / В. М. Ткачев, В. И. Петрушенко, Р. Е. Гутман, Р. В. Асвинов ; заявитель Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого (BY) и ООО НПО «Союзнефтегазсервис» (RU).

Получено 08.12.2015 г.