

УДК 622.276.1/4.001.57

**Р.Х. Низаев**, д.т.н., доцент, заместитель начальника отдела – заведующий лабораторией геологического и гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений, отдел разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПинефть», ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина; **Г.В. Александров**, младший научный сотрудник лаборатории геологического и гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений, отдел разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПинефть», ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина; **И.Н. Хакимзянов**, д.т.н., заведующий лабораторией проектирования разработки месторождений нефти и газа на внешних территориях и Бавлинской группы, отдел разработки нефтяных месторождений института «ТатНИПинефть», ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина; **А.В. Кухаронок**, начальник отдела разработки, представительство компании с ограниченной ответственностью «Роксар Сервисиз АС»; **Т.А. Амбарян**, ведущий инженер-разработчик, филиал компании с ограниченной ответственностью «РОКСАР ТЕХНОЛОДЖИС АС»

## Способы построения кривых относительных фазовых проницаемостей в Tempest-More по аналитическим зависимостям

В практике построения гидродинамических моделей разработки месторождений углеводородов очень важный этап – адаптация гидродинамической модели к фактическим данным истории разработки. В процессе адаптации модели по истории разработки чаще всего корректировке подвергаются кривые относительных фазовых проницаемостей флюидов в системах «нефть-вода» и «жидкость-газ». Известны аналитические зависимости, с помощью которых могут быть построены кривые относительных фазовых проницаемостей флюидов. На основании этих зависимостей на языке программирования Perl написаны script-файлы для расчета в модуле Tempest-Enable. Использование модуля Tempest-Enable в процессе адаптации модели по истории разработки позволяет уточнить значения переменных параметров, входящих в аналитические зависимости. Проведенные по этим зависимостям расчеты в гидродинамическом симуляторе Tempest-More показали хорошее соответствие расчетных показателей разработки нефтеносного объекта с фактическими.

**Ключевые слова:** гидродинамическая модель, адаптация месторождений по фактическим данным истории разработки, кривые относительных фазовых проницаемостей флюидов, аналитические зависимости для построения кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов, концевые точки кривых относительных фазовых проницаемостей, модуль Tempest-Enable, модуль Tempest-More, script-файлы, входные dat-файлы моделей.

При проектировании разработки месторождений большое внимание уделяется выполнению прогнозных расчетов технологических показателей разработки в случае реализации того или иного ее варианта на программных комплексах гидродинамического моделирования. Для проведения качественного прогноза технологических показателей разработки необходимо иметь модель, качественно адаптированную по истории разработки. В числе параметров, которые чаще всего подвергаются корректировке при адаптации модели по истории разработки,

присутствуют кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) флюидов в системах «нефть-вода» и «нефть-газ».

В нефтяных компаниях России расчеты технологических показателей разработки в настоящее время чаще всего выполняются в программном комплексе Tempest-More компании ROXAR.

Однако в связи с началом разработки месторождений высоковязкой нефти, расположенных на территории Республики Татарстан, в институте «ТатНИПинефть», начиная с 2005 г. гидродинамическое моделирование

разработки месторождений ведется также и в термогидродинамическом симуляторе STARS программного комплекса CMG (компания Computer Modeling Group, Канада) [1]. Особенностью симуляторов CMG является то, что в этих симуляторах пользователю предоставляется возможность использования различных аналитических зависимостей при построении кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов в случае отсутствия предположения о типе нефтеносного коллектора, а также для некоторых отдельных типов нефтеносного коллектора.

РОССИЙСКИЙ  
РАЗРАБОТЧИК  
И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ  
противокоррозионных  
и огнезащитных  
лакокрасочных  
материалов  
марки Акрус®,  
специального  
и промышленного  
назначения.

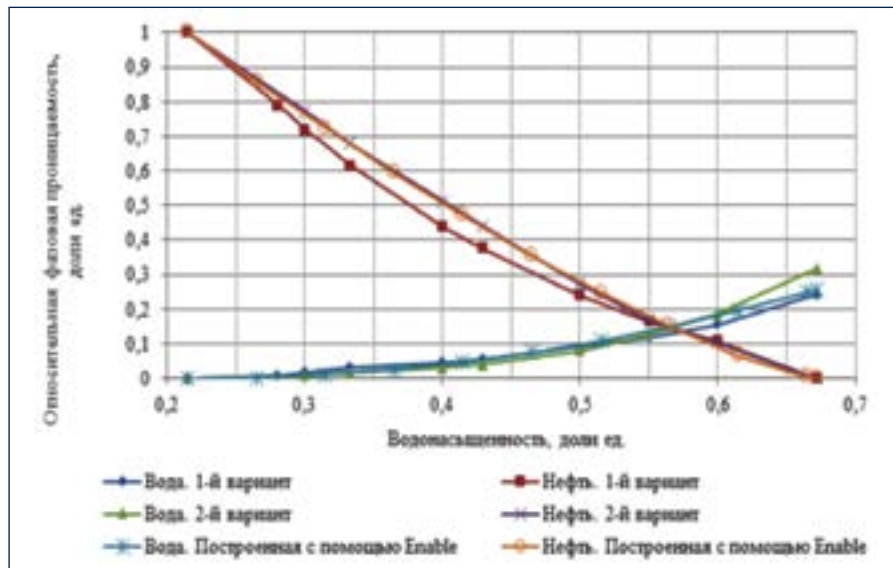


Рис. 1. Кривые относительных фазовых проницаемостей флюидов в системе «нефть-вода»

В случае отсутствия предположений о характере пористой среды при построении кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов в системе «нефть-вода» аргументами являются значения связанной ( $SWCON, S_{wcon}, S_{wl}$ ) и критической ( $SWCRIT, S_{wcrit}, S_{wc}$ ) водонасыщенности, связанной ( $SOIRW, S_{oirw}$ ) и остаточной ( $SORW, S_{orw}$ ) нефтенасыщенности, максимальные значения относительной фазовой проницаемости для нефти при связанной водонасыщенности ( $KRCW, K_{rcw}$ ), максимальное значение относительной фазовой проницаемости для воды при связанной нефтенасыщенности ( $KRWIRO, K_{rwiro}$ ). При построении кривых фазовых проницаемостей в системе «жидкость-газ» аргументами функций кривых фазовых проницаемостей являются связанная ( $SOIRG, S_{oirg}$ ) и остаточная ( $SORG, S_{org}$ ) нефтенасыщенность в системе «жидкость-газ», связанная ( $SGCON, S_{gcon}$ ) и критическая ( $SGCRIT, S_{gcrit}$ ) газонасыщенность, значения относительных фазовых проницаемостей для газа при связанной насыщенности по жидкости ( $KRGCL, K_{rgcl}$ ). При расчетах кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов при отсутствии предположения о характере пористой среды также задаются показатели степеней в функциональных зависимостях для расчета значений ОФП в точках насыщенности флюидами. В этом случае кривые относительной фазовой проницаемости

флюидов по воде, нефти и газу рассчитываются по зависимостям, приведенным ниже:

$$\begin{aligned} K_{rw} &= K_{rwiro} \cdot \left( \frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right)^{N_w}, \\ K_{row} &= K_{rowc} \cdot \left( \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{N_{ow}}, \\ K_{rog} &= \left( \frac{S_l - S_{org} - S_{wcon}}{1 - S_{gcon} - S_{org} - S_{wcon}} \right)^{N_{og}}, \\ K_{rg} &= K_{rgcl} \cdot \left( \frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{oirg} - S_{wcon}} \right)^{N_g} \end{aligned} \quad (1)$$

Помимо общего случая, пользователям симуляторов CMG предоставляется возможность выбора аналитической зависимости для построения кривых ОФП в зависимости от типа нефтеносного коллектора [2]. Здесь возможно задание кривых относительных фазовых проницаемостей по аналитическим зависимостям в нефтеносных коллекторах следующих четырех типов:

- 1) песчаник и гидрофильный конгломерат (sandstone and conglomerate water wet);
- 2) песчаник и конгломерат средней смачиваемости (sandstone and conglomerate intermediate wet);
- 3) известняк и смачивающийся доломит (limestone and dolomite water wet);
- 4) известняк и доломит промежуточной смачиваемости (limestone and dolomite intermediate wet).

Из списка параметров, которые ис-

Мы производим только защитные покрытия. Это позволяет нам концентрироваться на особенностях их изготовления и потребления.

**ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ:**

- ▶ Нефтехимическая индустрия
- ▶ Нефтегазодобывающая промышленность
- ▶ Судостроение
- ▶ Машиностроение
- ▶ Мостостроение
- ▶ Гражданское строительство
- ▶ Огнезащитные покрытия

на правах рекламы



Таблица. Значения переменных параметров, принятые при расчете кривых ОФП

Переменный параметр	Единица измерения	Значение
Now	безразм.	1,380754
Nw	безразм.	1,519978
krocw	доли ед.	1,0
krwi0	доли ед.	0,29794642
soirw	доли ед.	0,3276
sorw	доли ед.	0,3276
swc	доли ед.	0,215
swl	доли ед.	0,215

пользуются при расчете кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов для коллекторов вышеприведенных типов, исключаются показатели степеней  $N_w, N_{ow}, N_{og}, N_g$  и добавляются значения коэффициентов пористости  $m$  и проницаемости  $k$  рассматриваемых коллекторов.

Приведенные в [2] аналитические зависимости были подвергнуты корректировке, основанной на том, что рабочий интервал по водонасыщенности при построении кривой фазовой проницаемости для воды лежит в пределах от критической водонасыщенности до неснижаемой нефтенасыщенности, для газа по газонасыщенности – от критической газонасыщенности до неснижаемой нефтенасыщенности в системе «нефть-газ», для нефти по водонасыщенности в системе «нефть-вода» – от

связанной водонасыщенности до остаточной нефтенасыщенности, для нефти по газонасыщенности в системе «нефть-газ» – от связанной газонасыщенности до остаточной нефтенасыщенности в системе «нефть-газ».

Начиная с версии 7.0 программного комплекса Tempest-More в этом программном продукте встроен модуль автоматической адаптации Tempest Enable, который позволяет организовать проведение расчетов технологических показателей разработки в исторический период разработки нефтеносных объектов при различных значениях исходных входных параметров модели. В том числе в модуле Tempest-Enable имеется возможность задания кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов с помощью аналитических зависимостей.

На основе вышеприведенных аналити-

ческих зависимостей авторами данной работы на языке программирования Perl были построены программные script-файлы и входные dat-файлы моделей, которые позволяют автоматически задавать кривые относительных фазовых проницаемостей по данным зависимостям.

Построение кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов с помощью аналитических зависимостей в Tempest-Enable в процессе адаптации модели по истории разработки является альтернативным способом к ручной корректировке кривых ОФП, которая была единственным способом корректировки кривых ОФП до недавнего времени. В качестве примера сопоставительной оценки этих двух способов построения кривых ОФП можно рассмотреть пример адаптации по истории разработки Иргизского нефтяного месторождения, расположенного на территории Самарской области. История разработки этого месторождения начинается с 2007 г., количество работающих скважин – 6. Адаптация гидродинамической модели по истории разработки при составлении проектного документа проводилась в конце 2009 г., соответственно, в процессе адаптации модели кривые ОФП корректировались вручную. Последняя фактическая дата истории разработки на момент адаптации – 1 декабря 2009 г. При построении кривых ОФП в системе «нефть-вода» в процессе адаптации с использованием Enable были использованы зависимости (1) при значениях переменных параметров, приведенных в таблице.

Построенные на основании этих данных по зависимостям (1) кривые относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода», а также кривые относительных фазовых проницаемостей флюидов, скорректированные при проведении адаптации «вручную», приведены на рисунке 1.

Сопоставление значений накопленной добычи жидкости и воды, фактических и расчетных, полученных в результате расчетов модели с кривыми фазовых проницаемостей, скорректированными «вручную» и по зависимостям с помощью Enable, показано на графиках, приведенных на рисунке 2. Совпадение рас-



Рис. 2. Сопоставление фактических и расчетных значений накопленной добычи жидкости и воды



четных значений накопленной добычи жидкости с фактическими значениями объясняется тем, что при проведении адаптации модели по фактическим данным истории разработки была задана адаптация по фактическим данным добычи нефти. В структуре фактической добычи продукции по истории по этому объекту превалирует нефть, и доля фактической добычи воды незначительная. Поэтому целью адаптации по истории разработки было достижение минимального отклонения расчетных значений добычи воды от фактических. Как показывает приведенный на рисунке 2 график сопоставления фактических и расчетных значений накопленной добычи воды, в случае расчета модели с кривыми фазовых проницаемостей, построенными по зависимостям (1) с помощью Enable, в отличие от случая расчета модели с кривыми фазовых проницаемостей, скорректированными «вручную», обеспечивается более близкое совпадение расчетных пока-

зателей добычи воды с фактическими. Это позволяет сделать вывод, что при построении и корректировки в процессе адаптации кривых ОФП по аналитическим зависимостям с помощью Enable в результате достигается более качественная адаптация гидродинамической модели к фактическим данным истории разработки.

**РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ, ПРОВЕДЕННОЙ СОВМЕСТНО СПЕЦИАЛИСТАМИ «РОКСАР СЕРВИСИЗ АС» И ИНСТИТУТА «ТАТНИПНЕФТЬ», ПОЗВОЛЯЮТ СДЕЛАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ВЫВОДЫ:**

1. На современном этапе развития программного комплекса Tempest-More в связи с включением в его состав модуля автоматической адаптации Tempest-Enable возможно аналитическое задание кривых относительных фазовых проницаемостей флюидов в системах «нефть-вода» и «жидкость-газ».
2. При построении кривых относи-

тельных фазовых проницаемостей флюидов в системах «нефть-вода» и «жидкость-газ» следует учитывать, что в общем случае критические точки водонасыщенности и газонасыщенности не совпадают с точками связанной водонасыщенности и связанной газонасыщенности, а точки остаточной нефтенасыщенности не всегда совпадают с точками неснижаемой нефтенасыщенности.

3. Для построения кривых относительных фазовых проницаемостей в различных типах коллекторов возможно и необходимо пользоваться различными аналитическими зависимостями.
4. Проведение адаптации гидродинамической модели по фактическим данным истории разработки с помощью Enable в отличие от «вручной» адаптации обеспечивает более качественную адаптацию гидродинамической модели к фактическим данным истории разработки.

**Литература:**

1. STARS, Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator, Version 2008, by Computer Modelling Group Ltd.: User's Guide. – 2008. – 1078 p.
2. Honarpour M., Koederitz L., Harvey A. H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. – Florida : CRC Press Inc. Boca Raton, 1986. – 137 p.

UDC 622.276.1/.4.001.57

**R.Kh. Nizayev**, Doctor of Sciences (Engineering), Assistant Professor, Deputy Head of Department – Head of Laboratory, Geological and Hydrodynamic Simulation of Oil Fields Development, Department of Oil Fields Development, TatNIPIneft Institute, Tatneft JSC named after V.D. Shashin; **G.V. Aleksandrov**, Junior Research Associate of Laboratory, Geological and Hydrodynamic Simulation of Oil Fields Development, Department of Oil Fields Development, TatNIPIneft Institute, Tatneft JSC named after V.D. Shashin; **I.N. Khakimzyanov**, Doctor of Sciences (Engineering), Head of Laboratory, Design of Oil and Gas Fields Development in the External Territories and of Bavlly Group, Department of Oil Fields Development, TatNIPIneft Institute, Tatneft JSC named after V.D. Shashin; **A.V. Kukharonok**, Head of Development Department, Representative Office of Roxar Services AS LLC; **T.A. Ambaryan**, Lead Development Engineer, Branch of ROXAR TECHNOLOGIES AS LLC

**Methods for building the curves of relative phase permeabilities in Tempest-More by analytical dependencies**

*Hydrodynamic model adaptation to the actual data of the development history is a very important stage in the practice of building the hydrodynamic models of hydrocarbons fields' development. When adapting the model to the development history, the curves of fluids relative phase permeabilities in the systems «oil-water» and «liquid-gas» are most frequently subjected to adjustment. There are known analytical dependencies that may help to build the curves of fluids relative phase permeabilities. These dependencies are used to write script-files for calculation in Tempest-Enable module in Perl programming language. Using Tempest-Enable module during the model adaptation to the development history allows specification of the value of the variables included in the analytical dependencies. The calculations performed on the basis of these dependencies in Tempest-More hydrodynamic simulator demonstrated high level of conformity of the petroliferous facility development design indicators with the actual ones.*

**Keywords:** hydrodynamic model, fields adaptation according to the actual data of the development history, curves of fluids relative phase permeabilities, analytical dependencies for building the curves of fluids relative phase permeabilities, end points of the relative phase permeabilities curves, Tempest-Enable, module, Tempest-More module, script-files, input dat-files of the models.

**References:**

1. STARS, Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator, Version 2008, by Computer Modelling Group Ltd.: User's Guide. – 2008. – 1078 p.
2. Honarpour M., Koederitz L., Harvey A. H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. – Florida : CRC Press Inc. Boca Raton, 1986. – 137 p.