

РЕКОНСТРУКЦИЯ ДИАГРАММ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ С ЦЕЛЮ УТОЧНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Колеватов, И.В. Афанаскин, Д.В. Солопов,
А.Г. Дяченко, А.К. Пономарев
ФНЦ «НИИ системных исследований РАН»
e-mail: akolevatov@niisi.ras.ru

Введение

Анализ разработки карбонатных трещиноватых коллекторов широко представлен как в научной литературе, так и в проектных документах. Основная особенность таких коллекторов – высокая степень неоднородности по латерали и по вертикали, приводящая, как правило, к быстрому прорыву пластовых либо нагнетаемых вод по естественным трещинам, а также к «изоляции» отдельных нефтенасыщенных зон в пласте. Наличие неоднородности и трещиноватости разного порядка однозначно выявляется по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) скважин либо при анализе изменений дебитов и забойных давлений работающих скважин, но не позволяет в полной мере получить количественные характеристики, описывающие неоднородность пласта-коллектора.

Стандартный комплекс исследований месторождений нефти (включая отбор керн и ГИС в открытом стволе) недостаточно информативен. Это объясняется следующими причинами:

(1) зависимость проницаемости от пористости посредством увязки керн – ГИС лишь частично описывает структуру пустотного пространства такого коллектора;

(2) результаты измерения абсолютных и относительных фазовых проницаемостей по керну ничтожны по отношению к объему пласта, дренируемого скважиной, и не учитывают неоднородность пласта при фильтрации флюидов к скважине, в том числе по трещинам [4, 5].

(3) информация о геологическом строении и проницаемости разломов для таких коллекторов содержит данные только общего плана.

Сложность строения пласта-коллектора отражается, в том числе, и на результатах ГДИ, поскольку возникает проблема адекватного распределения поля гидропроводности и пьезопроводности по пласту между скважинами. В связи с этим определение ОФП только по керну применимо в основном лишь для порового типа коллектора.

В работе [4] представлен способ определения ОФП по опорной выборке скважин. «Недостатком данного способа является отсутствие критериев для распространения полученных ОФП на соседние скважины, отдельные зоны пласта или пласт в целом» [4]. Предлагаемый в [4, 5] способ требует закачки существенных объемов воды в добывающие скважины (с периодическим контролем положения нефтенасыщенной зоны посредством ИННК [5]), дающие чистую нефть после ввода в эксплуатацию. Предлагаемые авторами [5] периоды остановки работающей в режиме нагнетания скважины также не дают основание утверждать, что флюид в пласте распределился равномерно и добыча из такой скважины позволит получить достоверную информацию об ОФП. Отчасти это связано с несопоставимостью длительности такой оценки ОФП с продолжительностью эксплуатации скважины до полного обводнения.

С учетом современной специфики работы добывающих компаний реализовать такой подход к определению ОФП представляется маловероятным. В связи с этим в настоящей статье рассматривается применимость именно расчетных (эмпирических) методик [1, 2, 3, 6] по определению ОФП в зоне дренирования отдельных скважин. Для способа определения ОФП [4, 5], кроме ограничений чисто экономического характера, существует вероятность получения некорректных данных об ОФП при нагнетании и последующей добыче жидкости из скважины. Большие объемы нагнетаемой холодной воды и избыточное давление могут привести к «авто-ГРП» пород прискважинной зоны и спровоцировать развитие трещин в водонасыщенные пласты либо в другие горизонты. Другими словами, динамика обводнения нефтенасыщенной части пласта-коллектора может быть сильно искажена относительно ситуации вытеснения нефти водой, нагнетаемой в соседние скважины. Для карбонатного нефтенасыщенного пласта-коллектора риск развития техногенной трещиноватости гораздо более значителен в силу естественных причин.

Исследование, результаты которого представлены ниже, проводилось с целью определения фильтрационных параметров участка месторождения посредством реконструкции ОФП, а также уточнения информации о степени проницаемости разломов.

Описание исследуемого объекта

Анализировалась следующая информация по месторождению нефти в карбонатных трещиноватых коллекторах позднего девона:

– история дебитов воды и нефти, забойные давления добывающих скважин (дебиты достигали 150–200 м³/сут при проницаемостях от 10 до 300 мД;

– геолого-физические данные о строении месторождения как по отдельным скважинам, так и по участку пласта, ими вскрытого.

Выкопировка исследованного участка месторождения приведена на рис. 1. Участок включает скважины №117, 119, 204, 205, 200. Одна из особенностей участка – наличие разломов (обозначены красными линиями). До момента переинтерпретации данных о дебитах и забойных давлениях отсутствовала достоверная информация о степени проницаемости выделяемых разломов и, соответственно, о степени взаимного влияния добычи из соседних скважин по продуктивному пласту (интерференции).

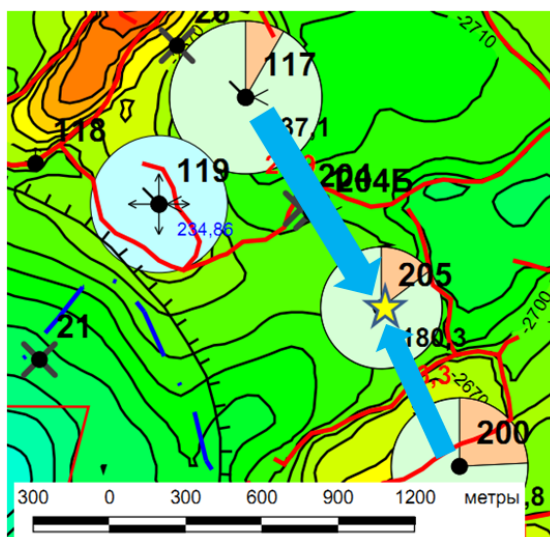


Рис. 1. Выкопировка карты исследуемого участка месторождения

Согласно имеющимся данным (рис. 2), вся площадь месторождения находится в зоне, подвергшейся тектоническим изменениям. Однако специальных исследований, направленных на уточнение проницаемости разломов, не проводилось.

Анализ данных о дебитах и давлениях добывающих скважин на предмет выявления взаимного влияния

Подробный анализ данных по дебитам и забойным давлениям показал [6], что скважина №205 (рис. 3), вероятнее всего, находится под влиянием соседних добывающих скважин. Диагностический график производной в координатах Блэйсингейма имеет характерные особенности в виде горизонтальных и наклонных (восходящих) участков производной.

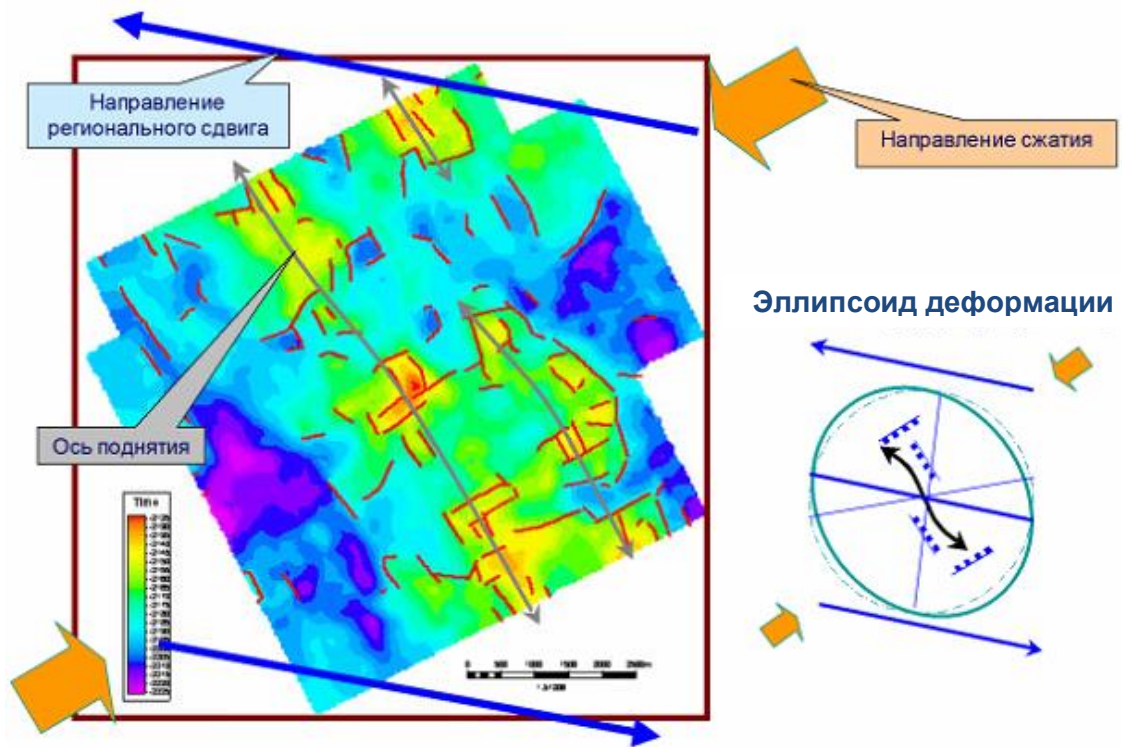


Рис. 2. Тектоническая обстановка изучаемого месторождения

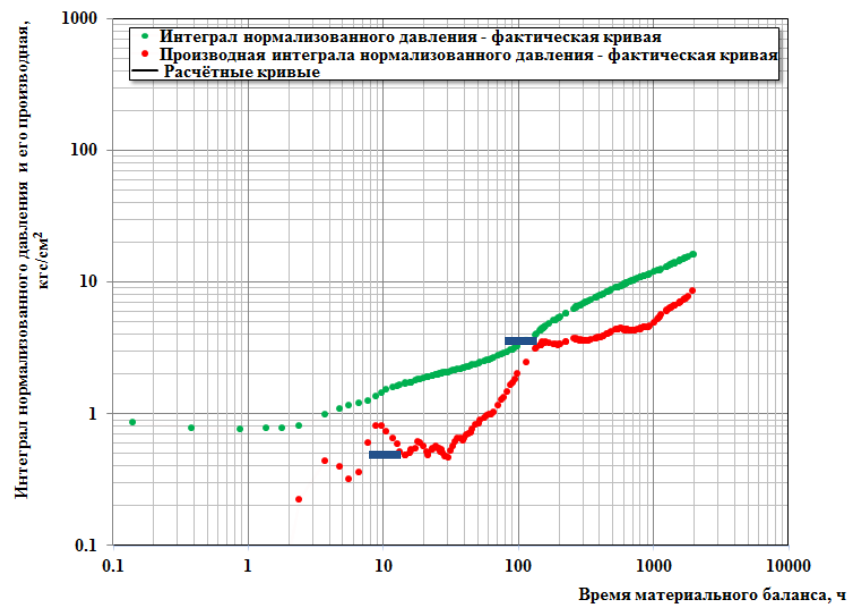


Рис. 3. Диагностический график Блэйсингейма: описание (а) и скв. 205 (б)

Однако не во всех случаях имеющиеся данные позволяют однозначно определить ФЕС аналитически. Например, на рис. 7 для скважины № 117 приведен пример анализа данных по дебитам и забойным давлениям. Кроме нестабильного режима работы в период до 200 часов (диагностический график слева), рассчитанные ФЕС не позволяют получить

хорошее совмещение в билогарифмических координатах, а также исторической и фактической добычи на всем анализируемом периоде (график в декартовых координатах справа).

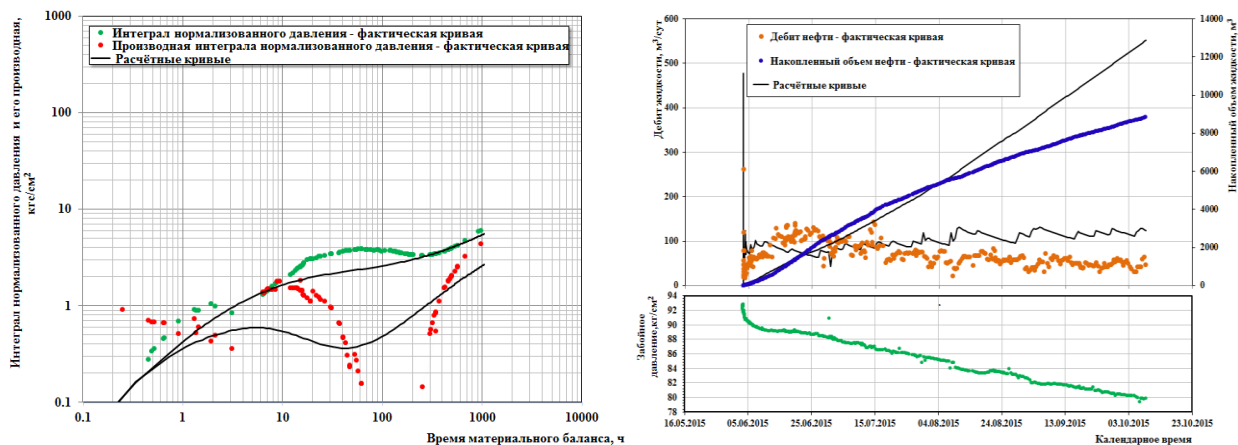


Рис. 4. Диагностический график Блэйсингейма (слева) и график истории добычи в декартовых координатах (справа) скв. № 117

Отсутствие корректного совмещения может быть результатом некорректного определения интерпретационной модели и ФЕС либо влияния добычи из одной скважины на добычу из другой скважины, т.е. интерференции. Во втором случае аналитическое моделирование уже не описывает в полной мере процессы изменения дебита и давления по исследуемой скважине. Исходя из этого было принято решение о выполнении численного моделирования процесса добычи несколькими скважинами на исследуемом участке.

Численное моделирование предполагает включение в расчет данных по ОФП воды и нефти для корректного описания процесса фильтрации флюидов в пласте и обнаружения вероятного взаимного влияния скважин. Как правило, ОФП определяются по исследованиям керна. Применительно к рассматриваемым скважинам ОФП по керну не могут в полной мере использоваться даже при их наличии, так как средний вынос керна составлял не более 20%. При этом керн был сильно разрушен, и проведение корректных фильтрационных экспериментов не представлялось возможным. Крайне низкая прочность керна объясняется тем, что породы пласта-коллектора подвергались выщелачиванию и доломитизации. Кроме того, отсутствие корректных характеристик вытеснения не позволяет строить корректный прогноз добычи из скважин независимо от типа коллектора.

Особенность карбонатного трещиноватого коллектора состоит в том, что кроме проницаемости между зернами породы имеет место фильтрация по трещинам разного порядка (от микро до макро), пронизывающим весь карбонатный массив (рис. 5). Густота трещин по пласту может меняться хаотично, что очень часто выражается в кратных отличиях дебитов скважин, находящихся на взаимном удалении 250–300 м по латерали.

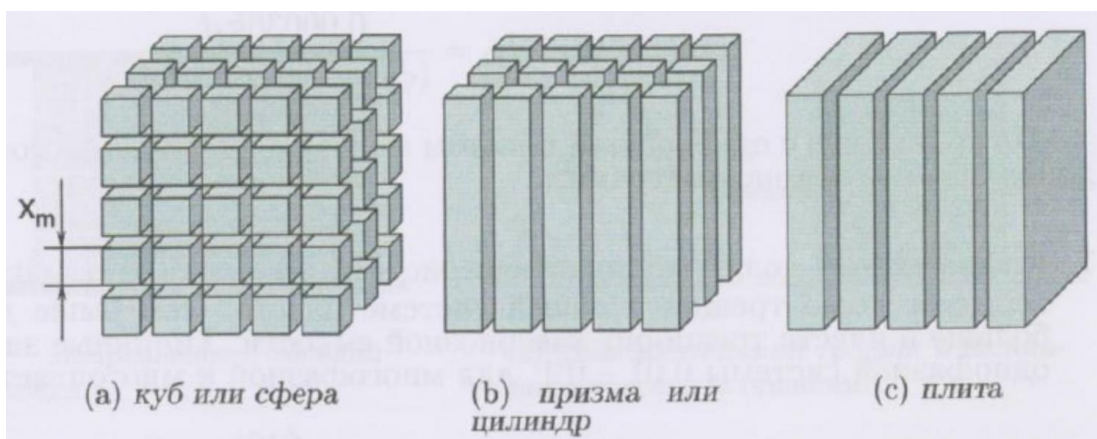


Рис. 5. Обобщенная модель трещиноватого либо трещиновато-пористого пласта [7]

Подтверждением предположения о наличии трещин разного порядка является рис. 6, показывающий распределение значений скин-фактора и проницаемости. Из рисунка видно, что большая часть значений скин-факторов по скважинам исследованного объекта лежит в области ниже значения -3.5. Эта величина, по А. Грингартену, означает, что скважина со скином -3.5 или менее имеет совершенную (ненарушенную) связь с пластом, как если бы она была пробурена в терригенном коллекторе.

Реконструкция ОФП по истории добычи нефти и воды из скважины

Ряд исследователей (Corey, Ershagi, Feigl, Pirson и др.) [1–3] описывают процесс расчета ОФП с использованием исторических данных по добыче воды и нефти по отдельным скважинам либо по участкам месторождений. В целом предлагаемые методики сводятся к расчету ОФП посредством эмпирических уравнений, учитывающих изменение насыщенности породы водой и нефтью в процессе добычи. Но ни одна из методик не описывает в полной мере то, как следует определять изменение насыщенности водой и нефтью на участке пласта, дренируемого скважиной. Так, для корректного расчета текущая обводненность исследуемой скважины для применения методики Эршаги должна быть более 50%. Других ограничений применения упомянутых выше методик расчета ОФП не приводится. Интересно отметить, что в процессе расчетов ОФП по методике

Пирсона для большого количества значений был обнаружен разброс расчетных значений ОФП, связанный, вероятно, с особенностями расчетных формул либо с «искаженностью» исходных данных. В связи с этим расчеты проводились с использованием методик Кори, Эршаги и Фейгла, показавших удовлетворительный результат в рамках конкретного исследования.

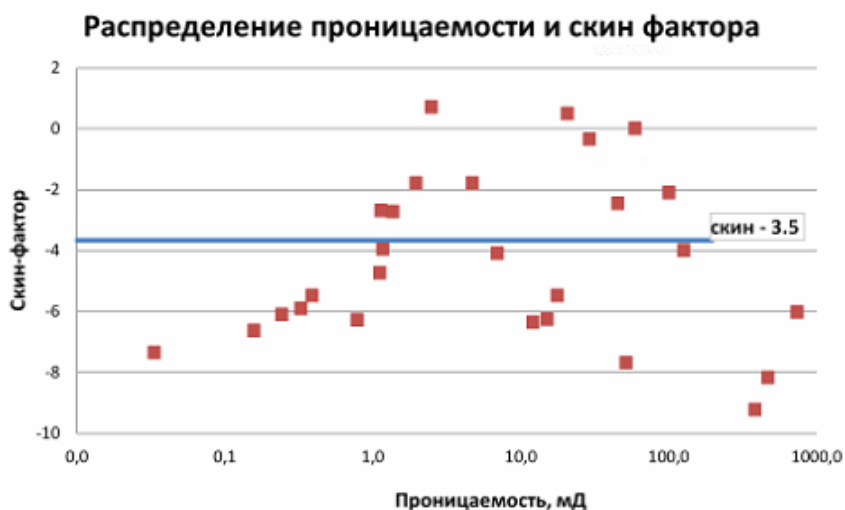


Рис. 6. Распределение проницаемости и скин-фактора месторождения нефти в карбонатных трещиноватых нефтенасыщенных коллекторах позднего девона

Для определения средней насыщенности водой и нефтью пласта-коллектора в районе отдельной скважины был выбран метод материального баланса [8], позволяющий получить более корректные данные по насыщенности всего блока в целом, по сравнению с промыслово-геофизическими исследованиями. В общем виде расчет материального баланса производится по общеизвестным методикам расчета изменения пластового давления в зависимости от объема геологических запасов и активности законтурной области для случая расчета при пластовом давлении выше давления насыщения. Совмещение расчетного пластового давления с историческим пластовым давлением (рис. 7) позволяет установить корректность принятых в расчет геологических запасов и оценить объем притока из законтурной области посредством применения методики Van- Everdingen&Hurst.

Для исследуемой скважины изменение водо- и нефтенасыщенности рассчитывалось с учетом на каждом шаге объемов притока воды из законтурной области и объемов добычи воды и нефти. Следующим аргументом в пользу расчета изменения водо- и нефтенасыщенности посредством материального баланса является то, что при добыче

воды и нефти из скважины процесс притока флюидов в скважины контролируется объемом фактически имеющихся в пласте геологических запасов и их расширением по мере отбора из скважин подвижных запасов, а также изменением пластового давления как реакции на добычу и приток из законтурной области. В процессе добычи, кроме изменения пластового давления, происходит изменение физико-химических свойств в целом и объемного коэффициента нефти в частности. Приток воды «ограничивается» объемом пласта, освободившимся от добытой нефти, а корректность рассчитанных объемов притока из законтурной области контролируется с помощью методики Navlena&Odeh [9], позволяющей установить режим работы залежи и влияние притока в пласт на вытеснение нефти (режим дренирования).

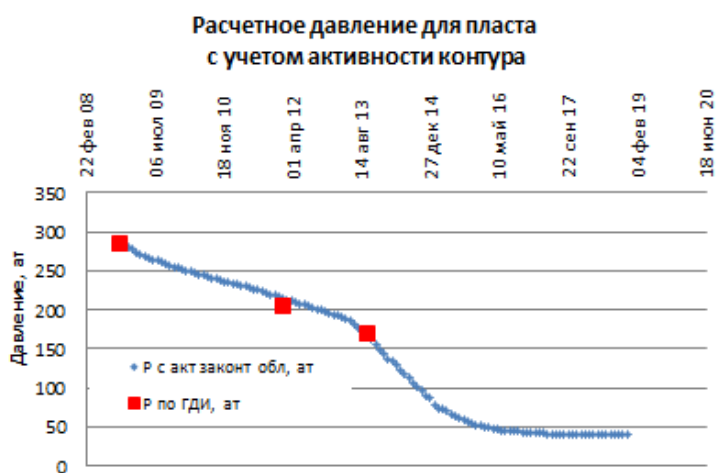


Рис. 6. Историческое и расчетное пластовое давление в районе скв. №117

Расчет ОФП для пласта в районе скважины № 117 [6] проводился посредством комбинации двух из приведенных выше методик. Это связано с тем, что, например, методика Ershagi [2] позволяет рассчитать соотношение ОФП воды и нефти в зависимости от текущей водонасыщенности и кривую фракционного потока на основе исторически сложившегося изменения обводненности. А методика Corey [3] позволяет рассчитать кривые ОФП без обоснования величины абсолютной и фазовых проницаемостей по результатам ГДИ до начала расчета. Очень часто даже при наличии ГДИ невозможно извлечь информацию об относительной и абсолютной проницаемости.

По упомянутым выше методикам были реконструированы диаграммы ОФП по истории добычи воды и нефти из скважин (рис. 8, [6]) для зоны пласта между скважинами №№ 117 и 205.

Материальный баланс, являющийся комплексным инструментом, позволяет относительно точно определить изменение насыщенности в процессе добычи при условии корректности исходных данных. Посредством приведенных выше методик оказывается возможным рассчитать ОФП даже для сложнопостроенного карбонатного коллектора при минимальном наборе начальных данных. Необходимое условие для корректности расчета – анализ данных должен производиться за период, в который скважина работает при пластовом давлении выше давления насыщения. В противном случае необходимо использовать другие формулы, учитывающие разгазирование нефти в пласте и процесс фильтрации газированной нефти.

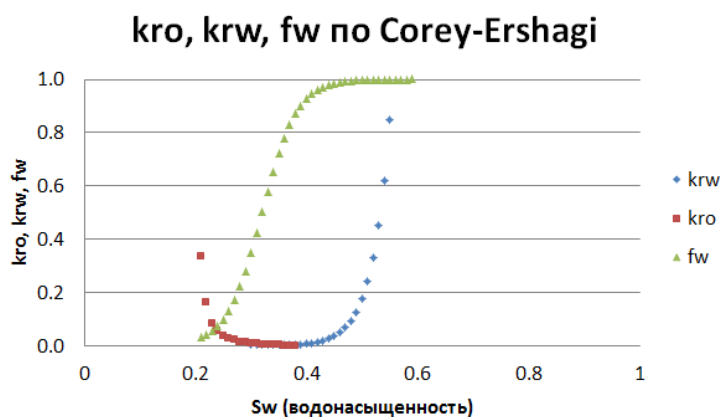


Рис. 7. Кривые ОФП для скважины, вскрывшей карбонатный трещиноватый коллектор (kro и krw – относительные фазовые проницаемости нефти и воды, fw – кривая фракционального потока)

Оценка взаимного влияния скважин

На последнем этапе производилась оценка взаимного влияния работающих скважин путем расчета численной модели участка месторождения, включающего скважины №№ 117 и 205 [6]. Расчет включал, в том числе, данные по реконструированным ОФП, приведенным выше.

В качестве исходных данных для построения численной модели участка использовались данные по дебитам и давлениям, которые обрабатывались аналитически. Условно задавалась модель одного пласта, рассчитываемая с использованием сетки Вороного в программном модуле Toraze (KAPPA Engineering). Сетка Вороного строится автоматически и позволяет минимизировать донастройку. При этом прискважинные зоны по умолчанию имеют более мелкую сетку, что позволяет более гладко воссоздавать процессы фильтрации к скважинам, задействованным в модели.

Результаты численного моделирования подтвердили аналитические расчеты, выполненные а) для величин проницаемости по нефти, определенных ранее по анализам дебитов и давлений работающих скважин, б) подтверждения истории накопленной добычи по скважине № 117 (рис. 9), которая совпала с расчетной накопленной добычей с учетом влияния отборов жидкости из скважины № 205; в) удовлетворительного реконструирования диаграмм ОФП.

Небольшие различия в фактических и расчетных данных связаны с влиянием строения пласта вокруг скважины №117 и, вероятно, с влиянием других скважин, за исключением скважины № 205. Однако авторами настоящей статьи эти факторы не исследовались, поскольку их задачей являлась проверка применимости эмпирических формул [1, 2 и 3] для корректной оценки взаимного влияния скважин, вскрывших карбонатный трещиноватый нефтенасыщенный коллектор.

Другими словами, реконструкция ОФП по описанным выше методикам позволила восполнить пробел в данных, обычно получаемых по керновому материалу с последующей его «модификацией» для численного моделирования. Численное моделирование в конкретном случае позволило извлечь дополнительную информацию из данных по скважинам №№ 117 и 205 и установить проницаемость разлома и связь скважин по пласту (см. рис. 1).

Преимущество описанного подхода к реконструкции ОФП заключается в возможности корректно учесть проницаемость трещин разного порядка (рис. 5) в зоне дренирования отдельных скважин и скорректировать планы мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Однозначное подтверждение наличия интерференции скважин потребовало проведения численного моделирования, так как аналитическое моделирование (анализ данных о дебитах и давлениях в координатах Блэйсингейма и др.) позволяет только установить факт наличия такого влияния без указания источника влияния, по аналогии с регистрацией движения воздуха на границе суша – море, где без уточняющей информации о времени суток и вероятном приближении атмосферных фронтов данные о движении воздуха будут только констатацией факта движения воздуха. В рассматриваемом случае реконструкция ОФП дала уточняющую информацию о том, почему зарегистрированные данные о дебитах и давлениях имеют зарегистрированный, а не какой-либо другой вид.

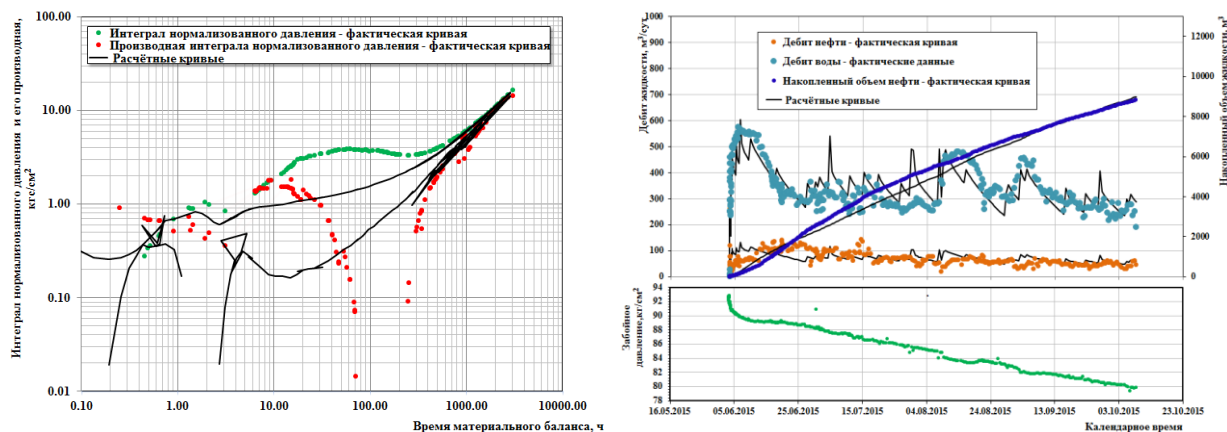


Рис. 8. Диагностический график Блэйсингейма (слева) и график истории добычи в декартовых координатах (справа) по смоделированным данным добычи нефти и воды из скв. № 117

Аналогичным образом возможно уточнение проницаемости (изолированности) других разломов (рис. 2), секущих продуктивный нефтенасыщенный коллектор. Можно предполагать, что большинство разломов на площади являются высокопроводящими каналами.

В части интеллектуализации постоянно действующего мониторинга разработки месторождения предлагаемый авторами подход может помочь устранить пробелы в данных по керновому материалу для реконструкции ОФП по участкам месторождений и уточнить геологическое строение пласта.

Работа выполнена при поддержке Программы ФНИ государственных академий наук на 2013–2020 гг., проект № 0065-2018-0118.

ЛИТЕРАТУРА

1. Feigl A. Treatment of relative permeabilities for application in hydrocarbon reservoir simulation model // NAFTA. 2011. №62 (7/8). P. 235–236.
2. Macary S. Technique predicts oil recovery from waterfloods // OGI. 1999. Vol. 9, No. 4. P. 24–30.
3. Crains petrophysical handbook — relative permeability. — Режим доступа: <https://www.spec2000.net/09-relperm.htm> (Дата обращения: 25.01.2017).
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кокурина В.В. Пат. RU 2482271 С1. Способ определения относительных фазовых проницаемостей пласта: № 2011146996/03; Заявл. 18.11.2011; Опубл. 20.05.2013 // Изобретения. Полезные модели. 2013. Бюл. № 14. — Режим доступа: <http://www1.fips.ru>

5. *Индрупский И.М., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н. и др.* Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефт. хоз-во. 2008. № 5. С. 39–42.
6. *Колеватов А.А., Афанаскин И.В., Егоров А.А., Дяченко А.Г., Пономарев А.К., Ялов П.В.* Выявление взаимного влияния скважин посредством применения реконструированных диаграмм относительных фазовых проницаемостей // Вестн. кибернетики. 2016. № 3. С. 62–70.
7. *Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В.* Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск, 2009. 243 с.
8. *Dake L.P.* Fundamentals of reservoir engineering. N.Y.: Elsevier, 1978. 453 p.
9. *Havlena D., Odeh A.S.* The material balance as an equation of a straight line // J. Petrol. Technol. 1963. Aug. Vol. 15, No. 8. 5 p. SPE-559-PA.