

О СИСТЕМНЫХ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Д.Ю. Бунин, З.Д. Зотьева, А.Ю. Самойленко, А.Н. Степанов, В.А. Тихов
ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград

В последнее время заметно возрос интерес недропользователей к комплексным экспериментальным петрофизическим и физико-гидродинамическим (флюидодинамическим) исследованиям моделей пласта в двухфазных и трехфазных системах нефть – вода, нефть – газ и нефть – газ – вода, что связано с попыткой эффективно упорядочить вопросы разведки и разработки месторождений нефти и газа в новых условиях недропользования и с развитием компьютерных технологий моделирования месторождений. Следствием этого стало как ужесточение требований к используемым параметрам, так и заметное расширение их набора.

Сегодня в России идет процесс внедрения компьютерных технологий в практику прогнозирования и ведения геолого-разведочных работ (бассейновое моделирование или моделирование нефтегазовых систем – МНС), а также проектирования и управления разработкой месторождений горючих ископаемых. Накопленный опыт внедрения таких технологий в практическую деятельность предприятий нефтегазового комплекса, несомненно, требует детального осмысления.

Недостаточно проработанными остаются вопросы методологии построения постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей (ПДМ), а также соотношения технологий МНС крупных тектонических зон с ПДМ конкретного, отдельно взятого месторождения. По-разному и, на наш взгляд, неверно трактуются понятия о концептуальных, детерминированных, математических и других моделях.

Приходится считаться с концептуальной основой модельных технологий, но, заметим, применение методов современной термодинамики гетерогенных систем во многом позволяет снизить роль концептуального знания.

При моделировании сложных иерархических процессов, происходящих в полных мульти- и мегасистемах, как правило, не удастся реализовать конструкции моделей пласта (резервуара) и проведение экспериментов, обеспечивающих подобие всех существенных для данного явления процессов. В связи с этим все большее применение находят методы термодинамического моделирования.

Наряду с этим отмечается возрастание глубин залегания опосредуемых и разрабатываемых объектов. Поэтому при обосновании оптимальной стратегии разведки и разработки глубокозалегающих залежей нефти и газа крайне важно решение задач фильтрации и оценки устойчивости пластовых флюидов в двух- и трехфазной постановке и в четырехмерных координатах пространство – время для термобарических условий еще мало изученных глубин 6–10 км.

В работе приводится оптимальная схема комплексных исследовательских работ, проводимых на керновом материале. Особо следует остановиться на системах используемых ограничений, единственным источником которых являются данные экспериментальных исследований керна и пластовых флюидов (литология, петрофизика, геохимия, геомеханика и гидрогеология), и эффективных методах их математической обработки для сложной многофазной и гетерогенной системы порода – нефть – вода – газ – органическое вещество, составляющей пластовый резервуар. Направленность действия и степень влияния различных процессов на пластовый резервуар находятся в прямой зависимости от геотектонической истории НГБ, что, по существу, определяет его тип и специфику литогенеза, его продукты – формации (тип коллектора и флюидопора) и пластовые флюиды. Обосновывается понятие «литогенетические (петрофизические) фации». Известные термины «литофации», «органофации», «сейсмофации» с их атрибутами и т.п. являются более узкими терминами и заведомо обуславливают использование при исследованиях резервуаров весьма ограниченной информации в целях их типизации и классификации и преимущественно отражают только их физическую сущность.

В работах, посвященных методологии моделирования в петрофизике, в большей мере рассматриваются философские и физические аспекты построения петрофизических многомерных моделей коллекторов, что связано со значительной сложностью рассматриваемых объектов. В ряде работ последних лет подчеркивается, что можно построить петрофизическую модель резервуара на основе 1–3 параметров, что нельзя признать удачным по многим причинам.

Следует отметить, что экспериментальное и численное моделирование – это два взаимосвязанных самостоятельных исследовательских направления, позволяющие опытным путем корректировать теоретические построения.

В настоящее время при моделировании природных резервуаров используются законы и уравнения физической механики и массопереноса, химической термодинамики и кинетики Терцаги, Дарси, Фурье, Лапласа, Козени – Кармана, Навье – Стокса, Фика, Пуазёйля, Аррениуса, Вант-Гоффа, Пенга – Робинсона, Редлиха – Квонга – Соаве, Патела – Тежа, Ли – Кеслера и некоторые другие, не приведенные в систему единого согласования. Такие работы начаты сравнительно недавно в различных отраслях народного хозяйства, в том числе в области физико-химического и бассейнового моделирования в нефтяной отрасли.