

водонасыщенности увеличилось и можно предположить что оно будет продолжать увеличиваться с каждым циклом асимптотически стремясь к какому-то значению. Данные зависимости даны для керна, являющегося изначально преимущественно гидрофобным, однако уже на втором цикле он стал преимущественно гидрофильным. Стало быть, увеличение значения остаточной водонасыщенности связано с изменением смачиваемости коллектора.

Если говорить о циклическом заводнении, то данный механизм предположительно должен работать при пропитке низкопроницаемого пласта (насыщенного нефтью), попадая в который, вода меняет смачиваемость пласта и удерживается там. Такой процесс характерен для гидрофобного коллектора, но как говорилось выше в пласте мы имеем дело со смешанной смачиваемостью, так как коллектор насыщенный нефтью становится более гидрофобным. А значит, такие явления могут происходить при циклическом заводнении.

Данное описание процессов происходящих в пласте позволяет обосновать коэффициент удержания воды, который применяется при расчётах циклического заводнения, а также даёт возможность смоделировать его с помощью функций гистерезиса заложенных во многих гидродинамических симуляторах.

Литература

1. Ваэль Абдалла, Джил С. Бакли «Основы смачиваемости», Нефтегазовое обозрение, – М., 2007. – С. 62
2. Сургучёв М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические процессы в нефтегазаносных пластах, М. Недра, 1984. – С. 46 – 47
3. Шарбатова И.Н., Сургучёв М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: «Недра», 1988. – С. 12 – 13
4. Jeffrey T. Hawkins, Andre J. Bouchard «Reservoir-Engineering Implications of Capillary-Pressure and Relative-Permeability Hysteresis», The Log Analyst, July-AugUst, 1992. – 417 с.

ТРУДНОСТИ ПРИ СОЗДАНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТОВ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Е.Г. Карпова

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидродинамические исследования пластов и скважин (ГДИ) играют важную роль в комплексном решении задач рациональной разработки месторождений. Достоверность определения фильтрационно-емкостных свойств нефтяных пластов по материалам гидродинамических исследований отражается на результатах построения геолого-гидродинамической модели, на проектировании разработки и на эффективности контроля за разработкой.

В последние годы область задач, решаемых с помощью гидродинамических исследований, значительно расширилась. Это связано с появлением высокоточной измерительной техники и программного обеспечения, основанного на использовании банка численных и аналитических решений для различных моделей пласта и скважины. Современные методы обработки результатов исследований позволяют не только определять фильтрационные параметры пласта, но и уточнять геологическое строение залежи, выявлять различные границы в пласте, определять характер притока жидкости в скважину и др.

В целом развитие ГДИ приводит к увеличению объема информационного обеспечения проектирования разработки. Появление нового класса задач, решаемых с помощью ГДИ, должно сопровождаться отдельным изучением точности их решений. Однако, на практике, вопросам достоверности результатов ГДИ уделяется недостаточное внимание [1].

Стандарты и регламенты проведения ГДИ, как правило, не могут быть универсальными для всех месторождений, что касается технических, технологических аспектов и методов интерпретации. Перед проведением ГДИ любого объекта всегда появляется задача получения в условиях его разработки качественного исходного материала, который в дальнейшем должен быть объективно интерпретирован. Технология ГДИ может корректироваться по мере поступления информации.

Современный этап развития технологий характеризуется широкомасштабным внедрением информационных систем практически на всех уровнях производства. Это ведет к быстрому накоплению больших объемов информации. Особенностью гидродинамических исследований скважин является то, что они направлены на изучение сложной, скрытой от непосредственного наблюдения, природной системы - нефтяного или газового пласта. При этом следует учитывать не только процессы, протекающие в пласте, но и происходящие в стволе скважины. По этой причине оказывается, что получаемой информации чаще всего недостаточно для однозначного ответа на все вопросы, интересующие технологов по разработке месторождений. Более того, нередко полученные различными методами результаты оказываются противоречащими друг другу. В этих условиях возникает необходимость искать новые подходы для обработки результатов гидродинамических исследований [2].

Наибольшие трудности при создании гидродинамических моделей пластов связаны с определением профиля вертикального распределения проницаемости в скважинах. Известные методы макромасштабного (поинтервального) определения проницаемости – опробование пласта испытателем на кабеле, оценка по данным геофизических исследований скважин (ГИС), детальная расходометрия – дают скорее относительную, чем абсолютную информацию [1]. Эти методы позволяют определить, какой интервал имеет большую

проницаемость, а какой – меньшую. Однако количественные оценки, получаемые с их помощью, являются весьма приближенными и, что самое главное, плохо согласуются с мегамасштабными, т.е. средними по разрезу пласта оценками проницаемости, получаемыми с помощью гидродинамических исследований скважин (ГДИС) или по данным ее нормальной эксплуатации. В случае наиболее распространенного источника информации – геофизических исследований скважин – они связаны с тем, что методы ГИС по своей физической сущности дают возможность определить объемные параметры (пористость, насыщенность), но не динамические (проницаемость). Эмпирические зависимости типа пористость – проницаемость или более сложные алгоритмы (множественные регрессии, нейронные сети), связывающие проницаемость с измеряемыми по результатам ГИС объемными характеристиками, дают количественные оценки с большой погрешностью.

Несмотря на указанные проблемы, существующие методы поинтервальной оценки проницаемости (в частности, методы, основанные на данных ГИС) весьма полезны, поскольку они выполняют очень важную функцию компаратора, т.е. инструмента для сравнения и ранжирования различных интервалов по проницаемости. Для построения количественно адекватного профиля вертикального распределения проницаемости необходимо решить задачу интегрирования в единую модель разнородных данных, полученных от различных источников информации (анализ керн, испытание пластов, расходомерия, ГИС) при измерениях на различных (макро- и мега-) масштабах [1].

Корректировка значений проницаемости путем умножения на поправочный коэффициент позволяет добиться хорошего соответствия расчетной производительности скважины реальной. Однако одновременно решить таким же способом и задачу адекватного описания характеристик вытеснения нефти из пласта (например, корректного расчета динамики обводнения продукции скважины) невозможно. Причину этого можно понять, если рассмотреть проницаемость интервалов пласта как случайную величину, функция распределения которой (обычно принимаемая логнормальной) зависит от двух параметров – среднего значения (математического ожидания) и «размаха» отклонений от среднего значения (дисперсии). Дисперсия определяет степень вертикальной неоднородности пласта и, в частности, вид характеристики вытеснения нефти водой [3,4].

Умножение значений проницаемости на поправочный коэффициент эквивалентно сдвигу функции распределения по оси «логарифм проницаемости». Этот сдвиг позволяет добиться желаемого значения средней проницаемости, однако «размах» кривой распределения проницаемости при этом остается неконтролируемым, в связи с чем, желаемых показателей неоднородности добиться не удастся.

С помощью метода корректировки значений проницаемости, возможно достичь желаемого вида функции распределения с заданными характеристиками – математическим ожиданием и дисперсией. Этот метод основан на результатах теории порядковых статистик [5, 6] и возможности восстановления проницаемости в ранжированной выборке при наличии априорной информации о виде функции распределения. Предполагается, что ранжирование интервалов пласта по проницаемости проводится с помощью ГИС.

Математическое ожидание можно определять по данным ГДИС или нормальной эксплуатации скважин, а дисперсию – из анализа выборок керн или по динамике обводнения продукции.

Одним из основных преимуществ данного подхода является существенное ускорение процесса адаптации 3D гидродинамических моделей к истории разработки и повышение устойчивости результатов за счет того, что уже первое приближение к оценке поля проницаемости (на этапе инициализации модели) оказывается максимально приближенным к истинному распределению фильтрационных свойств пласта. Это обеспечивается использованием при инициализации модели сразу всей имеющейся лабораторной и промысловой информации, включая исторические данные о динамике добычи нефти и других флюидов [7, 8].

Литература

1. Косентини Л. Системные подходы к изучению пластов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 400 с.
2. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 668 с.
3. Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 652 с.
4. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists// J.L. Jensen, P.W.M. Corbett, L.W. Lake, D.J. Gaggin /Elsevier, 2000. – 362 p.
5. Ефимов А.Н. Порядковые статистики – их свойства и приложения. – М.: Знание, 1980. – 64 с.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. М. – Ижевск: ИКИ, 2008. – 368 с.
7. Willhite G.P. Waterflooding// SPE Textbook Series, 1986. – 365p.
8. Dykstra H., Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding // Secondary Recovery of Oil in the United States, 1948 API Spring Meeting, Los Angeles, May.

РАЗРАБОТКА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ

Ю.Ю. Колдырев

Научный руководитель старший преподаватель Е.Г.Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Россия обладает значительными ресурсами нефти. По данным министерства энергетики РФ, на долю нефти приходится 38% потребляемой энергии России, т.е. 518,0 млн. т (по данным на 2012 г.)[8]. Вместе с тем, начальные запасы нефти уже выработаны более чем на 50 процентов, в европейской части - на 65 процентов, в