

**КОРРЕКЦИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Замялетдинова М.А.

Научный руководитель доцент М.О. Коровин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время среди существующих месторождений углеводородов прослеживается тенденция их пребывания на стадии истощения. Разработка уже существующих месторождений нуждается в оптимизации и повышении эффективности их эксплуатации. Вследствие данных факторов в настоящее время активно внедряются новые технологии и подходы для решения подобных комплексных задач. Одним из подходов является построение геологических (ГМ) и гидродинамических (ГДМ) моделей залежей. Фактически, перед исследователями и сотрудниками нефтегазодобывающего сектора стоит задача максимально увеличить коэффициент извлечения нефти.

Существующие достижения в реализации расчётов и различных вариантов прогноза позволяют максимально детально подойти к созданию очень точных объёмных моделей месторождений и, что самое важное, качественно прогнозировать добычу углеводородов на период разработки.

Создание гидродинамической модели – это не финальный шаг проведения расчётов. Как правило, приходится проводить адаптацию модели к реальным данным добычи. В том случае, когда технологическими параметрами добиться адаптации невозможно, приходится более пристальное внимание обращать на первоначальные геолого-физические свойства пород-коллекторов. Одним из таких свойств является проницаемость коллекторов.

Фильтрация в пласте во многом определяется проницаемостью, оказывающей существенное влияние на течение флюида и, соответственно, это сказывается на дальнейших технологических показателях разработки. В связи с этим, первоначальные значения проницаемости могут быть подвергнуты существенной модификации после апскейлинга геологической модели. Однако, при адаптации модели, необходимо помнить про сохранение геологических особенностей пласта и их распространение.

Первоначальным этапом является определение статических характеристик пластов-коллекторов, таких как коэффициенты пористости и проницаемости, по данным геофизических исследований. Интерпретация вышеупомянутых параметров необходима для инициализации первичного расчета модели прогноза данных добычи. Следующими закономерными этапами являются построение геологической модели и ее дальнейшее ремасштабирование для построения ГДМ, после чего производится ее адаптация.

Таким образом, результатом всех проделанных шагов являются значения проницаемости по данным результатов интерпретации ГИС, проницаемость после апскейлинга ГМ и проницаемость адаптированной ГДМ.

Полученные значения проницаемости, зачастую, могут различаться, так как в процессе адаптации гидродинамической модели, значения рассматриваемого параметра подбираются таким образом, чтобы расчетные показатели были максимально приближены к данным фактическим [2]. В связи с этим, возникает необходимость ввода корректировок для коэффициента проницаемости в ГДМ.

Для решения данной задачи, рядом авторов были предложены различные варианты по введению корректировок для получения необходимых значений проницаемости в адаптированной модели. В данной статье будет рассмотрено два наиболее удачных способа: корректировки по значениям пористости в соответствии с Сметкиной М.А. [3] и по учету значений плотности породы в соответствии с Репиной В.А. [2].

Первый способ базируется на зависимости проницаемости от пористости, полученной по данным керновых исследований. Суть его заключается в разбиении интервалов пористости в соответствии с изменением проницаемости в пределах определенных диапазонов значений. Также были заданы предельные значения в соответствии с полученной эмпирической зависимостью. Таким образом, данная методика подразумевает проверку уже адаптированной проницаемости на то, попадают ли ее значения в установленный диапазон, в зависимости от того, какая величина пористости содержится в ячейке ГДМ. Если значение выбивается из принятых граничных значений, то, в такой ситуации, происходит присвоение проницаемости граничных значений. В результате данной процедуры представляется возможным исключение завышенных или заниженных величин проницаемости, что позволяет в дальнейшем получить большую сходимость с историческими данными.

Вторая методика подразумевает учет большего спектра петрофизических параметров, так как ранее рядом авторов уже было установлено их значительное влияние на качество адаптации модели [1]. В данном случае дополнительным параметром, по которому по керновым данным строилась зависимость с проницаемостью, стала объемная плотность пород. В остальном методика данного способа схожа с описанным ранее в настоящей статье. Происходит разбивка на регионы в соответствии с классом плотности пород и выявление эмпирических уравнений зависимости. Результатом внесенных правок стало уменьшение флуктуаций значений проницаемости и получений большей сходимости с историческими данными разработки. Принципиальная схема реализации расчетов по методам отражена на рисунке 1.

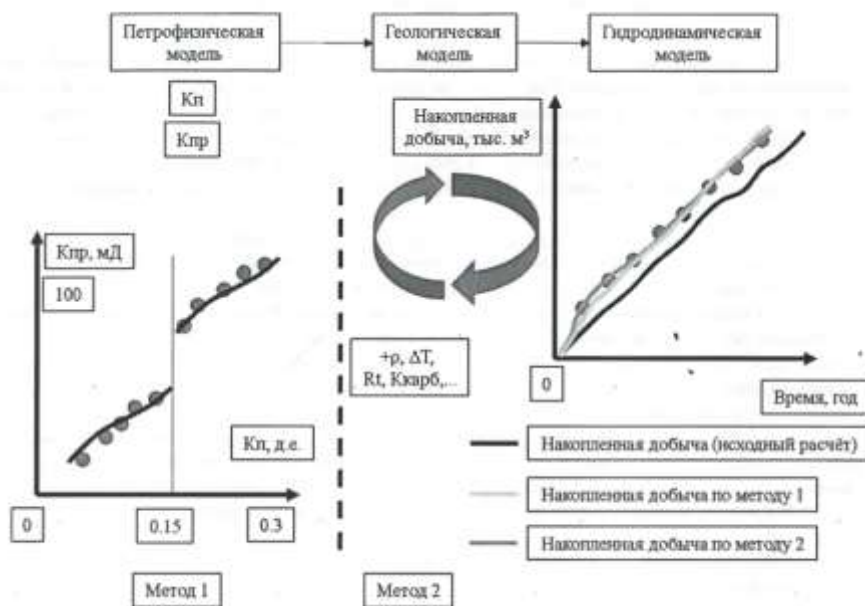


Рис. 1. Принципиальная схема коррекции проницаемости

Таким образом, введение корректировок проницаемости позволяет получить большую сходимость с фактическими данными, следовательно, достичь более достоверного прогноза показателей разработки с помощью ГДМ.

Литература

1. Дерюшев А.Б. О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл2-б Ножовского месторождения нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 13. С. 15-25. DOI: 10.15593/2224- 9923/2014.13.2
2. Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А. Репина, В.И. Галкин, С.В. Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268
3. Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. – 2020. – Т.20, – №3. – С.223 – 230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3

АНАЛИЗ СИСТЕМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С БОЛЬШИМ ЭТАЖОМ ГАЗОНОСНОСТИ

Какаев И.Я., Беглиев Б.

Научный руководитель старший преподаватель О.О. Бердимырадова

Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан

Как отмечалось выше, по условиям образования газов и условиям формирования газовых месторождений все или почти все коллекторские пласты, залегающие в газоносных структурах ниже газа упорной покрышки, должны содержать газовые залежи. Это относится, конечно, только к свитам, залегающим вблизи газоматеринских пород. Так как коллекторские породы, особенно песчаники, залегают обычно пачками, переслаиваясь с глинами, то большая часть газовых месторождений, особенно приуроченных к антиклинальным структурам, является многопластовой. Стратиграфические месторождения также бывают многопластовыми, хотя среди них более обычны месторождения одно пластовые или месторождения, в которых залежи смещены одна относительно другой.

Во многих случаях в многопластовых месторождениях один-два верхних пласта являются газоносными, а нижние - нефти и газоносными.

Необходимо указать, что понятие «газоносный пласт» или «газоносный горизонт» является не совсем точным. Во многих случаях, особенно в песчано-глинистых свитах, наблюдается частое переслаивание песчаников и глин, причем число отдельных песчаных прослоек может достигать нескольких сотен. Очевидно, что в этом случае ни при разведке, ни при подсчете запасов, ни при эксплуатации нельзя выделять каждый прослой в отдельный объект. Отдельные сближенные песчаные газоносные прослойки обычно имеют одинаковое давление и часто непосредственно сообщаются между собой, так как глинистые прослойки не выдерживаются в пределах всей площади газового месторождения [1].