

ОБ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОЭФФИЦИЕНТОВ АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОДИНАМИКЕ

Б.П. Акулинчев¹, А.А. Орлов²

1 – ИПНГ РАН, Москва; 2 – Ивано-Франковский нефтяной институт (Украина),
e-mail: bpa36@mail.ru

В нефтегазовой геологии и гидрогеологии широко используются понятия аномально высокого (супергидростатического) и аномально низкого (субгидростатического) пластовых давлений. Обычно для оценки степени аномальности используется коэффициент аномальности k [1, 2], представляющий собой отношение давления в пласте, вскрытом скважиной на некоторой глубине, к условно гидростатическому давлению. За последнее принимают расчетное давление столба жидкости с неизменной плотностью 1000 кг/м^3 и высотой, равной этой глубине. По сути, k – это технологический показатель, используемый в проектах бурения скважин для расчета средней плотности бурового раствора, способного уравновесить пластовое давление флюида при вскрытии пласта на определенной глубине [3]. Количественные критерии отнесения пластовых давлений в разряд аномальных, а также общепринятая методика расчета коэффициента аномальности до сих пор являются дискуссионными и требуют дальнейшего изучения [4, 8]. Использование коэффициента аномальности в геологии и гидрогеологии для сравнения давлений по их аномальности может приводить к существенным ошибкам и не дает ответов на многие важные вопросы: как меняется аномальность давления по глубине вскрытия пласта; каким оно будет, если кровля пласта окажется выше или ниже, а также если плотность флюидов изменится в связи с изменением их состава, температуры и т.д.; возможен ли выброс или фонтанирование на скважине?

На резкие различия значений коэффициента аномальности для одних и тех же объектов при их оценке относительно поверхности местности и относительно уровня моря обращал внимание А.А. Орлов [7]. Коэффициент аномальности определяется зависимостью:

$$k = P_{пл.} / P_{у.г.} = (P_{изб.} + \int \rho g \partial H) / gH, \quad (1)$$

где k – коэффициент аномальности; $P_{пл.}$, $P_{у.г.}$, $P_{изб.}$ – пластовое, условно гидростатическое и избыточное давления, МПа; ρ – плотность флюидов, кг/м^3 ; H – глубина скважины, м.

Из этого определения совершенно очевидно, что:

- коэффициент аномальности k для одного и того же пласта на кровле и подошве, на разных глубинах вскрытия должен быть разным. С ростом глубины он стремится к единице, а при приближении к поверхности и избыточном давлении на устье – к ∞ ;
- значение k при одном и том же гидродинамическом напоре в значительной степени зависит от альтитуды устья скважины;
- k существенно зависит от состава флюидов и их фазового состояния, вернее, от изменения их плотности по глубине и площади распределения пласта;
- значения k выше или ниже единицы не могут служить основанием для прогноза вероятности фонтанирования скважин или гарантировать его отсутствие. Образование избыточного давления зависит не только от напора, но и от плотности флюидов, заполняющих ствол скважины, выброс газа не исключен и при $k \leq 0,5$.

Для оценки аномальности пластовых давлений рекомендуется использование более информативного метода приведенных давлений с учетом неопределенности интеграла приведения [6]. Однако статистическая обработка определений коэффициента аномальности позволяет давать оценку генезиса АВПД. Для образования и сохранения АВПД должна существовать замкнутая, изолированная часть разреза с коллекторскими свойствами. Можно выделить два основных типа таких систем. Первый связан с поступлением флюидов в замкнутые объемы с больших глубин, где благодаря высоким температурам они имеют низкую плотность и потому могут находиться при условно гидростатических или даже более низких давлениях. Второй тип возникает в ограниченном резервуаре в связи с уплотнением пород и сокращением емкости коллекторов или их прогревом. АВПД первого типа существуют в массивных газонефтяных залежах большой высоты или в районах грязевого вулканизма. Значение коэффициента аномальности в этом случае будет падать с глубиной. Во втором случае оно, наоборот, с глубиной будет расти или оставаться постоянным, так как величина пластового давления будет определяться уплотнением флюидов за счет сжатия.

В работе [6, 8] приведен способ определения природы АВПД, который сводится к тому, что по результатам замеров пластовых давлений устанавливают наличие корреляционной связи значений коэффициента аномальности и глубины. При существовании последней определяют угловой коэффициент A в уравнениях регрессии линейного или экспоненциального типа:

$$k = A \cdot H + B \quad \text{или} \quad k = B \cdot e^{A \cdot H}. \quad (2)$$

Отрицательные значения угловых коэффициентов ($A < 0$) указывают на связь АВПД с поступлением флюидов с больших глубин, где пластовые давления могут быть равны или даже ниже условно гидростатических. При $A \geq 0$ природа АВПД, вероятнее всего, обуславливается сжимаемостью флюидов за счет уменьшения объема резервуара или снижением плотности при росте температур. Для верхнемеловых отложений Тамани уравнение регрессии $k = -1,1529 \cdot 10^{-4} \cdot H + 2,23$ показало, что АВПД связаны с поступлением вод гидрокарбонатно-натриевого типа по тектоническим нарушениям, предположительно, из нижнемеловых отложений. Подтверждением этому является присутствие в водах карбонатов, что характерно только для грязевых вулканов. Использование данного способа позволяет оценивать минимально предельную глубину прорыва флюидов и предельно возможную высоту залежей (для Тамани это 3460 и 40 м соответственно).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Еременко Н.А.* Геология нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1961.
2. *Михайлов И.М.* Потенциальная энергия пластовых флюидов. М.: Наука, 1987.
3. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии. М.: Изд-во Акад. горн. наук, 1998.
4. *Анциферов А.С.* Аномальные пластовые давления на юге Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе: (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). М., 2007. С. 220–230.
5. *Дюнин В.И.* Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Науч. мир, 2000. 472 с.
6. Технология газопромысловых гидрогеологических исследований / В.П. Ильченко, Б.П. Акулинчев, Ю.Г. Гирич и др.; под ред. Л.М. Зорькина и Б.П. Акулинчева. М.: Недра, 1997. 300 с.
7. *Орлов А.А.* Зависимость аномально-высоких пластовых давлений в месторождениях углеводородов от количественных характеристик локальных структур Карпатской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология и геофизика. 1979. № 2. С. 15–18.
8. *Акулинчев Б.П.* Особенности аномальных пластовых давлений нефтегазоводоносных комплексов // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2010. № 9. С. 18–21.