

ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КАК ФАКТОР НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Л.А. Абукова, Ю.И. Яковлев, О.П. Абрамова, Г.Ю. Исаева, А.В. Горева
ИПНГ РАН

В геологических разрезах многих осадочных бассейнов на больших глубинах установлено наличие нормальных, сверхгидростатических и субгидростатических пластовых давлений, придающих гидродинамическому полю общие свойства разномасштабной неоднородности. Нами произведена *типизация геофлюидодинамической неоднородности нефтегазоносных осадочных бассейнов*. Выделены три типа геофлюидодинамического режима (рис. 1).

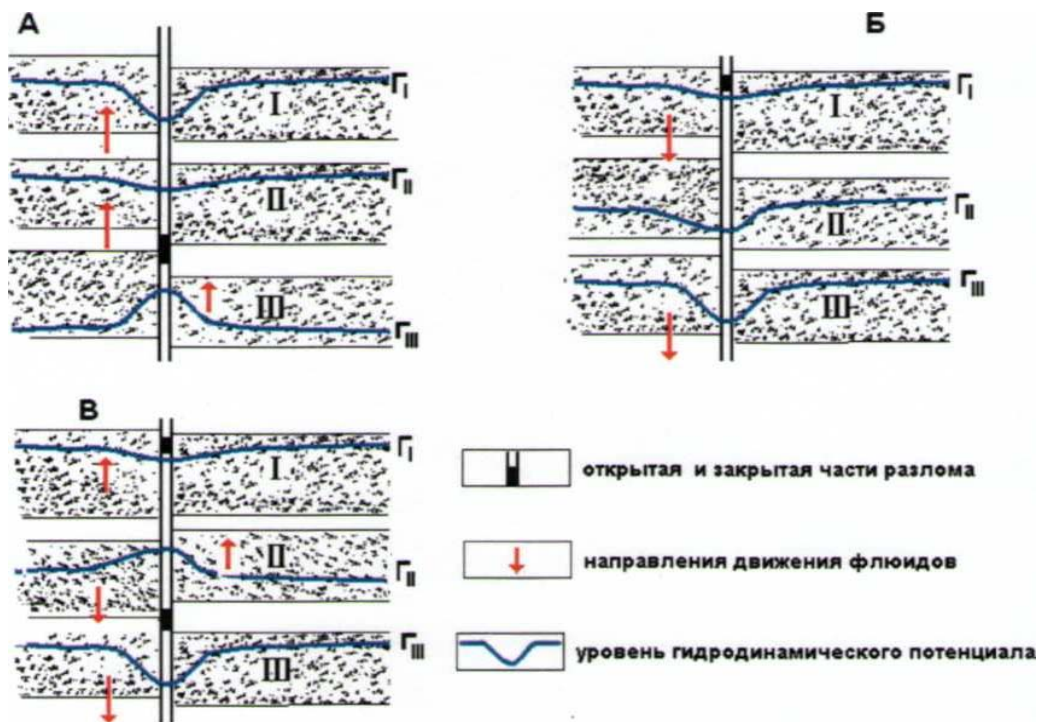


Рис. 1. Типы геофлюидодинамических режимов осадочных нефтегазоносных бассейнов

Первый тип (Γ_I) представляет собой переход от нормальных и субгидростатических пластовых давлений (СубГПД) в верхней части разреза к нормальным гидростатическим – в средней зоне и сверхгидростатическим пластовым давлениям (СГПД) – в нижней (рис. 1 А).

Второй тип режима (Γ_{II}) характеризуется нормальными или сверхгидростатическими давлениями в верхней части и постоянным снижением пластового давления – вниз по разрезу (рис. 1 Б). Подобный тип геофлюидодинамического режима обнаружен во многих нефтегазоносных бассейнах мира, в том числе на Сибирской платформе (Средне-Ботуобинское, Тас-Юрхское, Иреляхское и другие месторождения с преимущественно карбонатно-галогенным осадочным чехлом нижнепалеозойского возраста).

Третий тип режима (Γ_{III}) характеризуется возрастанием пластовых давлений в верхней части разреза до СГПД, а затем их резким снижением с глубиной (рис. 1 В). Такой флюидодинамический режим встречается достаточно часто на Сибирской платформе, аналогичное распределение СубГПД и СГПД обнаружено в Иркутской части Непско-Ботуобинской НТО (Аянская, Даниловская, Марковская, Ярактинская и другие площади).

В реальной геологической среде взаимопереходы от сверхгидростатических к субгидростатическим давлениям проявляются и во времени, и в пространстве, причем как в латеральном, так и в вертикальном направлениях.

Уменьшение гидродинамического потенциала в пределах отдельных продуктивных комплексов отложений способствует латеральной миграции пластовых флюидов, в том числе УВ, и формированию залежей в зонах развития пьезоминимумов (рис. 2).

Например, самый низкий гидродинамический потенциал в Якутии обнаружен пока в венд-рифейских отложениях Вилючанской седловины (Верхневиллючанское, Вилюйско-Джербинское месторождения). Здесь же выявлены залежи газа в древнейших осадочных отложениях, залегающих на кристаллическом фундаменте. Минимальный гидродинамический потенциал в этом тектонически-напряженном узле обуславливает латеральную и нисходящую вертикальную миграцию УВ. Это, в свою очередь, способствует формированию залежей УВ непосредственно в основании осадочного чехла и даже в коре выветривания фундамента.

В геологических разрезах многих уникальных и крупных месторождениях нефти одновременно проявляются как СубГПД, так и СГПД, что обеспечивает

внутриформационные перетоки и препятствует рассеиванию УВ за пределы залежи. Геофлюидодинамическая неоднородность в этом случае является благоприятным фактором сохранности месторождений. Убедительным примером, где фиксируется нисходящая миграция флюидов, обусловленная определенным положением СГПД и СубГПД, являются крупнейшие в мире месторождения нефти и газа: Боливар-Кост, США (разведанные запасы – 4200 млн т нефти); Прадхо-Бей, США (разведанные запасы нефти – 1235 млн т, газа – 736 млрд м³); Пендхендл-Хьюгтон, США (разведанные запасы нефти 2191 млн т нефти и 2038 млрд м³ газа); Ла-Пас, Венесуэла (запасы нефти 123 млн т), Норт-Ренкин, Австралия (523 млрд м³ газа), Хатейба, Ливия (570 млрд м³ газа), российские месторождения Восточной Сибири – Марковское (1 млн т нефти и 17 млрд м³ газа), Средне-Ботуобинское (166 млрд м³ газа и 22 млн т нефти), Западной Сибири – Бованенковское, Новопортовское и др.

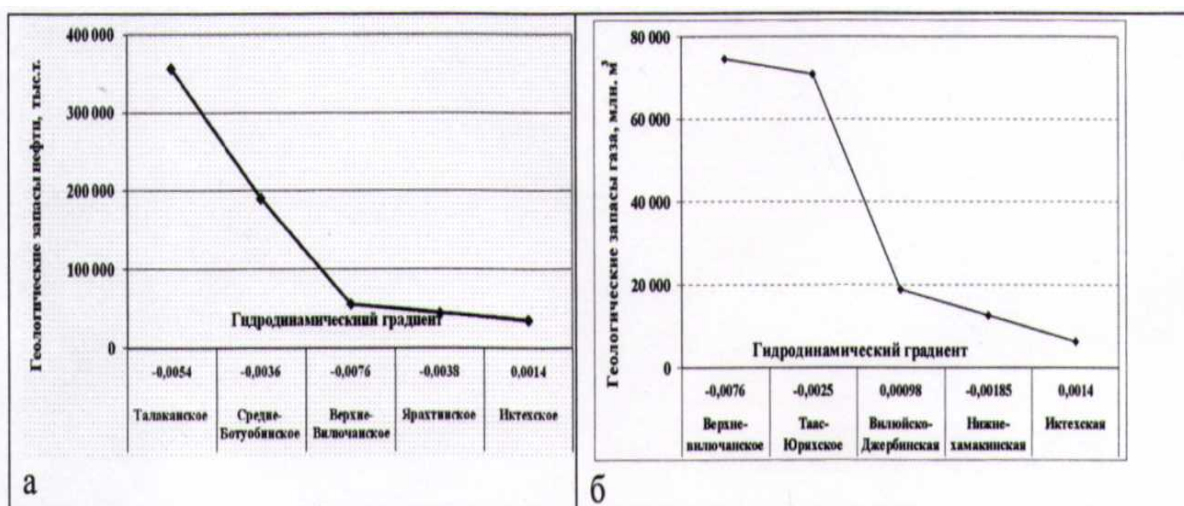


Рис. 2. Зависимость геологических запасов нефти (а) и газа (б) от гидродинамических потенциалов Непско-Ботуобинской антеклизы

Анализ представленных материалов позволяет сделать следующий вывод.

В молодых бассейнах геофлюидодинамическая неоднородность является регулирующим фактором, контролирующим сохранность крупных и уникальных месторождений нефти и газа, сформированных на новейшем этапе тектогенеза.

В древних бассейнах при проявлении сплошной вертикальной гео-флюидодинамической инверсии крупные и уникальные месторождения тяготеют к осям синклинальных структур и/или поднятий, гидродинамически изолированным и представляющим собой водонапорные депрессионные системы различного масштаба. Разработка УВ на синклинальных месторождениях требует новых инновационных решений при вскрытии и опробовании плотных коллекторов с низким гидродинамическим потенциалом.