

## ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В последние годы среди вводимых в разработку месторождений нефти и газа все в большей степени начинают преобладать сложнопостроенные залежи углеводородов, среди которых значительное место принадлежит комплексным структурно-тектоническим, литолого-тектоническим и тектонически-экранированным типам. Надежное картирование дизъюнктивных дислокаций (ДД) при построении детальных геолого-гидродинамических моделей месторождений становится необходимым условием их успешной эксплуатации. Характер разрывных нарушений предопределяет выбор технологии разработки месторождения.

Из-за возросших требований к увеличению извлекаемых запасов нефти и газа актуальность и практическая значимость проблемы выявления ДД разных рангов и масштабов — от макроразломов регионального уровня до микроразрывов, смыкающихся с трещиноватостью отложений, существенно возросла. Важнейшими задачами становятся определение влияния ДД на распределение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторских толщ, их экранирующей или проводящей роли.

Для решения этих задач необходимо проведение комплекса исследований — геологических, геофизических и гидродинамических. Каждый вид исследований в определенной мере дополняется другими. Все три вида одинаково позволяют исследовать разрез, вскрытый скважиной, для получения как количественной, так и качественной информации о продуктивном пласте. Однако при изучении около- и межскважинного пространства с применением геологических и геофизических видов можно исследовать, как правило, только геометрию залежи, в то время как с помощью гидродинамических методов помимо этого определяются еще и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Именно поэтому гидродинамические методы исследования пластов и скважин являются одним из важнейших источников получения информации о продуктивном пласте.

В промысловой практике широко используются методы, основанные на изучении неустановившихся процессов фильтрации — кривая восстановления (КВД) и падения давления, гидропрослушивание. По данным прямых наблюдений за фильтрацией жидкости к скважине эти методы позволяют и определить фильтрационные характеристики

коллектора, и изучить геологическое строение продуктивного пласта. Но для детализации геологического строения, выявления зон неоднородности, определения расстояний до этих зон и их размеров гидродинамические методы применяются лишь ограниченно. Между тем на возможность определения малопроницаемых границ в пласте гидродинамическими методами впервые, еще в тридцатых годах прошлого столетия, обратил внимание В.П. Яковлев [1959]. В дальнейшем изучением влияния неоднородности пласта на кривые изменения давления, регистрируемые при исследовании скважин, и определением по этим кривым параметров пласта занимались многие исследователи: Маскет, Смит, Уильямсон, Дьюис, Арчер, Мэтьюз, Ю.П. Борисов, В.Н. Щелкачев, Г.И. Баренблатт, В.А. Максимов, С.И. Бузинов, И.Д. Умрихин, С.Г. Каменецкий, Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников и многие другие.

Неоднородности пласта-коллектора, перетоки между пластами, а также различные тектонические и литологические экраны оказывают влияние на кривые изменения давления в скважинах. При достижении импульса давления ДД происходит его отражение. В результате кривая изменения давления в скважине искажается. На ней появляются аномалии, поведение которых зависит от параметров неоднородности. Подобные аномалии могут наблюдаться при исследовании как нефтяных, так и газовых скважин [Гриценко и др., 1995].

При обработке КВД, зарегистрированной в результате исследования газовой залежи одной из разведочных площадей на территории Республики Саха (Якутия), на графике, построенном в полулогарифмических координатах, были получены два прямолинейных участка с отношением тангенсов углов наклона равным  $\approx 2$  (рис. 1). Согласно С.Г. Ка-

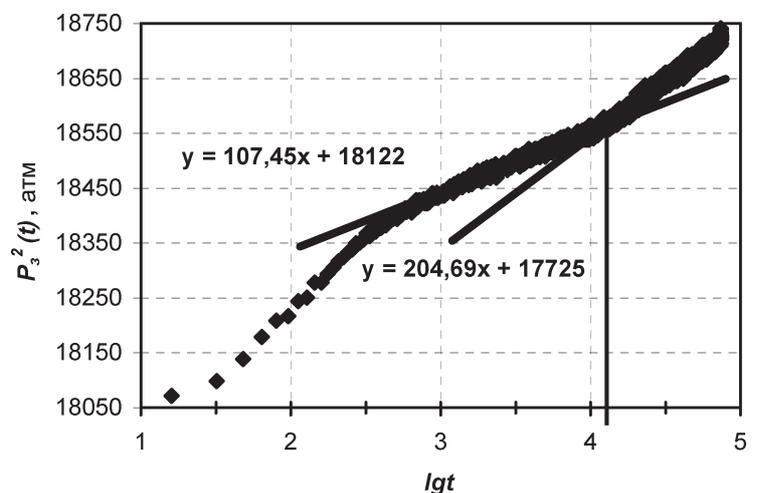


Рис. 1. КВД в полулогарифмических координатах

менецкому с соавторами [1974], такое отношение тангенсов углов наклона прямолинейных участков имеет место в случае расположения вблизи скважины непроницаемой границы. Выполненные расчеты по формуле [Кульпин, Мясников, 1974]

$$l = \sqrt{\pi \chi t}$$

показывают, что непроницаемая граница находится на расстоянии 35 м от скважины.

Разработанные за последние годы высокоточные глубинные электронные манометры и программное обеспечение по обработке полученных с их помощью данных позволяют использовать при анализе данных гидродинамических исследований темпы изменения давления, а значит соответствующие процедуры на базе логарифмических производных давления. Это намного улучшает качество обработки и интерпретации. Так, при обработке промысловых данных гидродинамических исследований одной из нефтяных скважин Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения Республики Саха (Якутия) программным комплексом «Saphir» (Карра Engineering, Франция) путем совмещения расчетной и экспериментальной кривых давления и производной (рис. 2) установлено, что наибольшая степень совпадения кривых достигается при использовании модели с непроницаемой границей, расположенной на расстоянии 140 м от скважины. Данный вывод подтверждается, проведенной на месторождении сейсморазведкой МОГТ–2D.

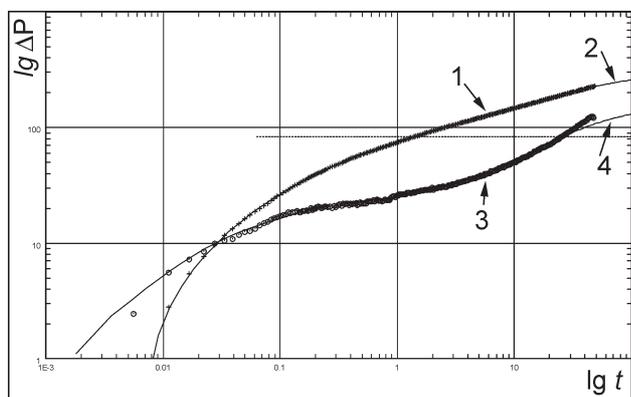


Рис. 2. КВД и ее производная в билгарифмических координатах

Условные обозначения: 1 — экспериментальная КВД; 2 — расчетная КВД; 3 — производная экспериментальной КВД; 4 — производная расчетной КВД

По результатам анализа сейсморазведки (МОГТ, МОВ) и региональных геолого-разведочных работ подчеркивается резкая дислоцированность осадочного чехла Сибирской платформы [Непско-Ботубинская..., 1986]. Разломная тектоника во многом определяет дизъюнктивно-блоковое строение находящихся в этом регионе месторождений нефти и газа: Куюмбинского, Юрубчено-Тохумского, Чайяндинского, Талаканского и других. Столь широкое развитие

разрывных нарушений и, как следствие, трещиноватость пород при бурении скважин и разработке месторождений вызывают трудности: происходит поглощение бурового раствора, неравномерное распределение контура заводнения. Поэтому возникает необходимость получения максимально возможной информации о пласте по каждой скважине.

Установление местоположения границ гидродинамическими методами намного проще, эффективнее и экономически выгоднее, нежели решение тех же задач путем обычных геологических методов, которые требуют бурения большого числа разведочных скважин. Разумеется, специальные гидродинамические исследования ограниченных пластов требуют больших затрат времени на их проведение и обработку промыслового материала, чем обычные исследования по определению фильтрационных параметров, однако эти затраты во много раз меньше стоимости хотя бы одной дополнительной скважины. Очевидно, что проводить подобные исследования целесообразнее всего в период разведочных работ и начальный период разработки месторождения с тем, чтобы при составлении технологического проекта разработки месторождения иметь надежные данные о геологическом строении пласта. Кроме того, в этот период определение параметров будет более точным, так как пласт находится в практически невозмущенном состоянии. С другой стороны, редкая сетка скважин в период разведки ограничивает возможности проведения гидропрослушивания, которое следует проводить в период разработки месторождения.

Таким образом, гидродинамические методы исследования пластов и скважин, в частности такой метод исследований как КВД, с достаточной уверенностью позволяет выделять проницаемые и непроницаемые границы (экраны) в около и межскважинном пространстве, в области дренирования пласта, а также определять расстояния до них. Проведение комплекса гидродинамических (КВД, гидропрослушивание), сейсмических (МОГТ–2D, МОГТ–3D, НВСП) исследований по изучению залежей нефти и газа будет способствовать эффективности их освоения.

### Литература

- Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
- Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. М.: Недра, 1974. 224 с.
- Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазовоносных пластов. М.: Недра, 1974. 200 с.
- Непско-Ботубинская антеклиз — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев и др. Новосибирск: Наука, 1986. 245 с.
- Яковлев В.П. Оператор по исследованию нефтяных скважин. М.: Гостоптехиздат, 1959. 307 с.