

М.Н. Овчинников, Ф.Ф. Каримов, А.С. Николаев

Казанский государственный университет, физический факультет

E-mail: Marat.Ovchinnikov@ksu.ru

АКУСТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОТОКОВ В СКВАЖИНАХ

Изучение гидродинамических шумов в скважинах методом пассивной шумометрии позволяет дополнить возможность других методов исследования пластов и скважин (термометрия, расходомерия и др.) при решении различных задач технологического и геофизического характера. Так, с помощью спектрального разделения шумов, возникающих от различных источников звука в скважинах, можно выявить местоположение работающих интервалов пластов (в том числе и на неперфорированных участках), заколонных перетоков, микроциркуляций, а также контролировать техническое состояние скважин и подземного оборудования (Якимов А.С. и др., 1987; Николаев С.А. и др., 1992).

Экспериментальные исследования гидродинамического звукообразования показывают, что вид спектра шумов гидродинамических потоков определяется типом движения жидкости в скважине и околоскважинном пространстве: поток жидкости непосредственно в трубах (колонна, НКТ), характеризуемый турбулентным режимом течения, создает, как правило, акустические колебания в полосе частот до сотни герц; при фильтрационном движении флюида по кавернозным и трещиноватым средам возбуждаются колебания на частотах от сотни герц до двух килогерц; спектр шумов фильтрационного потока в породах-коллекторах лежит в полосе от двух до двадцати килогерц. Кроме того, для каждого типа источников имеется своя, характерная, зависимость амплитуды шумов от скорости потока жидкости.

Лабораторные и натурные исследования фильтрации жидкостей и газов при малых дебитах в пористых песчанниках показали (Николаев С.А., 1992), что амплитуды шумов фильтрации пропорциональны скоростям фильтрационных потоков, а вид спектра шумов для одного и того же коллектора не зависит от вида флюида. Этот вывод соответствует содержанию формулы для спектральной плотности dI/dv фильтрационных шумов (Билалов Р.Ф. и др., 2000):

$$\frac{dI}{dv} = \frac{3\pi^5 a^2 (\nabla P)^2 \rho_0 K^2 r_0^6 v_0^4}{8D^2 L \sqrt{2\pi} c_{36} v m^2 k^2 \sigma} \quad (1)$$

$$\times \exp \left[- \left(\frac{2}{3} \ln \frac{v}{v_0} + \sigma^2 \right)^2 / 2\sigma^2 \right],$$

$$v_0 = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{3E}{8r^2 \rho} \left(\frac{2 + \mu}{1 + \mu} \right)}, \quad (2)$$

где D – диаметр образца, L – длина, величина σ характеризует ширину логнормального распределения частиц песчанника по размерам, r_0 соответствует максимуму лог-

нормального распределения, ρ и ρ_0 – плотности частиц и окружающей среды, c_{36} – скорость звука, v – частота колебаний частиц скелета пласта, E – модуль Юнга и μ – коэффициент Пуассона, a – численный коэффициент, не зависящий от свойств флюида, ∇P – градиент давления, r – характерный размер зерен, k – упругий модуль, K – проницаемость, m – пористость.

Разработанная авторами аппаратура для спектрального анализа шумов (Николаев С.А. и др., 1989) включает скважинный прибор – шумомер, позволяющий прини-

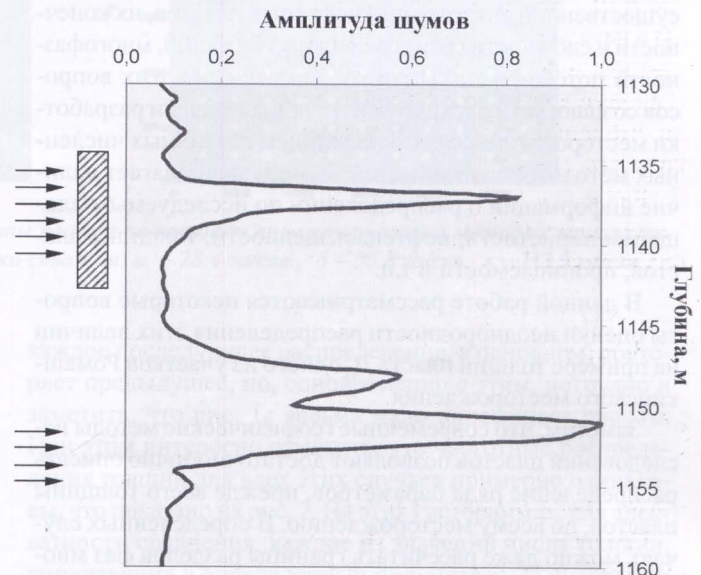


Рис. 1. Амплитуды шумов фильтрации, измеренные в стволе скважины.

мать и усиливать акустический сигнал, который по кабелю поступает в наземный регистрирующий блок. Регистрация и непосредственная обработка данных производится с использованием ЭВМ. Исследования скважин шумомером осуществляются с помощью каротажных станций для геофизических и гидродинамических исследований со спуско-подъемным оборудованием и одножильным каротажным кабелем. Измерения могут проводиться как в непрерывном режиме, при спуске или подъеме прибора, так и дискретно (по точкам), когда сигналы измеряются при полной остановке прибора. Методика проведения измерений обеспечивает исследование скважин без нарушения их технологических режимов.

Шумомер может быть использован для контроля работы скважин и получения оперативной информации об изменениях гидродинамических режимов при проведении работ с применением вибро-гидро генераторов, а также при применении тепловых, химических и прочих методов повышения нефтеотдачи пластов и обработке призабойной зоны.

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОЛЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В настоящее время все более актуальными для нефтяной промышленности становятся вопросы контроля и управления разработкой месторождений на поздней стадии их эксплуатации, составления достоверных прогнозов нефтедобычи в условиях заводнения. При этом использование существующих аналитических решений задач фильтрации оказывается затруднительным вследствие существенной анизотропии нефтяных пластов, их конечности и сложности геометрических очертаний, многофазности потоков и т.д. Поэтому для решения этих вопросов создаются постоянно действующие модели разработки месторождений с использованием различных численных методов. Реализация последних предполагает наличие информации о распределении по исследуемым площадям пористости, нефтенасыщенности, толщины пластов, проницаемости и т.п.

В данной работе рассматриваются некоторые вопросы оценки неоднородности распределения этих величин на примере толщин пласта D_0 одного из участков Ромашкинского месторождения.

Заметим, что современные геофизические методы исследований пластов позволяют достаточно точно описать распределение ряда параметров, прежде всего толщины пластов, по всему месторождению. В определенных случаях можно даже рассчитать границы разделов фаз многофазных фильтрационных потоков. Однако к настоящему времени трудно представить себе широкомасштабное

использование подобных методов по экономико-техническим причинам. Существуют в этой области и определенные математические проблемы в интерпретации получаемых результатов. Кроме того, такие переменные, как пористость и, тем более, проницаемость, рассчитать по данным сейсмомониторинга с приемлемой точностью весьма сложно. Поэтому задача интерполяции значений геофизических параметров, полученных в отдельных точках (скважинах) на всю площадь месторождения, в ближайшее время, видимо, останется актуальной.

Допустим, у нас имеется информация о значениях толщин того или иного пласта в точках, соответствующих пробуренным скважинам. На основе этих данных обычно строятся геологические профили, производится подсчет запасов. При этом возникает вопрос: а правильно ли мы поступаем, соединяя кровли и подошвы пластов тем или иным способом? Какой будет реальная толщина пласта в интервале между двумя скважинами, если в одной скважине эта толщина 6 метров, а в соседней – 8 метров: 7 м, 8 м, 6 м, 0 м, 20 м?

Для оценки этой ситуации можно попытаться ввести некие количественные характеристики для каждого конкретного месторождения, которые бы учитывали степень локальной пространственной скоррелированности значений геофизических параметров, другими словами, ответить на вопрос: в какой степени значения геофизических параметров в пределах отдельно взятых участков иссле-

М.Н. Овчинников, Ф.Ф. Каримов, А.С. Николаев *Акустический контроль гидродинамических потоков в скважинах*

Так, на рис. 1 показаны нормированные на максимальное значение амплитуды шумов фильтрационных потоков (в диапазоне 3 – 20 кГц) в нагнетательной скважине с двумя вскрытыми пластами и интервалами перфорации 1136 – 1141 и 1152 – 1155 м (показаны стрелочками). При этом верхний пласт был изолирован цементным мостом (показан штрихованным прямоугольником). Мы видим, что фильтрация наблюдается в обоих пластах и в пропластке в интервале 1147 – 1150, а цементаж не привел к прекращению фильтрации в верхнем пласте.

Помимо определения профилей фильтрационного притока жидкости, используя шумометрию, можно исследовать процесс динамики относительных фазовых проницаемостей в околоскважинном по изменению амплитуд шумов, создаваемых различными жидкостями, поскольку с уменьшением вязкости скорости потоков и, соответственно, амплитуды шумов фильтрации, увеличиваются.

Метод и аппаратура были успешно опробованы в ус-

ловиях работающих скважин на Ромашкинском нефтяном месторождении в течение последних пятнадцати лет.

Литература

Билалов Р.Ф., Завидонов А.Ю., Овчинников М.Н. Контроль эволюции углеводородных резервуаров при заводнении с использованием гидродинамического звукообразования. *Труды Научно-практической конференции VII Международной специализированной выставки «Нефть, газ-2000» «Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений»*. Казань. 5-8 сентября 2000.

Николаев С.А., Овчинников М.Н. Генерация звука фильтрационным потоком в пористых средах. *Акустический журнал*. т. 38. №1. 1992. 114-118.

Николаев С.А., Овчинников М.Н., Кандаурова Г.Ф., Мельников Н.А. Спектральная шумометрия фильтрационного потока в нагнетательных скважинах. *Нефтяное хозяйство*. №2. 1992. 40-42.

Николаев С.А., Овчинников М.Н., Николаев С.А. *Авторское свидетельство №1477900. Способ контроля гидродинамического потока в скважине*. Б.И. №17. 1989. 121.

Якимов А.С., Хисамов Р.С., Трофанчук Д.С., Николаев С.А., Овчинников М.Н. Эффективность спектральной шумометрии по контролю заводнения. *Нефтяное хозяйство*. Вып.2. 1987. 50-52.