

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

УДК 552.578.2.061.4:537.31

А.А. АБРАМОВИЧ

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРА

*УО «Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины»,
г. Гомель, Республика Беларусь
abramovichaa62@gmail.com*

Петрофизика изучает физические свойства горных пород, изменения этих свойств под воздействием геологических, физико-химических или технологических факторов, а также взаимосвязи между физическими свойствами пород как функциями их состава и структуры. Она, прежде всего, является физической основой интерпретации результатов ГИС. Электрические исследования скважин, не имея в начальный период ее применения петрофизической базы, довольно успешно решала задачи литологического расчленения разреза скважины и выделения в нем продуктивных нефтеносных пластов. Позже выяснилось, что круг задач, решаемый по данным ГИС, можно значительно расширить, если интерпретацию данных ГИС проводить с привлечением количественных оценок, характеризующих коллекторские свойства пород и их литологический состав. Эти задачи можно успешно решить при условии, что будут установлены закономерные связи между параметрами, получаемыми при интерпретации данных ГИС с, одной стороны, и параметрами, характеризующими емкость, нефтенасыщенность, продуктивность породы-коллектора – с другой.

Петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС позволяет:

1) установить петрофизические связи перехода от геофизических параметров, к параметрам, характеризующим литологию и фильтрационно-емкостные свойства пород;
2) установить граничные значения физических параметров для каждого литотипа. При выборе образцов пород для создания петрофизической основы интерпретации ГИС в изучаемом объекте, необходимо:

- включать образцы всех основных литотипов изучаемых отложений: как коллекторов, так и неколлекторов;
- число образцов должно быть достаточным для статистической обработки;
- как можно большая часть образцов должна принадлежать интервалам сплошного отбора керна.

Для получения петрофизических зависимостей можно использовать все виды парных связей: керн-керн, геофизика-керн, геофизика-гидродинамика, геофизика- геофизика [3].

Связи типа керн-керн получают в результате измерения в лаборатории двух параметров – одного геофизического, а другого – характеризующего фильтрационно-емкостные свойства или литологию породы. Оба параметра определяются на одном и том же образце керна. Для каждого образца определяют положение точки в системе

координат $X-Y$. Совокупность точек обрабатывают методами математической статистики, получая уравнение регрессии, коэффициент корреляции и др.

Связи типа геофизика-керна получают в том случае, если технология отбора керна обеспечивает 100%-й отбор и вынос керна на поверхность.

Связи типа геофизика-гидродинамика получают, сопоставляя геофизические параметры и параметры, определяемые гидродинамическими методами и характеризующими фильтрационные свойства пласта (например, коэффициент проницаемости $k_{пр}$). Значения рассчитывают для однородных по данным ГИС интервалов испытаний разреза.

Связи типа геофизика-геофизика устанавливают, нанося точки на плоскость в системе координат, соответствующие параметрам, вычисленным по данным двух различных геофизических методов. Эти связи используют для решения следующих задач:

- поиска областей геофизических значений для различных литотипов и использования их при литологическом расчленении разреза;

- определения участков, соответствующих продуктивным и непродуктивным коллекторам в изучаемом разрезе и для оценки характера насыщения коллекторов.

Границы областей находят графически или характеризуют их уравнением регрессии.

Фактически все петрофизические связи, используемые при геологической интерпретации материалов ГИС, являются корреляционными. Это связано с тем, что образцы и пласты горных пород как объекты исследования петрофизики имеют сложный минеральный, химический и фазовый состав, а также очень сложную геометрию границ раздела поверхностей и фаз. Если изменение одной величины вызывает изменение закона распределения другой, то между этими величинами существует корреляционная связь.

Установление статистических связей между петрофизическими параметрами горных пород имеет большое практическое значение. Во-первых, имея такие взаимосвязи, можно по измеренным значениям одного параметра ориентировочно оценивать значения другого. Во-вторых, наличие или отсутствие взаимосвязи между физическими параметрами может косвенно указывать на возможные причины их изменений. В-третьих, характер взаимосвязи между физическими параметрами может служить одним из классификационных признаков горной породы [1].

Как известно, важным свойством любой модели, в том числе и петрофизической, является ее соответствие цели исследования. В случае коллекторов, целью являются фильтрационно-емкостные свойства, определить которые можно по данным ГИС. Для её достижения необходимо знать взаимосвязи между петрофизическими параметрами, измеряемыми в методах ГИС, и фильтрационно-емкостными свойствами коллектора.

Теоретически или экспериментально установленная аналитическая зависимость между петрофизическими свойствами коллектора, определяемыми по данным ГИС, с одной стороны, и его литологическими, фильтрационно-емкостными свойствами и характером насыщения, с другой называется петрофизической моделью коллектора.

Как и в случае других моделей, при построении петрофизической модели коллектора результаты петрофизических исследований подвергаются корреляционному анализу и осреднениям. Поэтому при использовании петрофизических моделей для исключения ошибок необходимо учитывать все допущения и идеализации, принятые при построении модели. Так, формирование модели электропроводности предполагает два начальных условия:

- а) коллектор – это двухкомпонентная среда, состоящая из непроводящего минерального скелета и электропроводящей воды порового пространства;

б) на электропроводность влияет только открытая пористость, так как для протекания электрического тока необходимы непрерывные токопроводящие каналы.

Петрофизические зависимости вида $P_n = f(\kappa_n)$ и $P_n = f(\kappa_e)$ составляют петрофизическую основу для интерпретации данных электрического каротажа. Так, на основе уравнения $P_n = f(\kappa_n)$ через параметр P_n , который определяется по данным электрического каротажа, производится определение коэффициента открытой пористости κ_n .

На основе уравнения $P_n = f(\kappa_e)$ через параметр P_n , который также определяется по данным электрического каротажа, определяют коэффициент водонасыщенности κ_v (объем воды в порах породы). Зная κ_v можно определить коэффициент нефтегазонасыщенности: $\kappa_{нг} = 1 - \kappa_v$.

Также используется уравнение вида $P_n = f(\kappa_{во})$, где $\kappa_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности. В этом случае, через $\kappa_{во}$ оценивается предельное значение $\kappa_{нт} = 1 - \kappa_{во}$.

Исследуем петрофизическую зависимость вида $P_n = f(\kappa_n)$. Известно, что удельное электрическое сопротивление ионно-проводящей породы определяется формулой $\rho_n = P_n \rho_e$, где ρ_e – удельное электрическое сопротивление флюида, находящегося в порах породы, а коэффициент пропорциональности P_n называется параметром пористости [2]. Его величина не зависит от минерализации и удельного сопротивления воды, насыщающей породу, а определяется, в основном, количеством воды в единице объема породы и равномерностью её распределения в породе. С другой стороны, количество воды в породе определяется коэффициентом пористости κ_n , а распределение ее по породе – структурой порового пространства. Следовательно, относительное сопротивление зависит от пористости породы и структуры порового пространства. Как известно, геометрия порового пространства реальных осадочных пород настолько сложна и разнообразна, что целесообразность применения теоретических выражений для описания характера связи между P_n и κ_n довольно ограничена. На практике по результатам экспериментальных исследований образцов пород получают зависимости относительного сопротивления P_n от пористости κ_n для пластов, характеризующихся общностью текстурного строения (отсортированностью зерен, формой поровых каналов и т.д.). Располагая зависимостью $P_n = f(\kappa_n)$, по величине относительного сопротивления можно оценивать пористость породы.

Зависимости $P_n = f(\kappa_n)$ могут иметь вид:

$$P_n = a \cdot \kappa_n^{-m} \text{ или } P_n = \kappa_n^{-m},$$

где a и m – константы, которые определяют экспериментально по керну или образцам пород, отобранных из изучаемых пластов.

Структурный показатель m для неглинистых коллекторов принимает следующие значения (по В.Н.Дахнову):

- хорошо отсортированные пески и слабосцементированные песчаники: $m=1,3-1,4$;
- хорошо сцементированные терригенные и карбонатные коллекторы с пористостью: межгранулярной – $m=1,8-2,0$; трещинной – $m < 1,8$ и кавернозной – $m > 2$.

Известно, что зависимость параметра пористости P_n от электрической извилистости поровых каналов T_s определяется формулой $T_s^2 = P_n \kappa_n$, где κ_n – коэффициент пористости. С другой стороны, согласно формуле Козени – Кармана коэффициент проницаемости пород $\kappa_{пр} = F (\kappa_n^3 / T_s^2)$ [2]. Тогда $\kappa_{пр} \approx F (1 / P_n)$, т.е. параметр пористости P_n можно использовать для качественной оценки проницаемости пород: чем ниже значение P_n тем более проницаемой должна быть порода.

В качестве примера приведём зависимость $P_n = f(\kappa_n)$, используемую в РУП «ПО «Белоруснефть» для вычисления электрического сопротивления нефтяных пластов при

условии 100-процентного насыщения пластовой водой для коллекторов Припятского прогиба (рис. 1) [4]. Для карбонатных коллекторов внутрисолевых отложений каверново-порово-трещинного типа со структурным коэффициентом $m = 2,18$ и для карбонатных коллекторов межсолевых отложений порово-каверново-трещинного типа $m = 1,88$ без учёта давления она имеет следующий вид:

$$P_n = 1/(K_n)^m.$$

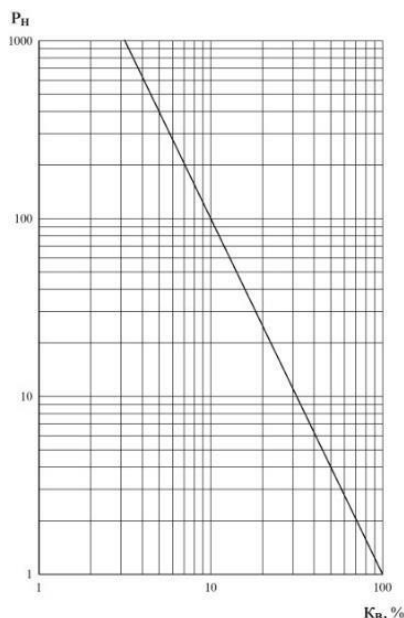


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента увеличения сопротивления пласта (P_n) от коэффициента водонасыщенности (K_n) для коллекторов Припятского Прогиба

Исследуем петрофизическую зависимость вида $P_n = f(k_n)$. Известно, что удельное сопротивление $r_{нп}$ нефтенасыщенной породы определяется следующим выражением:

$$r_{нп} = P_n r_{ен},$$

где P_n – параметр насыщения, показывающий, во сколько раз возрастает величина $r_{нп}$ нефтенасыщенной породы, по сравнению с ее удельным сопротивлением $r_{вп}$ при полном насыщении водой объема пор [2].

Величина P_n зависит от объемной влажности w или коэффициента водонасыщения k_n , а также от геометрии объема, занимаемого в порах остаточной водой.

Различают два вида связи между P_n и k_n по способу их получения.

1. Для каждого образца, представляющего изучаемый коллектор, рассчитывают несколько значений $P_n = r_{нп}/r_{вп}$ при различных значениях k_n , который изменяют в пределах $k_{во} < k_n < 1$. При этом P_n изменяется в пределах $P_{н.пред} > P_n > 1$, где $k_{во}$ и $P_{н.пред}$ соответственно коэффициент остаточного водонасыщения и предельное (максимальное) значение параметра P_n , отвечающее $k_{во}$. В результате таких исследований для каждого образца получают индивидуальную зависимость $P_n = f(k_n)$. В дальнейшем связи $P_n = f(k_n)$, полученные для отдельных образцов, объединяют в одну группу, характеризующую определенный класс коллектора.

2. Для каждого образца изучаемой коллекции определяют только величину $k_{во}$ и соответствующее ему значение $P_{н.пред}$. Затем наносят точки с координатами $P_{н.пред} - k_{во}$ для различных образцов на бланк и методом наименьших квадратов получают статистическую связь $P_{н.пред} - k_{во}$ для всего геологического объекта.

Зависимости $P_n = f(k_v)$ первого рода характеризуют связь параметров P_n и k_v в переходной зоне нефтяной или газовой залежи в недонасыщенных углеводородами коллекторах, а зависимость $P_{n,пред} = f(k_{v0})$ – в зоне предельного насыщения залежи углеводородами.

Связь между параметрами P_n и k_v выражают эмпирическими формулами $P_n = a \cdot k_v^{-n}$ или $P_n = k^{-n}$, где a и n константы, характеризующие определенный класс продуктивного коллектора.

Для значительной части объектов получены нелинейные (в двойном логарифмическом масштабе) связи $P_n = f(k_v)$, которые можно представить совокупностью отрезков связей $P_n = f(k_v)$ с различным n .

В коллекторах со сложной геометрией пор зависимости $P_n = f(k_v)$ существенно отличны от зависимостей для межзерновых коллекторов. Так, для кавернозной породы $1 < n < 1,3$, а для трещиноватой $n >> 2$. Для трещиновато-кавернозной породы возможны различные n в зависимости от того, какое влияние преобладает на величину r_{np} – трещин или каверн.

В гидрофобных коллекторах с межзерновой пористостью, а также смешанного типа (межзерновые поры, каверны, трещины) $n > 2$, причем отличие n от 2 тем больше, чем выше гидрофобность коллектора. Это объясняется резким увеличением извилистости токовых линий благодаря прерывистости пленки воды на поверхности пор, вызванной гидрофобизацией поверхности порового пространства.

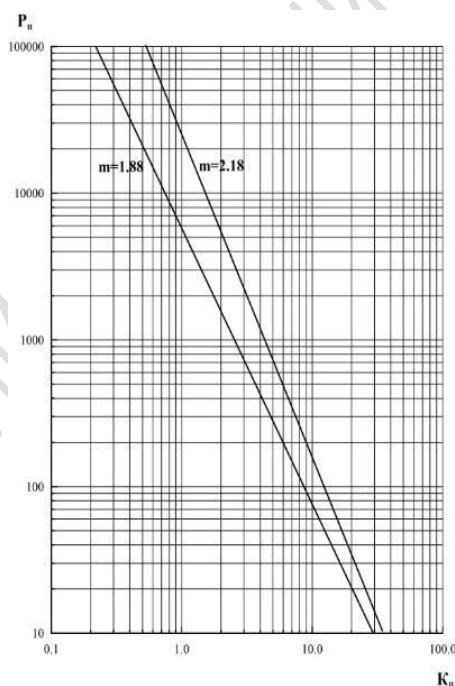


Рисунок 2 – Зависимость относительного сопротивления (P_n) от коэффициента пористости (k_v) для коллекторов межслоевых отложений Припятского прогиба (по МИНХ и ГП) без учета давления:

- каверново-порово-трещинного типа, $m = 2,18$;
- порово-каверново-трещинного типа, $m = 1,88$.

В гидрофильных коллекторах n снижается с увеличением глинистости ($n \ll 2$).

В качестве примера приведём зависимость $P_n = f(k_v)$, используемую в РУП «ПО «Белоруснефть» для коллекторов Припятского прогиба (рис. 2) [4]. Она имеет вид

квадратичной зависимости и используется при расчете нефтегазонасыщенности коллекторов по коэффициенту увеличения сопротивления P_H :

$$P_H = 1 / K_v^2.$$

Список литературы

1. Вахромеев, Г. С. Петрофизика: учеб. для вузов/ Г.С. Вахромеев и [и др.]. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1997. – 462 с.
2. Дахнов, В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород: учеб. для вузов/В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
3. Зеливянская, О. Е. Петрофизика: учебное пособие/ О. Е. Зеливянская. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2015. – 111 с.
4. Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. науч. тр. / БелНИПИнефть. – Вып.7. – Гомель: БелНИПИнефть, 2010. – 408 с.