

DOI: 10.24411/2619-0761-2019-10026

УДК 551.14:550.83:551.24:550.83

ИЗУЧЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Гулиев Ильгам Идрис оглы – диссертант института НИПИ "Нефтегаз", старший инженер лаборатории "Геолого-геофизическое обобщение", ilham_br@mail.ru

Аннотация: известно, что для обнаружения наличия углеводородных ловушек в естественных условиях залегания, геофизическими методами разведки возникает необходимость исследования петрофизических свойств горных пород и флюидов. Исследования петрофизических свойств проводятся с целью определения состава горных пород и флюидов путем сопоставления величин физических параметров скорости, плотности и удельного сопротивления.

В связи с этим, автором предложены некоторые формулы, по которым определяются изменения величин скорости, плотности и удельного сопротивления в зависимости от давления и температуры и взаимоперехода величин скорости и плотности. Также определяются зависимости величин эффективной пористости от величин пластовой скорости и плотности и удельного сопротивления пласта.

Ключевые слова: петрофизическое исследование, скорость, плотность, удельное сопротивление, углеводороды, прогнозирование, формула.

Введение. При поиске и разведке месторождений нефти и газа геофизическими методами разведки в геологическом истолковании их результатов, в частности, при определении состава горных пород и флюидов, а также определении степени их влияния на геофизические поля возникает необходимость в изучении и использовании физических свойств горных пород и флюидов.

Поэтому при интерпретации геофизических данных необходимо знать такие петрофизические параметры, как пористость, газонефтенасыщенность, температура пластов, геостатические, поровые и пластовые давления, скорость, плотность, удельное сопротивление, коэффициенты затухания упругих колебаний, а также законы изменения скорости, удельного сопротивления и плотности в зависимости от температуры и давления для исследуемого региона [1...5].

Основная часть. Все горные породы, в том числе и флюиды, слагающие геологические разрезы, в зависимости от глубины и условий залегания, в различных районах об- ладают различными значениями физических

параметров, вследствие воздействий физико-химических и тектонических процессов.

Следует отметить, что на изменение значений физических параметров оказывают большое влияние внутренняя температура флюидов, образовавшаяся за счет изменения объема вместилища (ловушки), порового и пластового давления, силы и частоты колебания тектонических движений, силы возникающей вследствие химического взаимодействия воды, водяных паров и газопаровых смесей с породами рассеянного органического вещества, а также силы воздействия температур, создаваемых за счет распада радиоактивных элементов находящихся в горных породах [2, 3].

Таким образом, под воздействием различных сил, горные породы и флюиды, в естественных условиях залегания находятся в сложноподвижном состоянии.

В связи с этим, автором предложено несколько новых математических и эмпирических формул, по которым определяются величины скорости, плотности, удельного сопротивления, геостатического, динамического, порового и пластового давления, а также геотермической и пластовой температуры и других петрофизических параметров.



Содержимое этой работы может использоваться в соответствии с условиями лицензии Creative Commons Attribution 4.0. Любое дальнейшее распространение этой работы должно содержать указание на автора (ов) и название работы, цитирование в журнале и DOI.

Несмотря на это, при прогнозировании залежей нефти, газа и газоконденсата основными давлениями, влияющими на их физические свойства, считают геостатическое, поровое, пластовое, геодинамическое и дифференциальное давление. При известной мощности и плотности каждого слоя или глубины залегания и средней плотности, геостатическое давление определяется по следующей формуле [4].

$$P_{гст} = g \sum_{i=1}^n \sigma_i h_i = gH \sigma_{ср}$$

здесь $\sigma_{ср} = \sum_{i=1}^n \sigma_i h_i / H$ (1)

где g – ускорение силы тяжести, которое до глубины 10 км равно 9,8 м/сек²; σ_i и h_i – соответственно, плотность и мощность каждого слоя; $\sigma_{ср}$ – средняя плотность вышележащих отложений и образований; H – общая мощность покрывающих слоев.

Касаясь вопроса изучения значения геодинамического (бокового) давления, можно отметить, что здесь встречаются с большими трудностями, поскольку оно определяется величиной геостатического давления, коэффициента Пуассона и их геологическими свойствами. Связь между геостатическим и геодинамическим давлениями устанавливается экспериментальным путем для каждого региона и выражается формулой [4].

$$P_{гд} = n P_{гст} \quad (2)$$

где n – коэффициент пропорциональности, который колеблется в широких пределах. Например, для плотных песчаников коэффициент пропорциональности доходит до $n = 2...3$, а для менее плотных пород, типа алевролит и песков, до $n = 1,4...1,5$.

Одним из возможных факторов, влияющих на изменение физических свойств флюидов и горных пород является пластовое давление, создаваемое в паровом пространстве горных пород составляющих пластов. Образование пластового давления происходит в результате всего геологического развития, а его значение определяется комплексом природных факторов, к которым относятся геостатическое и гидродинамическое давление, степень сообщаемости между

слоями пластов, химическое воздействие и внутренняя температура флюидов, вторичная цементизация простых проницаемых пластов и др.

В практике, связь между пластовыми и геостатическими давлениями, обычно устанавливается через дифференциальное (избыточное) давление по формуле [4].

$$P_d = P_{гст} - P_{пл}$$

$$P_{пл} = g \sigma_{пл} h_{пл} = g(\bar{\sigma}_2 h_2 - \bar{\sigma}_1 h_1) \quad (3)$$

где g – ускорение силы тяжести, $\bar{\sigma}_2$ и $\bar{\sigma}_1$ соответственно средняя плотность от поверхности земли до подстилающих и покрывающих слоев и h_2 и h_1 – глубины до подстилающих и покрывающих горизонтов.

На основании экспериментальных исследований ранних работ установлено, что для различных регионов геотермический градиент различен, т.е. $\tau = 1$ град / 22 м, $\tau = 1$ град / 33 м, $\tau = 1$ град / 44 м, и наконец, $\tau = 1$ град / 55 м. Для большинства регионов он принимается в среднем как $\tau = 1$ град / 33 м, а для суши территории Азербайджана градиент установлен как $\tau = 1$ град / 55 м.

Таким образом, нормальная температура в зависимости от глубины залегания и с учетом геотермического градиента определяется по формуле [4]:

$$t^0 = \tau \cdot H \quad (4)$$

Следует отметить, что различие значения геотермического градиента для различных регионов объясняется наличием в геологических разрезах различных литолого-стратиграфических комплексов и флюидов, находящихся на различных глубинах под различным давлением и наличием радиоактивных элементов, находящихся в составе горных пород и флюидов.

За счет длительного времени распада радиоактивных элементов, происходит увеличение пластовой температуры, которая, в свою очередь, оказывает большое влияние на изменение значения геотермического градиента. Поэтому, для определения значений скорости, плотности и удельного электрического сопротивления, играющих значительную роль при геологической интерпретации сейсмических, гравиметрических и электрометрических материалов,

нефти, газа и газоконденсата в каждом районе исследования, наряду с другими видами геофизических исследований, в скважинах необходимо ввести термический каротаж. Как отмечено выше, изменение температуры во многом зависит от уплотнения и разуплотнения флюидов и вмещающих пород при тектоническом движении, а также от их теплопроводности. Например, при уменьшении объема вмещалища флюидов за счет увеличения геостатического давления, увеличивается их внутренняя температура и, наоборот, при увеличении объема вмещалища за счет уменьшения геостатического давления, внутренняя температура уменьшается. Внутренняя тепловая энергия у диэлектриков возникает в результате тепловых колебаний их кристаллических решеток, а у проводников и полупроводников, вследствие теплового движения электронов.

Передача тепловой энергии, связанной с колебаниями узлов решеток, представляет собой распространение в веществе гармонических упругих колебаний различной частоты на продолжительное время. А гармоничность колебаний узлов решетки приводит к рассеиванию фотонов и мешает передаче тепловой энергии путем теплопроводности. Этот эффект возрастает при увеличении температуры. Поэтому, в данном случае решетчатая теплопроводность у диэлектриков уменьшается.

Таким образом, перенос тепла в диэлектриках рассматривается как передача микроскопическими волнами кинетической энергии в направлении ее уменьшения, а у проводников и полупроводников, перенос тепловой энергии осуществляется, в основном, диффузией свободных электронов. Следует отметить, что решетчатая теплопроводность проводников значительно меньше электронной.

Известно, что при определении истинных значений скорости скелета горных пород и заполняющих их пор флюидов необходимо знать значения коэффициента эффективной пористости, являющегося эквивалентом производного коэффициента открытой пористости и водонефтегазонасыщенности [5]:

$$\text{т.е. } K_{ЭП} = K_{ОП} \cdot K_{Н}. \quad (5)$$

Однако следует, отметить, что без данных бурения и стандартного каротажа найти значения коэффициентов открытой пористости КОП и водонефтегазонасыщенности КН не представляются возможными.

В связи с этим, при интерпретации сейсмических, гравиметрических и электрометрических материалов, автором разработан приближенный способ определения значения коэффициента эффективной пористости. При этом были учтены, что в ловушках истинные значения скорости, плотности и удельного сопротивления скелета горных пород и флюидов остаются постоянными, а на изменения значения пластовой скорости, плотности и удельного сопротивления пласта, влияет только изменения величин эффективной пористости:

$$\text{т.е. } V_i = f(K_{ЭП}), \sigma_i = \varphi(K_{ЭП}) \text{ и } \rho_i = \varphi(K_{ЭП}).$$

Этот способ используется для тех нефтегазоносных площадей, на которых отсутствует данные бурения и каротажа.

Для вывода эмпирической формулы по определению значения коэффициента эффективной пористости, автором собраны многочисленные данные ранних работ проводимых в Азербайджане и выявлен закон изменения функциональной зависимости пластовой скорости от коэффициента эффективной пористости, а также установлено, что эта зависимость происходит по экспоненциальному закону. С другой стороны, из опытов также известно, что максимальное значение коэффициента открытой пористости горных пород в естественных условиях залегания равно $K_n = 0,55$, а максимальное значение коэффициента насыщения горных пород флюидами равно $K_n = 0,98$ для газоконденсата и $K_n = 0,90$ для нефти. Тогда при минимальных значениях пластовой скорости $V_n = 200$ м/с и пластовой плотности $\sigma_n = 1,10$ г/см³ и удельного сопротивления пласта $\rho = 50$ Ом·м максимальное значение коэффициента эффективной пористости будет $K_{ЭП} = K_{ОП} \cdot K_n = 0,55 \cdot 0,98 = 0,539 = 0,54$ для газоконденсата и $K_{ЭП} = 0,495$ для нефти. Для воды и газа коэффициент насыщенности будет равен $K_n = 1,0$, тогда как $K_{ЭП} = K_{ОП}$. Это объясняется тем, что вода по силе капиллярности, а газ за счет расширения своего объема, заполняют поры горных пород полностью [5].

Из опытов геофизических работ, проводимых на суше и в море известно, что при значении пластовой скорости $V_n = 6400$ м/с и пластовой плотности $\sigma_n = 2,65$ г/см³ и удельного сопротивления пласта $\rho = 1600$ Ом·м коэффициент пористости, соответственно коэффициент эффективной пористости горных пород будет равен нулю, т.е. $K_n = K_{эп} = 0$.

$$K_n = 0,98, V_{ni} = V_n \cdot \exp[\alpha \cdot (1 - K_{эпi}/0,54)], \text{ при } K_n = 0,90, V_{ni} = V_n \cdot \exp[\alpha \cdot (1 - K_{эпi}/0,495)] \quad (6)$$

Отсюда видно, что если найти значения α , то можно установить прямую зависимость между пластовой скоростью и коэффициентом эффективной пористости. Для определения значения α необходимо применить максимальное и минимальное значение пластовых скоростей $V_{n \max} = 6400$ м/с и $V_{n \min} = 200$ м/с и значение коэффициента эффективной пористости $K_{эп} = 0$.

$$\alpha = \ln(V_{n \max}/V_{n \min}) = \ln(6400 \text{ м/с} : 200 \text{ м/с}) = \ln 32 = 2,303 \cdot \lg 32 = 3,4662.$$

Вставляя значения α в формулы (6) и проведя некоторые математические операции, то получим:

$$\begin{aligned} &\text{при } K_n = 0,98, K_{эп} = 1,383 - 0,3581 \cdot \lg V_{ni}, \\ &\text{при } K_n = 0,90, K_{эп} = 1,251802 - 0,328885 \cdot \lg V_{ni} \end{aligned} \quad (7)$$

Таким же способом можно определить значения коэффициента эффективной пористости в зависимости от значений удельного сопротивления пласта и подсчитать (по вышеуказанной аналогии) по формулам:

$$\begin{aligned} &\text{при } K_n = 0,98, K_{эп} = 1,1475 - 0,35812 \cdot \lg \rho_i, \\ &\text{при } K_n = 0,90, K_{эп} = 1,05378 - 0,328886 \cdot \lg \rho_i \end{aligned} \quad (8)$$

А определение значения коэффициента эффективной пористости в зависимости от значения пластовой плотности осуществляется по формулам:

$$\begin{aligned} &\text{при } K_n = 0,98, K_{эп} = 4,8416 - 1,41435 \cdot \lg \sigma_i, \\ &\text{при } K_n = 0,90, K_{эп} = 4,4366 - 1,29694 \cdot \lg \sigma_i \end{aligned} \quad (9)$$

Для оперативного определения значения коэффициента эффективной пористости, используя формулы (7...9), автором составлена таблица (табл. 1), которая, в свою очередь, используется при определении истинных значений скорости, плотности и удельного сопротивления скелета горных пород и флюидов. Путем сопоставления их значений между собой устанавливается наличие и

Основываясь на эти данные можно установить функциональную зависимость между пластовой скоростью и коэффициентом эффективной пористости. В связи с этим авторами разработан новый способ, который основан на изменении по экспоненциальному закону значений пластовой скорости в зависимости от значений коэффициента эффективной пористости, т.е.: при

состав флюидов (воды, нефти, газоконденсата и газа) в естественных резервуарах.

Кроме вышеуказанных взаимосвязей между пластовой скоростью и плотностью, а также удельным сопротивлением пласта и коэффициентом эффективной пористости, автором также установлена зависимость между эффективной пористостью и глубиной коллекторских пород одного и того же состава, которая играет немаловажную роль при поиске углеводородных залежей в естественных условиях залегания. Эта зависимость выражается следующей формулой:

$$H_i = H_n \exp \left[\alpha \left(1 - \frac{K_{эпi}}{K_{эпH}} \right) \right] \quad (10)$$

где H_i – глубина на i точке; H_n – глубина на начальной точке; $K_{эпi}$ – эффективная пористость горных пород на H_i глубине; $K_{эпH}$ – эффективная пористость на H_n глубине и α – экспоненциальный коэффициент. Из формулы видно, что если найти значения экспоненциального коэффициента α , то легко можно будет определить максимальную величину глубины H_i , где значение эффективной пористости приближается к нулю ($K_{эпi} = 0$).

Анализ петрофизических свойств горных пород и флюидов показывает, что взаимосвязь между величинами геофизических параметров, таких как скорость и плотность, происходит по экспоненциальному закону. Поэтому, для прогнозирования углеводородных залежей в естественных условиях залегания автором предложены взаимопределяющие формулы между величинами скорости и плотности, которые выражаются ниже:

$$V_i = V_H \cdot \exp[\alpha \cdot (\sigma_i - \sigma_H)] = V_H \cdot [1 + \alpha \cdot (\sigma_i - \sigma_H) + \alpha^2 \cdot (\sigma_i - \sigma_H)^2 / 2 + \dots] \quad (11)$$

$$\sigma_i = \sigma_H \cdot \exp[\beta \cdot (v_i - v_H)] = \sigma_H \cdot [1 + \beta \cdot (v_i - v_H) + \beta^2 \cdot (v_i - v_H)^2 / 2 + \dots] \quad (12)$$

Таблица 1

Изменение значения коэффициента эффективной пористости в зависимости от значений пластовой скорости и плотности и удельного сопротивления пласта

№	V_{Π}	σ_{Π}	ρ_{Π}	$K_{ЭП}$	
				$K_H = 0,98$	$K_H = 0,90$
1	200	1,10	50	0,539	0,495
2	400	1,15	100	0,431	0,396
3	600	1,20	150	0,368	0,338
4	800	1,25	200	0,323	0,298
5	1000	1,30	250	0,289	0,265
6	1200	1,35	300	0,260	0,239
7	1400	1,40	350	0,244	0,217
8	1600	1,45	400	0,217	0,198
9	1800	1,50	450	0,197	0,181
10	2000	1,55	500	0,181	0,166
11	2200	1,60	550	0,163	0,153
12	2400	1,65	600	0,153	0,141
13	2600	1,70	650	0,140	0,129
14	2800	1,75	700	0,129	0,118
15	3000	1,80	750	0,118	0,108
16	3200	1,85	800	0,108	0,099
17	3400	1,90	850	0,098	0,090
18	3600	1,95	900	0,089	0,082
19	3800	2,00	950	0,081	0,074
20	4000	2,05	1000	0,073	0,067
21	4200	2,10	1050	0,065	0,060
22	4400	2,15	1100	0,058	0,054
23	4600	2,20	1150	0,051	0,048
24	4800	2,25	1200	0,044	0,042
25	5000	2,30	1250	0,037	0,036
26	5200	2,35	1300	0,030	0,030
27	5400	2,40	1350	0,025	0,024
28	5600	2,45	1400	0,020	0,018
29	5800	2,50	1450	0,015	0,012
30	6000	2,55	1500	0,010	0,007
31	6200	2,60	1550	0,005	0,003
32	6400	2,65	1600	0,000	0,000

Следует отметить, что для обеспечения требуемой точности достаточно взять первые два члена экспоненциалов, то есть:

$$v_i = v_H [1 + \alpha(\sigma_i - \sigma_H)] \quad (13)$$

$$\sigma_i = \sigma_H [1 + \beta(v_i - v_H)] \quad (14)$$

Из этих формул видно, что для использования их при интерпретации геофизических материалов необходимо найти

значения экспоненциальных коэффициентов α и β . Обычно на практике для нахождения их численного значения используются начальные и конечные значения скорости и плотности. Если принять для горных пород значения как $V_i = 6400$ м/с, $V_H = 200$ м/с, $\sigma_i = 2,65$ г/см³, $\sigma_H = 1,10$ г/см³, тогда вычисленные значения их экспоненциальных коэффициентов будут: $\alpha = 20$ см³/г, $\beta = 0,0002273$ сек/м.

Если принять для флюидов значения как $V_i = 1300$ м/с, $V_H = 100$ м/с, $\sigma_i = 0,92$ г/см³, $\sigma_H = 0,18$ г/см³, тогда вычисленные значения их экспоненциальных коэффициентов будут: $\alpha = 15$ см³/г, $\beta = 0,0037$ сек/м. Кроме вышеуказанных формул взаимопредопределения параметров скорости и плотности, при прогнозировании углеводородных залежей, немаловажное значение имеет влияние геостатического давления и температуры, так как с увеличе-

нием геостатического давления (гравитационного эффекта) увеличивается значение пластовой скорости и плотности, а с увеличением температуры уменьшается значение последних. В связи с этим, для точного учета влияний геостатического давления и температуры на значения пластовой скорости и плотности, автором предложены новые формулы, которые выглядят так:

$$V_i = V_H \cdot \exp[\alpha \cdot (P_i - P_H)] \cdot \exp[-\beta \cdot (t_i - t_H)] = V_H \frac{\left[1 + \alpha \cdot (P_i - P_H) + \frac{\alpha^2 \cdot (P_i - P_H)^2}{2} + \dots\right]}{\left[1 + \beta \cdot (t_i - t_H) + \frac{\beta^2 \cdot (t_i - t_H)^2}{2} + \dots\right]} \quad (15)$$

$$\sigma_i = \sigma_H \cdot \exp[\gamma \cdot (P_i - P_H)] \cdot \exp[-\delta \cdot (t_i - t_H)] = \sigma_H \frac{\left[1 + \gamma \cdot (P_i - P_H) + \frac{\gamma^2 \cdot (P_i - P_H)^2}{2} + \dots\right]}{\left[1 + \delta \cdot (t_i - t_H) + \frac{\delta^2 \cdot (t_i - t_H)^2}{2} + \dots\right]} \quad (16)$$

$$P_H = P_H \cdot \exp[\eta(P_i - P_H)] \cdot \exp[-\theta \cdot (t_i - t_H)] = P_H \frac{\left[\eta \cdot (P_i - P_H) + \frac{\eta^2 \cdot (P_i - P_H)^2}{2} + \dots\right]}{\left[\theta \cdot (t_i - t_H) + \frac{\theta^2 \cdot (t_i - t_H)^2}{2} + \dots\right]} \quad (17)$$

Для определения требуемой точности достаточно в формулах (15...17) взять первые два члена экспоненциалов.

Тогда эти формулы приобретают упрощенный вид, т.е.:

$$V_i = V_H \frac{[1 + \alpha(P_i - P_H)]}{[1 + \beta(t_i - t_H)]} \quad (18)$$

$$\sigma_i = \sigma_H \frac{[1 + \gamma(P_i - P_H)]}{[1 + \delta(t_i - t_H)]} \quad (19)$$

$$P_i = P_H \frac{[1 + \eta(P_i - P_H)]}{[1 + \theta(t_i - t_H)]} \quad (20)$$

Отсюда видно, что если найти значения экспоненциальных коэффициентов α , β , γ , δ , η и θ и вставить их значения в формулы (17), (18) и (20), то можно определить значения скорости, плотности и удельного сопротивления с учетом влияния геостатического

давления и внутренней температуры пласта.

Для определения значения этих коэффициентов, как в предыдущих формулах, используются начальные и конечные значения геостатического давления, температуры, пластовой скорости и плотности и удельного сопротивления пласта. Определение значения геофизических параметров по этим формулам, в отличие от предыдущих, осуществляется иными путями, то есть при постоянном значении температуры $t_i = t_H$ ($t_i - t_H = 0$) определяются значения коэффициентов геостатического давления α , γ и η , а при постоянном значении геостатического давления $P_i = P_H$ ($P_i - P_H = 0$) определяются значения коэффициентов температуры β , δ и θ .

Найденные значения коэффициентов геостатического давления и температуры, вставляются в формулы (17), (19) и (20) и вычисляются значения пластовой скорости

и плотности и удельного сопротивления вычислительных значений скорости звука пласта. Для доказательства правильности ароматических углеводородов (табл. 2 и 3). формул (18), (19) и (20) даются иллюстрации

Таблица 2

Скорость звука в ароматических углеводородах в зависимости от температуры и давления [1]

№	t, °C	Давление, МПа					
		0,1	20	40	60	80	100
1	40	1250	1325	1400	1475	1550	1625
2	60	1136	1204	1272	1340	1408	1476
3	80	1042	1104	1167	1229	1292	1354
4	100	961	1018	1076	1134	1191	1249
5	120	893	946	1000	1053	1107	1161
6	140	833	883	933	983	1033	1083
7	160	–	828	875	922	969	1016
8	180	–	–	824	867	911	956
9	200	–	–	–	820	861	902
10	220	–	–	–	–	816	855
11	240	–	–	–	–	–	812

* Скорость звука бензола и толуола $\alpha = 0,003$ (0,0028), $\beta = 0,005$ (0,00486).

Таблица 3

Скорость звука в ароматических углеводородах в зависимости от температуры и давления [1]

№	t, °C	Давление, МПа					
		0,1	20	40	60	80	100
1	40	1325	1400	1475	1550	1625	1700
2	60	1205	1273	1341	1409	1477	1545
3	80	1103	1165	1228	1291	1354	1418
4	100	1019	1077	1135	1192	1250	1308
5	120	946	1000	1054	1107	1161	1214
6	140	883	933	983	1033	1083	1133
7	160	828	875	922	969	1016	1062
8	180	–	824	868	912	956	1000
9	200	–	–	820	861	903	944
10	220	–	–	–	816	855	894
11	240	–	–	–	–	812	850
12	260	–	–	–	–	–	809

* Скорость звука в ксилоле $\alpha = 0,003$ (0,0028), $\beta = 0,005$ (0,00486)

Заключение. Таким образом, можно отметить, что найденные петрофизические параметры применяются при интерпретации геофизических данных с целью установления наличия флюидонасыщенных структур в геологическом строении и определения состава флюидов, а также используются при подсчете потенциальных запасов в резервуарах по категории С₃.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мустафаев Р.А. Теплофизические свойства углеводородов при высоких параметрах состояния. М.: Энергия. 1980. 254 с.

2. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика; под ред. Н.Б. Дортман. М.: Недра, 1984. 376 с.

3. Петрофизика: Справочник. В 3-х книгах. Кн. 1. Горные породы и полезные ископаемые; под ред. Н.Б. Дортман. М.: Недра, 1992. 305 с.

4. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. Физика горных пород. М.: ФГУП Изд. «Нефть и газ», 2004. 215 с.

5. Тиаб Джеббар, Эрл Ч. Доналдсон. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов; перев. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. 302 с.

REFERENCES

1. Mustafaev R.A. Teplofizicheskie svoystva uglevodorodov pri vysokih parametroh sostoyaniya. M.: Energiya. 1980. 254 s.
2. Fizicheskie svoystva gornyh porod i poleznyh iskopaemyh (petrofizika). Spravochnik geofizika; pod red. N.B. Dortman. M.: Nedra, 1984. 376 s.
3. Petrofizika: Spravochnik. V 3-h knigah. Kn. 1. Gornye породы i poleznye iskopaemye; pod red. N.B. Dortman. M.: Nedra, 1992. 305 s.
4. Dobrynin V.M., Vendel'shtejn B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrofizika. Fizika gornyh porod. M., FGUP Izd. «Nef't' i gaz», 2004. 215 s.
5. Tiab Dzhebbbar, Erl Ch. Donaldson. Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskih svoystv gornyh porod i dvizheniya plastovyh flyuidov; perev. s angl. M.: ООО «Premium Inzhiniring», 2009. 302 s.

RESEARCH OF PETROPHYSICAL ROCK AND FLUID PROPERTIES, USED IN PREDICTION OF HYDROCARBON PRESENCE

Guliyev I.I.

Annotation: it is known that for detecting the occurrence and study the configuration of hydrocarbon traps in-situ conditions through geophysical prospecting we require to study petrophysical rock and fluid properties. Petrophysical characteristics are studied in order to determine lithology and fluid content by comparing the values of the physical parameters of velocity, density and resistivity.

In this connection, the author proposed some formulas which determine velocity and density change depending on pressure and temperature of mutual transition of velocity and density. Dependence of the effective porosity on velocity, density and resistivity are determined as well.

Key words: petrophysical studies, velocity, density, resistivity, hydrocarbons forecasting, formula.

© Гулиев И.И., 2019

Гулиев И.И. Изучение петрофизических свойств горных пород, используемых при прогнозировании углеводородных залежей // Вектор ГеоНаук. 2019. Т.2. №3. С. 5-12.

Guliyev I.I., 2019. Research of petrophysical rock and fluid properties, used in prediction of hydrocarbon presence. Vector of Geosciences. 2(3): 5-12.