

**ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО
СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА**

Алияров Р.Ю.

*Azerbaijan (Shah-Deniz) Ltd. SOCAR
raliyarov@az.shah-deniz.com*

Лунина В.Н., Рамазанов Р.А.

*Институт геологии НАН Азербайджана
rizvan_ramazanov@yahoo.com*

Проведен анализ зависимости извилистости от основных петрофизических характеристик пород-коллекторов Южно-Каспийской впадины на основании результатов экспериментальных исследований и получена аналитическая модель оценки изменения удельного электрического сопротивления пород в процессе разработки.

Ключевые слова: *сопротивление, извилистость, структурный коэффициент (m), структурный коэффициент (n)*

Известно, что при разработке залежей углеводородов на естественном барическом режиме происходит изменение, как коллекторских свойств, так и свойств флюидов насыщающих поровое пространство пород-коллекторов, вследствие уменьшения пластового и роста эффективного давлений. Проблеме изучения изменения физических свойств пород посвящены многочисленные исследования, из которых отметим работы В.М. Добрынина, В.Н. Щелкачева, Ю.П. Желтова, Г.М. Авчана, Л.М. Мраморштейна, М.Т. Абасова, Л.А. Буряковского, И.С. Джафарова, Р.Д. Джеваншира и др.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) пород-коллекторов является важным геофизическим параметром, позволяющим оценить характер насыщения и фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Этот параметр зависит от многих геологических факторов, некоторые из которых, могут изменяться в процессе разработки, оказывая влияние на УЭС пластов. Одним из таких факторов является извилистость, несущая косвенную информацию о структуре порового пространства и фильтрационных свойствах пород-коллекторов.

Согласно работе [3] в породах, не содержащих твердых проводящих включений, где среднестатистическая длина каналов равна длине электрических кана-

лов, извилистость будет приблизительно равна электрической извилистости и тогда можно будет написать:

$$\tau_{э} \approx \tau_{к} = (P_{п} \kappa_{п})^{0.5}, \quad (1)$$

где $P_{п}$ – параметр пористости; $\kappa_{п}$ – пористость; $\tau_{э}$ и $\tau_{к}$ – соответственно электрическая и гидравлическая извилистости.

Процесс разработки залежей углеводородов и, в первую очередь, деформация порового пространства пород-коллекторов отражается на извилистости, которая в свою очередь, оказывает сильное влияние на УЭС. Поэтому представляет интерес изучение связи извилистости с основными петрофизическими параметрами и влияния изменения этих параметров на УЭС в процессе разработки.

На основе данных экспериментальных исследований пород-коллекторов по месторождениям Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) была рассмотрена связь электрической извилистости с петрофизическими параметрами. Для проведения анализа были вычислены коэффициент отсортированности (S_0) по гранулометрическому составу на основе метода Траска и извилистость (τ) по имеющейся экспериментальной базе данных. Надо отметить, что извилистость определялась для случая как полностью водонасыщенной породы по формуле (1), так и для частично насыщенной породы на основе следующей формулы, приведенной в работе [3]:

$$P_{н} = \left(\frac{\tau_{э,н}}{\tau_{э}} \right)^2 \frac{1}{\kappa_{в}}, \quad (2)$$

здесь $P_{н}$ – параметр насыщения, $\tau_{э,н}$ – электрическая извилистость при водонасыщенности меньше 1, $\kappa_{в}$ – насыщенность

Сделав некоторые преобразования в формуле (2), получим уравнение для вычисления электрической извилистости нефтенасыщенной породы:

$$\tau_{э,н} = \sqrt{\frac{1}{\kappa_{в}^{n-1}} \kappa_{п}^{m-1}}, \quad (3)$$

где n – структурный коэффициент в формуле Арчи, показывающий характер смачиваемости.

На рис. 1а представлен график изменения извилистости $\tau_{э,н}$ в зависимости от насыщенности, полученный на основе анализа экспериментальных данных по месторождениям ЮКВ. Как видно, с ростом водонасыщенности происходит уменьшение извилистости, что вполне логично, поскольку с увеличением водона-

сыщенности происходит упрощение токопроводящих областей поровых каналов. Надо отметить, что для разных условно принятых интервалов изменения структурного коэффициента n наблюдаются разные уровни и темпы изменения извилистости в зависимости от насыщенности. Так изменение извилистости в зависимости от насыщенности для пород с относительно высокими значениями n ($>1,56$), которым характерно более высокие значения извилистости, происходит ускоренными темпами по сравнению со второй группой пород ($n < 1,56$), где значения извилистости относительно ниже.

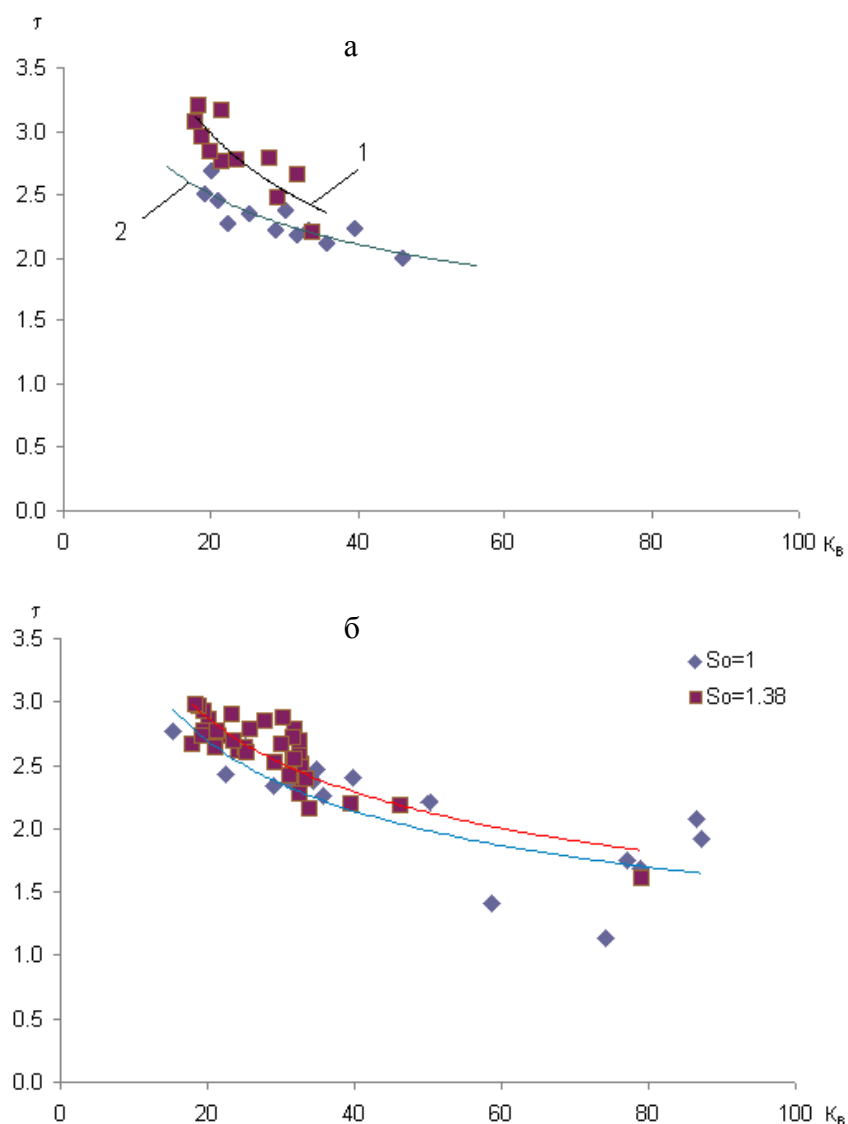


Рисунок 1. Зависимости изменения извилистости от насыщенности по месторождениям ЮКВ при разных значениях смачиваемости (а) и с учетом коэффициента отсортированности S_0 (б):

1 и 2 для разных значений структурного коэффициента n , соответственно больше и меньше 1,56

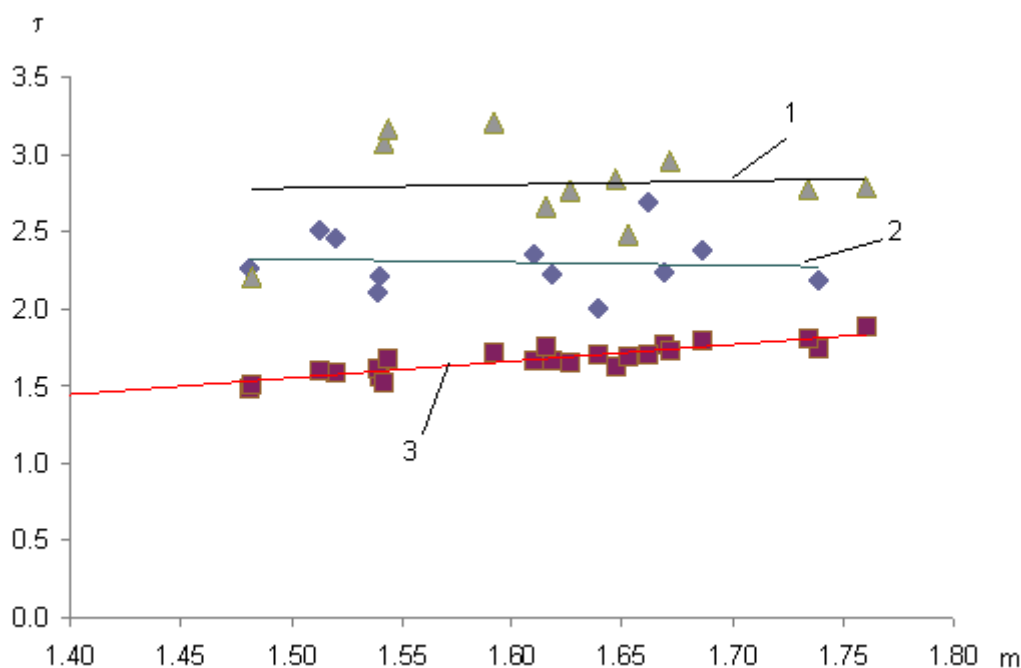


Рисунок 2. Зависимость извилистости от структурного коэффициента m при разных характерах насыщенности и смачиваемости для пород-коллекторов месторождений ЮКВ:

1 и 2 для нефтенасыщенных пород-коллекторов при разных значениях n ;
3 - для пород со 100 % водонасыщенностью

Также были рассмотрены взаимосвязи структурных коэффициентов m и n с извилистостью. Так на рис. 2 представлен график изменения извилистости в зависимости от коэффициента m как для случая 100 % водонасыщенности, так и при содержании углеводородов в поровом пространстве пород-коллекторов. Причем для нефтенасыщенных пород данные были разделены на две подгруппы на основе условно принятых интервалов изменения структурного коэффициента n . Как видно из рис. 2 извилистость с ростом значений структурного коэффициента m имеет некоторое положительное приращение при разных характерах смачиваемости пород. Следует отметить, что темпы роста извилистости с увеличением значения m для чисто водонасыщенных пород-коллекторов несколько выше, чем для нефтенасыщенных пород. Для объяснения такого характера изменения извилистости от структурного коэффициента m для пород разной насыщенности была рассмотрена взаимосвязь структурных коэффициентов m и n .

На рис. 3 представлена зависимость структурного коэффициента n от m , где отчетливо выделяются две группы пород, отличающиеся извилистостью τ , и где наблюдается уменьшение коэффициента n с ростом m для обеих групп. Это может быть связано с тем, что с ростом m происходит усложнение структуры порового пространства, вследствие чего образуются тупиковые углы, которые захватываются водой, удерживаемой капиллярными силами. Соответственно, эти области порового пространства относительно слабо подвергаются гидрофобизации в отличие от областей более открытых в относительно крупных порах, где вода слабо удерживается на поверхности зерен из-за малых капиллярных сил. Поэтому логично, что с ростом значений структурного коэффициента m происходит уменьшение коэффициента n , показывающего характер смачиваемости поверхности зерен. Такая взаимосвязанность структурных коэффициентов отражается на связи извилистости с коэффициентом m для нефтенасыщенных пород (рис. 2).

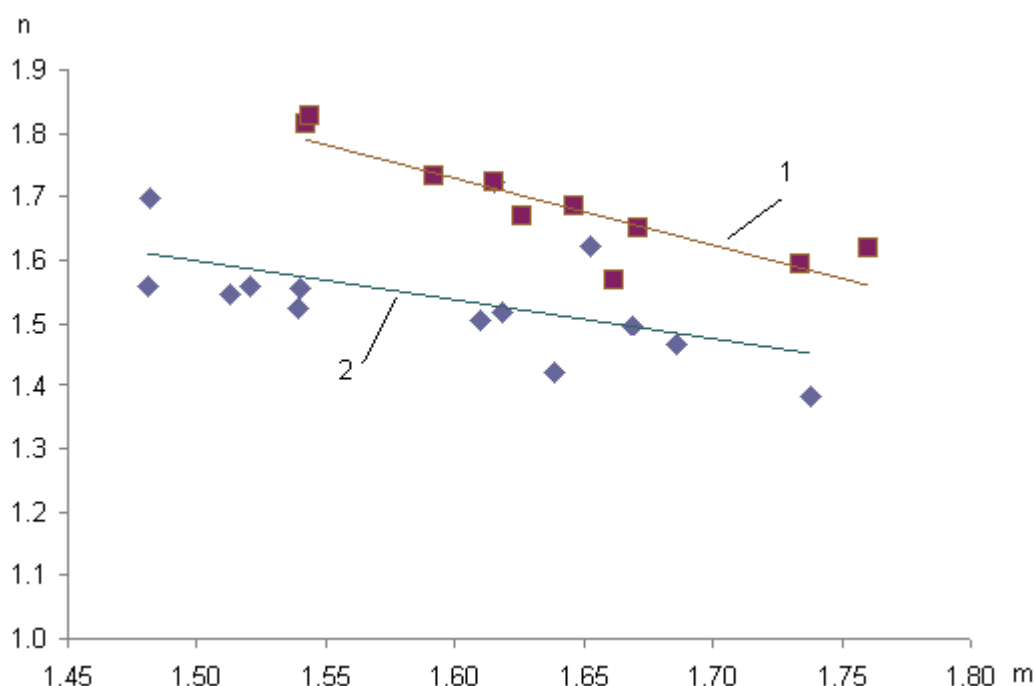


Рисунок 3. Зависимость структурного коэффициента n от m при разных значениях извилистости для пород-коллекторов месторождений ЮКВ: 1 и 2 - для пород-коллекторов с извилистостью (τ) больше и меньше 2,6 соответственно

Рассматривая взаимосвязь между структурным коэффициентом n и извилистостью можно отметить, что согласно работе [1] в процессе разработки на месторождениях Азербайджана при определенных условиях происходит рост значений n , что говорит о наличии частичной гидрофобизации, рост которого отражается на извилистости в результате усложнения конфигурации токовых линий в поровом пространстве. На рис. 4 рассмотрена связь коэффициента n от извилистости по имеющимся экспериментальным данным, где наблюдается значительное изменение извилистости с ростом структурного коэффициента n .

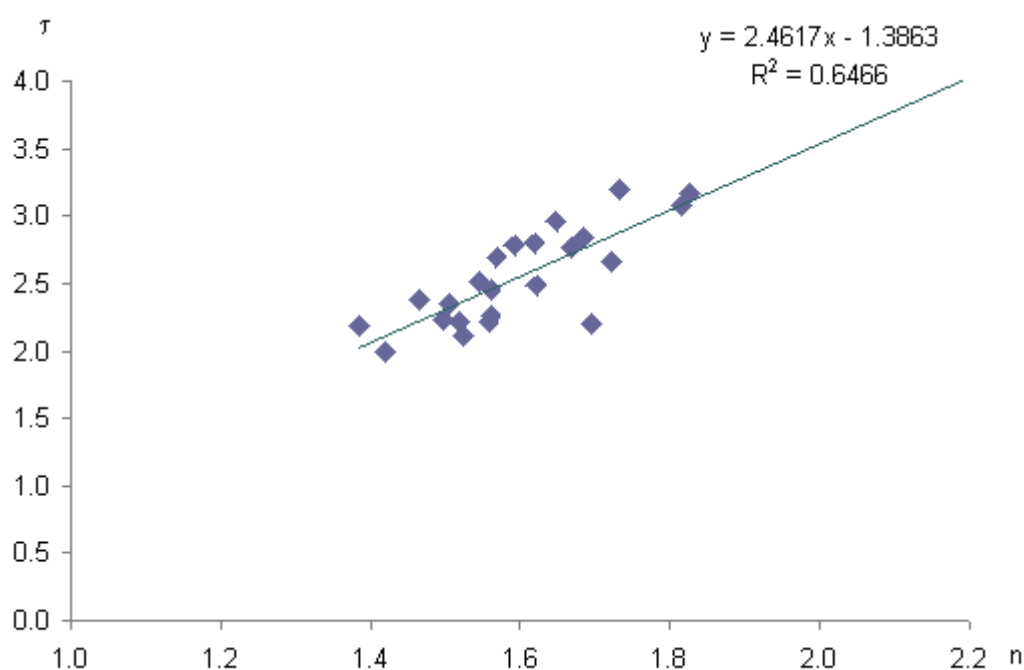


Рисунок 4. Зависимость извилистости от структурного коэффициента n для пород месторождений ЮКВ

Также рассмотрено влияние на извилистость пород-коллекторов глинистости. Как видно из рис. 5а наблюдается некоторое уменьшение извилистости с ростом глинистости как для чисто водонасыщенных, так и для нефтенасыщенных пород. Причем темп изменения извилистости выше для нефтенасыщенных пород. Степень изменения растет с ростом коэффициента n , так как в этих породах значения электрической извилистости высокие и рост глинистости создает возможность токовым линиям проходить через поровое пространство глин, тем самым, уменьшая длину их пути прохождения.

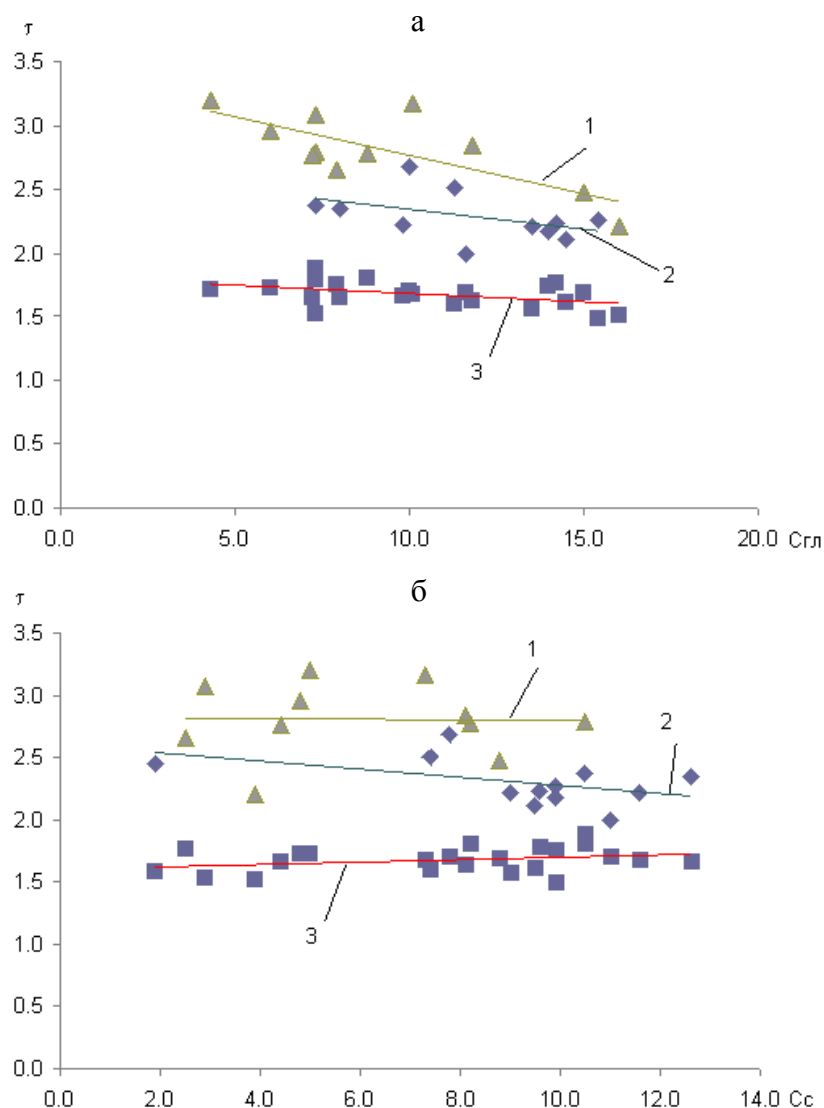


Рисунок 5. Зависимость извилистости от глинистости (а) и карбонатности (б) при разных характерах насыщенности и смачиваемости для пород-коллекторов месторождений ЮКВ:

1 и 2 для нефтенасыщенных пород-коллекторов при разных значениях n ;
3 - для пород со 100 % водонасыщенностью

На рис. 5б представлены зависимости изменения извилистости от карбонатности для случаев чисто водонасыщенного и нефтенасыщенного пород-коллекторов. Здесь для 100 % водонасыщенных пород происходит относительно небольшой рост извилистости с увеличением содержания карбонатного материала в породе, а для нефтенасыщенных пород-коллекторов наблюдаются разные степени изменения извилистости для разных групп пород, условно разделенных по значениям коэффициента смачиваемости. Так для относительно более гидрофобных

пород (рис. 5б, кривая 1), извилистость незначительно растет с ростом карбонатности, а для группы пород с меньшими значениями коэффициента n (рис. 5б, кривая 2) картина обратная – рост карбонатности пород сопровождается уменьшением извилистости. По-видимому, полученные результаты не отражают полную картину влияния карбонатности на извилистость в связи с ограниченным количеством данных. Теоретически рост карбонатности должен сопровождаться увеличением извилистости вне зависимости от характера смачиваемости, хотя можно предположить и обратное в зависимости от того, как представлен карбонатный материал в породе, так как наличие сети микротрещин, занятых пластовой водой, может сильно повлиять на электрическую извилистость.

На рис. 6 представлена зависимость извилистости от параметра насыщения, указывающая на рост рассматриваемого геофизического параметра с увеличением извилистости. Параметр насыщенности и УЭС взаимосвязаны, так с ростом параметра насыщения растет сопротивление, что в свою очередь, связано с усложнением конфигурации токовых линий.

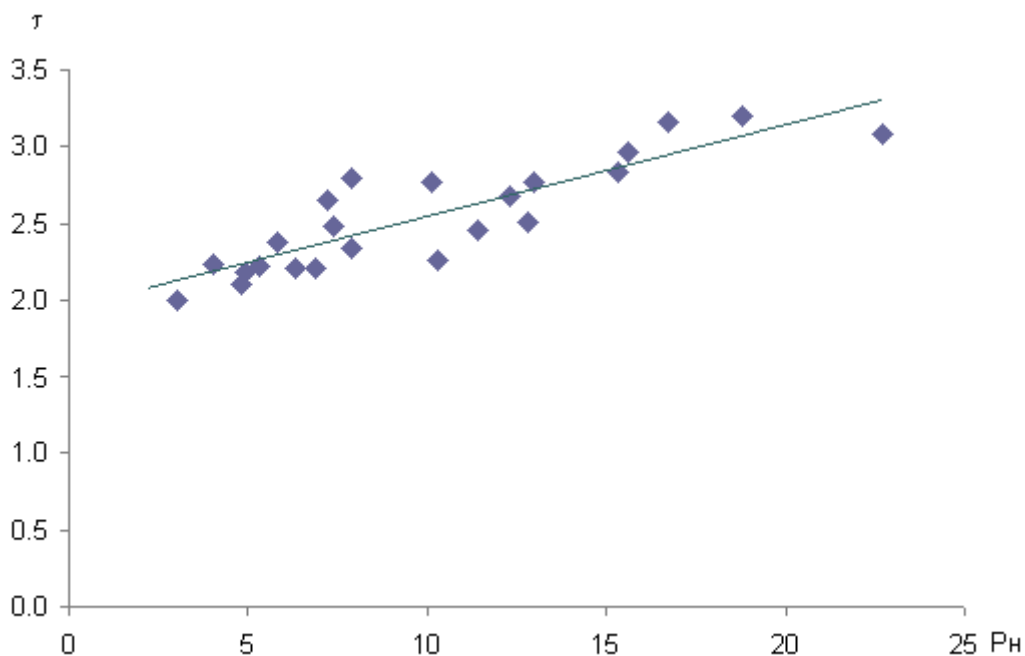


Рисунок 6. Зависимость извилистости от параметра насыщения для пород-коллекторов месторождений ЮКВ

В табл. 1 представлены степени корреляции рассматриваемых параметров с извилистостью, что позволяет выделить параметры, наиболее сильно влияющие на нее. Как видно, извилистость нефтенасыщенных и чисто водонасыщенных пород сильно зависят от структурного коэффициента m и незначительно от карбонатности.

Таблица 1

Регрессионные коэффициенты между извилистостью и различными параметрами

	κ_b	P_n	n	κ_n	C_c	$C_{гл}$	m	S_o
$\kappa_b < 1$, $n = 1,38 \div 1,56$	-0,01	0.0358	0.5656	-0.0208	-0.0194	-0.0174	1.4370	-0.1438
$\kappa_b < 1$, $n = 1,59 \div 1,83$	-0.0170	0.0260	0.9868	-0.0443	0.0142	-0.0108	1.2879	-0.0214
$\kappa_b = 1$				-0.0270	-0.0004	-0.0010	1.3720	-0.0155

Как известно в процессе разработки происходит изменение УЭС. Интересно оценить вклад извилистости в изменении УЭС для последующего учета этого явления при оценке нефтегазонасыщенности пород-коллекторов.

Согласно уравнению (2), УЭС можно написать в следующем виде:

$$\rho_{\text{нп}} = \frac{\rho_b \tau_{\text{э.н}}^2}{\kappa_b \kappa_n} \quad (4)$$

Из этого уравнения видно, что наибольшее влияние на УЭС оказывает изменение извилистости, при одной и той же степени изменения всех остальных параметров.

Используя уравнения (3) и (4) при условии постоянства УЭС пластовой воды в процессе разработки, получим формулу для оценки УЭС на текущий период ($\rho_{\text{нп}}^{\text{т}}$) относительно начального ($\rho_{\text{нп}}^{\text{н}}$):

$$\rho_{\text{нп}}^{\text{т}} = \rho_{\text{нп}}^{\text{н}} \frac{(\kappa_b^{\text{н}})^n (\kappa_n^{\text{н}})^m}{(\kappa_b^{\text{т}})^{n+\Delta n} (\kappa_n^{\text{т}})^{m+\Delta m}}, \quad (5)$$

здесь $\kappa_b^{\text{н}}$ и $\kappa_b^{\text{т}}$ – насыщенность соответственно на начальный и текущий периоды разработки; $\kappa_n^{\text{н}}$ и $\kappa_n^{\text{т}}$ – пористость на начальный и текущий периоды разработки; Δn и Δm – приращение структурных коэффициентов в процессе разработки.

Уравнение (5) есть модифицированное уравнение Арчи, которое позволяет оценить вклад отдельных параметров в изменении УЭС в процессе разработки. При проведении теоретических расчетов, изменение пористости в процессе разра-

ботки принималось по уравнению, полученному нами для горизонта Хв месторождения Бахар Южно-Каспийской впадины на основании геофизических данных. Приращение коэффициента n принималось согласно работе [1], а структурного коэффициента m – равным 4 %, согласно работе [3].

Было вычислено изменение УЭС по формуле (5). На рис. 7 представлено изменение сопротивления от эффективного давления для условий, изменения пористости при постоянстве остальных параметров, входящих в формулу (5) (кривая 1), при изменении пористости и структурного коэффициента m (кривая 2) и при условии, когда изменяются пористость, структурные коэффициенты m и n (кривая 3 и 4). Из кривых 3 и 4 видно, что для пород с разной насыщенностью происходит изменение сопротивления на разную величину, так с увеличением водонасыщенности степень роста сопротивления меньше.

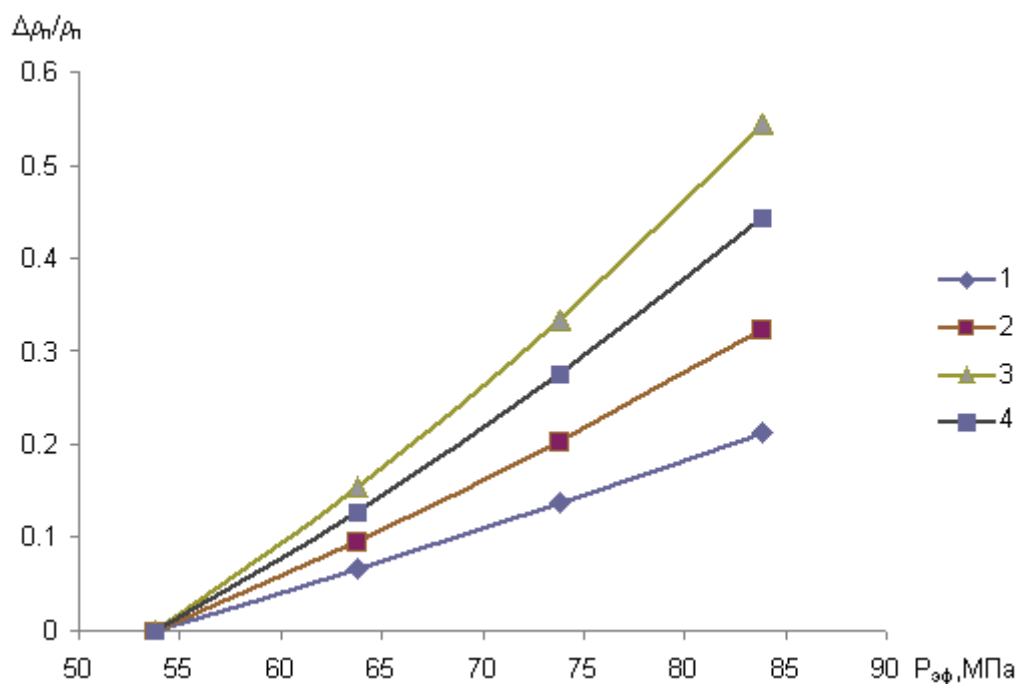


Рисунок 7. Модели относительного изменения удельного электрического сопротивления в зависимости от эффективного давления:

- кривая 1 - при учете только изменения пористости;
- 2 - при учете изменения пористости и структурного коэффициента m ;
- 3 и 4 - при учете изменения пористости, коэффициентов m и n и при насыщенности k_v 0,2 и 0,3 соответственно

Сравнение результатов изменения УЭС, полученных по уравнению (5) и уравнению, представленному в работе [2], показывает, что изменение по формуле (5) значительно большее. Надо отметить, что согласно работе [1], где рассматривалось изменение УЭС по фактическим данным по горизонту X месторождения Бахар на разные периоды разработки по скважинам, давшим при опробовании нефть, происходит увеличение сопротивления в среднем на 34 %. Степень изменения УЭС, полученного по формуле (5), соответствует результатам, полученным в работе [1] на рассматриваемый период разработки. Преимуществом полученной формулы является то, что в него входят все основные факторы, влияющие на УЭС, что позволяет проводить более гибкое моделирование.

Таким образом, проведенный анализ экспериментальных данных позволил выявить основные закономерности изменения извилистости от петрофизических параметров, и влияние изменения этих параметров в процессе разработки на изменение УЭС, которое является важным геофизическим параметром при расчете насыщенности пород. Полученная аналитическая зависимость для расчета текущего значения УЭС относительно его начального значения позволяет моделировать поведение этого геофизического параметра в процессе разработки.

Литература

1. Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Кондрушкин Ю.М., и др. Смачиваемость пород-коллекторов в процессе разработки залежей нефти // Нефтяное хозяйство. 2004. №8. С. 69-71.
2. Алияров Р. Ю. Научные основы и методы изучения природных резервуаров нефти и газа в Южно-Каспийской впадине по данным геофизических исследований скважин. Дис. д-ра. геол. минерал. наук. – Баку, 1996 г.
3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефте-газонасыщения горных пород. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1985. 311 с.
4. Attia M. Attia. Effects of petrophysical rock properties on tortuosity factor // Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 48. Issues 3-4. 15 September 2005. pp. 185-198.