

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© В.Л.Сарафанова, 2008

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ
НА ПЕРСПЕКТИВНОЙ СТРУКТУРЕ УМИД****В.Л.Сарафанова***Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143 Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье приводятся результаты изучения общих и эффективных толщин на месторождениях северной части Бакинского архипелага с целью прогнозирования эффективных толщин на перспективной структуре Умид. Предложен коэффициент заполнения резервуара, который показывает степень заполнения природного резервуара в вертикальном разрезе структуры.

В пределах Бакинского архипелага сейсмическими исследованиями выявлено 45 локальных структур, перспективных с точки зрения нефтегазоносности. Залежи нефти и газа установлены в настоящее время в терригенных отложениях продуктивной толщи (ПТ) на структурах северной части Бакинского архипелага (Сангачалы-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зиря, Аляты-дениз, Булла-дениз) (Геология Азербайджана, 2005). На юго-восточном погружении складчатых зон, к которым приурочены открытые месторождения, сейсмическими работами выявлена крупная структура Умид. Учитывая то, что все разведанные структуры северной части Бакинского архипелага содержат залежи нефти и газа, перспективы структуры Умид оцениваются достаточно высоко.

Важными характеристиками структуры являются такие параметры, как общие и эффективные толщины, которые, в конечном счете, определяют объем ловушек. Известно, что по данным разведочной геофизики можно оценивать общие толщины природных резервуаров. Однако наиболее важным параметром являются эффективные толщины, представляющие собой сумму всех песчаных пластов. Поэтому представляется интересным решить задачу прогнозирования эффективных толщин на перспективной структуре Умид на основе данных об общих толщинах перспективных горизонтов на соседних ме-

сторождениях. Данная задача может быть решена путем получения статистических моделей, описывающих связь между общими и эффективными толщинами.

Анализ корреляционных профилей, построенных в направлении от месторождений Сангачалы-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зиря до месторождения Булла-дениз и перспективной структуры Умид, показал, что в V и VII горизонтах выделяются объекты, разделенные глинистыми пачками, играющими роль экранов для перетока углеводородов. Для выделенных объектов и в целом по горизонтам были получены корреляционно-регрессионные модели, представленные на рис. 1-2, а в таблице 1 представлены уравнения связей и коэффициенты корреляции.

Для V горизонта на исследуемых месторождениях достаточно высокие коэффициенты корреляции наблюдаются в объекте V_{низы} – 0,82 (Сангачалы-дениз) и 0,94 (Булла-дениз). В целом же по V горизонту тесной связи между общими и эффективными толщинами не отмечается.

По всем объектам VII горизонта наблюдаются достаточно тесные связи между общими и эффективными толщинами с высокими коэффициентами корреляции. В целом же по VII горизонту коэффициенты корреляции составляют: 0,83 – для месторождения Сангачалы-дениз и 0,91 – для месторождения Булла-дениз.

Таблица 1

Зависимости общих толщин от эффективных толщин V и VII горизонтов

Горизонт	Корреляционные уравнения	Коэффициенты корреляции
Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зирия		
V _{верхи}	$H_{\text{общ}} = 0.1651 h_{\text{эф}} + 9.0662$	0.34
V _{середина}	$H_{\text{общ}} = 0.1543 h_{\text{эф}} + 2.1778$	0.32
V _{низы}	$H_{\text{общ}} = 0.858 h_{\text{эф}} - 5.7751$	0.82
V	$H_{\text{общ}} = 0.2939 h_{\text{эф}} + 7.7703$	0.62
Булла-дениз		
V _{верхи}	$H_{\text{общ}} = 0.5185 h_{\text{эф}} + 3.155$	0.80
V _{середина}	$H_{\text{общ}} = 0.1726 h_{\text{эф}} + 2.8497$	0.29
V _{низы}	$H_{\text{общ}} = 0.5212 h_{\text{эф}} + 3.5404$	0.94
V	$H_{\text{общ}} = 0.2134 h_{\text{эф}} + 19.945$	0.24
Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зирия		
VII _{верхи}	$H_{\text{общ}} = 0.6421 h_{\text{эф}} + 1.9168$	0.94
VII _{середина}	$H_{\text{общ}} = 0.6009 h_{\text{эф}} - 7.3048$	0.77
VII _{низы}	$H_{\text{общ}} = 0.5728 h_{\text{эф}} + 4.5291$	0.69
VII	$H_{\text{общ}} = 0.5917 h_{\text{эф}} - 2.2673$	0.83
Булла-дениз		
VII _{верхи}	$H_{\text{общ}} = 0.4544 h_{\text{эф}} + 6.1227$	0.80
VII _{середина}	$H_{\text{общ}} = 0.4372 h_{\text{эф}} - 4.4746$	0.65
VII _{низы}	$H_{\text{общ}} = 0.6994 h_{\text{эф}} - 0.4179$	0.94
VII	$H_{\text{общ}} = 0.4868 h_{\text{эф}} - 1.3427$	0.91

Поскольку для месторождений северной части Бакинского архипелага базовым горизонтом, в котором сосредоточены основные запасы углеводородов, является VII горизонт продуктивной толщи, поэтому представляет интерес изучение связи между глубиной залегания VII горизонта и его общей толщиной (Абасов и др., 2007).

На рис.3 представлен график зависимости общей толщины VII горизонта от глубины его залегания.

Полученная зависимость аппроксимируется уравнением следующего вида с коэффициентом корреляции 0.86:

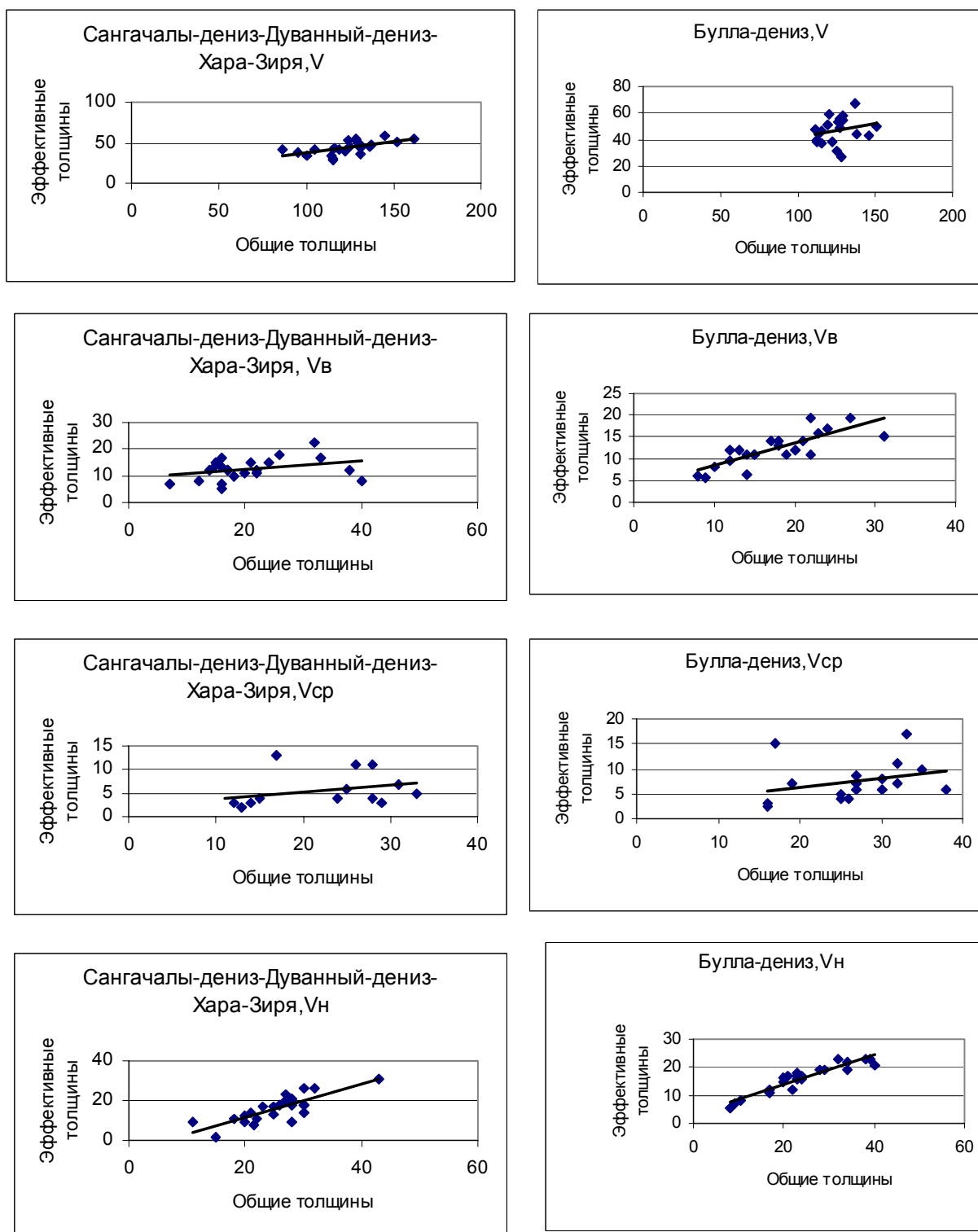
$$H_{\text{общ}} = 0.0196 * H + 2.5439, \quad (1)$$

где $H_{\text{общ}}$ – общая толщина горизонта,

H – глубина залегания горизонта.

Как видно, наблюдается достаточно тесная связь между двумя исследуемыми параметрами. Это объясняется тем, что в погруженных частях структур снос материала был более интенсивный. С другой стороны, структуры имеют слабый конседиментационный характер. Помимо этого, возможен также перенос материала со сводовой части структур в краевые ее части.

Представляет интерес изучение закономерности распределения общих и эффективных толщин в пространстве с целью прогнозирования этих параметров на структуре Умид. Для этого была получена трехмерная модель распределения этих параметров для месторождений исследуемого региона (рис. 4-5). Минимальное значение общих и эффективных толщин наблюдается на структуре Сангачалы-дениз. Резкое их увеличение наблюдается на структуре Дуваный-дениз, которая, как известно, более приподнята относительно структур Сангачалы-дениз и Хара-Зирия, а ее коллектора отличаются лучшими свойствами. Далее в направлении к структуре Хара-Зирия, вплоть до синклиналиного прогиба, разделяющего структуры Хара-Зирия и Булла-дениз отмечается уменьшение значений исследуемых параметров. В направлении к месторождению Булла-дениз происходит увеличение общих и эффективных толщин. Следует отметить, что эта структура в целом отличается более равномерным распределением этих параметров в пространстве, и этот тренд продолжается до структуры Умид включительно. Это можно интерпретировать тем, что развитие и формирование структур Булла-дениз и Умид происходило в близких геологических условиях.



а)

б)

Рис. 1. Зависимости общих от эффективных толщин для объектов V горизонта продуктивной толщи месторождений Сангачалы-дениз-Дуванный-дениз-Хара-Зирия (а) и Булла-дениз (б)

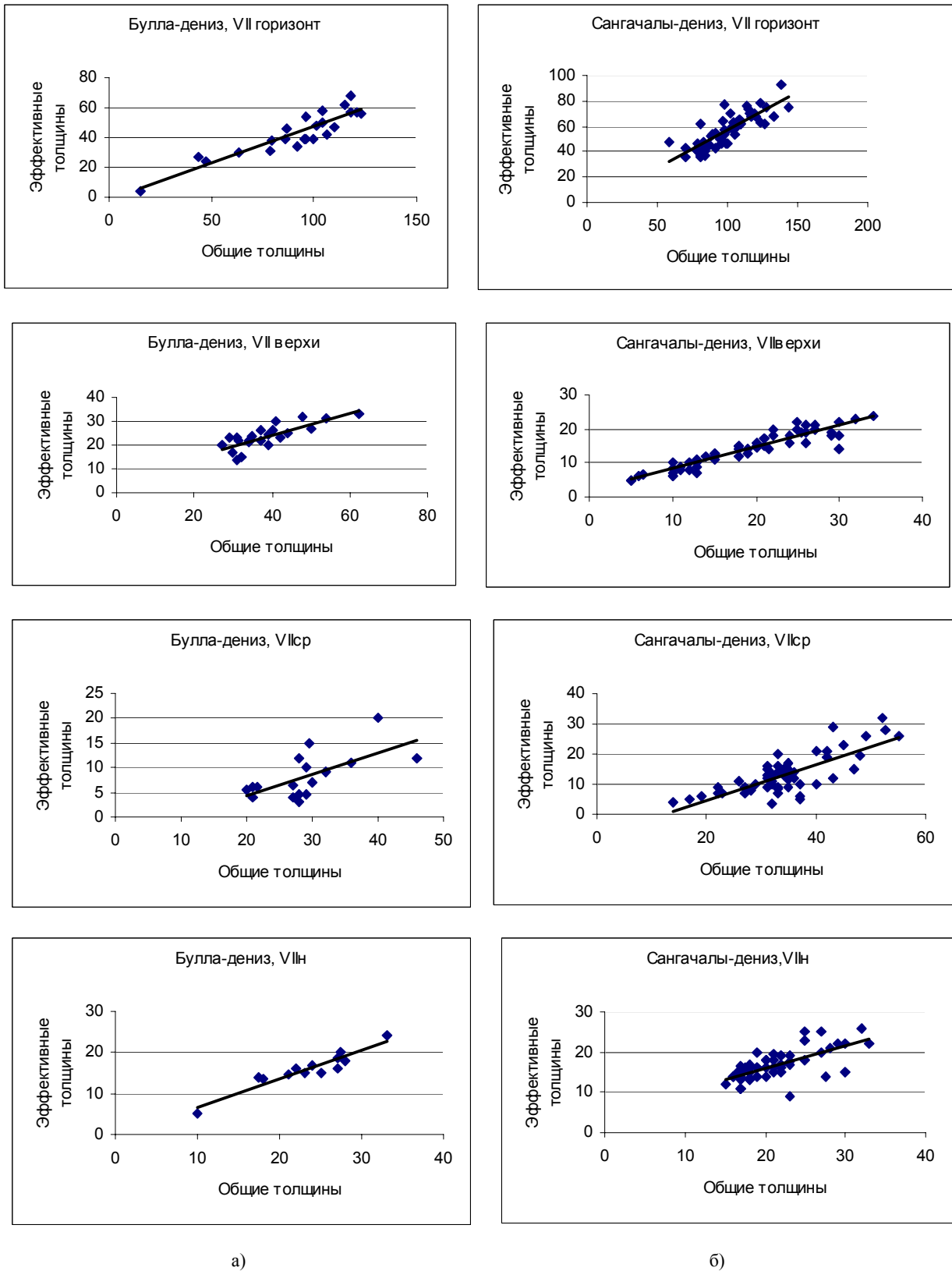


Рис. 2. Зависимости общих от эффективных толщин для объектов VII горизонта продуктивной толщи месторождений Сангачалы-дениз-Дуваный-дениз-Хара-Зирия (а) и Булла-дениз (б)

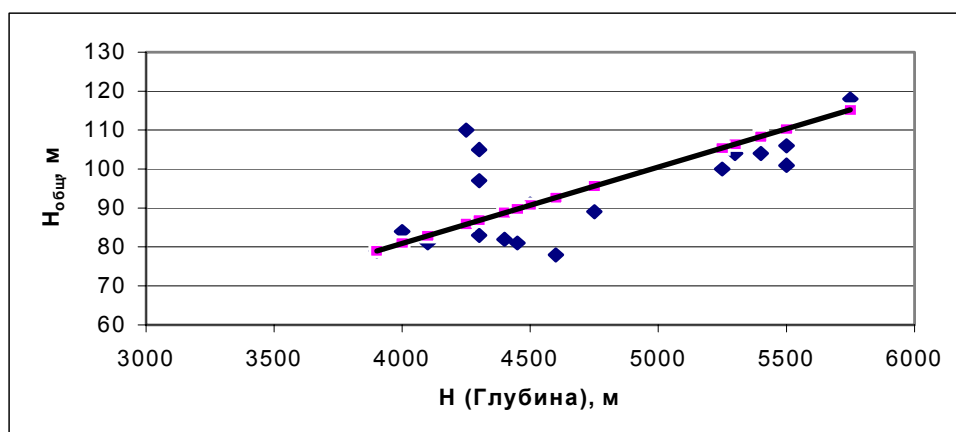


Рис. 3. Изменение общей толщины VII горизонта продуктивной толщи в зависимости от глубины залегания структуры

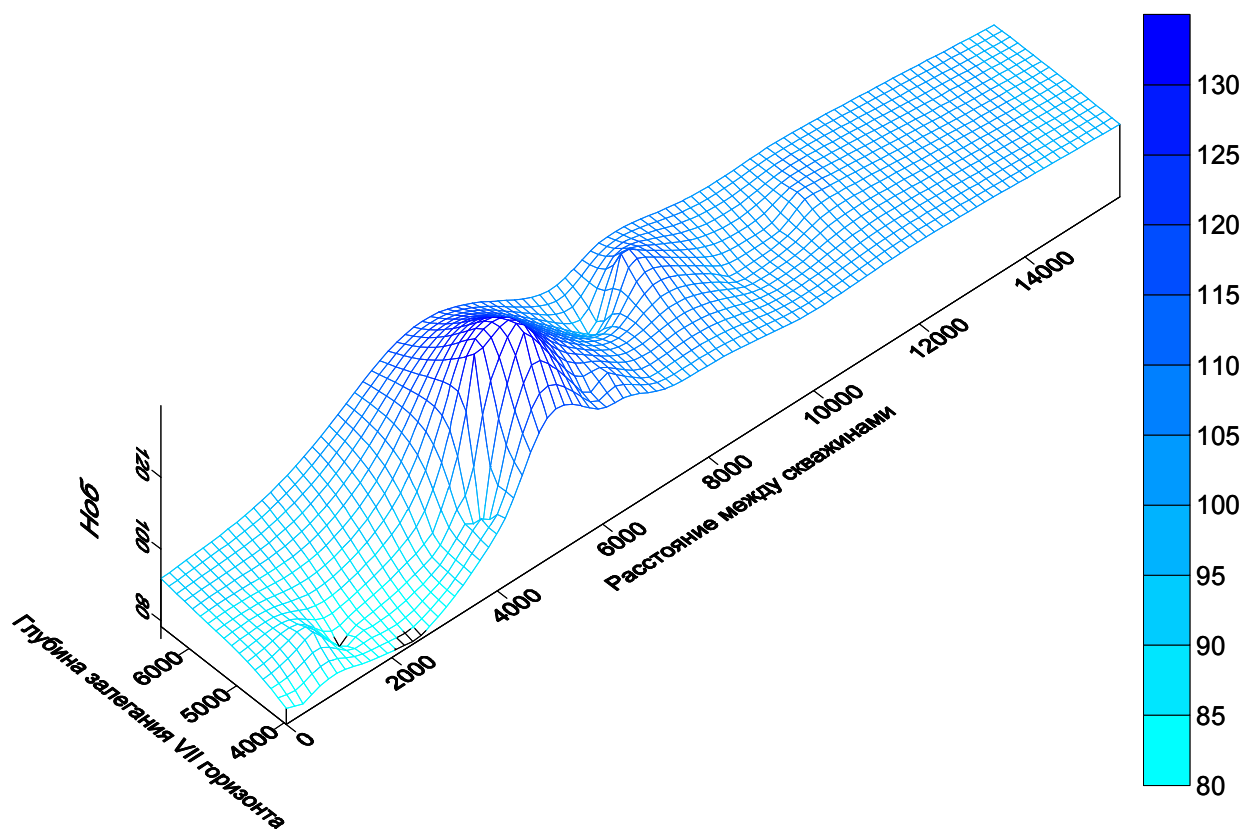


Рис. 4. Модель изменения общих толщин VII горизонта продуктивной толщи с глубиной по месторождениям Сангачалы-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зиря и Булла-дениз

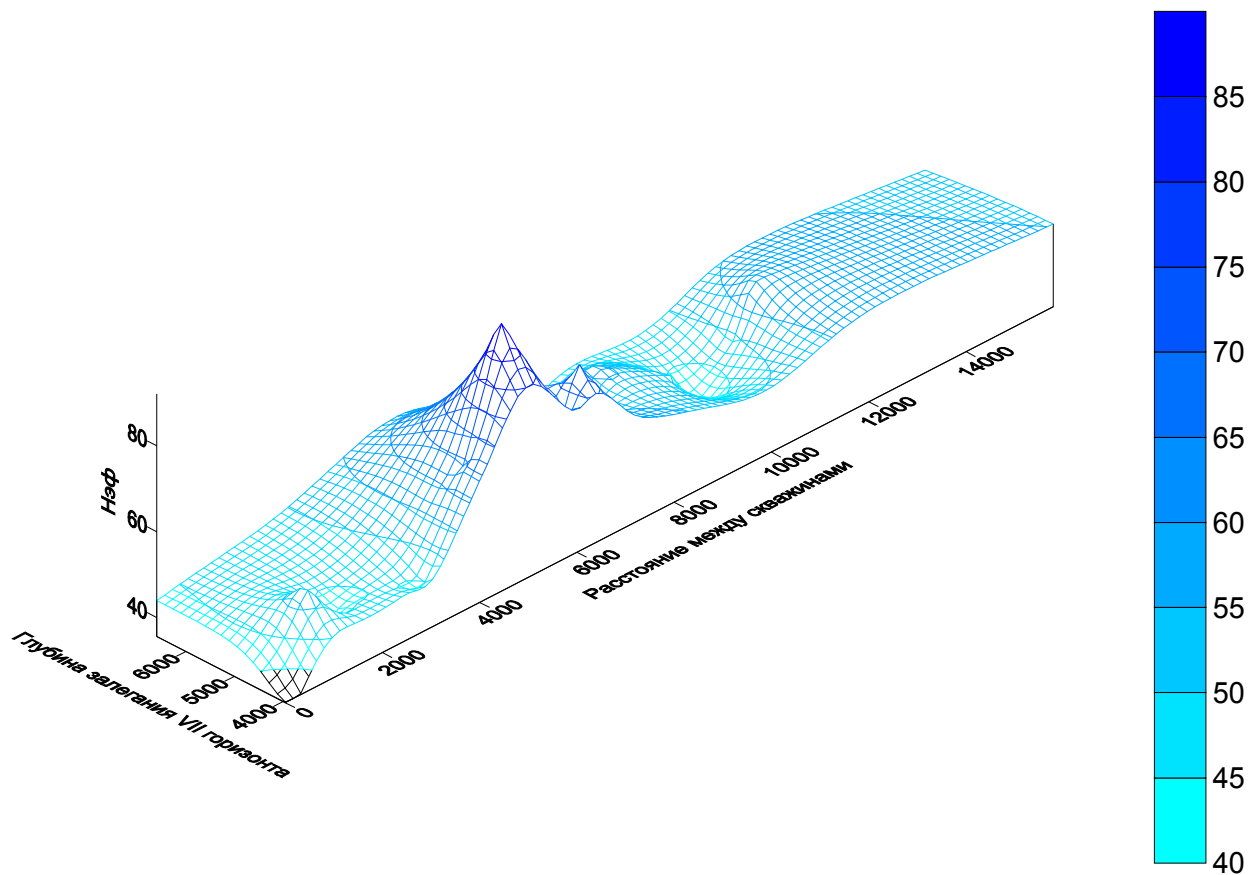


Рис. 5. Модель изменения эффективных толщин VII горизонта с глубиной по месторождениям Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зирия и Булла-дениз

Как отмечалось выше, важными параметрами, характеризующими природные резервуары нефти и газа, являются общие, эффективные и нефтегазонасыщенные толщины. На наш взгляд, можно ввести еще один параметр, который также характеризует залежи углеводородов, это относительная нефтегазонасыщенная толщина, которая представляет собой отношение нефтегазонасыщенных толщин к общим толщинам и может быть использована для прогноза средней величины нефтегазонасыщенных толщин и оценки вероятных запасов перспективных структур.

Известно, что в резервуаре, в области углеводородного насыщения, выделяются пласты-коллекторы с низким коэффициентом нефтегазонасыщенности, которые характеризуются как непромысленно-продуктивные. Т.е. природный резервуар по вертикали не полностью насыщается углеводородами, что, на наш взгляд, можно объяснить различием коллекторских свойств. Пласты-коллекторы с

высокой проницаемостью в первую очередь насыщались углеводородами, а в пласты-коллекторы с низкими коллекторскими свойствами углеводороды не проникали или заполняли такие коллектора частично. Как показывает анализ, такие коллектора характеризуются низкими амплитудами ПС, что свидетельствует о высоком содержании глинистого цемента и, следовательно, низкой проницаемости. Для оценки степени заполнения резервуара в вертикальном направлении нами предлагается параметр, представляющий собой отношение нефтегазонасыщенных толщин к эффективным. Этот параметр мы обозначили как коэффициент заполнения резервуара (K_3), который рассчитывается по следующей формуле:

$$K_3 = H_{нг}/H_{эф}, \quad (2)$$

где $H_{нг}$ – нефтегазонасыщенная толщина,
 $H_{эф}$ – эффективная толщина.

Таблица 2

Значения общих, эффективных и нефтегазонасыщенных толщин, относительной нефтегазонасыщенной толщины, относительной песчаности и коэффициента заполнения резервуара для V и VII горизонтов продуктивной толщи месторождений Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зирия и Булла-дениз

Месторождение	Горизонт	Общие толщины	Эффективные толщины	Нефтегазонасыщенные толщины	Относительная нефтегазонасыщенная толщина	Относительная песчаность, %	Коэффициент заполнения резервуара
Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зирия	V	123.71	45.25	27.35	0.18	37	0.60
	VII	103.05	56.74	41.98	0.4	55	0.74
Булла-дениз	V	122.93	48.27	41.09	0.34	39	0.85
	VII	91.3	43.11	31.9	0.3	47	0.74

Как видно из таблицы 2, значение коэффициента заполнения резервуара для V горизонта месторождения Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зирия составляет 0.60, а для месторождения Булла-дениз – 0.85, чем и объясняется различие в параметрах относительной нефтегазонасыщенной толщины.

Несколько иная картина отмечается по залежи VII горизонта. Как видно из таблицы 2, общие, эффективные, нефтегазонасыщенные толщины и величины относительной песчаности на месторождении Сангачалы-дениз – Дуваный-дениз – Хара-Зирия выше, чем на месторождении Булла-дениз. Однако параметры относительной нефтегазонасыщенной толщины примерно равны (соответственно 0.4 и 0.3). Равными оказались и коэффициенты заполнения песчаных пластов для VII горизонта обоих месторождений. По аналогии с месторождением Булла-дениз коэффициент заполнения резервуара в вертикальном направлении для перспективной

структуры Умид принимается равным 0.85 для V горизонта продуктивной толщи и 0.74 – для VII горизонта.

Приведенные закономерности позволяют оценить соотношение общих толщин между соседними месторождениями Бакинского архипелага и показать существование регионально выдержанных горизонтов с хорошей коллекторской характеристикой, что позволяет считать высокоперспективной на углеводородонасыщение ближайшую к месторождению Булла-дениз структуру Умид.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., КОНДРУШКИН, Ю.М., АЛИЯРОВ, Р.Ю., КРУТЫХ, Л.Г. 2007. Изучение и прогнозирование параметров сложных природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской впадины. Nafta-Press. Баку. 217.
- ГЕОЛОГИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА (под ред. Али-Заде Ак.А.). Т. II: Литология. 2005. Nafta-Press. Баку. 278.

Рецензент: д.г.-м.н. Р.Ю.Алиаров