
ПРОБЛЕМЫ СТРУКТУРНОЙ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.П. Хаустов

Экологический факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Миклухо-Маклая, 6, Москва, Россия, 117198

Рассмотрены проблемы структурной геометризации продуктивных пластов месторождений углеводородов (УВ). Разработана методика теоретической и эмпирической типизации элементов на основе данных признаков.

Методы геометризации резервуаров нефти и газа на основе широкого применения структурных карт, разрезов и поверхностей эффективно применялись довольно давно и изложены во многих работах. Разрешающая способность этих методов в условиях неоднородных коллекторов и сложно построенных залежей всецело определяется степенью геолого-геофизической изученности.

Большая часть ошибок при определении эффективных толщин и объемов залежей нефти обусловлена методами линейной интерполяции и экстраполяции значений толщины между скважинами и в зонах выклинивания залежей. Как правило, принимается условие, что градиент толщины $h_{эф}$ или проницаемости $K_{п}$ как интегрального признака фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на участке интерполяции изменяется равномерно, что само по себе в условиях неоднородного строения геологического пространства невозможно.

Большинство работ, посвященных геометризации объектов разработки, предлагает построение ряда промежуточных моделей (карт), позволяющих во многом избежать ошибок, о которых говорилось выше. В справочно-методической литературе рекомендуется не менее десятка промежуточных карт.

Основной недостаток таких карт в том, что они не дают представления о количественной взаимосвязи всей совокупности структурно-морфологических свойств залежи, хотя генетическая основа этих свойств общая — единство особенностей развития геологически обособленных тел. Чаще всего выявление такой взаимосвязи проводится визуально.

В данном случае встает вопрос об оценке информативности системы структурных признаков по отношению к прямым показателям нефтеносности. Следует отметить, что подобные оценки проводятся весьма редко, поэтому те немногие публикации, которые посвящены данной проблеме, представляют большой методический и практический интерес.

Выбор таких сочетаний признаков требует их предварительной проработки методами многомерного статистического анализа, включая оценку взаимосвязи между ними (метод главных компонент — МГК, корреляционный анализ, канонические корреляции, непараметрическая статистика и др.).

Применение косвенной структурно-морфологической информации с учетом оценок ее информативности позволяет увеличить эффективность прогнозов нефтегазоносности с существующих 5—50% до 80—90%.

В качестве аналитического способа отображения структурно-морфологических условий размещения залежей углеводородов достаточно активно используются такие показатели:

— общая ($H_{\text{общ}}$), эффективная ($h_{\text{эф}}$) и эффективная нефтенасыщенная ($h_{\text{эф.н}}$) толщины пластов;

— коэффициент макронеоднородности (K_M) или коэффициент расчлененности (K_p) как отношение числа слоев (n) в скважине к ($h_{\text{эф}}$);

— коэффициент песчанистости или долевого содержания коллекторов (K_{Π}), как соотношение $h_{\text{эф}}$ в скважине и общей или суммарной толщины;

— отметка кровли пластов (H_K).

В качестве дополнительного структурно-морфологического признака при построении структурных моделей и обобщений предлагается комплексный коэффициент неоднородности ($K_{\text{компл}}$). Этот показатель может рассчитываться как отношение показателей ФЕС к показателю макронеоднородности:

$$K_{\text{компл}} = \frac{K_{\text{пор}} \cdot K_n}{K_M} = \frac{K_{\text{пор}} \cdot K_n \cdot h_{\text{эф}}}{n},$$

где $K_{\text{пор}}$ — коэффициент пористости, K_n — коэффициент нефтенасыщенности.

Введение в расчеты предлагаемого показателя преследовало цель объединения показателей проницаемости и нефтенасыщенности с показателями неоднородности строения залежи. Такое объединение нуждается в комментариях, поскольку оно призвано раскрыть новые атрибутивные свойства изучаемого объекта — неоднородности залежи.

При выделении геологических неоднородностей в работе Л.Ф. Дементьева (1988) в основу положено использование так называемых базисных (или базовых) признаков, которые должны отражать иерархию элементов нефтегазовой системы (НГС). К таковым при подсчете запасов нефти Л.Ф. Дементьев относит $h_{\text{эф}}$, пористость и нефтенасыщенность пород.

Графическое отображение параметров структурно-морфологической неоднородности пласта в виде карт дает возможность наглядно оценивать элементы неоднородности, внутри которых преобладают определенные совокупности факторов, процессов и событий, взаимодействующих в пластовой системе. Многомерность или многовариантность таких явлений предопределяет при геометризации продуктивных отложений применение комплекса данных в целях идентификации таких процессов и выделения однотипных элементов по ряду признаков.

Изложенное позволяет считать комплексный показатель неоднородности интегральным, отражающим совокупность свойств, формирующих структурные особенности ловушек и ФЕС среды, обеспеченных или насыщенных определенным количеством углеводородов (УВ) (табл. 1).

Таблица 1

**Коэффициенты корреляции структурно-морфологических признаков
для продуктивных отложений (D_{01}) для одного из месторождений**

Показатель	H_k	$H_{общ}$	$h_{эф}$	K_m	K_n	$K_{компл}$
Отметка кровли (H_k)	1	-0,18	0,16	-0,16	0,26	0,49
Общая толщина ($H_{общ}$)		1	0,26	0,02	-0,15	-0,26
Эффективная толщина ($h_{эф}$)			1	-0,46	0,88	0,20
Коэффициент макронеоднородности (K_m)				1	-0,47	-0,19
Коэффициент долевого содержания коллекторов (K_n)					1	0,33
Комплексный коэффициент неоднородности ($K_{компл}$)						1

Анализ матрицы корреляций указывает на существование лишь одной сильной связи между $h_{эф}$ и K_n , которая обусловлена самим методом расчета коэффициента долевого содержания коллекторов. Этот коэффициент характеризует долю песчаных коллекторов в разрезе пласта и определяется только по тем скважинам, где продуктивный пласт содержит прослои коллекторов. Из анализа табл. 1 следует, что коэффициент долевого содержания коллекторов, как и эффективная толщина, далеко не всегда отражает нефтенасыщенность и нефтеотдачу продуктивных отложений.

Слабыми связями ($r = 0,4—0,7$) характеризуются комплексный коэффициент неоднородности с отметкой кровли продуктивных отложений и коэффициент макронеоднородности с эффективной толщиной. K_m при расчетах принимался как отношение числа пористо-проницаемых прослоев к эффективной толщине коллекторов.

Оценивая в целом результаты корреляционного анализа, можно сделать вывод о слабой скоррелированности между собой системы исходных структурно-морфологических признаков (за исключением K_n и $h_{эф}$) и о том, что они отражают различные особенности морфо-структурных условий формирования залежей. С учетом этого дальнейшим шагом построения моделей может явиться обработка данных методом главных компонент.

Обработка вращением с помощью варимаксной процедуры позволила получить легко интерпретируемую матрицу (табл. 2).

Таблица 2

**Матрица факторных нагрузок
структурно-морфологических признаков пласта D_{01} (после вращения)**

Показатель	Нагрузки			
	ГК ₁	ГК ₂	ГК ₃	ГК ₄
Эффективная толщина ($h_{эф}$)	0,88	0,17	0,04	0,37
Общая толщина ($H_{общ}$)	0,09	0,97	-0,06	0,06
Коэффициент макронеоднородности (K_m)	-0,36	-0,09	-0,00	-0,91
Комплексный коэффициент неоднородности ($K_{компл}$)	0,79	0,44	0,09	0,05
Коэффициент долевого содержания коллекторов (K_n)	0,84	-0,18	0,05	0,44
Отметка кровли (H_k)	-0,04	0,05	-0,99	-0,01
Собственное число λ	2,24	1,25	1,009	1,17
Дисперсия, доли единицы	0,37	0,20	0,17	0,20

Первый фактор обусловлен высокими нагрузками $h_{эф}$, $K_{компл}$ и $K_{П}$, т.е. он отражает пространственную изменчивость слабокоррелированных признаков, в которых при их расчете участвует $h_{эф}$. С учетом в формировании первой главной компоненты (ГК) коэффициента долевого содержания коллекторов и комплексного коэффициента неоднородности ее можно интерпретировать как фактор, отражающий изменчивость и неоднородность эффективной нефтенасыщенной толщины коллекторов.

Поскольку в составе последующих ГК высокие нагрузки имеют только по одному признаку, то их интерпретация определяется однозначно названиями этих признаков. Всего четырем ГК обусловлено более 94% их общей дисперсии.

С учетом этих свойств ГК предпримем попытку провести типизацию месторождения на основе структурно-морфологических признаков. Месторождение характеризуется чрезвычайно сложными условиями осадконакопления и тектонического развития, что и предопределило не менее сложную структурно-морфологическую зональность месторождения. Поэтому только одни изогипсы структурных поверхностей как самостоятельный элемент типизации геологического пространства не могут служить достаточно надежной основой для геометризации залежей УВ.

Эффективная толщина гораздо более приемлема для геометризации в связи с детальностью ее изучения при ГИС, бурении, литолого-стратиграфическом анализе, палеогеоморфологических реконструкциях и т.д. Это связано с тем, что параметр эффективной толщины является одним из основных при подсчете запасов и выборе схем поддержания пластового давления.

В структурном плане месторождение представляет собой систему неоднородных тел, тяготеющих к поднятиям, разделенным между собой полупроницаемыми и непроницаемыми линейными телами с более низкими гипсометрическими отметками и многослойным строением коллекторов.

Предлагаемая типизация структурно-морфологических условий формирования продуктивных отложений основана на оценке пространственной изменчивости комплекса характеристик, так или иначе обусловленных вариациями эффективной нефтенасыщенной толщины коллекторов. Значения $h_{эф}$ изменяются в достаточно широких пределах — от нулевой величины до 7 м и более. Судя по карте изопахит, в целом для месторождения характерна резкая смена этого параметра на отдельных участках, объясняемая значительной фациальной неоднородностью формирования продуктивных отложений. Такая фациальная неоднородность могла сформироваться в условиях разнонаправленных по знаку тектонических движений, с которыми связано как осадконакопление, так и размыв этих отложений. Постседиментационные этапы тектогенеза значительно осложнили структурную обстановку, что привело к формированию неоднородно-блокового строения продуктивных отложений месторождения. В пределах таких макроблоков сформирован собственный тип структурных условий, его размеры и взаимоотношения с ближайшими блоками.

Наличие резких колебаний значений эффективной нефтенасыщенной толщины на сравнительно небольших расстояниях, частое нарушение ритмичности многослойных толщ в пределах выделенных типов морфоструктурных неоднородностей, образование зон слияния коллекторов нельзя объяснить только тектоническими движениями отдельных блоков фундамента.

Результаты типизации с использованием кластерного анализа (рис.) указывают на возможность дальнейшего деления разновидностей на более мелкие иерархические единицы. Действительно, при анализе фактических данных, распределенных по выделенным разновидностям, отчетливо начинают проявляться более мелкие кластеры, выделение которых обусловлено показателями макронеоднородности и долевого содержания коллекторов. Не менее информативным в данных комбинациях признаков является комплексный коэффициент неоднородности.

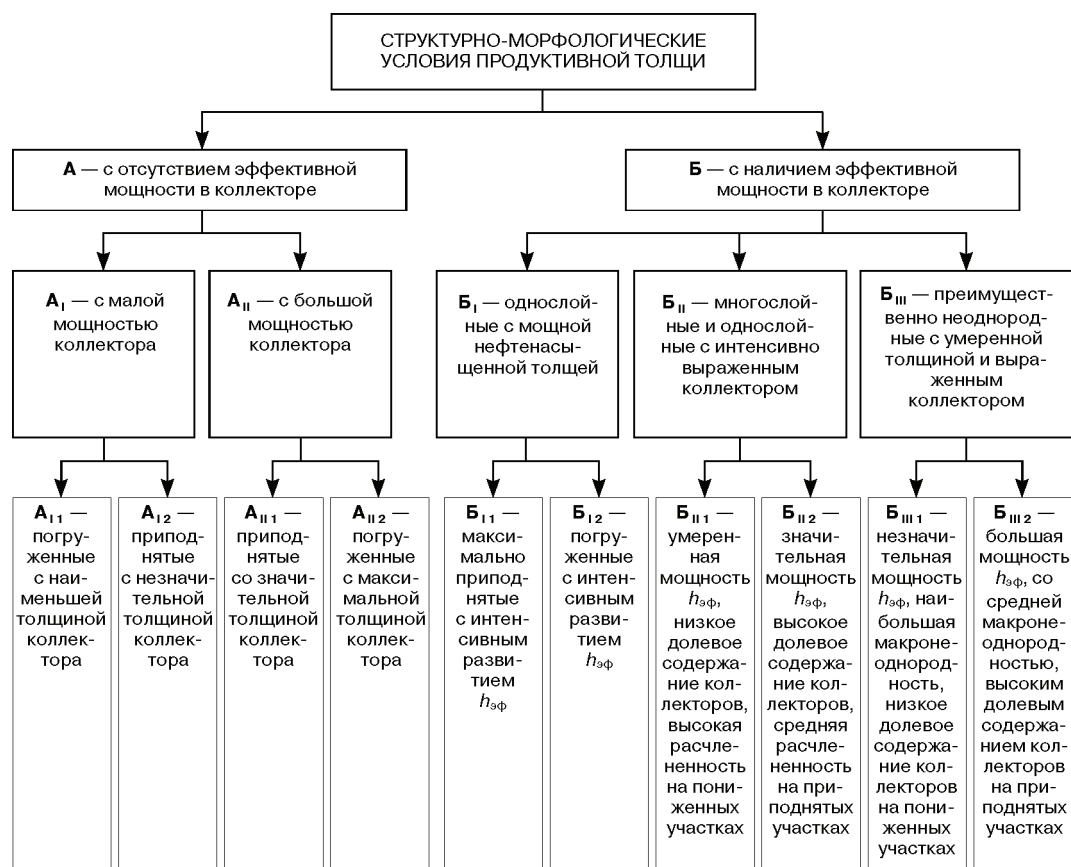


Рис. Теоретическая типизация структурно-морфологических условий продуктивной толщи

Таким образом, представление структурно-морфологических данных через типологические построения позволяет проводить уточнение системы разработки залежей и повысить коэффициент извлечения нефти, что достигается рациональным воздействием заводнения на пласты с учетом структурно-морфологических закономерностей распространения выделенных типов.

Теоретический вариант (см. рис.) был реализован на 60 скважинах с применением формализации исходной эмпирической информации через процедуру МГК. Этим удалось охватить 94% общей дисперсии признаков, в результате чего получены контрастные данные — характеристики выделяемых типов по структурно-морфологическим условиям пласта D_{01} (табл. 3).

Таблица 3

Типизация структурно-морфологических условий продуктивных отложений месторождения

Разновидность	Эффективная нефтенасыщенная толщина, $h_{эфн}$, м	Отметки кровли, H_k , м	Общая толщина коллектора, $H_{сум}$, м	Коэффициент макронеоднородности, K_m	Коэффициент долевого содержания коллекторов, K_n	Комплексный коэффициент неоднородности, $K_{компл}$
A_{I1}	0	<u>2024—2031</u> 2028	<u>9.2—11.0</u> 10,1	~0	~0	~0
A_{I2}	0	<u>2012—2017</u> 2014	<u>9.6—12.4</u> 11,0	~0	~0	~0
A_{II1}	0	<u>2031—2034</u> 2032	<u>16—21.1</u> 18,1	~0	~0	~0
A_{II2}	0	<u>2023—2039</u> 2027	<u>18.0—21.3</u> 19,4	~0	~0	~0
B_{I1}	<u>6.6</u> 6,6	<u>2013—2015</u> 2014	<u>19.3—22.7</u> 20,9	<u>0.146—0.158</u> 0,152	<u>0.316—0.320</u> 0,316	<u>0.901—0.940</u> 0,920
B_{I2}	<u>5.8—6.8</u> 6,3	<u>2024—2030</u> 2026	<u>19.3—22.7</u> 20,9	<u>0.147—0.172</u> 0,159	<u>0.273—0.332</u> 0,303	<u>0.828—0.948</u> 0,883
B_{II1}	<u>0.8—3.0</u> 2,1	<u>2021—2036</u> 2028	<u>16.0—22.0</u> 19,1	<u>0.40—1.9</u> 0,94	<u>0.04—0.16</u> 0,11	<u>0.07—0.35</u> 0,18
B_{II2}	<u>2.6—7.1</u> 4,2	<u>2014—2041</u> 2027	<u>14.1—23.0</u> 18,3	<u>0.23—1.67</u> 0,67	<u>0.15—0.34</u> 0,23	<u>0.08—0.61</u> 0,30
B_{III1}	<u>0.6—2.3</u> 1,4	<u>2025—2041</u> 2030	<u>7.2—12.0</u> 10,2	<u>1.0—2.5</u> 1,42	<u>0.05—0.19</u> 0,14	<u>0.06—0.18</u> 0,10
B_{III2}	<u>1.8—6.2</u> 3,8	<u>2019—2028</u> 2022	<u>9.6—13.6</u> 11,4	<u>0.83—2.22</u> 1,22	<u>0.19—0.47</u> 0,34	<u>0.04—0.23</u> 0,16

Примечание. В числителе — пределы колебаний, в знаменателе — среднее значение.

Можно предположить, что появлению выделенных типов неоднородностей способствовали так называемые внутрiformационные размывы накопившихся ранее морских осадков и заполнение образовавшихся депрессий более молодыми, чем вмещающие породы, отложениями. Такой тип структурных неоднородностей назван дельтовым и установлен для многих нефтяных месторождений.

Результаты эмпирической типизации указывают на возможность дальнейшего деления разновидностей на более мелкие иерархические единицы. Действительно, при анализе фактических данных, распределенных по выделенным разновидностям, отчетливо начинают проявляться более мелкие кластеры, выделение которых обусловлено показателями макронеоднородности и долевого содержания коллекторов. Не менее информативным в данных комбинациях признаков является комплексный коэффициент неоднородности.

Таким образом, представление структурно-морфологических данных через типологические построения позволяет проводить уточнение системы разработки залежей и повысить КИН, что достигается рациональным воздействием заводнения на пласты с учетом структурно-морфологических закономерностей распространения выделенных типов.

**PROBLEMS OF STRUCTURE
GEOMETRIZATION OF PRODUCTIVE STRATUMS
OF HYDROCARBON DEPOSITS**

A.P. Khaustov

Engineering Faculty
Peoples' Friendship Russian University
Miklucho-Maklaya str., 6, Moscow, Russia, 117198

The problems of structure geometrization of productive stratums of hydrocarbon deposits are considered. The methodic of the theoretic and empiric typization of elements based on this signs is developed.